

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

6



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1950

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

6
ИЮНЬ
1950

Орган Министерства Электростанций СССР

21-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — За снижение стоимости строительства	3	ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ	
Л. Д. Бerman — Оценка воздушной плотности вакуумной системы турбоагрегата	6	М. П. Солнцев — Приспособления для погружно-разгрузочных работ и рытья грунта на подвижных стреловых кранах	44
П. Н. Шляхин — Работа турбины с удаленной диафрагмой промежуточной ступени	9	Ф. А. Дьяков — Из опыта сварки труб высокого давления	45
Н. М. Чупраков — Об экономии электроэнергии на обогрев сороудерживающих решеток гидростанций	11	И. С. Лившиц — Применение дизель-молота для забивки свай при сооружении линий электропередачи	46
В. П. Гурьев и А. Н. Папиз — Обратимые гидроагрегаты в энергосистеме	14	ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ	
Н. Н. Кальянов — Получение минеральной ваты из жидких шлаков электростанций	18	О. Л. Дельва и Н. Ф. Рысаков — Двухступенчатое испарение и сепарация пара в котельном агрегате типа ТКП-3	48
В. П. Дубницкий — Установка под котлоагрегатами с жидким шлакоудалением для производства шлаковаты	20	И. К. Наймарк — Случай золотого износа труб водяного экономайзера	51
С. А. Беренштейн — Об использовании золы и шлаков электростанций	24	Е. К. Корчилский — Тручатый компенсатор выходного патрубка паровой турбины	51
Об особенностях проектирования электростанций для районов Сибири		Б. Н. Ухин — Опыт эксплуатации суспензионного сепаратора	52
Л. Б. Лозановский	26	П. И. Зуев и М. М. Мусиенко — Улучшение работы отстойников	54
К. Н. Туш	28	В. Н. Ефремов — Металлические трансформаторные пункты	55
А. А. Тимофеев — Установка для испытания междувитковой изоляции электродвигателей	29	В. П. Клецкий — Автоматическое развозбуждение гидрогенераторов	55
М. Н. Володин — К статье инж. Тимофеева „Установка для испытания междувитковой изоляции электродвигателей“	30	ХРОНИКА	
Х. Н. Горелик — Анализ эксплуатации бакелитовых изоляторов конденсаторного типа	31	В Техническом управлении по строительству и монтажу	
А. Г. Притула — Настройка дугогасящих катушек в сетях 35 кВ	34	О расстановке опор линий электропередачи	57
Электрические нагрузки городских распределительных сетей		О пусковых испытаниях гидроагрегатов	57
Б. Л. Айзенберг, Л. Д. Клебанов и Б. А. Константинов — Электрические нагрузки жилых домов Ленинграда	36	Пленум секций ВНИТОЭ по электрическим машинам	57
Н. И. Медведский — Об определении электрических нагрузок сети низкого напряжения	38	О притирке уплотняющих поверхностей седел арматуры высокого давления Венковского арматурного завода	57
Г. В. Сербиновский — Электрические нагрузки жилых домов Москвы	39	ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ	
И. Ф. Седнев — Токовая защита от замыканий на землю с трансформаторами тока нулевой последовательности, работающая на емкостном токе	41	Эксплуатация мельниц КСГ — В. Н. Владимиров	60
		Пути развития тепловых электростанций, обраб. С. Ф.	61
		КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ	
		В. А. Сатаров — Рецензия на книгу Г. И. Атабекова „Релейная защита высоковольтных сетей“	63



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

Редактор К. Д. Лаврененко

ЗА СНИЖЕНИЕ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА

Грандиозные успехи, одержанные советским народом в осуществлении Сталинского пятилетнего плана восстановления и развития народного хозяйства СССР на 1946—1950 гг. в области технического прогресса во всех отраслях народного хозяйства и в области повышения производительности труда, позволили успешно решить задачу дальнейшего значительного снижения себестоимости продукции промышленного производства.

Советское государство вкладывает огромные средства в капитальное строительство; пятилетним планом предусмотрено выполнение капитальных работ на 250 млрд. руб.

Необходимо эффективно использовать эти средства, научиться строить быстро и дешево.

Партия и Правительство требуют от строителей социалистической промышленности и в том числе от энергетиков скорейшего решения этой важнейшей задачи. С начала 1950 г. решением правительства введены новые, сниженные оптовые цены на оборудование и материалы, сниженные тарифы на электроэнергию и грузовые перевозки. Это важнейшее мероприятие направлено, в частности, к снижению стоимости строительства. Однако стоимость строительства электростанций еще недопустимо велика.

Борьбу за снижение стоимости строительства необходимо всемерно усилить, сделать ее систематической и повседневной. Перед советскими строителями поставлена задача снизить стоимость строительства в 1950 г. дополнительно на 25%, включая задание по снижению себестоимости строительно-монтажных работ, установленное государственным планом, и дополнительное снижение стоимости оборудования и материалов. Возможностей и путей к решению этой важнейшей задачи у советских энергетиков много. Необходимо лишь подчеркнуть, что снижение стоимости сооружения электростанций не должно приводить к понижению надежности ее эксплуатации.

В первую очередь следует сократить непроизводительные затраты в строительстве путем устранения излишеств в проектировании. Только за этот счет должно быть обеспечено сокращение объемов строительства и, следовательно, его удешевление не менее чем на 15%.

Анализ показывает, что таких излишеств в проектировании электростанций и линий электропередачи допускается еще много. Нередко проектировщиками искажается здоровая идея максимального использования в реальном проектирова-

нии готовых и типовых проектных решений. Имеются случаи применения неподходящих готовых проектов для конкретных объектов, что ведет к значительному, ничем не оправданному удорожанию сооружений. Например, Теплоэлектропроектом для двух станций с котлоагрегатами мощностью по 75 т/час были приняты проекты здания котельной, предназначенной для котлоагрегатов мощностью 230 т/час.

В то же время недопустимо медленно идут разработка и внедрение типовых проектов, что приводит к удорожанию проектирования и задержке с выдачей чертежей на стройки.

Энергоуправления и проектные организации зачастую допускают шаблонный подход к выбору подсобных и культурно-бытовых сооружений электростанций. Вместе с тем совершенно очевидно, что для станций, сооружаемых в черте большого города и в мощной энергосистеме, обязательно сооружение больших центральных ремонтных мастерских, паровозных депо, пожарных депо, столовых и т. п., которые необходимы при строительстве обособленной станции.

Следует максимально сокращать транспортные и технологические коммуникации за счет лучшей компоновки генплана и сближения между собой отдельных производственных сооружений, в частности, за счет приближения жилого поселка к электростанции.

Действующие санитарные нормы позволяют сооружать тепловые станции в центре города, а наряду с этим требуют отстоя жилого поселка от станции на расстояние не менее 2 км. Очевидно, эти нормы нужно пересмотреть, имея в виду, что приближение поселка к станции на каждый километр обеспечит сокращение капитальных затрат примерно на 1 400 тыс. руб.

Уменьшение объемов основных производственных сооружений может быть достигнуто за счет улучшения компоновки оборудования, особенно при условии выпуска промышленностью дополнительных типоразмеров оборудования (мельниц, дробилок, грохотов, насосов и т. д.), более соответствующих мощности основного оборудования электростанций.

Из-за отсутствия мощных дробилок производительностью по 400 т/час приходится вместо трех таких машин устанавливать шесть по 200 т/час, в результате чего стоимость дробильного устройства только в строительной части увеличивается более чем на 300 тыс. руб.

Следует тщательно рассмотреть возможности смягчения требований санитарных норм в части

установки электрофильтров для районов, расположенных вне черты города, путем замены их мультициклонами и облегченными, простейшими золоулавливающими устройствами. Такая замена позволит удешевить строительство электростанций более чем на 1 млн. руб. на каждый мощный котлоагрегат.

Возможность сокращения длины разгрузочных устройств для приема топлива, объема угольных складов и запасов топлива для электростанций, располагаемых в районе добычи топлива и в благоприятных климатических условиях, вполне реальна, если обеспечить равномерный завоз топлива.

Необходимо снизить стоимость постоянных жилых поселков, в частности, за счет упрощения архитектурно-планировочных требований, вытекающих из отдаленных перспектив строительства данного района, а также путем разработки новых проектов типов домов с повышением использования жилой площади за счет исключения излишеств в архитектурном оформлении и планировке.

Особое внимание следует уделить также сокращению объемов таких подсобных сооружений электростанций, как главная контора, служебный корпус, дома ВОХР, мастерские, лаборатории и т. д., а также материальные склады, в проектах которых имеется много излишеств.

Сокращение объема строительства за счет пересмотра строительных норм проектирования должно быть обеспечено в первую очередь путем изменения действующих ГОСТ, ведомственных стандартов, технических условий и правил проектирования в направлении устранения имеющихся в них излишеств и внедрения более экономичных конструктивных решений. В частности, нужно пересмотреть ГОСТ на классификацию сооружений по их капитальности, на силы и нагрузки, применяемые в расчетах сооружений, и ГОСТ по расчету и конструированию металлических, железобетонных, деревянных и прочих конструкций. Например, пересмотр технических условий на проектирование фундаментов под турбоагрегаты уже позволил снизить на 50% расход арматурной стали на устройство фундаментов.

Ввиду того, что в ГОСТ на классификацию сооружений по их капитальности отсутствует достаточная дифференциация сооружений, приходится классифицировать одинаково как основные, так и подсобные сооружения станции. Понятно, что это приводит к ничем неоправданным излишества.

В ГОСТ и в новых технических условиях на проектирование железобетонных конструкций следует установить, что при расчетах армированного бетона должна учитываться работа арматуры путем соответствующего снижения коэффициентов запаса. Как правило, в проектах должно применяться зональное распределение бетона по маркам в сооружениях, в зависимости от напряженного состояния и требований по морозостойчивости и водонепроницаемости.

Должны широко внедряться конструкции, предусматривающие частичное заполнение тела массивных бетонных сооружений (плотин и т. п.) вместо бетона местными материалами, железобе-

тонные конструкции с применением высоких марок бетона, позволяющих уменьшить размеры сечений элементов, и т. д.

Значительную экономию могут обеспечить ограничение применения металла в основных и подсобных сооружениях и полное исключение его в жилищном строительстве, равно как и максимальное применение деревянных опор для линий электропередачи 35 кВ и ниже.

Значительный эффект могут дать устройства вместо фахтверковых стен — самонесущих кирпичных стен, сокращение ширины автогужевых дорог и применение облегченного покрытия для них, внедрение бесканальной прокладки теплофикационных трубопроводов и т. д. Так, например, одна только замена бетонных и асфальтовых дорог щебенчатым гудронированием даст экономию более 600 тыс. руб. на каждой электростанции.

Одним из путей снижения стоимости строительства является также внедрение более дешевых и местных материалов. В частности, этому способствуют применение при строительстве вспомогательных сооружений и в жилищном строительстве взамен клинкерного цемента бесклинкерных вяжущих, применение для основных сооружений вяжущих, отвечающих технологии производства бетонных работ и требованиям прочности сооружений (например, с низкой экзотермией при производстве работ при высоких температурах воздуха, малоусадочных цементов, цементов высокой активности и высокой экзотермии для зимнего производства работ). Понятно, что поставка цемента при этом должна производиться промышленностью в строгом соответствии с проектными марками.

Включение в действующий сортамент проката новых рациональных профилей широкополых балок, балок с высокими стенками, арматуры периодического профиля и т. д. может обеспечить значительную экономию металла, а следовательно, и стоимости сооружения.

Замена тяжелых теплоизоляционных материалов легкими облегчит несущие конструкции перекрытий и позволит сэкономить на стоимости строительства электростанции в 200 тыс. кВт около 800 тыс. руб., а применение дырчатого кирпича облегчит ограждающие конструкции и сэкономит соответственно около 1,5 млн. руб.

Особенно большие излишества допускают проектные организации при проектировании организации работ в части временных производственных и жилых сооружений. Затраты на временные сооружения и оборудование строительства из года в год растут и достигли в последних генсметах непомерно высокой величины — до 15% от общей стоимости строительства.

Объем временного жилого строительства на тепловых и гидравлических электростанциях должен и может быть сокращен не менее чем на 10% прежде всего за счет уменьшения потребности в рабочей силе на базе широкой механизации работ. Кроме того, необходимо предусматривать частичное использование для расселения строительных кадров постоянного жилого поселка, а стоимость строительства остальных сооружений для размещения строительных кад-

ров может быть значительно снижена путем применения сборно-разборных домов.

Сокращение объема строительства временных производственных сооружений на отдельных строительных участках должно быть обеспечено путем скорейшего создания централизованных районных подсобных предприятий и заводов-баз строительных трестов, а сокращение объема строительства складских помещений — за счет равномерной и бесперебойной поставки материалов, устраняющих необходимость создания больших запасов на строительных площадках.

Все остальные временные сооружения, строительства которых избежать невозможно (бетонные заводы, растворный узел, склады цемента и т. д.), должны выполняться, как правило, инвентарными, сборно-разборными, позволяющими многократное их использование на нескольких строительствах.

Важнейшее значение для снижения стоимости строительства имеет организация скоростного строительства электростанций на базе широкой комплексной механизации работ.

Много еще должно быть сделано и в части удешевления себестоимости строительно-монтажных работ, в первую очередь за счет снижения затрат рабочей силы путем улучшения организации труда, широкого внедрения комплексной механизации строительных процессов и новых методов производства работ. Уже во втором полугодии 1950 г. себестоимость строительно-монтажных работ должна быть снижена в среднем по Министерству на 7,5—8,0%.

Многие строительства электростанций допускают большие перерасходы по заработной плате и административно-управленческим расходам, что ведет к удорожанию строительства.

Необходимо принять меры к значительному удешевлению эксплуатации строительных механизмов и транспортных средств как путем улуч-

шения их использования, так и за счет снижения стоимости самих механизмов и увеличения нормативных сроков их службы. Строительство должно добиться сокращения общего размера накладных расходов не менее чем на 10%.

Стоимость строительных материалов составляет в общей стоимости строительно-монтажных работ более 50%. Поэтому работники промышленности должны приложить все усилия для дальнейшего снижения стоимости фондируемых материалов не менее чем на 5—10%.

Не менее существенное значение имеет и удешевление местных строительных материалов, которое может быть достигнуто как путем организации Министерством промышленности строительных материалов СССР районных и высоко-механизированных предприятий, так и путем улучшения работы карьеров, кирпичных заводов, шлакоблочных цехов на самих стройках.

Затраты на основное технологическое оборудование, как известно, составляют около 40% от общей стоимости тепловой электростанции. Предусмотренное дальнейшее снижение себестоимости производства и отпускных цен на оборудование окажет большое влияние на удешевление всего строительства.

Заводы Министерства электростанций должны внести свой вклад в снижение стоимости оборудования путем организации правильного технологического процесса, резкого снижения потерь от брака и дальнейшего повышения производительности труда.

Советские строители решают крупнейшие задачи пятилетнего плана в области строительства. Нет сомнения, что ими будет успешно решена и задача значительного сокращения стоимости капитального строительства, что позволит высвободить дополнительные средства на скорейшее построение экономической базы коммунистического общества в нашей стране.



Оценка воздушной плотности вакуумной системы турбоагрегата

Доктор техн. наук Л. Д. Берман

Проверка воздушной плотности вакуумной системы турбоагрегата (т. е. конденсационного устройства и находящейся под разрежением части турбины и регенеративной установки) осуществляется следующими двумя способами: 1) путем измерения количества отсасываемого воздуха с помощью сопел или шайб, устанавливаемых на выходе эжекторов (рис. 1), и 2) путем определения скорости падения вакуума при временно перекрытой задвижке на линии отсоса воздуха из конденсатора.

На наших электростанциях пользуются преимущественно вторым способом, хотя первый является предпочтительным. Его существенное преимущество заключается в том, что при проверке плотности непосредственно определяется количество проникающего в систему воздуха, а не косвенный показатель, каким является скорость падения вакуума, зависящая к тому же от ряда

факторов, влияние которых далеко не всегда может быть правильно учтено. Осуществление прямого измерения количества воздуха не связано с какими-либо трудностями и в последнее время по инициативе ВТИ оно начинает находить более широкое применение в эксплуатационной практике.

Контроль воздушной плотности путем непосредственного измерения количества отсасываемого воздуха требует установления соответствующих нормативов, руководствуясь которыми эксплуатационный персонал мог бы оценивать по результатам измерений состояние вакуумной системы турбоагрегата в отношении ее воздушной плотности.

Выпущенные Оргрэн в 1945 г. «Руководящие указания по контролю за работой конденсационных установок» не содержат указаний по этому вопросу; в них рассматривается проверка воздушной плотности только по скорости падения вакуума. Имеющиеся же указания в литературе неправильно ориентируют в этом отношении эксплуатационный персонал. Так, например, в курсе конденсационных установок М. И. Яновского говорится, что количество воздуха, проникающего в конденсатор «при достаточно хорошем (подчеркнуто нами — Л. Б.) обслуживании установки», может быть определено по формуле

$$G_в = \frac{D_k}{2000} + 1,36 \text{ кг/час}, \quad (1)$$

где D_k — номинальная паровая нагрузка конденсатора, кг/час.

Формула (1) применяется в заводских расчетах конденсаторов и приводится также в инструктивных материалах по пуску и наладке турбоагрегатов, в которых указывается, что измеренный при проверке воздушной плотности вакуумной системы расход воздуха не должен быть больше расхода, вычисленного по этой формуле.

Ошибка авторов цитированной книги и инструкций заключается в том, что они рассматривают как пригодную для оценки воздушной плотности действующей установки формулу, предназначенную для определения номинальной производительности эжекторов и предусматривающую десяти-двадцатикратный запас в этой производительности. Необходимость в столь значительном запасе диктуется, во-первых, тем, что

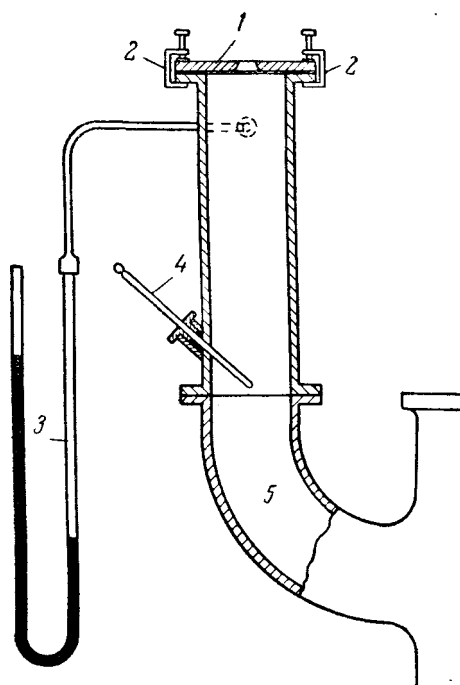


Рис. 1. Схема установки для измерения количества воздуха, отсасываемого эжектором.

1 — шайба или диск с впрысываемым соплом; 2 — штуцеры; 3 — водяной дифференциальный манометр; 4 — термометр; 5 — выходной патрубок эжектора.

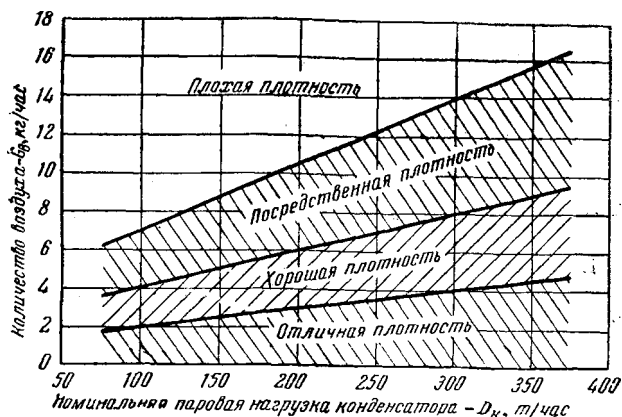


Рис. 2. Присосы воздуха при различной плотности системы

в реальных условиях работы конденсационной установки производительность эжектора может оказаться иногда много ниже его номинальной производительности, определяющейся по данным стендовых испытаний при отсасывании сухого воздуха, и, во-вторых, тем, что в условиях эксплуатации приходится сталкиваться со случаями, когда устранение большого присоса воздуха не может быть осуществлено в короткий срок. Но никоим образом нельзя считать, что расход воздуха, отвечающий номинальной производительности эжектора, может рассматриваться как допустимый, а тем более как характеризующий хорошую плотность системы в условиях нормальной эксплуатации.

Для подтверждения сказанного можно привести следующие данные о количестве присасываемого воздуха при номинальной нагрузке турбоагрегатов:

Мощность турбины, тыс. квт	25	50	100
Количество воздуха G_v по формуле (1), кг/час . .	50	100	150
Количество воздуха по данным измерений на действующих установках, кг/час:			
а) при посредственной плотности установки	7—9	10—14	17—25
б) при хорошей плотности установки . .	2—3	3—5	5—8

Из этих данных видно, что нельзя рекомендовать формулу (1) или другие близкие к ней формулы для определения присоса воздуха, отвечающего хорошей плотности системы. При количествах воздуха, отвечающих этим формулам, перерасходы топлива могут достигать 2—4%, что конечно, недопустимо.

Необходимо всегда добиваться максимально возможной воздушной плотности системы, но поскольку достигнуть полной герметичности установки затруднительно, должны быть установлены ограничительные нормы, в которые должны укладываться наблюдающиеся в эксплуатации присосы воздуха. Эти нормы должны быть практически достижимыми и ориентировать обслуживающий персонал на поддержание высокой воздушной плотности вакуумных систем турбоагрегатов.

Исходя из анализа данных по большому числу действующих установок, можно предло-

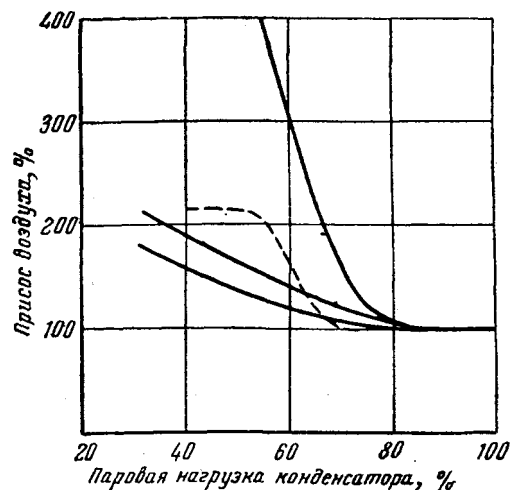


Рис. 3. Присос воздуха в зависимости от нагрузки конденсатора. Сплошные кривые — чисто конденсационные турбины; пунктирная кривая — теплофикационная турбина (АТ-25-1).

жить следующие нормы для оценки воздушной плотности системы (рис. 2):

отличная плотность при

$$G_v \leq \frac{D_k}{100} + 1; \quad (2a)$$

хорошая плотность при

$$G_v \leq 2 \left(\frac{D_k}{100} + 1 \right); \quad (2б)$$

посредственная плотность при

$$G_v \leq 3,5 \left(\frac{D_k}{100} + 1 \right). \quad (2в)$$

Здесь количество воздуха G_v выражено, как и раньше, в кг/час, а номинальная паровая нагрузка конденсатора D_k в т/час.

Формулы (2а) — (2в) относятся к работе конденсатора с номинальной или близкой к ней паровой нагрузкой. При изменении же паровой нагрузки конденсатора обычно изменяется и присос воздуха.

В расчетной практике турбостроительных заводов при составлении характеристики конденсационного устройства количество проникающего в конденсатор воздуха выражается в виде линейной функции расхода отработавшего пара. При этом зависимость между количеством воздуха и паровой нагрузкой конденсатора находят исходя из следующих двух условий: а) при номинальной нагрузке конденсатора количество воздуха G_v определяется по формуле (1) и б) при «нулевой» нагрузке конденсатора количество воздуха принимается равным $G_{v(0)} = 0,33 G_v$.

Ошибочным здесь является не только определение для конденсатора количества воздуха G_v с помощью формулы (1), дающей, как мы видели, сильно преувеличенные его значения, но и допущение об уменьшении присоса воздуха с понижением нагрузки конденсатора. Такое допущение имело бы известные основания, если бы главной причиной попадания воздуха или других неконденсирующихся газов в конденсатор являлось содержание их в паре, поступаю-

цем из котлов. В действительности же основным источником попадания воздуха в конденсатор является присос его извне через неплотности находящихся под разрежением соединений, а количество газов, поступающих с паром из котлов, составляет лишь незначительную долю общего количества газов, проникающих в конденсатор. Среди различных очагов присоса воздуха следует особо отметить сальники довольно многочисленной арматуры, находящейся постоянно или при частичных нагрузках установки под разрежением; при отсутствии у этих сальников гидравлических уплотнений они редко обеспечивают на длительное время удовлетворительную плотность.

Имеющиеся опытные данные показывают, что в условиях эксплуатации обычно наблюдается увеличение присоса воздуха с понижением расхода отработавшего пара, особенно заметное при паровых нагрузках конденсатора ниже 75—80% номинальной. Объясняется это в основном распространением зоны вакуума в турбине, в результате чего под разрежение становятся новые соединения как в самой турбине, так и в системе регенерации. Изменение присоса воздуха в области низких нагрузок является индивидуальным для различных установок и зависит от особенностей конструкции и качества сборки турбины и других элементов оборудования, через неплотности которых воздух может проникать в конденсатор.

Несколько опытных кривых, иллюстрирующих это, приведено на рис. 3. Своеобразный характер кривой для турбины типа АТ-25-1 связан в данном случае с тем, что распространение зоны вакуума в части низкого давления турбины до поворотной заслонки, регулирующей давление в отборе, приводило к резкому возрастанию присоса воздуха через неплотные сальники этой заслонки. При тщательном уплотнении сальников поворотной заслонки характер кривой для той же турбины оказывается уже иным. Для турбоагрегатов, в том числе и теплофикационных, с высокой воздушной плотностью всех соединений кривые протекают значительно положе, а иногда переходят в прямые, параллельные оси абсцисс, т. е. присос воздуха сохраняется практически неизменным на широком диапазоне изменения нагрузок конденсатора, но уменьшение присоса воздуха с понижением нагрузки конденсатора в эксплуатации никогда не наблюдается.

Учитывая сказанное, проверку воздушной плотности целесообразнее производить при нагрузках конденсатора, составляющих от 75 до 100% номинальной, руководствуясь при этом для качественной оценки воздушной плотности формулами (2а) по (2в). Установление нормы присоса воздуха для области более низких нагрузок затруднительно, но независимо от типа турбины можно исходить из требования, чтобы при половинной паровой нагрузке конденсатора присос воздуха не возрастал более чем на ~20—30% от

значения G_a , подсчитанного по указанным формулам. Особое внимание должно при этом уделяться устранению сосредоточенных очагов присоса воздуха, попадающих в зону вакуума при понижении нагрузки, как, например, упоминавшаяся выше неплотность сальников поворотной заслонки, регулирующей давление в отборе турбины АТ-25-1.

В эксплуатации следует добиваться того, чтобы плотность системы была, как правило, не ниже «хорошей» и за исключением особых случаев не опускалась ниже «посредственной».

Так как на наших электростанциях еще широко применяется контроль воздушной плотности по скорости падения вакуума, желательно пересчитать указанные нормы и на этот случай. Для этого можно воспользоваться следующей грубо приближенной, но дающей все же правильную ориентировку, эмпирической зависимостью:

$$G_a = \frac{\Delta V \cdot F}{25d_k} \text{ кг/час}, \quad (3)$$

где ΔV — скорость падения вакуума при отключенном эжекторе, мм рт. ст./мин;

F — поверхность охлаждения конденсатора (по паровой стороне), м²;

d_k — удельная паровая нагрузка конденсатора¹, кг/м² час.

Из формул (2а) по (2в) и (3) получаем следующие зависимости для оценки плотности системы по скорости падения вакуума:

отличная плотность при

$$\Delta V \leq \frac{25d_k}{F} \left(\frac{D_k}{100} + 1 \right); \quad (4a)$$

хорошая плотность при

$$\Delta V \leq \frac{50d_k}{F} \left(\frac{D_k}{100} + 1 \right); \quad (4б)$$

посредственная плотность при

$$\Delta V \leq \frac{90d_k}{F} \left(\frac{D_k}{100} + 1 \right). \quad (4в)$$

Следует, однако, рекомендовать непосредственное измерение количества отсасываемого из конденсаторов воздуха как более надежный и в то же время достаточно простой способ контроля воздушной плотности. Правильная постановка этого контроля и разработка эффективных мероприятий по обнаружению и устранению мест присосов воздуха будут способствовать повышению экономичности работы турбоагрегатов.

¹ Следует иметь в виду, что здесь d_k есть действительная нагрузка конденсатора в период проведения проверки воздушной плотности, тогда как D_k — это номинальная нагрузка, т. е. расход отработавшего пара при полной нагрузке турбоагрегата. Если турбина имеет два конденсатора, то F , D_k и d_k относятся к обоим конденсаторам.



Работа турбины с удаленной диафрагмой промежуточной ступени

Канд. техн. наук П. Н. Шляхин

Иногда приходится временно пускать турбину в работу с удаленной диафрагмой одной из промежуточных ступеней.

В некоторых случаях вместо удаленной диафрагмы устанавливают специальную дроссельную шайбу, что позволяет сохранить почти расчетный расход пара через турбину при относительно небольшом снижении мощности. Однако экономичность турбины при этом резко понижается и тем больше, чем меньше число ступеней турбины.

Работа турбины с удаленной диафрагмой промежуточной ступени без установки дроссельной шайбы требует ограничения расхода пара на 35 ÷ 50%. Если не выполняются специальные просчеты, то мощность турбины обычно рекомендуется снизить на 50%*, при этом потеря экономичности будет относительно невелика.

Отсюда можно сделать вывод, что по условиям экономичности не всегда целесообразно устанавливать дроссельную шайбу вместо непригодной диафрагмы.

Ограничение расхода пара в два раза иногда может оказаться совершенно ненужным, например, при удалении диафрагмы второй ступени у турбины с сопловым регулированием. В этом случае работа турбины может оказаться допустимой при полном пропуске пара без ущерба надежности и без существенного снижения экономичности.

При удалении диафрагмы третьей ступени может оказаться, что режим с расходом пара 50 ÷ 65% от номинального допустим по условиям надежности диафрагмы второй ступени, но работа при более низких нагрузках может оказаться опасной для лопаток регулирующего колеса.

Удаление диафрагмы третьей ступени в турбине с сопловым регулированием может привести к недопустимо большому понижению давления пара в камере регулирующей ступени и соответственно к перегрузке лопаток первой ступени. В этом случае вместо поврежденной диафрагмы нужно обязательно устанавливать дроссельную шайбу.

Необходимо отметить, что если в соплах второй ступени имеют место критические скорости истечения пара при режиме турбины с открытием

только одного первого регулирующего клапана, то работа турбины может быть допущена и без установки дроссельной шайбы.

Поверочные расчеты турбины без диафрагмы промежуточной ступени

Выполнить детальные поверочные расчеты для определения надежного по условиям прочности режима турбины без диафрагмы промежуточной ступени не всегда представляется возможным, и, как было сказано, обычно ограничиваются уменьшением расхода пара через турбину в два раза.

Однако при наличии расчетных или эксплуатационных данных о давлениях в контрольных ступенях турбины можно уточнить допустимый режим, выполнив приближенные просчеты, которые особенно облегчаются для ступеней, работающих в области критического истечения пара.

Расчетное теплопадение для любой ступени турбины, в том числе и для ступени выделенной группы, можно представить уравнением

$$h_0 = \frac{u^2}{8380\varphi^2x^2}, \quad (1)$$

где u — окружная скорость ступени по среднему диаметру;

φ — скоростной коэффициент для сопел, обычно 0,95;

$$x = \frac{u}{c_1} \text{ для } c_1 = 91,5\varphi\sqrt{h_{01} + h_{02}};$$

h_{01}, h_{02} — располагаемые теплопадения соответственно в соплах и на рабочих лопатках.

Среднее теплопадение на ступень выделенной группы согласно формуле (1) можно выразить:

$$h_{0cp} = \frac{u_{cp}^2}{8380\varphi^2x_{cp}^2}, \quad (1a)$$

где $u_{cp}^2 = \frac{1}{z_{cp}}(u_1^2 + u_2^2 + u_3^2 + \dots + u_{z_{cp}}^2)$ — квадрат средней окружной скорости для выделенной группы ступеней;

z_{cp} — число ступеней выделенной группы;

* И. И. Кириллов, Работа паровой турбины при удалении отдельных деталей проточной части, Труды ЦКТИ, вып. 12, „Аварии паровых турбин“, Соорник статей.

$x_{cp} = \frac{x_1 + x_2 + x_3 + \dots + x_{z_{cp}}}{z_{cp}}$ — среднее значение отношения $\frac{u}{c_{1cp}}$ для группы ступеней.

С другой стороны, среднее теплопадение можно подсчитать также по формуле

$$h_{0cp} = \frac{(1 + \alpha)H_{0z_{cp}}}{z_{cp}}, \quad (2)$$

где $H_{0z_{cp}}$ — располагаемое теплопадение на группу ступеней между контрольными давлениями;

α — коэффициент возврата тепла для группы ступеней.

Из формул (1а) и (2) можно определить:

$$x_{cp} = \sqrt{\frac{u_{cp}^2 z_{cp}}{8380 \varphi^2 (1 + \alpha) H_{0z_{cp}}}}. \quad (3)$$

Принимая x для всех ступеней равным x_{cp} , из формул (1) и (1а) можно определить располагаемое теплопадение для любой ступени выделенной группы

$$h_0 = h_{0cp} \frac{u^2}{u_{cp}^2}. \quad (4)$$

Нанеся полученные h_0 для каждой ступени на is -диаграмму, находим перепады давлений на ступени. Для чисто активной ступени этот перепад давления является расчетным для диафрагмы. Для ступеней с реактивностью расчетный перепад давления будет несколько отличаться от найденного.

Пользуясь указанной методикой, можно восстановить с некоторой степенью приближенности расчетные тепловые процессы в ступенях.

При критических скоростях пара в соплах ступени, предшествующей удаленной диафрагме, для расчетного режима работы турбины можем написать:

$$D_0 = 3600 \cdot 203 f_{мин} \sqrt{\frac{p_1}{v_1}}, \quad (5)$$

где $f_{мин}$ — минимальное выходное сечение сопел, m^2 ;

p_1, v_1 — давление и удельный объем пара перед соплами (расчетные).

Для определения допускаемого расхода пара через сопла ступени, предшествующей удаленной диафрагме, нужно найти предельные величины давления пара перед и за соплами с тем, чтобы не перегрузить диафрагму.

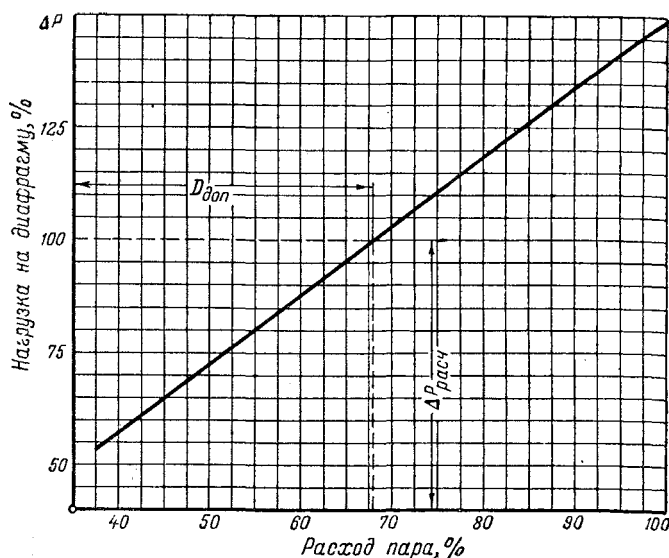
Допускаемый расход пара через сопла определяется из уравнения

$$D_{доп} = 3600 \cdot 203 f_{мин} \sqrt{\frac{p_{1x}}{v_{1x}}}, \quad (5a)$$

где p_{1x}, v_{1x} — давление и удельный объем пара перед диафрагмой, которые нужно иметь, чтобы не допустить перегрузки диафрагмы.

Из формул (5) и (5а) получаем:

$$D_{доп} = D_0 \sqrt{\frac{p_{1x} v_1}{p_1 v_{1x}}}. \quad (6)$$



Зависимость перепада давлений от расхода пара через группу ступеней.

По формуле (6) для нескольких значений p_{1x} , меньших p_1 , определяются расходы пара $D_{доп}$.

Давление перед диафрагмой, последующей за удаленной, для группы последних ступеней конденсационной турбины с глубоким вакуумом, можно подсчитать по формуле:

$$p_{1nx} = \frac{D_{доп}}{D_0} p_{1n}, \quad (7)$$

где p_{1n} — давление пара перед диафрагмой ступени, последующей за удаленной, при расчетных условиях.

Формула (7) действительна для подсчета давлений перед диафрагмой при любых скоростях истечения, выше и ниже критической.

При подсчете давлений p_{1nx} , $D_{доп}$ принимаются в соответствии с найденными значениями из формулы (6).

Пользуясь полученными значениями давлений p_{1x} и p_{1nx} для различных $D_{доп}$, можем определить перепады давлений на диафрагму, предшествующую удаленной в зависимости от $D_{доп}$.

На рисунке показана графическая зависимость перепада давлений ($p_{1x} - p_{1nx}$) от расхода пара.

Из этого графика по расчетному перепаду давлений на ступень $\Delta p_{расч}$ легко определить $D_{доп}$ и подсчитать мощность турбины.

При скоростях пара ниже критических в соплах диафрагмы, предшествующей удаленной, для расчетного режима работы турбины можем написать:

$$D_0 = 3600 \cdot 446,2 f_{мин} \times \sqrt{\frac{p_1}{v_1} \left[1 - 1,09 \left(1 - \frac{p_2}{p_1} \right) - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^2 \right]}, \quad (8)$$

где v_1 — удельный объем пара перед диафрагмой для расчетного давления p_1 ;

p_2 — расчетное давление пара за диафрагмой.

Допускаемый расход пара через группу ступеней при работе турбины без диафрагмы можно определить из формулы

$$D_{дон} = 3600 \cdot 446,2 f_{мин} \times \sqrt{\frac{p_{1x}}{v_{1x}} \left[1 - 1,09 \left(1 - \frac{p_{1nx}}{p_{1x}} \right) - \left(\frac{p_{1nx}}{p_{1x}} \right)^2 \right]}. \quad (8a)$$

Из формул (8) и (8a) получаем:

$$\frac{p_{1x}}{v_{1x}} \left[1 - 1,09 \left(1 - \frac{p_{1nx}}{p_{1x}} \right) - \left(\frac{p_{1nx}}{p_{1x}} \right)^2 \right] = A \left(\frac{D_{дон}}{D_0} \right)^2, \quad (9)$$

где $A = \frac{p_1}{v_1} \left[1 - 1,09 \left(1 - \frac{p_{1n}}{p_1} \right) - \left(\frac{p_{1n}}{p_1} \right)^2 \right]$.

По формуле (7) для нескольких значений $D_{дон}$ определяются давления p_{1nx} . Затем для значений $D_{дон}$ и p_{1nx} по формуле (9) находятся давления p_{1x} . Зная p_{1x} и p_{1nx} для значений $D_{дон}$, легко найти перепад давления ($p_{1x} - p_{1nx}$), равный расчетному значению $\Delta p_{расч}$ и соответственно по графику определить допускаемый расход пара через группу ступеней.

Формулу (9) можно использовать также для определения давления в камере регулирующей

ступени с целью проверки допустимости режима по условиям прочности лопаток регулирующего колеса.

Выводы

1. Допустимый режим турбины с удаленной диафрагмой промежуточной ступени зависит от ее конструкции, теплового процесса в ступенях, места удаленной диафрагмы и условий эксплуатации.

2. Установку дроссельной шайбы вместо удаленной диафрагмы второй ступени для турбин с сопловым регулированием почти во всех случаях нужно считать нецелесообразной.

3. Работа многоступенчатой турбины с сопловым регулированием (скорости пара в ступенях ниже критических) с удаленной диафрагмой третьей, четвертой и даже пятой ступени может оказаться недопустимой без установки дроссельной шайбы. Если же в этих случаях турбину все же пускают в работу без дроссельной шайбы, то режим с одним только полностью открытым регулирующим клапаном не должен допускаться.

4. При удалении диафрагм последней ступени целесообразнее ухудшать вакуум, не устанавливая дроссельной шайбы.

5. Необходимо снять рабочие лопатки ступени, диафрагма которой удалена.

□ □ □

Об экономии электроэнергии на обогрев сороудерживающих решеток гидростанций

Инж. Н. М. Чупраков

Рост числа и мощности гидроэлектростанций в энергетическом хозяйстве СССР вызывает настоятельную необходимость разрешения ряда вопросов по рациональному проектированию, строительству и эксплуатации отдельных элементов, входящих в комплекс гидроэлектростанций. Одним из таких вопросов является электрический обогрев сороудерживающих решеток, применяемый как эффективное средство борьбы с шуголедовыми затруднениями.

Многолетний опыт эксплуатации гидростанций Узбекэнерго позволяет сделать вывод, что на электрообогрев решеток затрачивается от 3 до 10% мощности гидроагрегата, причем меньший процент относится к станциям средней и крупной мощности с напором 40—60 м, а более высокий — к гЭС малой мощности с напором 10—20 м.

Затраты электроэнергии на обогрев решеток особенно остро ощутимы потому, что они совпадают по времени с резким снижением мощности на гидростанциях из-за малых расходов воды в реке и слива воды в шугосбросы.

На электрообогрев решеток по опыту Узбекэнерго идет в среднем 20—35% всей электроэнергии, расходуемой на собственные нужды гидростанций в течение года.

Приведенные цифры, характерные для гидростанций Средней Азии, вероятно, будут справед-

ливы и для других районов Советского Союза, где зимой реки и каналы имеют переохлажденную воду. Обогрев решеток, как правило, не применяется там, где реки покрываются льдом, предохраняющим воду от переохлаждения.

На чирчикских гидростанциях ледяной покров в деривационных каналах создается путем уменьшения скоростей — искусственно, как мера борьбы с шуговыми затруднениями и обмерзанием решеток.

Затраты электроэнергии на обогрев сороудерживающих решеток сильно зависят от размеров и конструкций последних, однако это обстоятельство очень часто не принимается во внимание, и решетки проектируются без учета их работы в зимних шуговых условиях. В результате в период эксплуатации решетки подвергаются переделке.

Решетки, верхняя часть которых выступает над водой и по этой причине интенсивно охлаждается холодным воздухом, укорачиваются так, чтобы они были полностью затоплены при минимальных зимних горизонтах воды. Если верхняя выступившая над водой часть решетки все же необходима при высоких летних горизонтах или по условиям работы сороочистной машины, то ее следует отделять — изолировать от нижней, обогреваемой части. Такие меры значительно уменьшают потребление электроэнергии на обогрев.

Еще большее уменьшение расхода электроэнергии на обогрев дает увеличение расстояний — просветов между стержнями — полосами решетки. Эти расстояния выбирают, исходя из размеров направляющего аппарата турбины.

На основании опыта эксплуатации можно утверждать, что обычно рекомендуемые просветы решеток следует считать преуменьшенными. Так, например, на ряде гидростанций Узбекэнерго просветы решеток были в процессе эксплуатации увеличены в полтора-два раза (с 30 до 60 мм и со 100 до 130—150 мм).

Естественно, что сокращение числа полос уменьшает и расход энергии на их обогрев. Кроме того, через более редкие решетки легче проходят куски льда и шуги, и опасность забивания их ледовым наносом уменьшается. Большие просветы решеток затрудняют также формирование ледяных мостиков между пластинами, так как разрушающая эти мостики сила обратно пропорциональна второй степени ширины просвета.

Таким образом, более редкие решетки значительно облегчают эксплуатацию гидростанций в условиях зимы. Однако необходимо иметь в виду, что широкие просветы решеток (50—60 мм у радиально-осевых турбин мощностью 1—4 тыс. кВт с напором 10—40 м) иногда приводят к засорению направляющих аппаратов турбин и к необходимости периодических (два-три раза в неделю) остановок агрегатов для очистки от сора. Такое засорение турбин наблюдается на некоторых гэс Узбекэнерго, вследствие чего мощность станций снижается на 5—6%.

Увеличение просветов решеток у турбин мощностью 10 тыс. кВт и выше связано только с некоторой опасностью повреждения машины могущими попасть в нее крупными предметами. Однако оценить эту опасность можно только на основании длительного опыта эксплуатации. Наблюдения над работой гидротурбин в течение 23 лет убеждают в том, что следует рекомендовать увеличивать просветы в решетках в полтора-два раза в сравнении с обычно принимаемыми размерами.

Размеры решеток гидростанций энергосистемы и рекомендуемое увеличение просвета решеток с целью облегчения зимней эксплуатации этих станций и экономии электроэнергии на обогрев решеток приведены в таблице.

Габариты отверстий направляющего аппарата турбин (полное открытие), мм	Сечение стержней, мм ²	Просвет между стержнями решеток, мм		Плотность тока в стержнях, а/мм ²	мощность на обогрев, кВт	
		фактический	рекомендуемый		фактическая	после увеличения просвета решетки
100	100×8	45	70	0,74	420	250
155	65×8	68	100	0,95	180	125
215	100×8	100	120	0,99	220	185
305	110×10	100	175	1,04	470	270
292	110×10	100	175	1,04	470	270
150	110×10	100	150	1,10	450	300
180	110×10	100	150	1,00	350	235
270	110×10	140	175	1,04	450	360
270	110×10	130	175	1,15	480	355
180	60×14	90	150	—	—	—
500	125×10	155	175	1,04	280	250
342	150×19	150	200	0,85	2800	2100
					6570	4700

Эксплуатация показывает, что пропуск шуги через турбины мощностью 3 тыс. кВт и выше при напоре 20 м и более никаких затруднений не вызывает и поэтому может быть рекомендован как эффективное мероприятие. При отсутствии переохлаждения в воде несмерзшиеся зерна и пластинки шуги легко проходят даже через частые (с просветами в 40 мм) решетки, не создавая на них потери напора (перепада). Таким образом, при температурах воды выше нуля большая часть шуги может пропускаться через решетки в турбины, и шугосбросы в этих условиях включаются в работу лишь при увеличении перепада на решетках.

Здесь полезно напомнить, что пропуск всей шуги через решетки иногда приводил к серьезным осложнениям по следующим причинам. Во-первых, вместе с плавающей шугой часто к решеткам приплывают массы льда, оторвавшиеся от берегов либо образовавшиеся от разрушенных в верховьях реки ледовых скоплений, и забивают решетки, снижая мощности агрегатов, вплоть до полной остановки станции. Во-вторых, аналогичное явление происходит при резком понижении температуры воды до переохлаждения ее, когда поля шуги, смерзаясь, образуют ледяные глыбы, заваливающие решетки.

В § 892 «Правил технической эксплуатации электростанций и сетей» сказано: «Пропуск воды с шугой, требующий снятия решеток, допускается лишь в качестве временной меры и при наличии полной уверенности в отсутствии в воде кусков льда, поднятых со дна камней, топляков и других твердых тел...». Однако такой полной уверенности в отсутствии в воде кусков льда и других твердых тел эксплуатационный персонал, очевидно, иметь не может и, следовательно, снимать решетки нельзя.

Опыт эксплуатации показывает, что к решеткам гидростанций нередко приплывают не только куски льда, но и другие предметы — инструменты с деревянными ручками (топоры, лопаты, пенинг и пр.); лодки, сваи, стальные и деревянные бочки от понтонных мостов, бревна, деревья и пр. Как известно, при обмерзании пловучесть в воде приобретают даже металлические предметы — куски металла, арматуры, проволока, остающиеся обычно в большом количестве на дне сооружений после строительства. Все это лишний раз подтверждает опасность работы турбин без решеток.

Снятие решеток в эксплуатации — редкое явление и применяется в крайних случаях — при коротких замыканиях электрообогрева или при массовом поступлении на них льда, когда забивка решеток становится неизбежной причиной остановки агрегатов гидростанций. При этом следует иметь в виду, что снятие замороженных решеток является делом чрезвычайно трудным и не всегда выполнимым.

На некоторых гидростанциях Узбекэнерго борьба с забивкой решеток льдом в целях экономии электроэнергии на обогрев проводится также с помощью сороочистных машин. Такой способ дает хороший результат, особенно при отсутствии переохлаждения воды.

Чрезвычайно важным вопросом экономичности электрического обогрева является выбор оп-

тимальной величины плотности тока в полосах решеток. Практикой Узбекэнерго установлено, что эта величина лежит в пределах $0,8—1,1 \text{ а/мм}^2$ сечения полосы решетки; большинство гидростанций имеет плотность, близкую к 1 а/мм^2 . Интересы экономии энергии на обогрев требуют также введения двухступенчатого электрообогрева—нормального с плотностью $0,8 \div 0,9 \text{ а/мм}^2$ и усиленного (форсированного)— $1,1 \div 1,2 \text{ а/мм}^2$.

Значительную экономию электрической энергии можно получить, если точно будут определяться моменты включения и отключения обогрева. Основным критерием необходимости включения обогрева является наличие переохлаждения воды, дополнительный рост перепада на решетках, точнее — скорость его нарастания до предельно допускаемой величины. Эта величина определяется путем сопоставления мощности, затрачиваемой на электрообогрев решеток, с мощностью, теряемой при снижении напора от дополнительного перепада на решетках. В прошлом в системе Узбекэнерго включение электрообогрева решеток производилось «на-глазок» и в редких случаях — по микроэлектротермометру. Применялись также «индикаторные» металлические сетки, опускаемые на тросике в воду, по которым определялся по наличию намерзания кристаллов льда момент переохлаждения.

Однако микротермометр и «индикаторные» сетки — весьма несовершенные приборы, так как при измерении ими переохлаждения воды не исключаются ошибки в отсчете температур и оценке состояния сеток.

В 1946 г. в Узбекэнерго был сконструирован и впервые опробован прибор, называемый «шугоиндикатором»; более правильно его следует называть «индикатором переохлаждения воды». Прибор действует таким образом, что при появлении незначительного переохлаждения воды — на тысячные доли градуса ниже нуля — получается сигнал «включить обогрев» и при исчезновении

переохлаждения подается сигнал — «отключить обогрев». Такой индикатор позволяет экономить значительное количество энергии на обогрев решеток и на собственные нужды гидростанций.

Небольшими дополнениями к этой схеме достигается автоматическое включение и отключение электрообогрева решеток, что особенно важно на телеуправляемых гидростанциях.

Схема «индикатора» построена так, что при наличии переохлаждения воды и росте перепада на решетках до заданной величины электрообогрев автоматически включается. Если же нет переохлаждения воды, а перепад на решетках все же растет (например, при завале решеток льдом) и достигает предельно допускаемой величины, автоматически включается электрообогрев решеток от второй пары контактов — от указателя — датчика перепада на решетках. Отключение электрообогрева также автоматизировано, импульс на отключение подается при уменьшении перепада на решетках хотя бы на $10 \div 15 \text{ см}$.

Такой режим электрообогрева обеспечивает минимальное потребление электроэнергии. Включение обогрева решеток только по «индикатору переохлаждения воды» без учета перепада на них или по перепаду на решетках без учета переохлаждения увеличивает расход электроэнергии.

Если на гидростанции имеются резервные агрегаты, то, запуская их поочередно при обмерзании и забивке решеток шугой, возможно намного сократить время работы электрообогрева решеток.

Правильный режим работы шугосброса при переохлаждении воды также весьма сильно влияет на экономичность работы электрообогрева.

Применением изложенных мероприятий можно сократить в два-три раза общий расход электроэнергии на обогрев сороудерживающих решеток.



Обратимые гидроагрегаты в энергосистеме¹

Канд. техн. наук В. П. Гурьев и инж. А. Н. Папир

С ростом мощности энергетической системы и бытовой части ее нагрузки увеличивается абсолютная величина разрыва между максимальным, средним и минимальным значениями потребных мощностей. Одним из средств для уменьшения этого разрыва является включение в энергосистему гидроаккумулирующих электростанций.

Наиболее компактным, простым, а следовательно, и дешевым решением является оснащение насосно-аккумулирующей гидроэлектрической станции обратимыми агрегатами, т. е. гидромашинной, которая может работать попеременно как турбина или как насос, и электрической машиной, работающей соответственно как генератор или как двигатель.

Ниже рассматривается лишь вопрос об оборудовании низконапорных гидроэлектростанций, могущих быть использованными как гидроаккумулирующие, обратимыми гидромашинными пропеллерного типа.

Обратимость гидравлической машины реактивного типа

В работе турбинного и насосного лопастного колеса принципиально нет никакой разницы, так как оба типа машин работают по одному и тому же закону. При одних и тех же размерах и числах оборотов и при одинаковых расходах через рабочее колесо, при к. п. д., равном единице, турбина должна срабатывать такой же напор, какой будет создавать насос, т. е. насосное и турбинное колеса динамически обратимы. Но значение к. п. д. всегда меньше единицы, что нарушает полную обратимость машины.

При работе обратимого агрегата между одними и теми же бьефами, т. е. при постоянной их разности, доминирующее значение имеют потери в каналах до и после гидравлической машины. Они увеличивают напор, который должен быть создан рабочим колесом при работе его в качестве насоса, и уменьшают напор, который фактически срабатывает колесо при работе его в качестве турбины.

Экспериментальные данные

На канале им. Москвы работают мощные пропеллерные насосы типа ПВ-250 с поворотными лопастями, с расчетным напором 8,5 м и рас-

ходом до 30 м³/сек при диаметре рабочего колеса 2,5 м.

В 1946 году инж. Румянцев опубликовал результаты проведенных работниками канала исследований одного из этих насосов, работавшего в качестве турбины. Ничего не изменив в гидравлической части агрегата, исследователи пропустили воду из верхнего водосборника через насос в нижний. Насос при этом работал как турбина, а двигатель — как генератор. Результаты, полученные при этих испытаниях, приведены на рис. 1.

Максимальный к. п. д., полученный при работе машины в турбинном режиме, был равен 80%, тогда как максимальный к. п. д. агрегата при работе насосом равен 85%.

В прошлом в лаборатории гидромашин Ленинградского политехнического института И. Н. Смирновым под руководством проф. И. Н. Вознесенского было проведено экспериментальное исследование обратимости пропеллерных колес насосов и турбин. Было исследовано рабочее колесо пропеллерного насоса № 69 МВС диаметром 350 мм с его направляющим аппаратом и подводящим и отводящим каналами и турбинное колесо, имеющее те же цилиндрические сечения, что и указанное выше насосное, но соответствующим образом повернутые. Это рабочее колесо (ПВК-2) было испытано с обычным для осевой турбины направляющим аппаратом и с прямой конически расходящейся всасывающей трубой при диаметре рабочего колеса модели 250 мм.

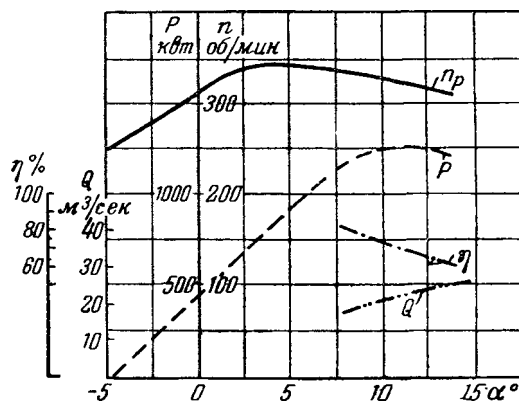


Рис. 1. Характеристика работы агрегата канала им. Москвы в турбинном режиме.

n_p — резонансное число оборотов.

¹ Печатается в порядке обсуждения. Ред.

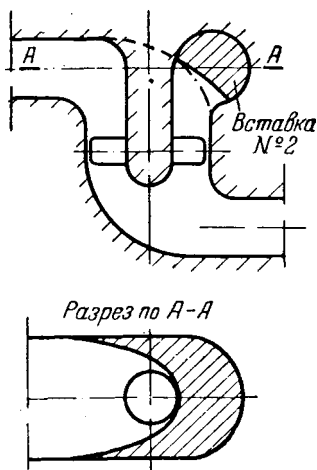


Рис. 2. Схема каналов реверсивного осевого насоса.

турбинном режиме (конечно, при вращении в разные стороны).

Чтобы примерно оценить влияние формы подводящего и отводящего каналов машины в осевой обратной установке, остановимся на одном из результатов исследования работы осевого насоса, проведенного в 1947 г. в лаборатории гидромашин ЛПИ научным сотрудником А. Г. Плотикиной. На рис. 2 представлена схема каналов этого насоса, а на рис. 3 — результаты испытаний его. Они проводились при углах установки рабочих лопаток колеса 10 и 15°. Знаки + и — означают движение потока в разные стороны. Полученные результаты показывают, что при работе каналов без вставки кривые по расходам расходятся очень значительно (до 400%). При работе со вставкой расхождение достигает всего 10%. Если бы каналы были доведены до полной симметрии, то можно было бы ожидать совпадения кривых.

Приведенные экспериментальные данные показывают, что создание пропеллерного обратимого гидроагрегата вполне возможно. При этом получение эффективной обратной машины зависит от правильного проектирования рабочего колеса, подводящих и отводящих каналов, а также от принятых чисел оборотов машины в турбинном и насосном режимах.

Кавитационные качества обратной гидромашин

Обратимая гидромашин будет работать в более тяжелых кавитационных условиях, чем обычная турбинная, по следующим причинам:

1. Напор, создаваемый при работе в насосном режиме, как показано выше, должен быть больше, чем напор, срабатываемый в турбинном режиме. Это означает, что в насосном режиме возрастает значение максимальной скорости на лопатке, уменьшается значение минимального давления на ней, а следовательно, ухудшаются ее кавитационные качества.

2. При работе гидравлической машины на появление кавитации оказывает влияние величина вакуумметрической высоты всасывания. Наличие гидравлического сопротивления во всасывающей

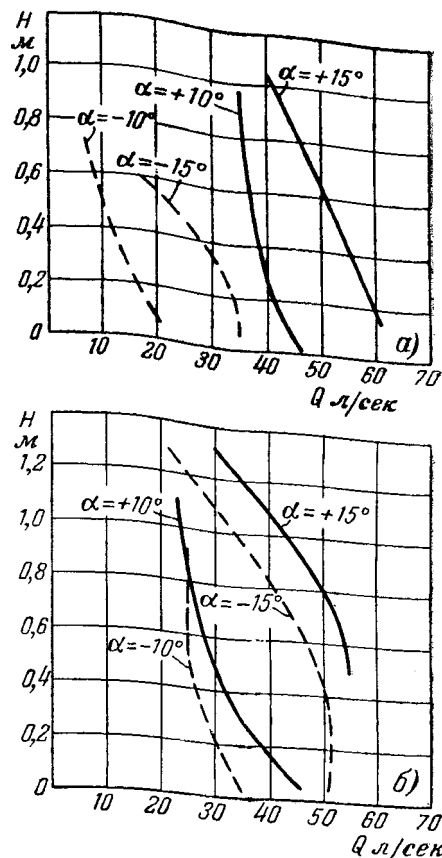


Рис. 3. Результаты испытания реверсивного насоса.

а — без вставки; б — со вставкой.

трубе при работе турбиной уменьшает значение вакуумметрической высоты всасывания, а при работе насосом — увеличивает. Следовательно, даже при одинаковых кавитационных качествах рабочих колес турбины и насоса и при одинаковой геометрической высоте всасывания их насосная установка будет работать в более тяжелых кавитационных условиях.

Оба эти обстоятельства, приводящие к тому, что кавитационные качества обратной гидромашин будут хуже, чем у обычной турбины, указывают на неизбежность увеличения заглубления рабочего колеса.

Пример установки обратимого агрегата

Рассмотрим возможность установки обратимого агрегата на одной наиболее характерной гидростанции. Параметры турбины этой станции выберем следующие:

Мощность	46 000 квт
Расчетный напор	14,0 м
Расход	375 м³/сек
Число оборотов в минуту	75
Диаметр рабочего колеса	8 000 мм
Максимальный к. п. д.	92%

Для худшего из возможных вариантов установки гэс с обычной турбиной кавитационный коэффициент примем равным:

$$\sigma = \frac{H_a - H_s}{H} = \frac{10,3 - 1,25}{14,5} = 0,623. \quad (1)$$

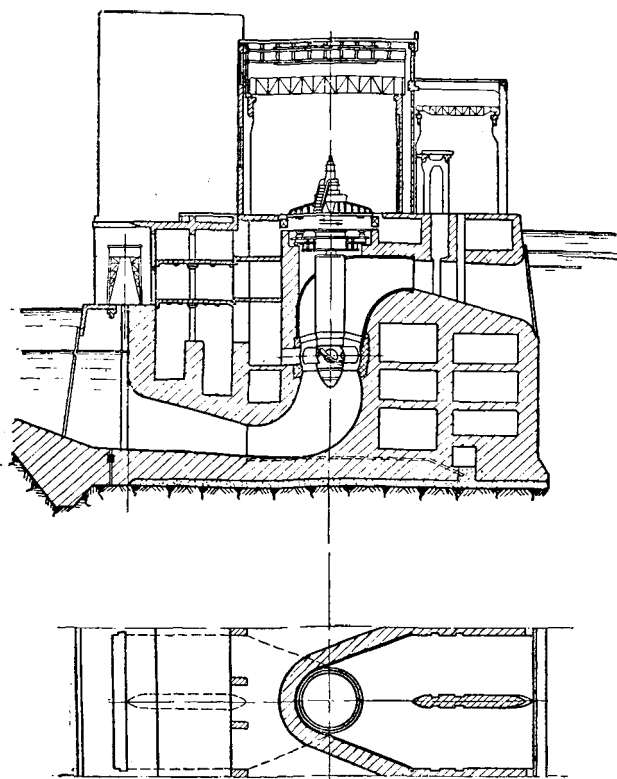


Рис. 4. Проект установки обратимого агрегата.

Считая, ориентировочно, что коэффициент кавитации для обратимой машины увеличится примерно на 0,15, мы должны будем рабочее колесо опустить на 2 м. В этом случае высота всасывания будет равна $H_s = -0,75$ м и окончательно:

$$\sigma = \frac{10,3 + 0,75}{14,5} = 0,760, \quad (2)$$

что потребует высоких кавитационных качеств рабочего колеса.

На рис. 4 изображен вариант установки обратимого агрегата на выбранной нами гЭС. Напорный и всасывающий каналы приняты симметричными и отвечают по форме всасывающей трубе обычной турбины (колесо в напорной части принято несколько шире, чтобы компенсировать площадь, занятую кожухом вала).

Применение напорного канала такой формы не дает возможности поставить обычный для турбин направляющий аппарат и поэтому направляющий аппарат предполагается выполнить конусным (диагональным) с неподвижными лопатками. Это сузит характеристику машины по расходам, но оставит все же достаточным диапазон регулирования ее.

Рабочее колесо обратимой машины заглубляется в соответствии с приведенными выше подсчетами на 2 м ниже, чем это было бы у обычной турбины станции. Конструктивно оно должно отличаться от обычного специальными лопатками, повиному, с серповидными профилями.

Электрическая машина (мотор-генератор) расположена на той же отметке, как и при обычной турбине, что дает возможность оставить здание станции прежним.

Подшва блока с обратимой машиной соответственно заглублена также на 1 м ниже. В пла-

не блок с обратимой машиной имеет такие же размеры, как и с обычной турбиной.

Основные данные гидроаккумулирующей установки для рассматриваемой гЭС приняты на основании характеристик, полученных в исследованиях А. Н. Смирнова (см. выше). Диаметр рабочего колеса обратимой гидромашинны принят равным диаметру обычной турбины станции, т. е. $D = 8000$ мм.

Коэффициент полезного действия натурной установки подсчитывался по формуле

$$\eta_n = 1 - (1 - \eta_m) \sqrt[5]{\frac{D_m}{D_n}} \quad (3)$$

и уменьшался на 1,5 ÷ 2% для турбинного режима и на 2 ÷ 2,5% — для насосного. Это сделано потому, что испытания, на которых мы основывались, были проведены на необратимых установках и с лопатками рабочего колеса необратимого профиля.

Приведенные величины в связи с изменением к. п. д. машины подсчитывались по формулам

$$\frac{n'_{\text{мод}}}{n_{\text{нат}}} = \sqrt{\frac{\eta_{\text{мод}}}{\eta_{\text{нат}}}}; \quad \frac{Q'_{\text{мод}}}{Q_{\text{нат}}} = \sqrt{\frac{\eta_{\text{мод}}}{\eta_{\text{нат}}}} \quad (4)$$

Кривые к. п. д. строились по указанным выше данным модельных испытаний с пересчетом по формуле

$$\eta_{\text{нат}} = \eta_{\text{мод}} + [(\eta_{\text{нат}})_{\text{макс}} - (\eta_{\text{мод}})_{\text{макс}}] \quad (5)$$

В результате основные данные обратимой гидромашинны для рассматриваемой гЭС могут, по видимому, приобрести следующие значения (см. таблицу):

Характеристика	Турбинный режим	Насосный режим	Насосный режим	Турбинный режим
Мощность, кВт	47 200	43 600	53 000	46 100
Напор, м	14	15	15	14
Расход, м³/сек	375	260	310	375
Обороты в минуту	53,6	75,0	75,0	75,0
Диаметр рабочего колеса, м	8,0	8,0	8,0	8,0
Число лопаток рабочего колеса	4	4	4	4
Предполагаемый к. п. д., %	90,0	85,0	87,5	87,5

Эти данные охватывают два варианта работы агрегата: при разных числах оборотов машинны на насосном и турбинном режимах и при одном общем числе оборотов. Кроме того, для каждого из этих вариантов приведены два возможных случая работы насоса: а) при потребляемой мощности, равной максимальной мощности турбины, и б) при расходе, соответствующем максимуму к. п. д.

При работе в турбинном режиме и в оптимальной зоне характеристики данные будут примерно такими:

Мощность, кВт	41 500	46 100
Обороты в минуту	53,6	75,0
Расход, м³/сек	320	375
Напор, м	14	14
Предполагаемый к. п. д., %	91	88,5

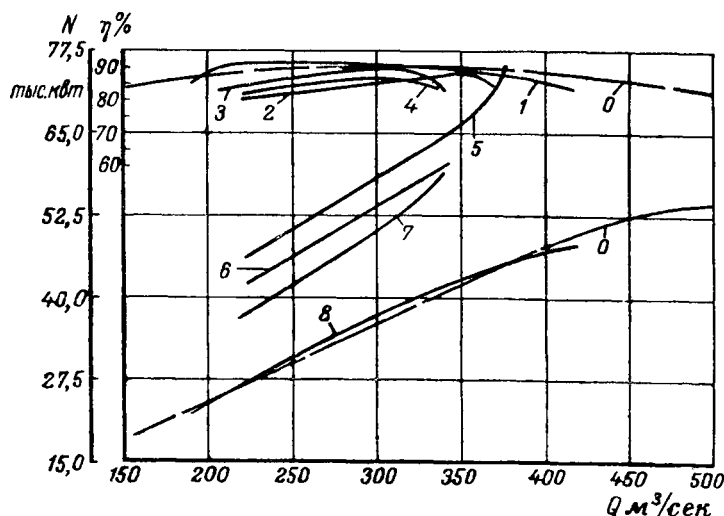


Рис. 5. Характеристика работы обратимого гидроагрегата.

1 — к. п. д. турбины при 75,0 об/мин. $K = 91$, $\alpha_0 = \text{const}$; 2 — к. п. д. насоса при 83,3 об/мин. $H = 17$ м; 3 — к. п. д. насоса при 75,0 об/мин. $H = 15,0$ м; 4 — к. п. д. насоса при 75,0 об/мин. $H = 15,8$ м; 5 — мощность насоса при 83,3 об/мин. $H = 17$ м; 6 — мощность насоса при 75,0 об/мин. $H = 15,8$ м; 7 — мощность насоса при 75,0 об/мин. $H = 15,0$ м; 8 — мощность насоса при 75,0 об/мин. $K = 91$, $\alpha_0 = \text{const}$; 0 — к. п. д. и мощность турбины по испытаниям ЛПИ.

При работе агрегата в насосном режиме (см. таблицу) принят напор ориентировочно на 1 м больше напора, срабатываемого турбиной. Принимая во внимание понижение уровня нижнего бьефа при работе насосом, такое увеличение напора может оказаться недостаточным. Поэтому рассмотрена возможность создания в насосном режиме большого напора.

При том же числе оборотов агрегата $n = 75$ об/мин, как и для приведенного выше варианта, насос сможет работать при напоре 15,8 м со снижением максимума к. п. д. на 1% при тех же, что и прежде, расходах.

Для оценки работы насосом при большом напоре было повышено число оборотов машины. При 83,3 об/мин и при напоре 17 м максимальный к. п. д. равен 88%, расход $350 \text{ м}^3/\text{сек}$ и мощность $63\,000 \text{ кВт}$. При мощности $46\,000 \text{ кВт}$ максимальный к. п. д. равен 85% и расход $235 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Все просчитанные варианты работы агрегата в насосном режиме построены на одном графике (рис. 5). На том же графике построены для сравнения кривые к. п. д. и мощности работы машины в турбинном режиме при 75 об/мин и для колеса типа К-91 при постоянном открытии направляющего аппарата.

Таким образом, максимальный к. п. д. при работе обратимой машины в турбинном режиме будет 91% при 53,6 об/мин и 89% при 75 об/мин. Максимальный к. п. д. при работе в насосном режиме будет 87,5% при 75 об/мин.

При разработке специального рабочего колеса обратимой машины возможно получение более высоких значений к. п. д.

По весу такая обратимая гидромашина будет отличаться от обычной турбины такого же размера в сторону облегчения ее. Кроме того, значительно облегчается щитовое хозяйство установки.

Вместо поворотного направляющего аппарата функцию отключения верхнего бьефа во время остановки машины должны выполнять быстродействующие катковые щиты, перекрывающие напорный канал.

С другой стороны, следует отметить, что установка обратимого агрегата с симметричными каналами влечет за собой увеличение объема бетонных и земляных работ.

Выводы

Проведенные предварительные исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. Создание экономичного обратимого гидроагрегата на вновь строящихся гЭС, располагающих условиями для гидроаккумулирования, вполне возможно.

2. Наши гидротурбинные и электротехнические заводы, используя свой опыт и результаты расчетно-экспериментальных работ, могут обеспечить поставку высококачественных машин.

Поскольку создание гидроаккумуляторных станций является назревшим вопросом, необходимо теперь же поставить перед нашими заводами, проектными и научными учреждениями задачу вплотную заняться конкретными исследованиями в области разработки элементов обратимого гидроагрегата.

3. К числу подлежащих тщательному исследованию должны относиться в первую очередь следующие вопросы:

- а) разработка рабочих органов обратимой гидромашин и их экспериментальная проверка;
- б) разработка мотор-генераторов большой мощности с вращением в разные стороны и, по возможности, с разными числами оборотов;
- в) хозяйственно-экономический анализ целесообразности применения гидроаккумулирующих станций в отдельных районах.



Получение минеральной ваты из жидких шлаков электростанций

Инж. Н. Н. Кальянов

Для производства минеральной ваты применяются преимущественно силикатные расплавы. Последние в качестве главных компонентов содержат двуокись кремния (SiO_2), окись алюминия (Al_2O_3), окись кальция (CaO) и окись магния (MgO). Нередко они содержат также значительное количество железа в виде окиси (Fe_2O_3) и закиси (FeO), закиси марганца (MnO) и т. д.

Для получения таких расплавов применяют многообразные виды сырья: горные породы (габбро, граниты, диабазы, базальты и др.), глины (особенно мергелистые), котельные и металлургические шлаки, известняки, доломиты и др.

Основным критерием, определяющим пригодность того или иного минерального сырья для производства минеральной ваты, является соотношение в нем кислотных и основных окислов — так называемый модуль кислотности $\frac{\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3}{\text{CaO} + \text{MgO}}$.

По практическим данным до сих пор оптимальным модулем кислотности минерального расплава для получения ваты считалась единица, т. е. равное соотношение кислотных и основных окислов.

Выбор расплава с модулем, равным единице, обусловлен тем, что обычно подобные расплавы достаточно легкоплавки для возможности получения их в вагранке, и физико-механические свойства ваты соответствуют техническим условиям.

Обычно редко встречается сырье с модулем, равным единице. Поэтому прибегают к корректировке химического состава путем добавки других видов минерального сырья.

Теоретически вата с повышенным модулем кислотности (больше единицы) является химически более устойчивой, так как в этом случае химический состав ваты приближается к составу стекла и уменьшается склонность волокон к кристаллизации. Последнее является основной причиной разрушения волокон в условиях длительной службы изоляции. Поэтому следует рекомендовать применять расплавы с модулем, равным 1,1—1,3.

Увеличение содержания двуокиси кремния и окиси алюминия резко повышают вязкость расплава. Поэтому для доведения его до жидкотекучего состояния, при котором возможен раздув ваты, необходимо нагрев довести до более высо-

ких температур. При этом, естественно, увеличивается расход топлива.

В нашей практике изготовления минеральной ваты встречалось, однако, сырье с модулем кислотности 2,5 и выше, температура расплава которого в жидкотекучем состоянии находилась в приемлемых пределах.

Причина этого заключалась, очевидно, в том, что в определении модуля кислотности как отношения суммы SiO_2 и Al_2O_3 к сумме CaO и MgO не учтено влияние других окислов в сырье, в первую очередь окислов железа.

Как известно, окислы железа являются сильным плавнем, разжижающим расплав. В большинстве сырьевых материалов, где содержание окислов железа колеблется в пределах 1—2%, они не оказывают существенного влияния на процесс. В некоторых же материалах, где содержание окислов железа доходит до 15—20%, это влияние сказывается настолько, что опровергает прежние представления об оптимальном модуле кислотности. Яркими представителями такого рода сырья являются шлаки электростанций, сжигающей отходы донецких углеобогажительных фабрик — промпродукты. Химический состав этих шлаков следующий:

SiO_2	47,93
Al_2O_3	29,33
Fe_2O_3	14,58
CaO	4,81
MgO	3,59
SO_3	0,19

100,43

Модуль кислотности равен 9,65 вместо теоретически оптимального — 1,0.

Сопоставление качественных показателей шлаковаты, изготовленной из этих шлаков, с требованиями ГОСТ (см. таблицу) показывают, что эта вата соответствует требованиям ГОСТ к вате I сорта.

Очевидно, что возможность получения высокоортной ваты из сырья с модулем кислотности, равным 9,65, оказалось возможным только за счет большого содержания железа и повышенной температуры расплава. При этом первый фактор имеет решающее значение, так как почти полное отсутствие корольков размерами более 0,5 мм в вате указывает на минимальную вязкость, что

Наименование ваты	Объемный вес, кг/м ³	Коэффициент теплопроводности, ккал/м час °С	Влажность, %	Температура спекания, °С	Содержание корольков >0,5 мм, %	% содержания волокон толщиной		
						до 7 м	7—12 м	>12 м
Вата из огненно-жидких шлаков грэс	165	0,053	0,33	Больше 700	0,55	86	9	5
Вата I сорта в соответствии с требованиями ГОСТ . .	200	0,052	Не более 5	Не ниже 700	Не более 15	70	25	5

возможно при наличии в расплаве сильного разжижителя.

Из расплавов, не содержащих большого количества окислов железа или других разжижителей, не удастся получить вату указанного качества даже и при повышенных температурах.

Вопрос о возможности и рациональности получения минеральной ваты из железистого сырья можно было бы считать решенным, если бы был изучен вопрос влияния окислов железа на устойчивость ваты в условиях длительной службы изоляции. К сожалению, в литературе мы встречаем самые разноречивые мнения по этому вопросу.

Испытание показывает, что начало разрушения ваты, приведенной в таблице, при механическом воздействии происходит при 500—600°С, что ограничивает предельную температуру применения этой ваты до 500°С.

Отсюда следует, что весьма большое содержание железа возможно влияет отрицательно на устойчивость волокна. Поэтому весьма важно изучить максимально допустимое содержание железа в минеральной вате без понижения ее устойчивости, так как это позволило бы корректировать химический состав шлаков путем подшихтовки их.

Важно также изучить влияние как окиси, так и закиси железа. Предположительно можно сказать, что отрицательно влияет на устойчивость ваты именно закись железа. Если это так, то содержание окислительной среды в расплаве способствовало бы переводу закиси в окись железа и отрицательное влияние железа было бы локализовано.

Одновременно с решением этого вопроса следует приступить к изучению способов изготовления из данной шлаковой ваты различных изде-

лий: плит, блоков, скорлуп, сегментов, пробки и др.

Автором настоящей статьи были проведены опыты по изготовлению изделий из минеральной ваты, полученной из приведенных выше огненно-жидких шлаков грэс, и достигнуты рекордные результаты по качественным показателям для этого вида изделий. Были получены скорлупы для изоляции паропроводов с объемным весом 200 кг/м³ с пределом механической прочности излому 1,3—1,5 кг/см² и коэффициентом теплопроводности 0,053 ккал/м час °С.

Предложенный Ю. Б. Хохряковым и В. П. Дубницким способ получения минеральной ваты из огненно-жидких шлаков¹ и приведенные результаты опытов изготовления изделий из этой ваты говорят о необходимости немедленного и самого широкого разворота научно-исследовательской работы по изысканию рационального технологического процесса получения минеральной ваты из огненно-жидких шлаков и организации опытной установки по изготовлению изделий из них, учитывая, что сама вата найдет себе применение в количестве не более чем 15—20% от выпускаемого установкой, а остальное ее количество потребует переработки в изделия.

Реализация этих мероприятий на данной грэс с последующим переносом полученного опыта на другие электростанции, работающие на котлах с жидким шлакоудалением, обеспечит получение в неограниченном количестве высокоэффективных термоизоляционных материалов по более дешевым ценам и даст стране миллионы рублей экономии.

¹ См. статью инж. Дубницкого на стр. 20.



Установка под котлоагрегатами с жидким шлакоудалением для производства шлаковаты

Инж. В. П. Дубницкий

Преимущества котлов с жидким шлакоудалением бесспорны, но до сих пор «отрицательной стороной» жидкого шлакоудаления считались сравнительно высокие потери физического тепла с жидким шлаком по сравнению с сухим удалением шлака.

В рассматриваемом ниже случае под однотипными барабанными котлами производительностью 105/130 т/час с жидким шлакоудалением сжигается смесь донецких углей и отходов от

Автором совместно с инж. Хохряковым предложена, изготовлена и испытана в работе экспериментально-промышленная установка под котлами с жидкими шлакоудалением для производства из огненно-жидкого шлака шлаковаты. Совершенствуя отдельные узлы этой установки в течение почти года, удалось получить шлаковату хорошего качества.

Первая трудность, которую пришлось преодолеть, это высокий модуль кислотности получаемого жидкого шлака — 10—12, в то время как в отечественной и иностранной литературе описана принципиальная возможность использования сухих котельных шлаков и, в частности, торфяных для производства из них шлаковаты, лишь при модуле кислотности не выше 1,1—1,4. Вводить в топку дополнительные материалы для снижения модуля кислотности шлака значило в известной степени нарушить нормальную работу котла искусственным повышением зольности.

Особенностью данного шлака является то, что в нем очень мало окиси кальция и много окиси и закиси железа, чего нет в доменных шлаках, которые в основном и перерабатываются на шлаковатных заводах. В табл. 2 показан химический состав доменных шлаков, шлаковаты, полученной из них, а также химический состав шлаков и шлаковаты станции.

Задача заключалась, следовательно, в том, чтобы, подбирая определенные параметры и изменяя условия производства, добиться получения шлаковаты из огненно-жидкого шлака без каких-либо добавок.

Следует, однако, отметить, что если бы все же потребовалось изменить химический состав шлака, то можно было бы добавить доломит, известняк и другие материалы в нужном количестве к сырому углю, который подается в шаровые мельницы.

Решение вопросов конструирования установки по переработке жидкого шлака в шлаковату осложнялось тем, что под существующими котла-

Таблица 1

Марки топлива, поступившего на грес за октябрь—ноябрь 1949 г.	Q_p^p	Уз смеси	A^p	Температура смеси, °С		
				Начало деформации	Размягчение	Плавление
Промпродукт ПЖ и Т (85—90%)	4 600—4 900	(18—23)	25—28	1 305	1 325	1 335
Рядовой уголь:						
ПЖ	4 677		34	1 075—1 305	1 200—1 325	1 210—1 335
АРШ	4 800		22—24			
Т	4 779		22—24			
Д	4 960		25			

Примечание. Температуры деформации, размягчения и плавления узлы взяты по данным Орггрес.

них (табл. 1). При улавливании около 45% золы потеря с физическим теплом (q_6) составляет около 1,5%. При многозольных топливах и более совершенных топочных камерах процент улавливания золы будет больше, и q_6 составит 2—3%, поэтому использование этого тепла повысит экономичность котлов на жидком шлаке.

Длительные эксплуатационные наблюдения за особенностями и поведением жидкого шлака, а также эксперименты по его практическому использованию позволили установить, что тепло жидкого шлака можно использовать для выработки из шлака ценного сырья или строительных материалов.

Таблица 2

Наименование шлаков и ваты	SiO ₂	Al ₂ O ₃	FeO	Fe ₂ O ₃	MnO	CaO	MgO	S	Модуль кислотности SiO ₂ +Al ₂ O ₃ CaO+MgO
Запорожский шлак	36,36	9,46	0,78	—	6,48	39,59	9,58	1,84	1,14
Запорожская шлаковата	37,78	9,46	1,28	—	5,48	38,91	3,36	1,31	1,19
Краматорский шлак	36,00	9,61	3,39	—	3,78	42,8	2,36	1,76	1,0
Краматорская шлаковата	40,00	8,63	5,46	—	3,63	38,45	2,59	1,21	1,17
Торфяной котельный шлак	52,96	16,04	—	8,86	—	19,33	2,4	—	3,10
Котельный шлак грес	47,8	27,8	18,2	—	—	5,0	—	0,09	15,1*
	47,8	19,06	16,5	3,8	0,31	3,48	1,45	0,04	11,2**
	43,8	25,0	18,2	—	—	6,0	—	0,05	11,43*
Шлаковата грес	47,93	29,33	—	14,58	0,19	4,81	3,59	—	9,2**

* Данные химлаборатории завода им. Сталина.

** Данные химлаборатории Термопроекта г. Москвы.

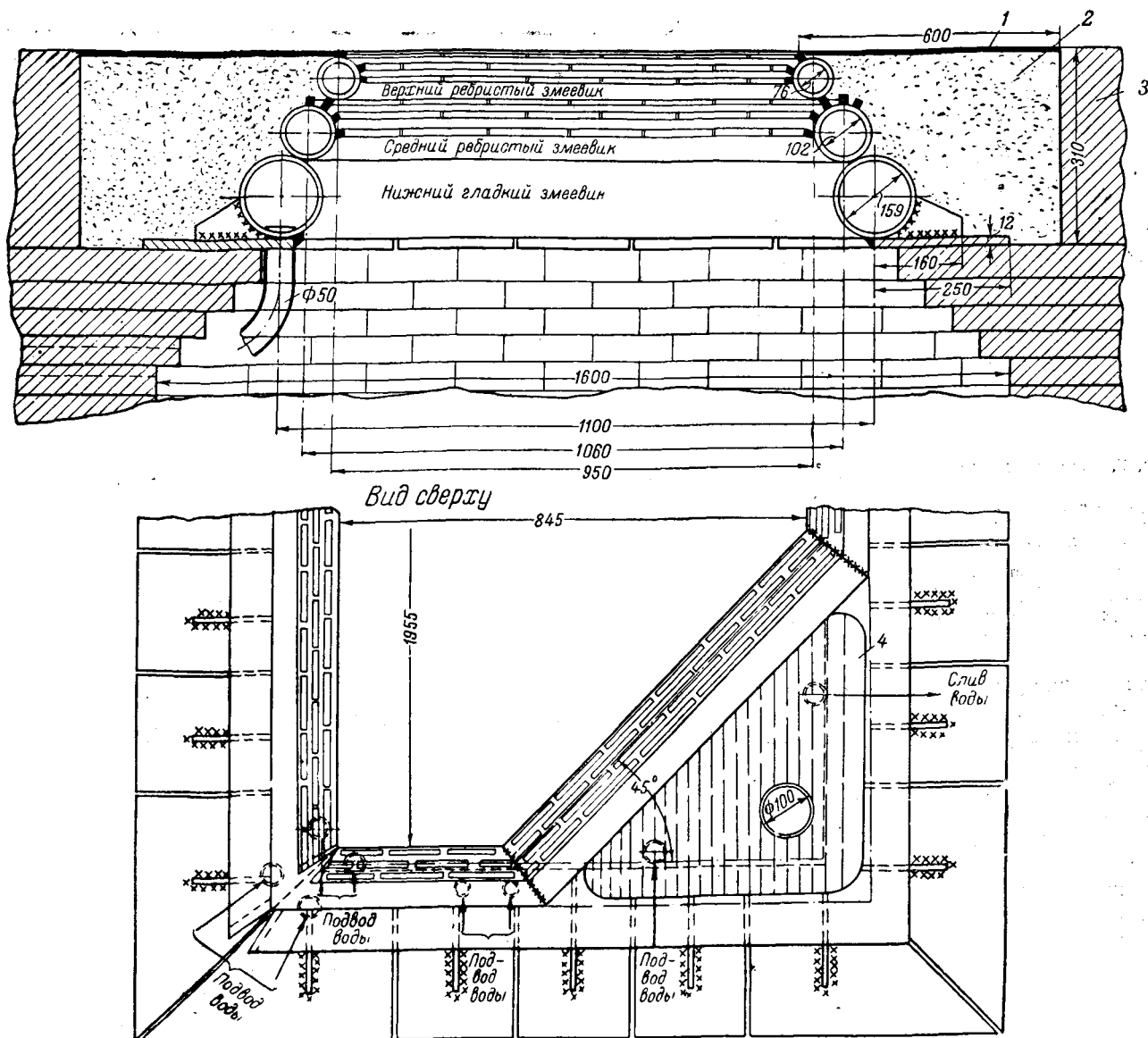


Рис. 1. Система охлаждения летки котла, под которым производится шлаковата.

1 — слой хромомagneзитового кирпича; 2 — пластическая хромитовая масса; 3 — огнеупорный шамотный кирпич; 4 — корсбка с малой леткой для выхода шлака для производства шлаковаты.

ми, как и у любого котельного цеха, очень сжеснены размеры зольного отделения.

Первая установка почти не потребовала реконструкции котлоагрегата, но дает возможность переработать на шлаковату не более 50% жидкого шлака.

Для того же, чтобы переработать весь шлак с котла на шлаковату, потребовалось бы соорудить такую установку под каждым котлом, которая соответствовала бы производительности Запорожского шлаковатного комбината и Краматорского завода шлаковаты вместе взятых.

Понятно, что это можно будет осуществить лишь при условии, что сооружение установок по переработке шлаков будет учитываться уже при конструировании котла и проектировании котельной.

Опытная установка получилась несколько сложной потому, что она полностью подчинена конструкции котла, а кроме того, предусматривалась возможность ее включения в работу и отключения в любое время. Она получилась бы дешевле и проще, если бы ее смонтировать прямо

под подом котла, используя 50% площади, занимаемой шлаковой ванной.

Система охлаждения летки на котле, под которым смонтирована экспериментально-промышленная установка, выполнена в виде трехъярусных змеевиков (рис. 1).

В правом углу основной летки два верхних змеевика срезаны, и там же установлена так называемая малая летка в охлаждаемой металлической коробке. Малая летка установлена ниже основной примерно на 120—130 мм с тем, чтобы обеспечить при любых условиях забор жидкого шлака для изготовления шлаковаты.

Жидкий шлак через малую летку поступает в обогреваемый шлакопровод 10 (рис. 2). Шлакопровод представляет собой металлическую трубу диаметром 580 из 5-мм железа, состоящую из двух половин с продольным разъемом для удобства ее футеровки. Длина шлакопровода 4 600 мм. Нижняя половина, по которой стекает шлак, изолирована магнезитовым кирпичом, а верхняя — шамотным. Толщина футеровки 125 мм. Кроме того, труба выложена листовым асбестом.

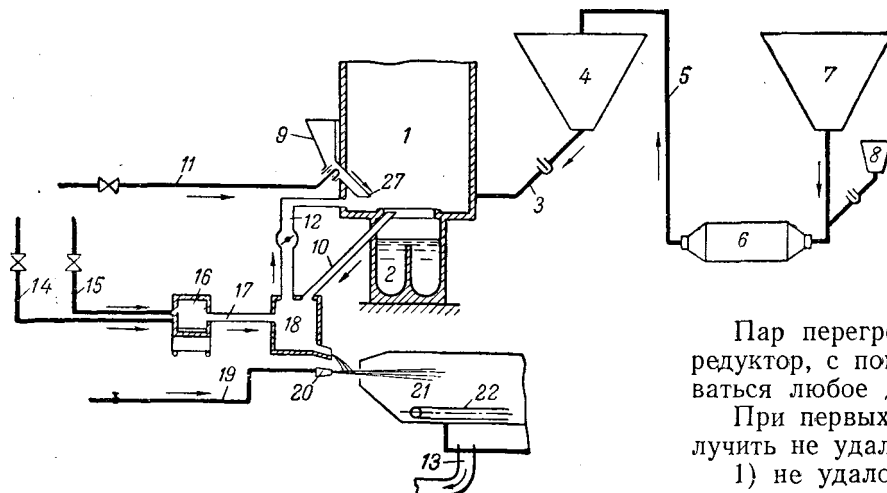


Рис. 2. Схема установки по переработке жидкого шлака на шлаковату.

1 — топка; 2 — шлаковая ванна; 3 — пылепроводы к горелкам; 4 — бункер пыли; 5 — пылепровод; 6 — шаровая мельница; 7 — бункер сырого угля; 8 — бункер для добавки минерала; 9 — бункер для ввода извести или других минералов в порошкообразном состоянии; 10 — шлакопровод; 11 — воздухопровод вторичного воздуха; 12 — газопровод от шлакоприемника в топку; 13 — отсос из камеры осаждения нитей шлаковаты; 14 — воздухопровод вторичного воздуха к муфелю; 15 — пылепровод к муфелю; 16 — муфель; 17 — мунштук; 18 — шлакоприемник; 19 — паропровод к соплам; 20 — паровые сопла; 21 — камера осаждения нитей; 22 — транспортер.

Шлакопровод после его футеровки имеет в свету диаметр 300 мм. С противоположного угла шлаковой ванны установлен лючок — гляделка для наблюдения за потоком шлака в шлакопровод.

По шлакопроводу шлак стекает в обогреваемый шлакоприемник 18, который представляет собой металлический цилиндр с диаметром 900 мм и высотой 1 000 мм, футерованный магнезитовым кирпичом и установленный на раме с роликами для его перемещения при ремонте. В верхней части к нему подводится жидкий шлак; газы частично идут навстречу шлаку, а основная часть их газопроводом 12 отводится в топку котла в отверстие для муфельной горелки. Активная емкость шлакоприемника составляет 0,4 м³.

Жидкий шлак, поступивший в шлакоприемник через шлакопровод, теряет около 150—200° С, поэтому его подогревают в шлакоприемнике путем сжигания угольной пыли в муфеле 16 и мунштук 17. Муфель рассчитан на сжигание 200—300 кг/час угольной пыли, которая подается от питателя пыли по пылепроводу 15. Газы сгоревшей пыли, как указано выше, направляются в топку.

К муфелю подводится вторичный горячий воздух от котла под решетку и в расщелку аэросмеси.

Против леток шлакоприемника смонтирована приемная камера для осаждения нитей шлаковаты 21 размером 2 × 3,5 × 8,5 м, выполненная из профильной и листовой стали $\delta = 4—5$ мм.

Следует отметить, что по литературным данным камеры длиной менее 12 м нигде не ставились. В данном же случае габариты помещения не позволили поставить без перегибов камеры длиннее 8,5 м, однако опыт подтвердил возможность работы на такой камере с некоторыми изменениями ее конструкции.

Разрежение в камере поддерживается с помощью дымососа котла.

Выгрузка ваты производилась вручную, но предусмотрена установка после окончательного

испытания камеры пластинчатого металлического транспортера. На рис. 3 показан общий вид главных узлов установки.

Паровые сопла установлены двух конструкций: U-образное и полукруглое. Первое рассчитано на производительность 500 кг/час и второе — на 1 200 кг/час. Скорости пара в полукруглом сопле равны ~800 м/сек.

Пар перегретый берется через специальный редуктор, с помощью которого может поддерживаться любое давление.

При первых пусках установки шлаковаты получить не удалось по следующим причинам:

1) не удалось создать необходимую температуру в шлакоприемнике из-за неустойчивой работы муфеля;

2) скорость газов, выходящих из шлакоприемника в топку по шлакопроводу, была настолько высокой, что газы захлестывали струю поступающего в шлакопровод жидкого шлака вверх в топку котла на 1—1,5 м.

Проведя усовершенствование ряда узлов и поставив газопровод для дополнительного отвода газов из шлакоприемника в топку котла, установку пустили в работу при следующих условиях:

1. В топку котла, в место забора жидкого шлака, на под, через смотровой лючок, помощью вдувания горячего воздуха вводилась молотая известь из установленного на каркасе котла небольшого бункера 9 (рис. 2).

2. В шлакоприемник для снижения температуры (расплава) жидкого шлака вводилась, также вдуванием, кальцинированная сода. Жидкий шлак после двухчасового прогрева начал свободно поступать через летки шлакоприемника. Затем подали к соплам перегретый пар давлением 16—18 ат и выдувку произвели прямо в цех.

При этих условиях шлаковата получалась, но качество ее не соответствовало ГОСТ, как показывает анализ № 282 (см. табл. 3). В ней не было даже признаков королька, но было много стекловидной пыли. Нити были грубые и крупные, причем вата получилась различной тонины и цвета (рис. 4).

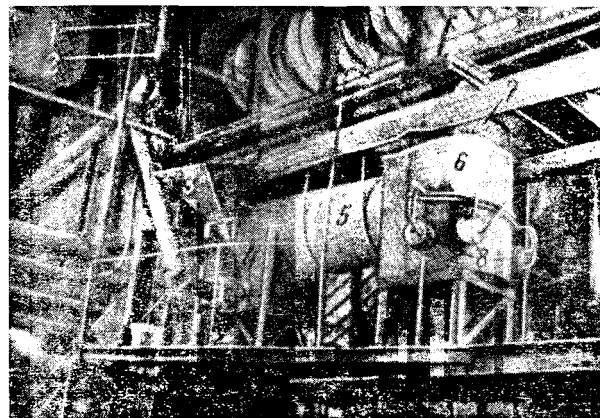


Рис. 3. Общий вид главных узлов установки.

1 — пылепровод; 2 — воздухопровод; 3 — бункер для загрузки кускового угля при розжиге муфеля; 4 — муфель; 5 — мунштук; 6 — шлакоприемник; 7 — шлакопровод; 8 — летки шлакоприемника.



Рис. 4. Первоначально полученная шлаковата.

После окончания монтажа камеры осаждения нитей и дополнительного улучшения отдельных узлов установки получили шлаковату хорошего качества (см. табл. 3, анализ № 405 и рис. 5), отвечающего требованиям ГОСТ для I сорта.

В жидкий шлак не вводили никаких добавок. Давление перегретого пара перед соплами поддерживалось равным 10—12 ат. Разрежение в камере — порядка 10—12 мм. Вся камера равномерно заполнялась чистой шлаковатой.

Таблица 3

Номер лабораторного анализа	Объемный вес, кг/м³	Количество нитей в % толщины			Содержание корольков, % раз-мером свыше 0,5	Влажность, %	Выщелачивание, %	Коэффициент теплопроводности λ, ккал/м час °С
		до 7 μ	от 7—12 μ	свыше 12 μ				
282	167	54	18	28	0,0	0,0	0,065	—
405	165	83	9	5	0,55	0,33	0,10	0,033

Примечание. В обоих случаях температура спекания >700° С.

Температура (расплава) жидкого шлака поддерживалась 1550—1600° С.

Термопроект в лабораторных условиях была изготовлена из этой шлаковаты скорлупа для изоляции трубопроводов с рекордным объемным весом 200—250 кг/м³, так как в вате было мало корольков¹.

Выводы

1. Использование огненно-жидких котельных шлаков для получения ценных строительных материалов, в частности для производства шлаковаты и изделий из нее, вполне реально и в то же время обеспечивает полное использование тепла шлака, а следовательно, повышает экономичность котлов с жидким шлакоудалением.

2. Описываемая установка по переработке жидкого шлака дает возможность получить шлаковату, не уступающую по качеству любой шлаковате из доменных шлаков, но дешевле в несколько раз, и, кроме того, обеспечивает экономию дорогостоящего топлива — кокса, который расходуется на шлаковатных заводах.

¹ См. статью инж. Кальянова на стр. 18.



Рис. 5. Шлаковата, полученная после улучшения установки.

3. Опытные образцы скорлупы для изоляции трубопроводов с теплоносителями до 550° С, изготовленные Термопроект из этой шлаковаты, подчеркивают необходимость организации вблизи грэс специального производства по переработке шлаковаты-сырца в более компактные изделия.

4. Котельный жидкий шлак по своему химическому составу вполне подходит для переработки его в шлаковату без каких-либо добавок. Возможные колебания химического состава могут в отдельных случаях влиять только на выход высоких сортов шлаковаты.

5. Габариты любого зольного отделения позволяют смонтировать установку описанной конструкции по переработке жидкого шлака на шлаковату. Все узлы конструкции можно изготовить силами любой грэс. Естественно, отдельные узлы еще будут упрощаться и совершенствоваться. Огнеупоры также необходимо подобрать более термостойкие.

6. Переработка жидкого шлака в шлаковату совершенно не затрагивает нормальной работы котла. Желательно иметь на котле нагрузку постоянную, близкую к максимально длительной.

Малая летка в любое время может быть закрыта с помощью охлаждаемой пробки, и тогда шлак удаляется нормально, как это предусмотрено инструкцией по эксплуатации котла.

7. Для обслуживания установки потребуется дополнительно 3 чел. в смену. Значительную же часть работы по ее обслуживанию может выполнять имеющийся вахтенный персонал цеха.

8. Использование жидкого шлака значительно сокращает расход электроэнергии на гидротранспорт шлака на шлакозолоотвал, а также уменьшает износ вспомогательного оборудования гидрозолоудаления и трубопроводов, а это в свою очередь снижает косвенно себестоимость 1,0 т шлаковаты.

9. Целесообразность переработки жидкого шлака на шлаковату бесспорна. Стоимость 1 т такой шлаковаты, не уступающей по качеству любой другой, будет значительно ниже обычной шлаковаты.

10. Необходимо соорудить на грэс установку по переработке жидкого шлака на шлаковату по второму варианту, т. е. под подом топков котлов, что еще больше упростит установку и ее эксплуатацию и позволит сделать окончательные выводы для принятия решений в этой части.

Об использовании золы и шлаков электростанций

Инж. С. А. Беренштейн

На тепловых электростанциях зола-унос и шлаки накапливаются в значительных количествах. Например, выход золы на один работающий котел паропроизводительностью 160/200 т/час составляет (для челябинских углей) 160 ÷ 200 т в сутки.

Министерство электростанций давно поставило задачу — использовать золу-унос и шлаки, являющиеся до настоящего времени отходом, очень обременительным для электростанций, и по его заданию ряд научно-исследовательских организаций производил исследования золы различных электростанций, имевшие целью установить возможность ее практического использования.

Исследования показали, что зола-унос тепловых электростанций — ценный продукт, который можно эффективно использовать для различных целей: для приготовления тэц-цемента и огнеупорного пенобетона, в качестве частичного заменителя цемента, наполнителя асфальтобетона, наполнителя и пигмента в лакокрасочной, спичечной, текстильной и других отраслях промышленности.

В настоящее время назрела потребность реализовать результаты выполненных исследований

и прежде всего установить, какой путь использования золы даст наиболее правильное решение этой важной задачи.

На первоначальном этапе правильным будет то решение, которое удовлетворит двум основным требованиям: во-первых, использование золы не должно повлечь за собой каких-либо изменений в технологии электростанции и, во-вторых, использование золы должно быть массовым, чтобы полностью освободить электростанцию от золы.

В строительных организациях Министерства электростанций (Главэнергострой и др.) накоплен значительный опыт использования золы-уноса, которая применялась при сооружении промышленных и жилых объектов электростанций в качестве частичного заменителя цемента, в качестве микронаполнителя для разбавления портланд-цементов высоких марок и для получения бесцементного вяжущего.

При этом, как видно из табл. 1, зола-унос применялась и в наиболее ответственных конструкциях и сооружениях электростанций.

Бетонирование конструкций производилось как в условиях устойчивых положительных темпера-

Таблица 1

Наименование объекта и конструкции	Марка бетона	Состав бетона (цемент; зола-унос; песок; щебень)	Активность цемента, кг/см ²	Расход цемента на 1 м ³ бетона, кг	Временное сопротивление через 28 дней, кг/см ²
Машинный зал					
Подготовка под фундаменты колонн . . .	50	1:1,5:10:12,3	300	90	74
	50	1:1,5:6,7:9,15	250	115	84
Башмаки под колонны	110	1:1,5:3,9:5,48	300	193	118
Колонны по оси А и Б	110	1:0,75:1,86:3	200	287	116
	110	1:1,5:4,4:6,1	300	210	113
Перекрытия	110	1:1,5:3,9:5,48	300	193	124
Подкрановые балки	110	1:1,5:4,4:6,01	300	210	113
Фундамент турбогенератора					
Подготовка	50	1:1,5:6,7:9,15	250	115	84
Подземная часть	110	1:0,75:2,44:3,77	250	240	125
Надземная (верхняя) часть	110	1:0,5:2,98:4,40	300	240	120
	110	1:0,5:2,98:4,40	200	240	125
Каналы между турбогенераторами	90	1:1,5:4,71:6,45	300	164	86
Полы машинного зала (насосное отделение)	50	1:1,5:10:12,3	300	90	55
Подготовка под башмаки колонн	50	1:1,5:6,60:9,15	250	115	83
Башмаки колонн	110	1:0,5:2,98:4,4	300	240	122
Колонны	110	1:1,5:4,4:6,01	300	210	132
Перекрытия	110	1:1,5:3,9:5,48	300	193	110
Бункерное отделение					
Колонны	110	1:1,5:3,2:4,74	300	201	112
Балки	110	1:1,5:3,2:4,74	300	20	120
Фундаменты котлов					
Подготовка	70	1:2,25:4,85:7,6	300	134	83
Фундаменты (нижняя и верхняя части) .	110	1:1,5:3,2:4,74	300	201	120
Брызгальный бассейн					
Откосы секций	90	1:0,5:4,6:4,88	300	210	124
	110	1:1,5:3,32:4,93	300	216	114
Подпорные стенки	90	1:1,5:5,86:7,32	300	143	105
Подводящий канал	140	1:1,5:2,55:3,78	300	2,72	1,36

тур, так и в осенне-зимнее время. Летом твердение происходило в нормальных условиях, а в осенне-зимний период бетонируемые конструкции подвергались обогреву. Прогрев производился, главным образом, паром, пропускаемым через металлические трубы диаметром 25—38 мм, устанавливаемые в середине бетонируемого элемента по продольной его оси. Применялся также электропрогрев бетона стержневыми электродами.

Несмотря на значительные колебания в условиях твердения, бетон с добавкой золы-уноса, как видно из таблицы, во всех без исключения случаях перекрывает заданную марку.

Для более полной характеристики бетона с добавкой золы-уноса в таблице приведены конструкции с различными проектными марками бетона, причем цемент применялся невысокой активности — 200 и 300.

В соответствии с проектной маркой бетона размер добавки золы-уноса колебался в пределах от 0,75 (для бетона марки 140) до 2,25 (для бетона марки 50) по отношению к объему цемента в составе бетона.

Уменьшение расхода цемента за счет добавки золы-уноса производилось в строгом соответствии с проектной маркой и характеризуется для цемента активности 300 данными табл. 2.

Таблица 2

Марка бетона	Нормальный расход цемента, кг/см ³	Расход цемента при добавке золы-уноса, кг/см ³	Экономия цемента, %
50	153	100	34
70	185	134	23
90	205	164	20
110	227	193	15
140	254	216	14

Экономия цемента значительно возрастает в случаях применения золы-уноса в бетонных массивах, так как она понижает экзотермию бетона, что имеет исключительно важное значение для массивных конструкций гидротехнических сооружений.

Широкое применение получила зола-унос для производства бесцементного вяжущего. Известково-золяное вяжущее применялось при производстве следующих бетонов и растворов:

1. Взамен пенобетона для утепления кровли идет термоизоляционный углебетон состава 1:4:16 (известковое тесто: зола-унос: угольный песок). Ускорителем твердения служил алебастр.

2. На бесцементном вяжущем изготавливались железобетонные изделия (балки перекрытия двух- и трехэтажных домов, перемычки, плиты лестничных клеток, бордюрные камни и др.).

Примерный расход материалов на 1 м³ изделий из известково-золяного бетона состава 1:4:1:4 следующий:

Известковое тесто	180 л
Зола-унос	0,71 м ³
Шлаковый песок	0,18 "
щебень	0,71 "
Алебастр	37 кг

Изделия пропаривались.

Срок службы пропариваемых железобетонных изделий на бесцементном вяжущем, по заключе-

нию специалистов, можно считать равным 15—20 годам, а при добавке 10% портланд-цемента его можно удлинить до 30 лет.

В отношении сохранности арматуры в изделиях, работающих в частях зданий, находящихся во влажном грунте, добавка 15—20% портланд-цемента с последующей затиркой поверхности чистым раствором можно обеспечить срок службы до 30 лет.

3. Стеновые блоки изготовлялись из трамбованного шлакобетона, в состав которого кроме известково-золяного вяжущего входил котельный шлак крупностью до 25 мм. Состав бетона по объему 1:4:8; ускоритель твердения — алебастр в размере 3% от веса вяжущего. Камни после их уплотнения на станке пропаривались.

4. Тяжелый известково-золяный бетон применялся для изготовления сегментов канализационных колодцев. Заполнителем служил песок и каменный щебень. Состав бетона по объему 1:6:1,2:3,3. Добавлялся ускоритель твердения — алебастр в размере 3—5% от веса вяжущего. Сегменты пропаривались.

5. Такой же известково-золяный бетон применялся для различных подготовок полов, фундаментов. Бетон приготавливался марки 30—70. Регулировка прочности бетона при его изготовлении осуществлялась добавкой алебастра.

6. Строительные растворы для каменной кладки (кирпичной и шлакоблочной) на известково-золяном вяжущем применялись марок 8 и 15 в зависимости от характера сооружения. В качестве наполнителя применялся речной и шлаковый песок. Состав раствора для марки 8—1:3:8, для марки 15 — 1:3:6.

7. Штукатурные растворы на известково-золяном вяжущем применялись с ускорителем — алебастром в количестве 5% при штукатурке каменных стен и 10% — при штукатурке деревянной поверхности. Состав раствора по объему 1:3:10.

Таким образом, возможность массового использования золы-уноса практически подтверждена. Самое важное заключается в том, что массовое эффективное применение золы-уноса имело место на строительстве основных объектов электростанций.

Применение золы-уноса возможно при строительстве сооружений не только тепловых, но и гидравлических электростанций. При этом обязательным условием является наличие на строительстве лаборатории, способной осуществлять тщательный контроль за правильным использованием золы.

Выводы

Освобождение электростанций от золы, являющейся в данное время очень обременительным отходом, на первом этапе решения этой задачи должно идти по пути использования золы-уноса в качестве частичного заменителя цемента и для производства бесцементных вяжущих.

В успешном решении этой задачи в равной степени заинтересованы и эксплуатационники и строители Министерства электростанций.



Об особенностях проектирования электростанций для районов Сибири¹

Инж. Л. Б. Лозановский

Наряду с правильными положениями, выдвинутыми инж. Л. Е. Небратом и инж. В. Н. Ясниковым, следует отметить наличие спорных и неясных предложений.

По вопросу отопления разгрузочных устройств авторы, ссылаясь на опыт одной из сибирских станций, делают обобщающий вывод о необходимости отопления любых разгрузочных устройств.

Нам кажется такое обобщение необоснованным. При решении вопроса о необходимости отопления к различным типам разгрузочных устройств следует подходить различно.

Разгрузочные устройства с щелевидными бункерами и лопастными питателями действительно обладают недостатками, аналогичными описанным авторами. В этих случаях отопление разгрузочных сараев целесообразно и экономично. Однако следует указать, что кроме отопления сарая местными нагревательными приборами необходимо сооружать воздушные завесы у ворот, которые одновременно являлись бы центрами воздушного отопления, рассчитанного на быструю (в течение часа) компенсацию тепла, идущего на нагрев угля и вагонов, подаваемых в сарай. При наличии только местных приборов парового отопления охлаждение сарая при открывании ворот и вводе холодных составов настолько значительно, что температура воздуха в сарае будет сразу падать ниже нуля и затем медленно возрастать.

Особо следует указать, что продолжительность нагрева воздуха в сарае до необходимой расчетной температуры после очередного ввода состава будет при работе только местных приборов настолько велика, что к моменту ввода следующего состава температура воздуха не восстановится и будет держаться близкой к нулю, а в момент ввода холодных составов с углем падать ниже нуля.

В подтверждение этого положения приводим имеющиеся у нас данные по отапливаемому сараю той же станции, на которую ссылаются авторы статьи.

¹ В порядке обсуждения статьи лауреатов Сталинской премии инж. Л. Е. Небрата и инж. В. Н. Ясникова «Некоторые требования к проектам электростанций для районов Сибири», «Электрические станции», № 11, 1949 г.

Отопление сарая рассчитано на поддержание температуры внутри помещения $+8^{\circ}\text{C}$ при наружной температуре -45°C . Производительность системы отопления местными приборами должна обеспечивать нагрев вагонов и топлива, подаваемых в сарай.

В период эксплуатации зимой 1947—1948 гг. температура воздуха в сарае колебалась от $+16$ до $+20^{\circ}\text{C}$ при наружной температуре -18 — -20°C . После подачи состава температура в сарае падала до $+4$ — $+12^{\circ}\text{C}$, т. е. колебание температуры в сарае доходило до 8 — 12°C .

Очевидно, что при расчетной температуре воздуха в сарае порядка $+10^{\circ}\text{C}$ и наружной -45°C при вводе состава колебание температуры воздуха в сарае будет значительно больше, а именно ~ 20 — 25°C . Следовательно, температура в сарае после ввода состава упадет до -10 — -15°C .

Таким образом, рациональной схемой отопления разгрузочного сарая следует считать комбинацию местных нагревательных приборов и воздушных завес, служащих также воздушным отоплением.

Утепление здания и сооружение таких отопительных устройств для сарая длиной 100—120 м обойдется 300 тыс. руб., а эксплуатационные расходы составят около 75 тыс. руб. в год.

Такая значительная стоимость отопления сараев может быть оправдана лишь ощутительной рационализацией процесса разгрузки, что имеет место в случае применения щелевидных бункеров с лопастными питателями.

Мнение авторов статьи о том, что в суровых условиях разгрузочные устройства следует оборудовать грейферными тележками, так как в этом случае грейферные тележки работают удовлетворительно, не вызывает сомнений, так как по существу работы грейфера отопление сарая ничего изменить в работе этого механизма не может.

Точно так же отопление разгрузочного сарая не может повлиять на процесс выгрузки топлива из вагонов, так как размораживание вагонов со смерзшимся топливом может быть достигнуто лишь при длительном пребывании вагонов в сарае (около десятков часов) при температуре 90 — 100°C .

Единственной положительной стороной отопления сарая явится улучшение условий работы и, следовательно, некоторое увеличение производи-

тельности труда. Однако получаемый экономический эффект не оправдывает значительных затрат на отопление.

Исходя из тех же соображений, следует согласиться с предложением авторов не применять для суровых климатических условий скреперных устройств. Для существующих же скреперных устройств следует в каждом конкретном случае решать вопрос о целесообразности отопления разгрузочного устройства на основе технико-экономических подсчетов. Следует ожидать, что в подавляющем большинстве случаев результаты подсчетов будут против отопления.

Предложение авторов о специальных помещениях для разогрева цистерн с мазутом и маслом нам кажется весьма спорным. Разогрев цистерн в помещениях потребует сооружения дорогих устройств, аналогичных размораживающим. При этом для разогрева цистерн потребуется значительно больше времени, чем для разогрева обычными змеевиками.

Переходя к поднятым авторами вопросам, связанным с разрежением воздуха в цехах, следует указать, что все эти вопросы представляют собой общую проблему организации воздушного хозяйства котельных, неразрывно связанную с отоплением и вентиляцией.

Необходимо подчеркнуть, что в условиях зимнего времени организация воздушного хозяйства имеет для электростанций первостепенное значение. В разрабатываемых Теплоэлектропроектом проектах отопления и вентиляции правильной организации воздушного хозяйства электростанций уделяется весьма большое внимание.

К сожалению, принятые в эксплуатации проектные схемы и режимы в подавляющем количестве случаев не реализуются по двум основным причинам:

1) как правило, вентиляционные установки выполняются либо частично, либо вообще не выполняются;

2) отсутствует служба вентиляции и отопления в настоящем понимании этого, т. е. в понимании всесторонней, организации воздушного хозяйства, учитывающей как технологические расходы воздуха, так и гигиенические требования к воздушной среде в цехах.

Основным моментом, отрицательно влияющим на эксплуатацию котельной и машинного зала в зимних условиях, является расход воздуха дутьевыми вентиляторами и подсосы по газовому тракту котлоагрегатов, составляющие примерно 25—30% от расхода воздуха дутьевыми вентиляторами.

Расход воздуха дутьевыми вентиляторами должен быть организован таким образом, чтобы в зимнее время из-под перекрытия котельной забиралась только часть воздуха, соответствующая по тепловому балансу тепловыделением в котельной. Остальная часть воздуха должна забираться снаружи, из машинного зала (опять-таки по тепловому балансу машинного зала), из зольного или из других помещений, где могут быть использованы вентиляционные воздухообмены.

Подача наружного воздуха в котельную для компенсации забираемого подсосами и дутьевыми вентиляторами в указанных выше количествах

организуется путем нагнетания части воздуха вентиляционными установками в рабочую зону котельной и зольного помещения. Остальная часть воздуха подается через регулирующиеся фрамуги котельной, расположенные в верхней зоне котельной.

Одно только строгое соблюдение указанного режима уже обеспечит устранение ряда отрицательных моментов, отмеченных авторами, а именно:

1) значительно уменьшится величина разрежения, что приведет к уменьшению неорганизованного подсоса через неплотности ограждений;

2) будет исключена возможность проникновения холодного воздуха через закрытые фонари котельной;

3) остекление и оконные переплеты не будут испытывать значительных дополнительных нагрузок;

4) ощутимый присос воздуха через закрытые окна котельной прекратится, и отпадет необходимость в создании предлагаемых автором дорогостоящих тепловых завес вдоль всех оконных проемов.

Для уменьшения подсоса холодного воздуха в зольном помещении применяется (в зимнее время) нагнетание в это помещение наружного воздуха, подогреваемого горячим воздухом из воздухоподогревателя. Это мероприятие является весьма эффективным, так как расход энергии на перекачку воздуха (осевыми вентиляторами) весьма невелик, а воздух используется одновременно и для вентиляции и отопления зольного помещения и для питания дутьевых вентиляторов. Тем самым уменьшается количество холодного воздуха, забираемого снаружи и поступающего во всас дутьевого вентилятора.

Приведенные соображения позволяют утверждать, что технологический расход воздуха и задача поддержания нормальных гигиенических условий органически связаны не только в проектировании, но главным образом в режиме эксплуатации, где требуется реализовать намеченные проектом решения.

Неприятные моменты в зимнее время могут и должны быть изжиты грамотной эксплуатацией отопительно-вентиляционных устройств в сочетании с такой же грамотной организацией технологического расхода воздуха.

Конечно, такой результат может быть получен только при обязательном условии сооружения всех установок и элементов, предусматриваемых в проекте вентиляции и отопления.

Требование сооружений тамбуров достаточной длины у наружных дверей и ворот уже давно имеется в арсенале проектировщиков вентиляции и отопления, однако в подавляющем числе реальных проектов тамбуры не сооружаются по ряду планировочных, архитектурных и прочих соображений.

Предложение авторов сооружать тамбуры в необходимых случаях следует узаконить в типовых решениях проектных организаций.

Присоединяясь к мнению авторов о необходимости выполнения фонарей с надежно закрывающимися створками, мы считаем нелишним указать на необходимость механизации и дистан-

ционного управления фрамугами фонарей. Без этого не будет обеспечена работа фонаря соответственно потребным режимам в эксплуатации. Должно быть также механизировано управление фрамугами оконных переплетов.

Для машинных залов электростанций, работающих примерно 6 мес. и более в зимних условиях, мы считаем сооружение фонарей ненужным и даже вредным. Организация общего вентиляционного воздухообмена машинного зала легко обеспечивается благодаря наличию даже небольшого разрежения в котельной, а также путем использования горячего воздуха машинного зала для подогрева в вентиляционных устройствах котельной. Поэтому работа фонаря над машинным залом как вытяжного элемента вентиляции делается излишней (это подтверждается и расчетами тепловоздушных балансов).

В заключение считаем необходимым подчеркнуть, что разрешение отмеченных нами вопросов в отношении изжития недостатков работы электростанций в зимних условиях в основном зависит от работников эксплуатации.

Организация воздушного хозяйства на эксплуатируемых электростанциях значительно отстала от разработки этих вопросов проектировщиками.

Необходим резкий перелом в деле сооружения отопительно-вентиляционных устройств на электростанциях и введения специального режима и наблюдения за воздушным хозяйством котельных и машинных залов.

Естественно, что приобретенный при этом опыт будет стимулировать и обеспечивать разработку лучших проектных решений.

Инж. Н. Н. Туш

Вопрос о необходимости учитывать при проектировании электростанций особенности климатических условий Сибири поднят своевременно и правильно. Высказанные инж. Л. Е. Небратом и

инж. В. Н. Ясниковым положения могут быть дополнены следующим:

1. При проектировании электростанций с замкнутым циклом водоснабжения с охлаждением воды в брызгальных бассейнах необходимо, чтобы вблизи бассейнов, на расстоянии не менее 100 м, не строилось никаких сооружений, так как зимой они сильно обледеневают. Столбики — опоры под трубопроводы проектировать металлическими с антикоррозийным покрытием, так как железобетонные столбики зимой быстро разрушаются. Над опорами должны проектироваться сопла для размыва наледи, образующейся на опорах в зимнее время.

2. Емкость ям разгрузочного сарая проектировать из расчета двухсуточного запаса топлива в них. Это объясняется тем, что поступление угля в зимнее время неравномерно, а его подача со склада бывает также затруднена из-за заносов, морозов. Разгрузочные сараи для станции оборудовать только грейферными тележками. Как показал опыт, грейферные тележки грузоподъемностью 10 т с грейферами емкостью 5 м³ при длине пробега максимум 90 м обеспечивают производительность топливоподачи 120 т/час на один грейфер. Скреперная же установка работает значительно хуже — два скрепера едва могут обеспечить производительность 80 т/час топлива.

3. Установку оборудования пылеприготовления проектировать только в отапливаемых помещениях.

4. Фонари в котельной проектировать только для целей вентиляции, а если по условиям вентиляции этого не требуется, то их не делать.

5. Вопросы вентиляции в проекте не отодвигать на второй план, а решать одновременно с проектированием производственных зданий. Особенно обратить внимание на вентиляцию топливоподачи и машинного зала, так как в зимних условиях в этих помещениях санитарно-гигиенические условия работы более тяжелые, чем в летнее.

□ □ □

Установка для испытания междувитковой изоляции электродвигателей

Инж. А. А. Тимофеев

Значительное количество повреждений электродвигателей 3 кв собственного расхода станций вызвано междувитковыми замыканиями статорной обмотки. Так, например, в системе Свердловэнерго с 1947 по 1950 г. отключения по этой причине составляли 32% от общего числа аварийных отключений двигателей.

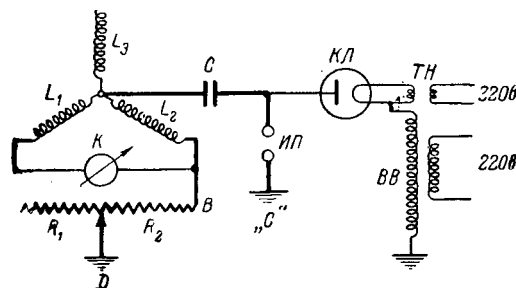
Подобные замыкания наблюдаются не только у двигателей, длительное время находящихся в эксплуатации, но и у двигателей, подвергавшихся перемотке непосредственно на станции. Причины, вызывающие нарушение целостности междувитковой изоляции, можно разбить на три группы: к первой относятся механические повреждения изоляции, явившиеся следствием небрежной закладки секций в пазы статора, ко второй — разрушения изоляции вследствие ее износа, а также разрушения изоляции, вызванные попаданием на обмотку машины масла, его паров или других веществ, способствующих ускоренному старению или порче изоляции, и к третьей — плохое качество секций, поставляемых заводами для ремонтных работ, проводимых на станциях (15% междувитковых замыканий в двигателях электростанций Свердловэнерго произошло из-за плохого качества резервных секций).

Службой грозозащиты и изоляции Свердловэнерго в начале 1949 г. была изготовлена опытная установка¹ для профилактических испытаний междувитковой изоляции статорных обмоток двигателей 3 кв. Двигатель, изоляция которого должна подвергнуться испытаниям с помощью установки, не требует особой подготовки за исключением вывода средней (нулевой) точки. Установка удобна для обычных эксплуатационных испытаний двигателей, находящихся в эксплуатации, так как вес ее не превышает 10—12 кг, размеры 460 × 410 × 260 мм.

Схема установки представлена на рисунке.

К любому двум фазам соединенной в «звезду» обмотки двигателя, междувитковая изоляция которого подлежит испытаниям, подсоединяется активное сопротивление (реостат) с заземленным движком. В диагональ образованной таким образом мостовой схемы включен индикатор «равновесия моста» детекторный миллиамперметр на 100 ма (в установке Челябэнерго — неоновая лампа на 120 в). Нулевая точка двигателя при-

¹ Схема предложена инженером ЦСГИ Челябэнерго М. Н. Володиным.



Принципиальная схема импульсно-мостовой установки.

L_1 и L_2 — испытываемые фазы двигателя; K — меднозакисный прибор на 100 ма; R_1 и R_2 — плечи реостата; C — конденсатор; $ИП$ — искровой промежуток; $КЛ$ — кенотронная лампа; $ТН$ — трансформатор накаливания кенотрона; $ВВ$ — высоковольтный испытательный трансформатор.

соединена к обкладке конденсатора емкостью 0,5—0,7 мкф. Вторая обкладка конденсатора присоединена к аноду кенотронной лампы. К этой же обкладке присоединен один электрод искрового промежутка. Второй электрод промежутка заземлен. При подаче от сети напряжения на высоковольтный испытательный трансформатор конденсатор будет заряжаться до тех пор, пока не произойдет пробой на искровом промежутке. В контуре, показанном жирными линиями, возникнут колебания высокой частоты, равной:

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}},$$

где L — самоиндукция одной из двух испытываемых (L_1 или L_2) фаз двигателя;

C — емкость конденсатора установки.

Если самоиндукция L_1 равна самоиндукции L_2 и отношения плеч реостата равны между собой ($R_1 = R_2$), то между точками A и B моста не будет никакой разности напряжений. Но если в одной из испытываемых фаз двигателя имеется витковое замыкание или оно возникает под воздействием междувитковых напряжений, индуктивности L_1 и L_2 будут не равны, равновесие моста нарушится и между точками A и B возникнет разность потенциалов, которая будет отмечена индикатором.

Чувствительность индикатора установки к наличию междувитковых замыканий в испытываемых секциях вполне достаточна. Так, при опробовании оказалось, что при замыкании пары витков из 100, участвующих в испытаниях, прибор дает отклонения до 40°.

Характер возникающих колебаний в испытываемых фазах будет резко затухающим как из-за потерь в самоиндукции, так и из-за потерь в искре.

Следствием быстрого затухания колебаний является то, что на изоляцию витков испытываемых фаз будет прикладываться напряжение практически первого периода². Следует отметить, что из-за различной междувитковой емкости напряжение между витками будет распределяться неравномерно. Это приводит к тому, что на первые витки будет ложиться большее напряжение, чем на последующие. Как показали работы инж. Калантарова³, при частоте 10^5 гц коэффициент неравномерности распределения напряжения по виткам не превосходит 2—3. Это, конечно, относится к недостаткам метода. Но даже при коэффициенте неравномерности 3 изоляция последних витков будет подвергаться испытаниям более жестким по сравнению с рекомендуемыми инструкцией ЭО-13. Как известно, испытательное напряжение корпусной изоляции двигателей 3 кв, находящихся в эксплуатации, равно при промышленной частоте 5 кв_{эф}. Поэтому при испытании междувитковой изоляции двигателя напряжение, подаваемое от установки, не должно превышать указанного значения.

Эксплуатация установки на одной электростанции системы показала, что она вполне удовлетворительно выявляет секции с ослабленной или разрушившейся междувитковой изоляцией и очень хорошо выявляет дефекты в корпусной изоляции (часто не выявляемые испытанием промышленной частотой). Так, за 7 мес. 1949 г. на электростанции, где использовалась установка, испытаниями было выявлено всего 68 двигателей 3 кв с дефектной изоляцией, в том числе:

испытаниями выпрямленным напряжением . . .	3
испытаниями повышенным напряжением (промышленной частоты)	18
испытаниями импульсно-мостовой установкой .	47

² О. Б. Брон, „Электричество“, № 20, 1935 г.

³ А. В. Калантаров, „Электричество“, № 5, 1933 г.

Анализ расположения мест пробоев изоляции импульсной установкой по «электрической длине» обмотки испытываемых двигателей показывает, что пробой происходит в различных частях обмотки, но обязательно в местах с нарушенной прочностью изоляции вследствие местных перегревов от задевания ротора за сталь статора, трещин в миканитовой гильзе, дефектов заводского изготовления и пр.

Ниже приводится несколько примеров выявленных дефектов в изоляции обмоток двигателей:

1. Двигатель 3 кв, 210 квт вентилятора первичного воздуха. При испытании импульсно-мостовой установкой в лобовой части из-за плохого состояния изоляции произошел электрический пробой двух секций. После подизоляции пробитых секций и последующих испытаний установкой в лобовой части произошел электрический пробой еще 3 пар секций. После восстановления всех поврежденных мест изоляция двигателя выдержала все испытания.

2. Двигатель 3 кв, 540 квт завода «Электросила» установлен на мельничном вентиляторе. При испытании изоляции импульсно-мостовой установкой обнаружено междувитковое замыкание в секции одной фазы (в лобовой части) и в секции другой фазы при выходе ее из паза, а также повреждение корпусной изоляции (лопнула миканитовая гильза). Двигатель отправлен в перемотку.

3. Двигатель 3 кв, 700 квт завода «Электросила» установлен на дробилке. После испытаний изоляции двигателя напряжением промышленной частоты, равным 5 кв_{эф}, в течение 1 мин. изоляция была подвергнута испытаниям импульсно-мостовой установкой. Во время испытаний пробилась верхняя секция у выхода из паза. После ремонта при повторных испытаниях с помощью установки пробито еще две секции на корпус (верхняя и нижняя) у выхода из паза. После ремонта изоляция обмотки выдержала испытания импульсно-мостовой установкой и стандартные испытания промышленной частотой 6 кв_{эф} в течение 1 мин.

□ □ □

К статье инж. Тимофеевко „Установка для испытания междувитковой изоляции электродвигателей“

В статье А. А. Тимофеевко говорится, что коэффициент неравномерности распределения испытательных напряжений по виткам не превышает 2—3, с чем в полной мере согласиться нельзя. У нас, например, работают 2 моста на двух станциях: на одной станции двигатели меньшей мощности, на другой — большей. На станции, где двигатели меньшей мощности, отношение напряжений достигает 5, на другой — 1,5.

Исходя из этого, считаем необходимым проверить действительное распределение напряжений по секциям, виткам, у собранного двигателя действующей установкой для испытания витковой изоляции.

Применение в качестве индикатора миллиамперметра улучшает чувствительность схемы.

Инж. М. Н. Володин

□ □ □

Анализ эксплуатации бакелитовых изоляторов конденсаторного типа

Инж. Х. Н. Горелик

Итоги эксплуатации бакелитовых изоляторов

В энергосистеме в течение ряда лет находятся в эксплуатации бакелитовые изоляторы конденсаторного типа, изготовленные, за исключением линейных вводов напряжением 110 кВ, на наших заводах.

Распределение бакелитовых изоляторов конденсаторного типа по видам аппаратуры и даты ввода их в эксплуатацию приведены в таблице.

Тип изоляторов	Количество	Номинальное напряжение изоляторов, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Год начала измерений	Подвергались испытанию повышенным напряжением
Линейные выводы . . .	21	110	1938	С 1945	Нет
Проходные изоляторы и трансформаторы тока	36	35	1934	С 1937	Нет
Проходные трансформаторы тока	220	6	1932 1936	С 1940	С 1945
Втулки к выключателям типа ВМ-22	60	6	1934	С 1940	С 1945
Всего . . .	337				

С момента включения указанных 337 изоляторов до марта 1949 г. было два случая повреждения изоляторов, которые описаны ниже.

С 1937 г. было начато измерение диэлектрических потерь бакелитовых изоляторов конденсаторного типа 35 кВ при испытательном напряжении 10 кВ, а изоляторов 6 кВ при напряжении 6 кВ мостом Шеринга по заземленной схеме.

К концу 1940 г. было закончено измерение диэлектрических потерь 316 изоляторов.

Около 60% — 190 изоляторов было забраковано по значению $\text{tg } \delta$ при браковочной норме: для конденсаторных втулок 35 кВ — 3,5% и 6 кВ — 5%. Все забракованные изоляторы подвергались реставрации путем сушки их в индукционной вакуумной печи и лакировке бакелитовым лаком.

После реставрации изоляторы подвергались кроме измерения диэлектрических потерь также испытанию в течение 1 мин. приложенным напряжением переменного тока 71 кВ для изоляторов 35 кВ и 24 кВ для изоляторов 6 кВ и вы-

пускались со значением $\text{tg } \delta$ не более 2% для изоляторов 35 кВ и 3% для изоляторов 6 кВ.

Случаев пробоя или перекрытия при испытании повышенным напряжением не было. Все реставрированные изоляторы вновь вводились в эксплуатацию.

С 1940 по 1949 г. измерение угла диэлектрических потерь у большинства изоляторов производилось ежегодно.

За девятилетний период эксплуатации значение $\text{tg } \delta$ у большинства изоляторов (320) осталось стабильным. 15 трансформаторов тока 6 кВ с бакелитовой изоляцией конденсаторного типа оставались в эксплуатации со значением $\text{tg } \delta$ 10—15% в течение двух-четырех лет.

Характерно, что указанные трансформаторы тока были установлены в ячейках, длительно находящихся в резерве без нагрузки и напряжения или работающих с нагрузкой меньше 30% номинального тока трансформаторов тока.

Опыт четырехлетней эксплуатации 15 трансформаторов тока указывает:

1. У трансформаторов тока со значением $\text{tg } \delta$ 10—15%, бывших в эксплуатации в течение двух-четырех лет, случаев перекрытия или пробоя не наблюдалось.

2. Несмотря на то, что указанные трансформаторы тока были установлены в неотапливаемых помещениях, в незагруженных или резервных ячейках, увлажнение бакелита происходило медленно, в среднем прирост $\text{tg } \delta$ за год составлял 2,0%, меняясь в пределах от 0,7 до 4,0.

3. Бакелитовая изоляция подвергалась увлажнению лишь в мало загруженных током или длительно стоящих в резерве ячейках. Этот вывод подтверждается также еще целым рядом примеров и результатами измерений, произведенных на одной из подстанций в 1940 г.

Подстанция была смонтирована в 1932 г. и введена в эксплуатацию в 1934 г. В неотапливаемом распределительном устройстве 6 кВ было установлено 16 трансформаторов тока типов ТП и ТПО 6 кВ на пяти линиях и трансформаторной группе на стороне 6 кВ. На 10 трансформаторах тока, установленных на незагруженных (10—20%) по току присоединениях, $\text{tg } \delta$ был 8—10%, а на 6 трансформаторах тока трансформаторной группы, имевшей нагрузку 50—60% номинального тока, $\text{tg } \delta$ был не выше 3%. Эти

6 трансформаторов тока работают по настоящее время, и значение $\operatorname{tg} \delta$ и емкости остались без изменений.

Часть (около 5—10%) трансформаторов тока, поступающих с завода или получаемых со складов, для ввода в эксплуатацию, также имеет завышенное значение $\operatorname{tg} \delta$ (10—20%), а иногда, как исключение, 30—60%, что объясняется длительным хранением их в неотапливаемых помещениях.

Анализируя 15-летний опыт эксплуатации бакелитовой изоляции конденсаторного типа, можно констатировать, что данная изоляция по своим изоляционным качествам не только не уступает фарфоровой, а наоборот, имеет некоторые преимущества перед ней и, в частности, лучше работает на сжатие и излом.

Изоляторы конденсаторного типа с бакелитовой изоляцией при небольших повреждениях наружного покрова легко поддаются восстановлению.

Неправильное представление части технического персонала о низкой изоляционной прочности бакелитовой изоляции конденсаторного типа привело к тому, что в кладовых подстанций, станций и на центральных складах накопились десятки аппаратов с такой изоляцией. Необходимо эту демонтированную аппаратуру восстановить и вновь вводить в эксплуатацию.

Одновременно необходимо отметить неправильное представление некоторых энергетиков промышленных предприятий о том, что если находящаяся в эксплуатации бакелитовая изоляция конденсаторного типа в течение 10—15 лет не была пробита или перекрыта, то нет никакой необходимости производить измерение угла диэлектрических потерь. Такое мнение неверно по следующим соображениям:

1. Увлажнение бакелита может привести к тепловому пробоя, а, как известно, подготовка процесса для теплового пробоя может происходить в течение целого ряда лет.

2. Ряд присоединений, ранее имевших токовую нагрузку, близкую к номинальной, мог быть разгружен или длительно находиться в резерве. В этих условиях бакелитовая изоляция подвергается непрерывному увлажнению.

Пробой и перекрытие за время эксплуатации бакелитовой изоляции

Как уже указывалось, за 15 лет эксплуатации бакелитовой изоляции конденсаторного типа были лишь два случая перекрытия.

Первый случай произошел с трансформатором тока 3 кВ, на который через неисправную крышу распределительного устройства попала вода. Вторым случаем произошел на закрытой подстанции 110 кВ, где разъединители 110 кВ имели изоляторы из бакелита, находившиеся в эксплуатации в течение 12 лет и случаев пробоя или перекрытия их не наблюдалось. Из-за неудовлетворительного уплотнения окон и дверей подстанции аппаратура подвергалась небольшому запылению угольной пылью. Лаковый покров бакелитовых изоляторов разъединителей выцвел, глянца на бакелите не было. В один день температура окру-

жающего воздуха резко повысилась от -20°C до $-2\div 3^{\circ}\text{C}$ (такие явления наблюдаются почти ежегодно в районе расположения данной подстанции 110 кВ). В это время произошло перекрытие по поверхности одного из бакелитовых изоляторов разъединителей и вся подстанция 110 кВ была отключена дифференциальной защитой шин.

Перекрытый разъединитель отсоединили от рабочей схемы, и был произведен подъем напряжения с нуля остальной изоляции подстанции, так как поставить под рабочее напряжение подстанцию 110 кВ, несмотря на произведенную обтирку, было невозможно из-за перекрытия бакелитовых изоляторов других разъединителей. Лишь после того, как была сделана обтирка поверхности каждой бакелитовой колонки сухой фильтровальной бумагой, подстанция 110 кВ была поставлена под рабочее напряжение. По истечении 3 мес. бакелитовые изоляторы были заменены колонками из фарфоровых изоляторов ВВС, так как не было возможности реставрировать бакелит вследствие отсутствия лака и спирта.

Одновременно на этой же подстанции находились в эксплуатации 21 линейный вводный изолятор 110 кВ с бакелитовой изоляцией конденсаторного типа. Лаковый покров линейных выводов на всех изоляторах был в хорошем состоянии и случаев перекрытия или пробоя их не наблюдалось.

Анализ приведенных фактов указывает, что перекрытие бакелитовых изоляторов произошло исключительно потому, что лаковый покров их был нарушен, выцвел, и поэтому они подверглись сильному увлажнению. Как только количество влаги было снижено (отжато фильтровальной бумагой), изоляторы удалось поставить под рабочее напряжение, и они проработали нормально 3 мес. до замены.

Линейные выводы 110 кВ в количестве 21 не были увлажнены (они не перекрывались), так как лаковый покров бакелита находился в хорошем состоянии.

Эти линейные выводы находятся в эксплуатации по сей день и за 17 лет с ними не наблюдалось случаев перекрытия или пробоя.

Периодичность испытания бакелитовой изоляции конденсаторного типа и отбраковочные нормы по $\operatorname{tg} \delta$

Согласно эксплуатационному циркуляру № Э-25 Технического отдела Министерства электростанций измерение диэлектрических потерь бакелитовой изоляции нужно производить не реже одного раза в 1—2 года.

Данные пятнадцатилетнего опыта эксплуатации 337 изоляторов в распределительных устройствах 110—35—6 кВ восьми станций и подстанций указывают на то, что $\operatorname{tg} \delta$ и емкость бакелита, установленного в неотапливаемых распределительных устройствах на загруженных присоединениях, остаются стабильными.

Увлажнению подвергается бакелитовая изоляция конденсаторного типа, находящаяся длительное время (год и более) в неотапливаемых помещениях, без напряжения или при малой токовой нагрузке 30% и ниже номинальной.

При всех этих неблагоприятных условиях увлажнение в большинстве своем протекает неинтенсивно. За 3 года прирост $\text{tg } \delta$ составил 6%, в среднем прирост $\text{tg } \delta$ за год составляет 2%.

Если при этом учесть, что бакелитовая изоляция конденсаторного типа со значением $\text{tg } \delta$ 10—15% за длительное время (2—4 года) пребывания в эксплуатации при рабочем напряжении работала надежно, то можно сделать следующее заключение:

1) измерение угла диэлектрических потерь можно производить не реже одного раза в 4 года;

2) отбраковочную норму по $\text{tg } \delta$ можно установить для бакелитовой изоляции конденсаторного типа 6 кВ—10%; 35 кВ—8%.

Такие изменения в периодичности испытаний и в отбраковочной норме по $\text{tg } \delta$ не могут нарушить безаварийную работу бакелитовой изоляции.

Вся бакелитовая изоляция конденсаторного типа 3, 6, 10, 35 и 110 кВ перед вводом в эксплуатацию должна подвергаться измерению диэлектрических потерь. Норма отбраковки для вновь вводимых аппаратов 3, 6 и 10 кВ должна быть установлена в 3%, а для аппаратов 35 и 110 кВ — в 2%. Завышать нормы отбраковки по $\text{tg } \delta$ в данном случае нецелесообразно, так как значения $\text{tg } \delta$ выпускаемых заводами бакелитовых изоляторов конденсаторного типа, как правило, не превышают 2%; опыт восстановления увлажненных бакелитовых изоляторов конденсаторного типа полностью обеспечивает для высушенных изоляторов 6—10 кВ значение $\text{tg } \delta = 3\%$, а для изоляторов 35—110 кВ — $\text{tg } \delta = 2\%$.

Ремонт бакелитовой изоляции конденсаторного типа на месте установки

Как известно, при проведении профилактических испытаний бакелитовая изоляция бракуется также по наружному осмотру. Бакелитовая изоляция конденсаторного типа, забракованная вследствие наличия царапин, нарушения лакового покрова по поверхности изолятора, но имеющая низкое значение $\text{tg } \delta$ ($\leq 8\%$), обычно демонтируется и направляется в мастерские для реставрации, где проходит полную лакировку. Такой метод реставрации надо признать нецелесообразным и неправильным. Как известно, увлажнение бакелитовой изоляции конденсаторного типа происходит только с торцов, и то обстоятельство, что $\text{tg } \delta$ не превышает 8%, говорит о том, что изолятор сухой.

Наличие царапин на наружной поверхности сокращает изоляционное расстояние на перекрытие вдоль изолятора. Это можно устранить, покрыв места царапин 3 раза лаком воздушной сушки № 17 или № 6 на месте установки.

В 1945 г. 6 трансформаторов тока с бакелитовой изоляцией конденсаторного типа после реставрации ввиду отсутствия бакелитового лака были покрыты лаком № 17. Из них 4 трансфор-

матора находятся в эксплуатации, а два хранятся в резервной кладовой, где температура окружающего воздуха стабильна: $15 \div 20^\circ \text{C}$, изменения значения $\text{tg } \delta$ и емкости за указанное время не наблюдалось. Необходимо продолжать дальнейшие эксперименты по замене бакелитового лака лаком № 17, чтобы можно было принять решение о возможности такой замены для покрытия бакелитовой изоляции конденсаторного типа, работающей на воздухе в неотапливаемых, закрытых распределительных устройствах 3—6—35 кВ.

Выводы

1. Электрическая прочность бакелитовой изоляции конденсаторного типа полностью отвечает требованиям эксплуатации и обеспечивает безаварийную работу указанной изоляции.

2. Угол диэлектрических потерь этой изоляции, когда она находится под рабочим напряжением и несет токовую нагрузку свыше 50% номинального тока аппарата, остается стабильным. При указанных условиях работы они не увлажняются.

3. Втулки с бакелитовой изоляцией конденсаторного типа подвергаются увлажнению, когда они длительное время (год и более) находятся в неотапливаемых помещениях, без напряжения или при малой токовой нагрузке (30% и ниже номинального).

При этом увлажнение в большинстве своем протекает не интенсивно. За 3 года максимальный прирост $\text{tg } \delta$ 6%. В среднем прирост $\text{tg } \delta$ за год составляет 2,0%.

4. Норму отбраковки по $\text{tg } \delta$ следует увеличить до 8% для 35-кВ и до 10% для 6-кВ аппаратов. Периодичность измерения угла диэлектрических потерь установить 1 раз в 4 года.

5. Втулки с бакелитовой изоляцией конденсаторного типа по своим изоляционным качествам не только не уступают фарфоровым изоляторам, но имеют некоторые преимущества перед ними: менее хрупки, при повреждениях легко поддаются восстановлению. Поэтому следует признать необоснованным и нецелесообразным производить замену этой изоляции на фарфоровую.

6. Необходимо имеющиеся в резерве проходные изоляторы, трансформаторы тока, втулки к масляным выключателям 35 и 6 кВ, ранее списанные, собрать, восстановить и вводить в эксплуатацию.

7. Перед вводом в эксплуатацию бакелитовой изоляции конденсаторного типа кроме испытаний повышенным напряжением предварительно должны быть измерены $\text{tg } \delta$ и емкость, причем 6-кВ аппараты должны допускаться к вводу при значениях $\text{tg } \delta = 3\%$, а для 35-кВ 2%.

8. Бакелитовые втулки конденсаторного типа 3, 6, 35 кВ, имеющие незначительные царапины на наружной поверхности лакового покрова и $\text{tg } \delta$ которых для аппаратов 35 кВ не превышает 8%, а для аппаратов 6 кВ 10%, нужно реставрировать на месте установки, покрывая царапины 2—3 раза лаком № 6, 17 или 408.



Настройка дугогасящих катушек в сетях 35 кВ

Инж. А. Г. Притула

При проектировании дугогасящих устройств для сетей 35 кВ обычно исходят из средних расчетных величин емкостных токов сети. Однако, как показывает опыт, эти расчетные величины значительно отличаются от действительных.

Непосредственные измерения емкостных токов сети в условиях эксплуатации сетей сопряжены с рядом трудностей. Поэтому очень часто настройка дугогасящих катушек производится по расчетным токам либо методом подбора ответвлений катушки из условий перекоса фазных напряжений. Неправильно настроенная катушка, как правило, приводит к ряду эксплуатационных неприятностей, связанных со смещением нейтрали и перекосом фазных напряжений.

Для определения действительных величин емкостных токов сетей 35 кВ и правильной настройки дугогасящих катушек системы был применен весьма простой и удобный метод, не требующий замыкания на землю в сети. Сущность этого метода заключается в следующем.

Известно, что воздушные сети, даже имеющие транспозицию проводов, не являются полностью симметричными. Если в сети 35 кВ нейтраль изолирована, всегда можно наблюдать некоторое смещение нейтрали по отношению к земле и перекося фазных напряжений. Включение в нейтраль дугогасящей катушки увеличивает смещение нейтрали и перекося фазных напряжений, причем наибольшее смещение нейтрали наблюдается при настройке дугогасящей катушки в резонанс. Это обстоятельство объясняется тем, что дугогасящая катушка и сама сеть имеют незначительную активную проводимость.

Увеличение потенциала нейтрали при включенной катушке в условиях нормального режима по сравнению с изолированной нейтралью определяется уравнением

$$\frac{U_L}{U_0} = \frac{j_a + j_b + j_c}{j_a + j_b + j_c + j_0}, \quad (1)$$

где U_L и U_0 — потенциалы нейтрали при включенной и отключенной катушке;
 j_a, j_b, j_c, j_0 — проводимости фаз и катушки.

Путем несложных преобразований¹ уравнение (1) приводится к виду:

$$\frac{U_L}{U_0} = \frac{1}{\sqrt{S^2 + \left(\frac{I_R}{I_C}\right)^2}}, \quad (2)$$

¹ См. А. Я. Мучник и И. И. Соловьев, Замыкания на землю в кабельных сетях и защита от них, Госэнергоиздат, 1947 г.

где $S = \frac{I_L - I_C}{I_C}$ — степень расстройки катушки;

I_L — индуктивный ток катушки;

I_C — емкостный ток сети;

I_R — активный ток катушки и проводимости сети.

Если в уравнении (2) принять $I_R = 0$, тогда напряжение нейтрали определится выражением

$$U_L = \frac{1}{S} U_0, \quad (3)$$

т. е. напряжение нейтрали обратно пропорционально степени расстройки катушки.

Если в том же уравнении (2) принять $S = 0$, что соответствует настройке катушки в резонанс, напряжение нейтрали определится равенством

$$U_L = \frac{I_C}{I_R} U_0. \quad (4)$$

Активная проводимость дугогасящей катушки вместе с активными потерями сети редко достигают 5—10% от величины емкостного тока сети. Поэтому при настройке катушки в резонанс в условиях нормального режима согласно равенству (4) напряжение нейтрали может увеличиться в 10—20 раз по сравнению с напряжением изолированной нейтрали. При этом в хорошую погоду, когда активные потери сети уменьшаются, смещение нейтрали увеличивается, и наоборот, в сырую погоду смещение нейтрали уменьшается.

При помощи сравнительно небольшой расстройки катушки благодаря демпфирующему влиянию активной проводимости смещение нейтрали уменьшается.

Таким образом, меняя степень расстройки дугогасящей катушки (практически меняя ответвления катушки) и измеряя напряжение нейтрали, мы получим резонансную кривую настройки катушки при данной частоте сети. Так как резонанс наступает при равенстве индуктивного тока катушки и емкостного тока сети, то, определив точку резонанса, нетрудно определить величину емкостного тока сети.

Измерение напряжения нейтрали во время опыта производится при помощи трансформатора напряжения, включенного в нейтраль параллельно катушке, либо используя один из трансформаторов напряжения подстанции, включив вольтметр в открытый треугольник трансформатора.

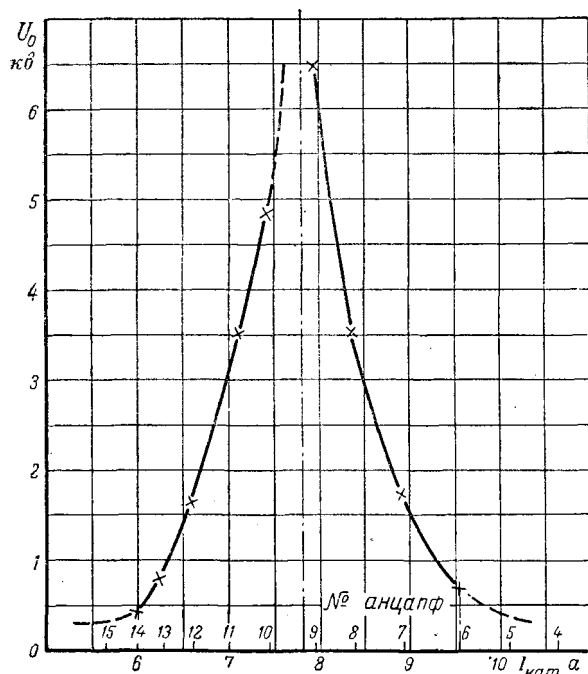


Рис. 1.

На рис. 1 приведена резонансная кривая одной из сетей 35 кВ, полученная нами при настройке дугогасящей катушки. Из условий резонанса нами определена величина емкостного тока сети равной 7,8 а. Протяженность сети составляет 64,5 км, а расчетный ток 6,1 а, т. е. действительный ток превышает расчетный на 28%.

Катушка установлена на 6-м ответвлении, при этом напряжение нейтрали не превышало 1 кВ, а расстройка катушки в сторону перекомпенсации составила:

$$S = \frac{9,55 - 7,8}{7,8} 100 = 22,5\%.$$

Если бы катушку настраивали по расчетному току, она попала бы в условия, близкие к резонансу.

Настройка катушки в сторону перекомпенсации удобна тем, что при колебаниях промышленной частоты в сторону снижения катушка не может попасть в резонанс, так как в этом случае перекомпенсация лишь только увеличится. Влияние частоты на расстройку катушки квадратично: при уменьшении частоты емкостный ток сети уменьшается, а индуктивный ток катушки увеличивается.

На рис. 2 приведена резонансная кривая настройки дугогасящей катушки во второй сети 35 кВ. Из условий резонанса величина емкостного тока $I_C = I_R = 24,6$ а. В этой сети действительная величина емкостного тока превышает расчетную на 40%. Это объясняется тем, что в данной сети преобладают металлические опоры, двухцепные линии и значительное количество подстанций.

□ □ □

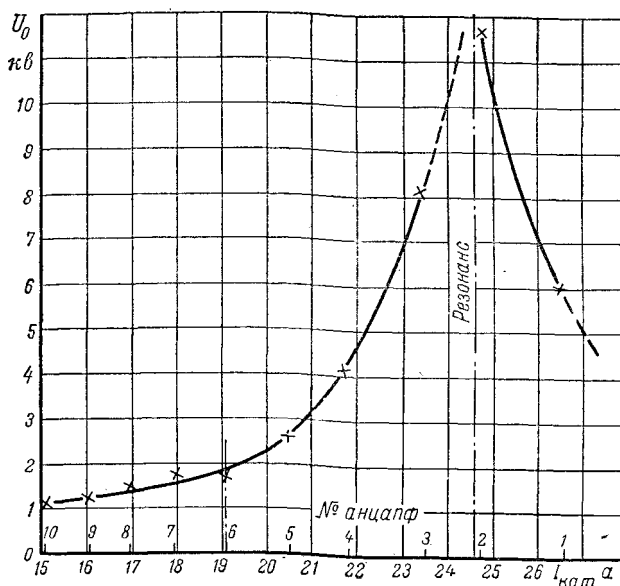


Рис. 2.

Настроить катушку с перекомпенсацией в этом случае не представилось возможным, так как резонанс наступил около предпоследнего ответвления. Поэтому катушка установлена на 6-м ответвлении с недокомпенсацией 22,3%, при этом напряжение нейтрали составило около 2 кВ, что несколько больше, чем в первом случае. Увеличению напряжения нейтрали во втором случае способствовало наличие в сети длинных линий, не имеющих транспозиции проводов.

Неудобства настройки катушки с недокомпенсацией заключаются в том, что при колебаниях в сторону снижения промышленной частоты недокомпенсация уменьшается, а напряжение нейтрали и перекос фазных напряжений увеличиваются. Так, например, при снижении частоты на 4%, т. е. до 48 пер/сек., недокомпенсация уменьшится на 16%, и катушка окажется настроенной вблизи резонанса. Это может привести к недопустимому перекосу фазных напряжений и к ложной работе сигнализации о замыканиях в сети.

Выводы

1. Расчетные значения емкостных токов сетей могут значительно отличаться от действительных.

2. Действительные значения емкостных токов сетей 35 кВ с достаточной точностью возможно определить по резонансной кривой настройки дугогасящей катушки.

3. Настройку дугогасящих катушек в сетях 35 кВ следует производить с перекомпенсацией 20—25%, так как в этом случае на работу катушки меньше сказываются колебания промышленной частоты.

4. Для компенсации емкостных токов в сетях 35 кВ следует устанавливать дугогасящие катушки на токи, превышающие действительные значения емкостных токов сети на 25—30%.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ГОРОДСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

ОТ РЕДАКЦИИ

Отсутствие общепризнанных решений по вопросу определения электрических нагрузок городских распределительных сетей было отмечено на Всесоюзной научно-технической сессии по городским электрическим сетям в 1949 г.

Помещая статьи с результатами обследования нагрузок сетей Ленинграда и Москвы, редакция надеется, что содержащиеся в них материалы, несмотря на некоторую спорность выводов авторов, отчасти восполнят отмеченный недостаток и побудят работников электросетей других городов провести аналогичные наблюдения и поделиться ими с читателями журнала.

Электрические нагрузки жилых домов Ленинграда

Канд. техн. наук Б. Л. Айзенберг, инж. Л. Д. Клебанов и инж. Б. А. Константинов

Расчетные электрические нагрузки являются основой проектирования как новой городской электрической сети, так и реконструкции существующих сетей. Величины расчетных нагрузок, рекомендуемые в настоящее время разными ведомствами, различны и изменяются в значительных пределах. Различие это объясняется тем, что расчетные удельные нормы нагрузок определяются не на основании исследований нагрузок действительных сетей, а лишь на основании отвлеченных рассуждений о возможной мощности приемников в жилых помещениях и вероятности одновременного включения их в сеть.

Ленинградским инженерно-экономическим институтом им. Молотова совместно с Энергосбытом Ленэнерго в 1947 г. было проведено исследование нагрузок ленинградской сети за 1946 г.¹

Значительный интерес представляет исследование нагрузок в 1949 г., проведенное группой членов ЛОНИТОЭ — работников ЛИЭИ им. Молотова и Энергосбыта Ленэнерго, для установления изменений нагрузок тех же объектов за истекшие три года.

Были обследованы те же 8 участков, включающие 60 домов с 20 тыс. жителей, что и в 1947 г. При расчете нагрузок была применена методика, разработанная и обоснованная еще в работе 1947 г.²

Анализ результатов обследования показал, что по всем участкам сети, питающей дома без газификации, за 3 года произошло снижение удельного годового потребления на 17,5%. Это снижение объясняется совместным влиянием нескольких

факторов — лучшим обеспечением населения топливом (дровами, керосином), лучшим обслуживанием коммунально-бытовыми предприятиями (бани, прачечные и т. п.) и др.

Удельное годовое потребление электрической энергии в домах, отопительная система которых присоединена к теплофикационным магистралям, в настоящее время не отличается от удельного потребления в домах, не имеющих теплофикации, в то время как в 1946 г. такая разница была. По участкам сети, питающим дома с газификацией быта, за рассматриваемый период также произошло снижение удельного потребления электрической энергии, причем в гораздо большей степени: в среднем на 32%.

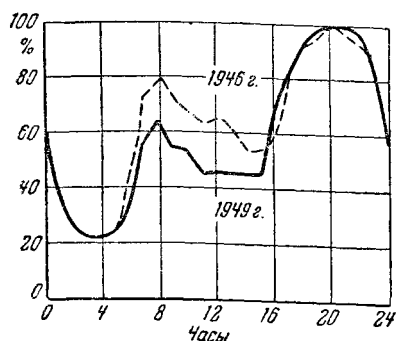
Газификация оказывает значительное влияние на удельное потребление электрической энергии, которое падает при газификации на 30%. Таким образом, в 1947 г. влияние газификации (снижение удельных нагрузок и удельного потребления на 25%) было недооценено.

Среднее значение удельного потребления электрической энергии при отсутствии газификации составляет $16,4 \text{ квтч/м}^2$ и очень близко к значению, полученному для данной группы потребителей на обследованных участках с домами без газификации быта. При газификации среднегодовое удельное потребление составляет $11,5 \text{ квтч/м}^2$.

Годовое число часов использования максимума, определенное по суточному графику нагрузки городской сети, в 1949 г. составило 2600. Это же значение получается из соотношения общей годовой величины реализации электрической энергии на 1949 г. по группе «квартирное освещение» и продолжительности максимума нагрузки потребителей этой группы в 20 час., полученного на основании анализа суточного графика нагрузки систе-

¹ См. статью Б. Л. Айзенберга, „Электрические станции“, № 12, 1943 г.

² Там же.



Суточный график нагрузки жилых домов Ленинграда.

мы. Годовое число часов использования максимума, определенное в 1947 г., было несколько выше и составило 2 900 (см. рисунок).

Таким образом, можно считать, что средняя удельная нагрузка по домам без газификации быта составляет $6,3 \text{ вт/м}^2$ оплачиваемой жилой площади, а при газификации быта — $4,4 \text{ вт/м}^2$. Деление общего городского максимума нагрузок квартирного освещения на общую величину оплачиваемой жилой площади по всему городу дает $6,4 \text{ вт/м}^2$.

Процент потребления электрической энергии на коммунальные нужды домов по всем участкам города независимо от зоны оживленности как в домах с газификацией быта, так и без газификации значительно повысился по сравнению с 1946 г. и составил 4,3% вместо 3,4% по участкам с домами, имеющими газификацию быта, и 3,8% вместо 2,2% — по участкам с домами без газификации.

Рост процента потребления электрической энергии на коммунальные нужды домов объясняется снижением общего потребления электрической энергии, обусловленным указанными ранее причинами, и ростом абсолютной величины потребления на коммунальные нужды вследствие улучшения освещенности дворов, лестниц, восстановления освещения номерных фонарей и т. д.

По всем районам города за три года по группе потребителей: учреждения, учебные и лечебные заведения, торговые и зрелищные предприятия, мелкие мастерские — установлен рост удельного потребления электрической энергии.

Следует отметить, что для учебных и лечебных заведений годовое удельное потребление электрической энергии повысилось вдвое; рост потребления должен иметь место и в дальнейшем.

Удельное потребление всей рассматриваемой группы потребителей различно для разных районов города — на Невском проспекте в центре города оно в 3 раза больше, чем на том же проспекте за Московским вокзалом. Однако и годовое число часов использования максимума в первом случае в 1,5 раза выше, чем во втором: в первом районе преобладающую роль играют зрелищные предприятия, а во втором — торговые (3 700 час. против 2 750). Таким образом, разница в удельных нагрузках обоих районов должна быть меньше, чем разница в удельном потреблении электрической энергии.

Повышение благосостояния населения, несомненно, должно сопровождаться как большим использованием имеющихся электрических приборов, так и более широким их внедрением, а также увеличением расхода энергии на освещение, которое является решающим фактором при определении ожидаемого роста удельного потребления жилых помещений с газификацией.

Значительный рост электропотребления должен иметь место по учебным и лечебным заведениям, а также в известной мере и по остальным потребителям этой группы.

Следует отметить, что участие последней группы потребителей в общем электропотреблении жилых домов за последние три года повысилось от 15% в среднем в 1946 г. до 25% в 1949 г.; в общей нагрузке участие это в 1949 г. составляет около 16—18%, так как коэффициент использования максимума этой группы выше, чем у группы «квартирное освещение», а коэффициент участия в максимуме — ниже единицы.

Выводы

1. При расчете нагрузки основным исходным показателем следует принимать удельное годовое потребление электрической энергии на 1 м^2 оплачиваемой площади, жилой и нежил.

2. Для перехода от удельного потребления к удельной нагрузке удельное потребление следует делить на годовое число часов использования максимума и умножить на коэффициент участия в максимуме.

3. Удельное годовое потребление для Ленинграда на 1954—1955 гг. может быть принято: по домам без газификации — в 27 квтч/м^2 оплачиваемой жилой площади, при годовом числе часов использования максимума в 2 700 и коэффициенте участия в максимуме, равном единице, что отвечает удельной расчетной нагрузке в 10 вт/м^2 оплачиваемой площади;

по домам с газификацией быта — 18 квтч/м^2 оплачиваемой жилой площади при годовом числе часов использования максимума в 2 600 и коэффициенте участия в максимуме, равном единице, что отвечает удельной нагрузке в 7 вт/м^2 оплачиваемой жилой площади.

4. Среднее годовое удельное потребление по полезной (нежилой) площади принимается в 30 квтч/м^2 оплачиваемой площади при 3 500 час. годового использования максимума и коэффициенте участия в максимуме, равном 0,85, что отвечает удельной нагрузке в 10 вт/м^2 оплачиваемой полезной (нежилой) площади.

5. Для учета потребления энергии на коммунальные нужды дома общая расчетная нагрузка дома увеличивается на 4% (при этом не учитывается нагрузка лифтов, механических прачечных, насосов центрального отопления).

6. Необходимо систематическое проведение исследования электрических нагрузок городской сети в разных городах, с опубликованием результатов этих работ.

Об определении электрических нагрузок сети низкого напряжения

Инж. Н. И. Медведский

В основе построения городских электрических сетей — выбора напряжения, схемы, количества линий, трансформаторных и распределительных пунктов — лежит величина электрической нагрузки.

Основной нагрузкой городской распределительной сети является: осветительная и бытовая нагрузка жилых зданий; осветительная и мелко-двигательная нагрузка административных учебных, лечебных, торговых помещений и мелких мастерских; нагрузка наружного освещения. Главное значение имеет первая, дающая обычно около 80 % всей нагрузки городской распределительной сети. Определение этой составляющей и рассматривается ниже.

В качестве наиболее удобного показателя при расчете нагрузки за последние годы была принята величина удельной максимальной потребляемой мощности в ваттах на 1 м² жилой (оплачиваемой) площади. В этих удельных нагрузках, относимых к вводу в здание, обычно учитывается общая нагрузка электрического освещения и электрических бытовых приборов.

В 1948 г. в решении № 27 Госинспекции по промэнергетике и энергонадзору МЭС СССР было предложено исчислять нагрузку не по отношению к жилой (т. е. оплачиваемой) площади, а к общей или полезной площади жилых квартир, включая в эту величину не только оплачиваемую площадь жилых комнат квартиры, но и площадь кухонь, передних, коридоров, уборных и т. п., причем предполагалось сохранить численные значения удельных нагрузок, определенные как максимальная потребляемая мощность на 1 м² оплачиваемой площади. Тем самым, как указано в этом решении, расчетные нагрузки повышаются на 20—40 %.

Замена в расчетах нагрузок оплачиваемой жилой площади общей площадью ничем не обоснована и неудачна.

Действительно, одним из основных требований к каждому показателю или удельной норме является легкость и простота получения исходных данных для их определения. Этому требованию в полной мере отвечает оплачиваемая площадь как жилая, так и нежилая, так как учет ее ведется с достаточной точностью любым домоуправлением, районным и городским жилищным управлением; данными же об общей площади эти организации в ряде случаев вообще не располагают.

Еще хуже обстоит дело с учетом общей площади при проектировании новых жилищных массивов и участков новой застройки — проектные и планирующие организации всегда располагают данными об оплачиваемой площади и совсем не располагают данными об общей площади. Таким образом, определение нагрузки по величине полезной площади и удельной нагрузки, рекомендуемое в решении № 27, крайне затрудняет работу проектных организаций.

Расчет общей площади по имеющимся данным об оплачиваемой (жилой) площади путем введения некоторого переходного коэффициента затруднителен в силу значительного колебания его значений.

Значение $S_{общ}/S_{оп.}$ составляет от 1,5 до 1,88, т. е. во всех случаях выше не только 1,2, но и 1,4, рекомендуемых в решении № 27. Поскольку в ряде случаев в начальных стадиях проектирования неизвестен характер предполагаемых к строительству зданий, это соотношение совершенно произвольно может быть выбрано в пределах от 1,2 до 1,9, что в значительных пределах меняет расчетную нагрузку.

Самые же значения указанных нагрузок, рекомендуемые в настоящее время разными ведомствами, колеблются в широких пределах от 6 до 18 Вт/м².

Насколько можно судить, только рекомендации Б. Л. Айзенберга¹ базируются на данных анализа проведенных в Ленинградской городской электрической сети измерений и сопоставления их с данными измерений, проводившихся по тем же участкам сети на протяжении многих лет (работы Ленинградской кабельной сети, Энергосбыта Ленэнерго и Ленинградского инженерно-экономического института им. Молотова). Все же остальные данные, повидимому, являются результатом отвлеченных рассуждений и не могут считаться обоснованными. Во всяком случае нельзя считать обоснованием повышения удельных нагрузок указание в п. 3 решения № 27 о том, что увеличение это принимается «по предложению Энергосбыта Ленэнерго» и имеет целью «обеспечить большую надежность питающих сетей жилых домов», тем более, что последнее исследование электрических нагрузок в 1949 г., проведенное ЛИЭИ им. Молотова, показало снижение удельных расчетных нагрузок по сравнению с рекомендованными в статье Б. Л. Айзенберга в 1948 г.

Выводы

1. Учитывая весьма значительное влияние расчетных электрических нагрузок на экономику построения городских сетей, следует считать необходимым проведение Министерством электростанций СССР и Министерством коммунального хозяйства в 1950 г. и в дальнейшем ежегодно, опытной проверки действительных нагрузок жилых зданий в разных городах (малых, средних и крупных) и на основании этих данных установить ожидаемые расчетные значения удельных нагрузок на определенные сроки, необходимые для проектирования электрических сетей.

Следует отметить, что результаты измерений нагрузки в одном Ленинграде не могут служить единственным материалом для определения удельных нагрузок для всех городов Советского Союза.

¹ См. «Электрические станции», № 12, 1948 г.

2. Удельные электрические нагрузки следует относить только к оплачиваемой жилой площади, а отнюдь не к полной (общей полезной) площади.

3. Министерству электростанций СССР следует изменить п. 3 решения № 27 Госинспекции по промэнергетике и энергонадзору от 25/XI 1948 г., как методически необоснованное и дающее преувеличенные значения расчетных нагрузок, что приводит к излишним неоправданным

затратам цветного металла. В основу проектирования городских сетей впредь до проведения работ, указанных в п. 1, можно с достаточным, повидимому, основанием принять рекомендуемые в последней работе ЛИЭИ им. Молотова удельные расчетные нагрузки 1954—1955 гг. на вводе в дом: 10 вт/м^2 оплачиваемой жилплощади для домов без газификации быта и 7 вт/м^2 оплачиваемой жилплощади для домов с газификацией быта.



Электрические нагрузки жилых домов Москвы

Инж. Г. В. Сербиновский

Вопрос об электрических нагрузках и удельном электропотреблении жилых домов имеет немаловажное значение для перспективного планирования энергоснабжения городов и проектирования новых и реконструкции существующих городских электросетей.

Поэтому заслуживают внимания и должны быть учтены при обобщении материалов итоговые данные обследований нагрузок различных групп потребителей, питающихся электроэнергией от городских низковольтных сетей.

На эту тему в сборнике информационных материалов Энергосбыта Ленэнерго за 1948 г. и в журнале «Электрические станции», № 12 за 1948 г. были помещены статьи канд. техн. наук Б. Л. Айзенберга, в которых приводились данные об удельном потреблении электроэнергии и об удельных нагрузках различных потребителей, питаемых от городской низковольтной сети Ленинграда.

Желая выяснить, насколько приведенные в статьях данные, относящиеся к Ленинграду, могут быть применены к потребителям Москвы, Энергосбыт Мосэнерго в дополнение к ведущейся с 1946 г. работе провел в 1949 г. широкое обследование ряда групп потребителей, питающихся от низковольтной сети. В первую очередь были обследованы жилые дома.

Как и в работе, проведенной в Ленинграде основными факторами, влияющими на уровень электропотребления населения, считались: способ отопления (печное или центральное) и наличие в квартирах газа.

Основной целью работы являлось установление степени влияния этих факторов на величину электропотребления жилых домов и определение величин удельного электропотребления и удельных нагрузок.

Величины, подлежащие выявлению и изучению, были: а) удельное годовое потребление электроэнергии в киловатт-часах на 1 м^2 оплачиваемой жилой площади; б) удельная нагрузка в ваттах на 1 м^2 оплачиваемой жилой площади.

Обследовано было 60 жилых домов, расположенных в различных районах Москвы. Как и в Ленинграде, было решено проверить, влияет ли на величину электропотребления плотность населения (оживленность) той или иной зоны. Поэтому город был разбит на три зоны: малооживленную, среднеоживленную и наиболее оживлен-

ную. Были выбраны дома, имеющие: печное отопление (без газа), центральное отопление (без газа), печное отопление и газ, центральное отопление и газ. В обследуемых домах проживает около 20 тыс. чел. Были проанализированы данные за 1947 и 1948 гг.

Потребление электроэнергии определялось по показаниям счетчиков, ежемесячно записываемым в книги лицевых счетов абонентской службы в течение 1947 и 1948 гг. Данные об оплачиваемой жилой площади по обследуемым домам были получены от Мосжилуправления. Результаты обследования сведены в таблицу,

Удельное годовое потребление электроэнергии в киловатт-часах на 1 м^2 оплачиваемой жилой площади

Зона города	Группа домов	Печное отопление (без газа)		Центральное отопление (без газа)		Печное отопление и газ		Центральное отопление и газ	
		1947 г.	1948 г.	1947 г.	1948 г.	1947 г.	1948 г.	1947 г.	1948 г.
Мало-ожи-вленная	1-я	28,8	21,8	—	—	—	—	—	—
	2-я	—	—	30,0	26,4	—	—	—	—
Средне-ожи-вленная	3-я	23,1	26,8	—	—	—	—	—	—
	4-я	—	—	—	—	—	—	14,4	12,5
	5-я	—	—	—	—	—	—	17,2	16,5
Наибо-лее ожи-вленная	6-я	32,4	27,6	—	—	—	—	—	—
	7-я	—	—	34,6	29,6	—	—	—	—
	8-я*	—	—	31,2	—	—	—	—	16,3
	9-я**	25,0	—	—	—	—	17,2	—	—
	10-я	—	—	—	—	—	—	15,9	15,3

* С 1948 г. в дома был проведен газ.

** Во втором полугодии 1947 г. в дома проведен газ.

из которой можно сделать следующие выводы: а) зоны оживленности города не влияют на величину удельного электропотребления;

б) при печном отоплении и отсутствии газа удельное годовое потребление оказывается меньше, чем при центральном отоплении и отсутствии газа;

в) решающее влияние на величину электропотребления оказывает наличие газа; при наличии газа характер отопления (печное или центральное) не играет роли; электропотребление при наличии газа значительно ниже, чем при его отсутствии.

За 1948 г. среднегодовое удельное электропотребление в домах без газа получилось равным 25,6 квтч/м^2 , а в домах с газом — 14,2 квтч/м^2 .

Следует отметить, что включение газа в Москве сказывается более значительно на снижении электропотребления, чем в Ленинграде¹. Попутно, зная количество проживающих в обследованных домах, удалось вывести размер относительного потребления электроэнергии—на одного человека приходится в негазифицированных домах 124 *квтч/год*, в газифицированных — 85 *квтч/год*.

Удельная нагрузка определялась в ваттах на 1 *м*² оплачиваемой жилой площади путем деления удельного потребления на число часов использования максимума. Удельная нагрузка подсчитывалась отдельно для газифицированных и негазифицированных домов.

Число часов использования максимума осветительно-бытовой нагрузки Москвы решено было определить методом непосредственного снятия графиков нагрузок характерных домов. Такие графики непрерывно в течение около трех лет составляются посредством регистрирующих приборов в нескольких домах, с газом и без газа.

Годовое число часов использования максимума, соответствующее полученным данным о среднесуточных часах использования максимума отдельных домов, получилось: 3 250—для газифицированных домов и 3 700—для негазифицированных.

Поскольку на 1 января 1949 г. примерно около половины квартир Москвы было газифицировано, годовое число часов использования максимума в среднем по всем жилым домам Москвы можно принимать в 3 500.

Для проверки порядка полученных величин было решено определить число часов использования максимума путем разложения суммарного суточного графика нагрузки системы Мосэнерго за 15 декабря 1949 г., хотя такой метод является довольно условным.

Зная потребление и нагрузку в часы максимума, определялось число часов использования максимума.

Для 15 декабря 1949 г. число часов использования максимума бытовой нагрузки составило 12,7. Из анализа графиков нагрузок, снятых регистрирующими приборами по отдельным домам, следует, что среднесуточное число часов использования максимума в декабре получается 12,7 для негазифицированных домов и 12,4 для газифицированных; следовательно, результаты оказались весьма близкими.

Целя удельное годовое потребление энергии негазифицированных или газифицированных домов (*квтч/м*²) на соответствующее число часов использования максимума, удалось определить величины удельных нагрузок.

Удельная нагрузка в ваттах на 1 *м*² жилой площади составляет в обследованных домах Москвы без газификации 6,8 *вт/м*², в жилых домах с газификацией 4,4 *вт/м*².

Из суточных графиков нагрузок жилых домов видно, что максимальная нагрузка этой группы

потребителей по времени целиком совпадает с максимальной нагрузкой системы.

Полученные данные удельных нагрузок характеризуют лишь существующее положение. Было бы неправильно при проектировании жилых домов принимать их без корректировки в сторону увеличения, без учета того, что дальнейший рост благосостояния населения приведет к росту электропотребления и удельных нагрузок.

Несомненно, что и существующая система лимитирования оказывает известное сдерживающее влияние на размер электропотребления. Поэтому при проектировании удельные нагрузки квартир жилых домов должны приниматься увеличенными против результатов, полученных из наблюдений.

Несколько замечаний о других вопросах, поднятых в статье Б. Л. Айзенберга:

1. В условиях Москвы, где сосредоточено большое количество учреждений, учебных и лечебных заведений, театров и коммунально-бытовых потребителей, не подтверждаются выводы, относящиеся к Ленинграду, о том, что нагрузка квартир составляет 65—95% общей нагрузки сети низкого напряжения.

В Москве удельный вес нагрузки жилых квартир составляет по данным декабря 1949 г. лишь 60% общей нагрузки сети низкого напряжения, так как режим работы низковольтной городской сети в Москве определяется не только нагрузкой жилого сектора, но и нагрузкой учреждений, мелких коммунальных предприятий, артелей, лечебных учреждений и т. п.

2. Процент потребления энергии на коммунальные нужды в жилых домах Москвы значительно вырос за счет установки электродвигателей для подкачки воды, установки электродвигателей в котельных для дутья, работы восстановленных лифтов и т. д. Эта нагрузка в ряде домов доходит до 25—30% общедомовой нагрузки в часы максимума.

3. Потребление электроэнергии лечебными учреждениями, кинотеатрами, магазинами и особенно мастерскими весьма различно и зависит от ряда факторов, не имеющих никакого отношения к занимаемой ими жилплощади. Поэтому нет никакого смысла нормировать их электропотребление и нагрузку в киловаттчасах на квадратный метр, как это предлагает Б. Л. Айзенберг.

4. Рекомендуемые т. Айзенбергом нагрузки и удельные величины потребления энергии на будущие годы для разных городов нуждаются в серьезном обосновании, равно как и утверждение, что можно сохранить разбивку городов на 4 категории, рекомендованные в 1940 г. в «Руководящих указаниях по проектированию городских электрических сетей трехфазного тока».

Требуется тщательное изучение электропотребления и электрических нагрузок всех основных групп потребителей городской низковольтной сети в разных городах, без чего невозможно правильно подойти к проектированию и сооружению новых и реконструкции существующих электрических сетей.

¹ См. статью Б. Л. Айзенберга, «Электрические станции», № 12, 1948 г.

Токовая защита от замыканий на землю с трансформаторами тока нулевой последовательности, работающая на емкостном токе

Инж. И. Ф. Седнев

В энергокомбинате установленные генераторы работают с изолированной нейтралью на шины генераторного напряжения 6 кв. В системе принята защита от замыканий на землю, выполненная на трансформаторах тока нулевой последовательности с кольцевым магнитопроводом (ТНП), действующая на отключение от емкостного тока в широко разветвленной кабельной сети.

Однокабельные направления имеют обычный кольцевой магнитопровод, который насажен на трехжильный кабель, служащий первичной обмоткой трансформатора, а на сердечник ТНП намотана вторичная обмотка, от которой питается токовое реле типа ЭТ*.

Двухкабельные направления имеют на каждый кабель по одному ТНП, вторичные обмотки которых соединены параллельно и действуют на одно общее токовое реле. Принципиальная схема защиты сдвоенной кабельной линии, отходящей от шин станции, приведена на рис. 1.

В блок, общий для всех линий данной станции, входит: фильтр напряжения нулевой последовательности (ФННП) 1, токовое реле ЭТ-511/1 2, добавочное сопротивление $R=190 \text{ ом}$ 3. Вместо реле напряжения применено токовое реле с добавочным сопротивлением для увеличения чувстви-

тельности ФННП. Промежуточное реле типа ЭП-101 4 одной парой контактов дает дежурный плюс на общую шинку всех токовых реле защиты от замыканий на землю отходящих линий, а другая пара контактов действует на шунтовой блинкер 5 типа ЭС-92, от которого питается звуковой и световой сигналы. Неоновая лампа с добавочным сопротивлением 6 служит для контроля положения оперативных контактов всех токовых реле защиты от замыканий на землю отходящих линий.

В блок защиты, устанавливаемый на каждой линии, входят: трансформатор ТНП 7, токовое реле ЭТ-511/02 8, серийный блинкер ЭС-91 9 и реле времени ЭВ-181 10. Блинкер в цепи катушки реле времени срабатывает даже при кратковременных замыканиях на землю в данном направлении и действует на световое табло.

Полученный звуковой сигнал от ФННП и световой сигнал поврежденного направления дают возможность дежурному быстро ориентироваться в части отыскания поврежденного участка сети.

В начале эксплуатации защиты от замыканий на землю с ТНП были случаи ложной ее работы при параллельном включении линий в сети однополюсными разъединителями. После выполнения блокировки токовой защиты от замыканий на землю с помощью реле напряжения нулевой по-

* См. журнал „Электрические станции“, № 2, 1949 г.

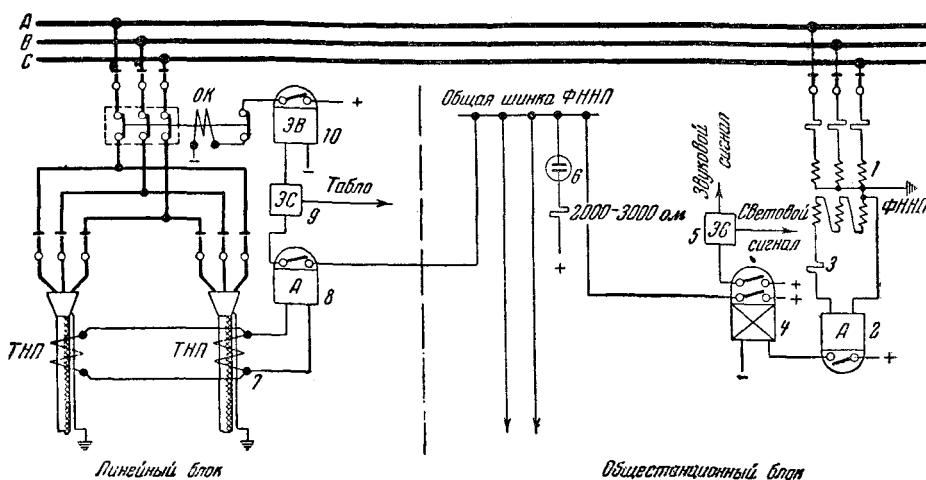


Рис. 1.

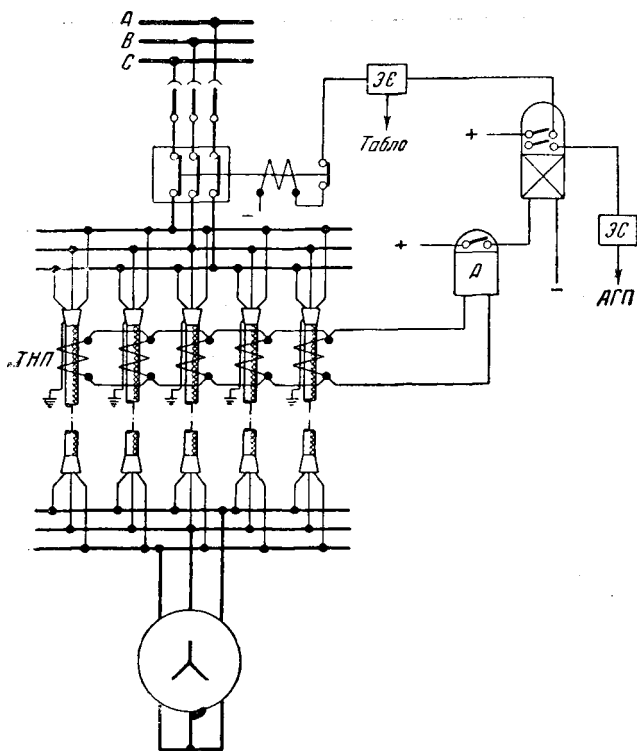


Рис. 2.

следственности с общестанционным ФННП случаев ложной работы защиты по этой причине больше не было.

Защита от замыканий на землю сетевых распределительных пунктов получает оперативный ток от трансформатора напряжения, общего для всех линий данного распределительного пункта. Блокировка от реле напряжения нулевой последовательности в распределительном пункте не применяется из-за трудности установки ФННП и стремления упростить схему защит от замыканий на землю.

Для защиты генераторов, связанных с шинами несколькими кабелями, на каждый кабель насажен отдельный трансформатор тока ТНП, вторичные обмотки которых соединены параллельно (рис. 2).

Токосвая защита от замыканий на землю генераторов с ТНП не блокируется реле напряжения нулевой последовательности. Это вызвано следующими соображениями:

1) желанием иметь более чувствительную защиту (реле, включенное на ФННП, работает при первичном напряжении нулевой последовательности $U_0=600-700$ в, а токовые реле защит от замыканий на землю генераторов работают при $U_0=200-400$ в);

2) стремлением исключить зависимость работы ответственных защит от замыканий на землю генераторов от одного общего станционного комплекта блокировки с ФННП;

3) отсутствием необходимости производить манипуляции разъединителями кабелей под нагрузкой.

Параметры трансформаторов тока ТНП зависят от: суммарного емкостного тока системы; заданной чувствительности защиты и числа параллельно работающих кабелей данного направ-

ления. Расчет ТНП можно производить по уже известным формулам¹.

Для выбора тока трогания линейной защиты от замыканий на землю необходимо подсчитать емкостный ток данного направления и учесть два коэффициента:

1) коэффициент полноты замыкания, равный $K_n = \frac{I_{m\phi}}{I_{c\Sigma}}$ (желательно, чтобы он был не менее 0,3—0,4);

2) коэффициент отстройки $K_{от} = \frac{I_{m\phi}}{I_{сн}}$ (жела-

тельно, чтобы он был не менее 5—6).

Коэффициент отстройки учитывает возможное увеличение емкостного тока неповрежденного направления до 3—5-кратного значения от нормального вследствие перенапряжений в системе при прерывистом замыкании на землю через дугу на поврежденном участке.

Следовательно, ток трогания защиты отходящей линии

$$I_{m\phi} = K_{от} \cdot I_{сн} \leq (0,3 \div 0,4) I_{c\Sigma},$$

где $I_{m\phi}$ — первичный ток трогания защиты;

$I_{c\Sigma}$ — суммарный емкостный ток системы при полном замыкании на землю одной фазы;

$I_{сн}$ — емкостный ток направления при полном замыкании на землю одной фазы вне зоны действия данной защиты.

В начале эксплуатации защиты с ТНП коэффициент отстройки принимался 1,8 ÷ 3 и при появлении в системе перемежающейся дуги происходило одновременное выпадение блинкеров всех защит от замыканий на землю и отключение поврежденных и неповрежденных линий. С увеличением коэффициента отстройки до 5—6 подобные явления более не повторялись.

При одновременном повреждении нескольких объектов от действия защиты отключаются только поврежденные направления.

Уставка по времени определялась количеством ступеней защиты в данной цепочке и доходила до 4—6 сек. (ступень равна 0,8 сек.).

Из-за больших выдержек времени и емкостных токов системы, достигающих до 180 а, в большинстве случаев однофазное замыкание на землю переходило в междуфазовое замыкание. Так, например, в течение одного года было семь случаев работы максимальной защиты и 16 случаев работы защиты от замыканий на землю.

В дальнейшем число ступеней было снижено до 2 ÷ 3 с наибольшим временем 1,6 сек. Это уменьшило число коротких замыканий, так как защита успевала отключить замыкание на землю до перехода его в междуфазовое повреждение. В результате за год был только один случай работы максимальной защиты и десять случаев работы защиты от замыканий на землю.

На линейных кабелях установленные ТНП в комплекте с реле ЭТ, рассчитанные на минималь-

¹ См. „Электрические станции“, № 3, 1949 г.

ный ток трогания, давали возможность менять уставку по шкале в пределах 10—20 а первичного тока.

На направлениях, имеющих большую емкость, приходилось загроублять защиту путем увеличения числа витков вторичной обмотки ТНП. Этим менялся предел регулировки шкалы реле ЭТ (15—30, 20—40 а и т. д.).

Следует отметить, что на двухкабельных направлениях уставка по току остается неизменной при отключении одного из параллельно работающих кабелей.

При выбранной схеме защиты генераторов и замыкании на землю в зоне действия защиты весь результирующий емкостный ток системы будет протекать через точку замыкания на землю и разветвляться по всем трем фазам поврежденного генератора.

Следовательно, при результирующем емкостном токе системы $I_{c\Sigma} = 180$ а и токе трогания

защиты генератора $I_m = 20$ а процент незащищенных витков генератора составляет:

$$\alpha \% = \frac{I_m \%}{I_{c\Sigma}} = \frac{20 \cdot 100}{180} = 11 \%$$

В течение десятилетнего периода эксплуатации защиты от замыканий на землю генераторов с ТНП не было случаев ложной работы защиты от сквозных коротких замыканий и токов небаланса. Было два случая замыкания на землю обмотки статора; при этом защита работала правильно. В первом случае обмотка статора генератора получила замыкание на корпус в пазу статора. При этом имело место незначительное расплавление меди и стали статора. Ремонт генератора был произведен без перешихтовки стали статора. Во втором случае повреждение статора было вызвано разрывом проволоочного бандажа ротора и проследить ход развития аварии со статором не представлялось возможным.

ОТ РЕДАКЦИИ

Необходимо обратить внимание читателей на следующее. Работа кабельной сети генераторного напряжения с некомпенсированным емкостным током 180 а является совершенно ненормальной. Может только вызывать порицание то обстоятельство, что в течение длительного времени не были приняты меры для уменьшения токов замыкания на землю. При такой величине емкостного тока естественно, что защита от замыканий на землю и на генераторах и в сети должна была действовать на отключение вопреки принятым установкам, изложенным в известных решениях Техотдела МЭС.

Но поскольку опыт, изложенный т. Седневым, все же имел место, то из него можно сделать некоторые ценные выводы. Работа токовой защиты от замыканий на землю с трансформаторами тока нулевой последовательности как генераторов, так и линий показала себя вполне надежной. Никакого активного тока для повышения надежности действия защиты не потребовалось, и защита хорошо работала на емкостном токе. Сейчас очевидно, что для этого вовсе не требуется ток в 180 а, а с тем же успехом может быть использован во много раз меньший емкостный ток. Как известно, теперь имеются значительно более совершенные трансформаторы тока нулевой последовательности и чувствительные токовые реле, чем те, опыт многолетней эксплуатации которых описан т. Седневым.

Весьма интересными являются данные об отстройке защиты от увеличения емкостных токов, вызываемого перемежающимися дугowymi замыканиями на землю; о сокращении числа переходов в междуфазовые короткие замыкания за счет уменьшения времени отключения повреждений даже при емкостном токе 180 а.

Редакция считает, что данные, сообщенные т. Седневым, подтверждают принятые решения о широком внедрении трансформаторов тока нулевой последовательности, о выполнении защиты или сигнализации на естественном емкостном токе и вместе с тем о всемерном уменьшении токов замыкания на землю, чтобы полностью использовать возможности работы сетей с изолированной точкой без немедленного отключения замыканий на землю.



ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Приспособления для погрузочно-разгрузочных работ и рытья грунта на подвижных стреловых кранах

При производстве строительно-монтажных работ небольшого объема крайне желательно иметь универсальный механизм, с помощью которого можно было бы осуществить механизацию как погрузочно-разгрузочных работ, так и рытья грунта под котлованы небольших фундаментов, траншей для канализационных сетей и т. п.

Автору совместно с инж. Р. Ф. Кубачек удалось практически разрешить выполнение всех этих операций одним подвижным стреловым краном посредством быстросъемных приспособлений.

Установка на поворотной платформе крана небольшого грузового механизма дала возможность одним подъемным канатом крана производить все необходимые движения механизмов грейфера и обратной лопаты, т. е. производить смыкание и размыкание грейфера на любой высоте, рытье грунта обратной лопатой и разгрузку последней.

Наличие на кране комплекта быстросъемных грейферов для сыпучих материалов и камня, двухклевцового самозахвата для бревен и обратной лопаты превращает кран в действительно универсальный механизм для всех видов погрузочно-разгрузочных работ и рытья грунта.

В частности, оказывается возможным производить стреловым краном такой комплекс работ, как рытье траншей для канализационных сетей, укладку труб и засыпку траншей землей.

На рисунке (а и б) представлены схемы грузового механизма, смонтированного на поворотной платформе 3-т автокрана, и его кинематическая связь с рабочими частями грейфера и обратной лопаты.

Подъемный канат 1 ссоединен у грейфера с механизмом смыкания и размыкания, а у обратной лопаты с механизмом рабочего хода и разгрузки.

Грейфер, опущенный в раскрытом виде в забой, при натяжении подъемного каната 1 смыкается, забирая материал, и только после смыкания поднимается на нужную высоту (см. рисунок, а); канат 2, прикрепленный к верхней траверсе грейфера 3, при подъеме последнего освобождается и подматывается барабаном 4 грузового механизма 5 посредством падающего груза 6.

При этом храповое колесо 7 предотвращает разматывание каната 2 при ослаблении подъемного каната 1, отчего грейфер удерживается на поднятой высоте канатом 2. При дальнейшем ослаблении подъемного каната 1 грейфер раскрывается.

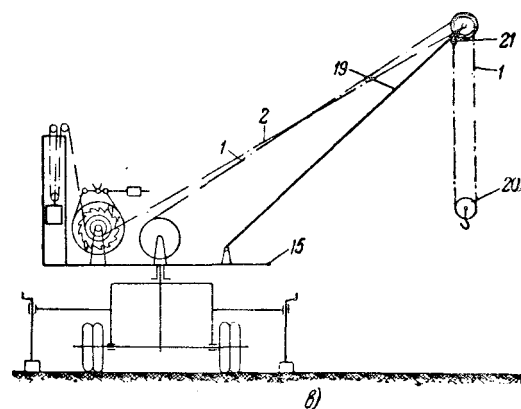
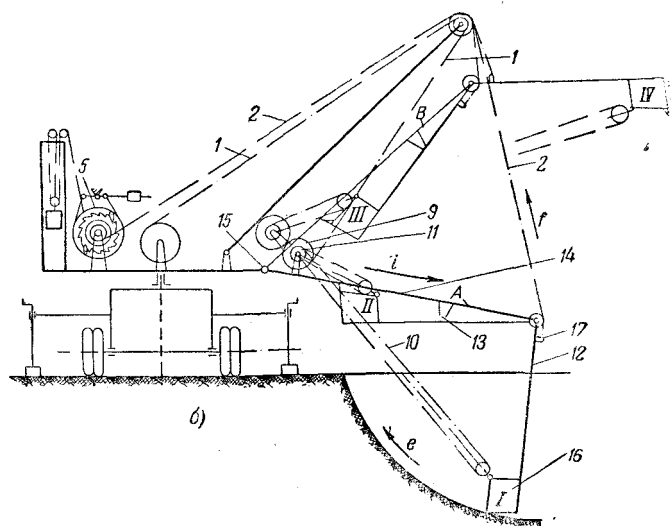
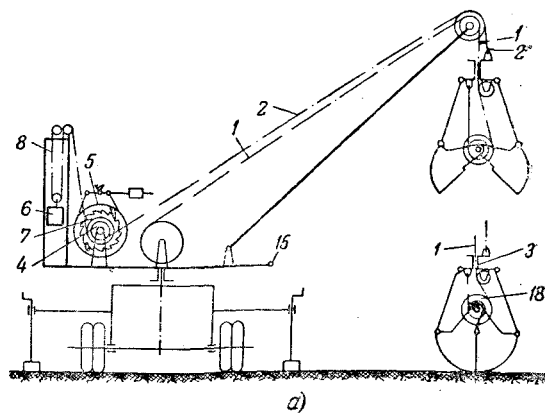
Опускание грейфера в забой в раскрытом виде производится одновременным оттормаживанием канатов 1 и 2.

Вес груза 6 на грузовом механизме 5 незначителен, так как он преодолевает через полиспаст 8 только вес освобождающегося каната 2 и трение при вращении грузового механизма на холостом ходу.

Аналогичным действием грузового механизма 5 достигается рабочее движение, разгрузка и холостой ход обратной лопаты (рисунок, б).

Из положения I в начале рабочего хода обратная лопата перемещается в положение II по стрелке е, при натяжении подъемного каната 1, который разматывается с большого дифференциального барабана 9, наматывает канат 10 на малый дифференциальный барабан 11.

После соприкосновения стержня лопаты 12 с упором 13 на подстрелке 14 последний вместе с прижатой к нему



лопатой из положения А поднимается, вращаясь на шарнире 15 по стрелке f до нужного для разгрузки положения В.

Поскольку подстрелок 14 вместе с лопатой 16 удерживается в наклонном положении В, то при ослаблении под-

емного каната 1 лопата 16 из положения III переходит в положение IV по стрелке i посредством поворота стержня лопаты 12 канатом 2, который прикреплен к проушине 17.

При замене грейфера обратной лопатой канаты 1 и 2 отцепляются, первый — от большого дифференциального барабана грейфера 18, а второй — от верхней траверзы грейфера 3 (рисунок, а).

Далее на шарнир 15 поворотной платформы крана устанавливается подстрелок 12 с лопатой 16 посредством подъемного каната 1 (рисунок, б). После этого канат 1 прицепляется к большому дифференциальному барабану 9, а канат 2 прицепляется к проушине 17 на стержне 12, и лопата готова к действию.

Замена обратной лопаты или грейфера крюком крана производится в порядке, обратном сказанному выше. Подъемный канат 1 отцепляется от большого дифференциального барабана обратной лопаты 9 (см. рисунок, б) или грейфера 18 (см. рисунок, а).

Соответственно отцепляется канат грузового механизма 2 и закрепляется на стреле крана 19 (рисунок, в), и на подъемный канат 1 надевается блок крана 20 с крюком и канат 1 прицепляется к проушине 21 на стреле крана. После этого снимается подстрелок 12 с лопатой 6 (рисунок, б), и кран готов к действию.

При испытании опытного образца быстросъемного грейфера установлено, что продолжительность операции замены крюка крана грейфером и обратно занимает 10—20 мин.

Емкость грейфера для сыпучих материалов принята 0,5 м³.

Двухклевцевой самозахват для бревен рассчитан на одновременный подъем 5—6 м³ и способен производить наиболее трудоемкую разгрузку круглого лесоматериала из железнодорожных гондол.

Ввиду несложности конструкции комплект грузового механизма с грейферами для сыпучих материалов и бревен, а также обратной лопатой может быть изготовлен в небольших ремонтно-механических мастерских на строительных-монтажных площадках.

Стоимость комплекта грузового механизма и двух грейферов для сыпучих материалов и круглого леса при индивидуальном выполнении заказа в мастерских составляет 10—12 тыс. руб.

Стоимость обратной лопаты, дополнительно к комплекту грейферов, определяется в 3—4 тыс. руб.

Инж. М. П. Солнцев

Из опыта сварки труб высокого давления

Монтажным управлением «Мосэнергомонтаж» при восстановлении, реконструкции и монтаже импортного теплового оборудования проведены в большом масштабе сварочные работы.

Трубы поверхностей нагрева в основном сваривались газовой сваркой, а стационарный трубопровод диаметром свыше 75 мм и толщиной стенки более 5 мм — электродуговой сваркой. Химический состав и механические свойства примененных на импортном оборудовании сталей, приведены в таблице. Режимы, которые применялись при газовой сварке обычных малоуглеродистых сталей, для этих сталей были совершенно непригодны.

При проведении опытной сварки труб поверхностей нагрева обычным способом с пролудкой появлялось большое количество горячих волосяных трещин. Образование трещин следует отнести как за счет повышенного содержания углерода и серы, так и за счет технологии сварки. Трещины располагались, главным образом, в прихватках, пролудке и в некоторых случаях были замечены на переходной зоне с внутренней стороны трубы на расстоянии 3—5 мм от основания шва.

Подогрев стыка перед сваркой до 150—200°С и последующая термическая обработка при 680—710°С с выдержкой в течение 3 мин. на 1 мм толщины стенки и медленным охлаждением не дали положительных результатов.

После ряда опытов был найден следующий способ сварки хромомолибденовых, марганцекремнистых и хромованадиевых труб, исключивший появление трещин в сварном соединении.

Зазор между стыкуемыми элементами до наложения прихваток устанавливался в 4—5 мм. Были приняты следующие размеры прихватки: длина у основания шва 15—20 мм, в вершине шва 10—12 мм; высота на 2—3 мм больше толщины стенки (рисунок).

Количество прихваток для труб диаметром до 42/32 равно двум; для труб диаметром свыше 42/32 — трем. Прихватка, как правило, выполнялась сварщиком, имеющим допуск к производству сварки высокого давления.

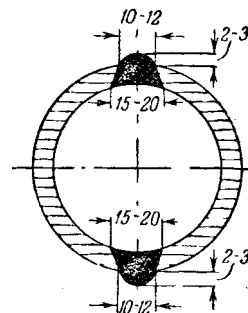
Угол скоса кромок 30°, остаточное притупление 1—1,5 мм. Зазор между концами сваренных труб после прихватки стыка — 1,5—2 мм. Стык заваривался без пролудки в один слой за один проход, с высотой усиления шва 3—4 мм и шириной перекрытия 2—3 мм.

Обрезка труб и обработка кромок под сварку производились как механическим способом с применением трубобрезных станков, так и газовой резкой с последующей зачисткой оплавленного металла и граты вручную зубилом и пилой. Качество сварных швов в обоих случаях было хорошее.

В качестве присадочного материала при сварке легированных хромомолибденовых, хромованадиевых, марганцекремнистых и молибденовых труб применялась качественная проволока марки VI-VII по ГОСТ 2246-43 диаметром 4 мм.

При монтаже котла высокого давления ТП-230/1 Мосэнергомонтаж впервые применил ручную электродуговую сварку молибденовых и хромомолибденовых труб диаметром 76/64 мм. Этот вид сварки особенно оправдал себя при сварке монтажных горизонтальных стыков экранных труб, так как газосварка этих стыков обычно наиболее трудно выполняема.

Газосварка монтажных горизонтальных стыков экранных труб производится в два приема: в первую половину смены или в течение одного рабочего дня сварщик заваривает стыки с внешней или внутренней стороны экрана, а во вторую половину смены или в следующий рабочий день он варит вторую половину стыка с обратной стороны экрана. Перед началом сварки второй половины стыка необходимо, чтобы весь ранее заваренный шов был нагрет до необходимой температуры, что проследить в



Марка стали	Диаметр труб, мм	Химический состав, %									Механические свойства при 20°С		
		C	Mn	Si	Mo	Cr	V	Cu	S	P	Временное сопротивление, кг/мм ²	Предел текучести, кг/мм ²	Относительное удлинение, %
St 45-49	32/25	0,22—0,33	0,41—0,72	0,17—0,32	—	—	—	—	<0,05	<0,05	45—55	26	17
TH-30	70/60	0,07—0,10	0,5—0,8	0,13—0,18	0,3—0,4	—	—	—	<0,05	<0,05	38—45	26	20
TH-231	70/60	0,12—0,18	1,0—1,3	0,3—0,5	—	—	—	—	<0,05	<0,05	45—58	29	18
XM	70/62	0,27—0,33	0,45—0,47	0,38—0,48	0,07—0,19	0,21—0,22	—	0,11	0,024	0,024	47—51	—	17—23
CrV 3D-23	45,5/36	0,15	0,80	0,4	—	1,2—1,4	0,3—0,35	—	<0,05	<0,05	50—65	35	15
Fk355	291/242	0,10—0,14	0,6—0,9	0,13—0,18	0,4—0,5	0,65—0,85	—	—	<0,05	<0,05	45—55	30	18

условиях монтажа практически не представляется возможным. При несоблюдении же этого условия в сварном стыке (второй его половине) появляются большие местные термические напряжения.

Практика подтвердила, что большинство обнаруженных дефектов сварки было именно в горизонтальных сварных стыках и главным образом в соединениях половинок между собой.

При сварке электродуговым способом благодаря значительно меньшей зоне нагрева и многослойного шва эти термические напряжения сведутся к минимуму. Поэтому подогрев первой половины ранее заваренного стыка перед продолжением сварки второй половины стыка при электродуговой сварке не является необходимым.

Лучшие результаты для вертикальных стыков получались при угле скоса кромок 30° , остаточном притуплении кромок $1-1,5$ мм и зазоре между концами свариваемых труб после их прихватки $1-1,5$ мм. Для горизонтальных стыков фаска нижней кромки стыка должна быть обработана под углом $10-15^\circ$, фаска же верхней кромки под углом 45° . Притупление для обоих кромок стыка $1-1,5$ мм, зазор между ними $1-2$ мм.

Этот опыт подтвердил бесспорные преимущества электродуговой сварки перед газовой по механическим, металлографическим и экономическим показателям не только при больших толщинах стенок и больших диаметрах труб, но и при малых диаметрах и толщинах труб поверхностей нагрева. Поэтому применение электросварки труб поверхностей нагрева следует рекомендовать во всех случаях, когда стык доступен обводу электродом и когда на монтаже имеются толстообrazные электроды соответствующей марки и качества.

Инж. Ф. А. Дьяков

Применение дизель-молота для забивки свай при сооружении линий электропередачи

Применение свайного метода для устройства опор линий электропередачи сводится, как известно, к установке их на заранее забитые сваи с помощью шарнирных болтов.

Первоначально для забивки свай применялся самоходный копер на тракторе НАТИ (рис. 1). Глубина забивки для нормальных грунтов 3 м; вес ударной части 500 кг; вес копра $2,2$ т.

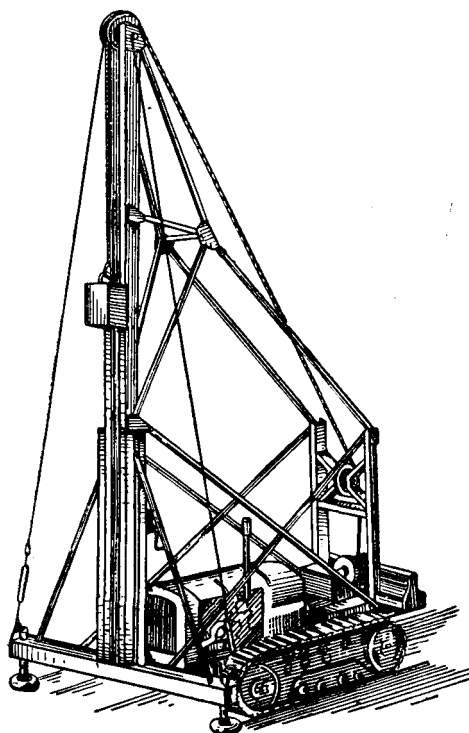


Рис. 1. Самоходный копер

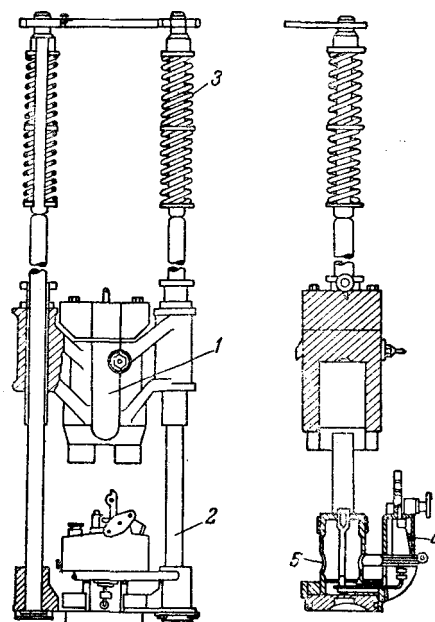


Рис. 2. Облегченный дизель-молот ДБ-45 (модификация Зарывнова).

1 — ударная часть; 2 — направляющие штанги; 3 — амортизирующие пружины; 4 — топливный резервуар; 5 — поршневой блок в сборе.

Как показал опыт, подготовительные работы, связанные со складыванием и подъемом направляющих стрелкопра, требующих значительного времени; ремонт и эксплуатация двигателя трактора затруднены ввиду малой доступности его из-за дополнительных устройств копра; транспортабельность копрового устройства на тракторе НАТИ низка.

В результате этого самоходный копер, как и другие общеизвестные механизмы для забивки свай, не нашел широкого применения в строительстве линий электропередачи.

Приведенные недостатки устранили в практике строительства сельских гидроэлектростанций при помощи простейших приспособлений и средств «малой механизации» для свайных работ, нашедших широкое применение в течение последних двух лет.

Этот опыт с большой пользой может быть использован в строительстве линий электропередачи и линий связи.

Для забивки сравнительно коротких свай с успехом применяется свайный дизель-молот облегченной конструкции, получивший название бескопровой. Эта конструкция отличается простотой, высокой производительностью, транспортабельностью и сравнительно небольшой стоимостью (около 10 тыс. руб.). Облегченный дизель-молот не требует копра большого размера, так как снабжен устройством для крепления направляющих ударной части.

Дизель-молот марки ДБ-45 (рис. 2) состоит из ударной части 1, двух направляющих штанг 2, амортизирующих пружин 3, топливного резервуара 4, поршневого блока 5. Молот снабжен патроном (рис. 3) для крепления его на головке свай, благодаря чему он может работать без копра. При этом свая должна удерживаться в вертикальном положении расчалками или другим способом.

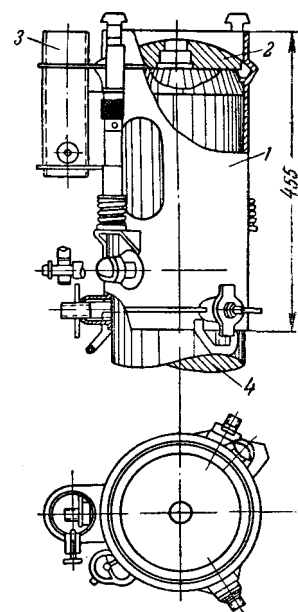


Рис. 3. Патрон.

1 — корпус; 2 — опорная подушка; 3 — втулка кран-балки; 4 — деревянная свая.

Установка и крепление молота на свае производятся в горизонтальном положении, с последующим подъемом вместе со свайей. Можно также крепить молот на вертикально установленной свае с помощью небольшой кранбалки, прикрепленной к патрону.

Для включения молота в работу верхняя ударная часть его, скользящая по двум трубчатым направляющим, поднимается в крайнее верхнее положение, затем крюк расцепляется, и ударная часть (цилиндр) падает вниз на неподвижный поршень основания. Происходит удар по свае и одновременно сильное сжатие воздуха в цилиндре, причем в этот же момент автоматически через форсунку, вделанную в поршень, вбрызгивается горючее; происходит взрыв и ударная часть взлетает кверху. Затем цилиндр снова падает вниз, вызывает новый удар по свае, новое сжатие воздуха, новый взрыв и т. д. Для остановки молота достаточно отключить подачу горючего.

Дизель-молот ДБ-45 предназначается для забивки свай диаметром до 24 см и длиной до 5 м. Для него могут быть использованы: соляровое масло, газойль, дизельное топливо и их смеси. Важно, чтобы топливо было чистое и хорошо профильтровано. В качестве горючего могут быть использованы также керосин или бензин с обязательным добавлением к ним моторного масла в пропорции 4:1; 3:1. Точнее пропорцию устанавливают опытным путем. Моторное масло служит для смазки поршня и цилиндра, а также для предотвращения преждевременной вспышки топлива. Расход горючего (дизельного топлива) при непрерывной работе составляет 1—1,5 л/час.

Вес дизель-молота составляет всего лишь 260 кг. Вес ударной части 140 кг; наибольшая высота подъема ударной части 1 м. Число ударов (максимальное) в минуту 95—100.

Работа по забивке свай дизель-молотом ДБ-45 может производиться одновременно в нескольких точках, при обслуживании одной автомашины ЗИС-3.

Установка свай и удержание их при забивке дизель-молотом производится с помощью легкого копра — столбостава (рис. 4), который содержит опорную переднюю «рамку» 1 и два хомута 2, могущих перемещаться по направляющим передней рамки. Хомуты имеют откидывающийся передвижной пояс с зажимным винтом, что позволяет крепить сваи разных диаметров.

В верхней части передней рамки укреплен рычаг с зубом 3, предназначенный для удержания верхнего хомута с укрепленной в нем свайей во время установки ее. Опорная рама копра-столбостава укреплена шарнирно, что обеспечивает поворот его из горизонтального в вертикальное положение; для удобства перевозки копер выполнен складным.

Головы забиваемых свай должны быть заранее затесаны для закрепления на них патрона.

При забивке свай особое внимание следует обращать на выверку их, особенно в начале забивки. Если свая уходит в сторону, то ее выравнивают оттяжками и рогами.

Общий вес облегченного копра 62 кг. Время установки свай, включая время закрепления ее с приспособлением, 8 мин.

В целях достижения максимальной производительности агрегат ДБ-45 снабжается дополнительным патроном. В то время, когда один из патронов находится на свае,

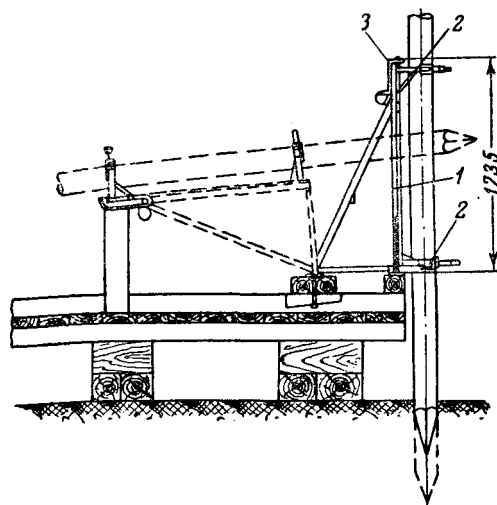


Рис. 4. Облегченный копер-столбостав.
1 — передняя рамка; 2 — хомуты; 3 — рычаг с зубом.

забиваемой в грунт, другой из них приспособляется к очередной свае. В результате производительность дизель-молота ДБ-45 достигает 20—25 свай за смену.

Обслуживающая бригада в зависимости от размеров свай и местных условий производства работ состоит из 3—5 чел. Время, затрачиваемое на выполнение отдельных операций по забивке свай, в среднем составляет: подготовительные работы и установка 10 мин.; забивка свай на глубину 3,0 м в средних грунтах 8—10 мин.

Уход за молотом ДБ-45 в основном состоит в предохранении его от механических повреждений, грязи и ржавчины и в своевременном устранении замеченных неисправностей.

Выпуск облегченных дизель-молотов описанной конструкции освоен на заводах Главсельэлектро Министерства сельского хозяйства СССР.

Для забивки свайных пассивов больших диаметров или же при работе в условиях мерзлых грунтов рекомендуется применение дизель-молота УР-500, смонтированного на легком копре (выпуска Артемовского завода Главдорулра УССР).

Этот дизель-молот имеет ударную часть весом около 500 кг, наибольшая высота подъема которой 2,2 м, число ударов в минуту 50—60. Полный комплект дизель-молота УР-500 весом 1300 кг размещается на одной автомашине ЗИС-5, что обеспечивает удобство транспортировки.

При грунтах средней плотности, глубине забивки 3 м и диаметре свай 26—30 см производительность дизель-молота УР-500 достигает 15—18 шт в смену.

Облегченные дизель-молоты новейших типов, описанные выше, должны найти широкое применение в деле сооружения линий электропередачи, с использованием свайного метода устройства опор.

Инж. И. С. Лившиц.



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Двухступенчатое испарение и сепарация пара в котельном агрегате типа ТКП-3

На электростанции был восстановлен котельный агрегат типа ТКП-3 паропроизводительностью 160/200 т/час, имевший ранее простейшее сепарационное устройство швеллерного типа. Питательной водой для котлоагрегата должна была служить смесь конденсата и воды, химически очищенной по схеме известкование — катионирование.

При восстановлении агрегат был переведен на двухступенчатое испарение с полной заменой внутрибарабанных сепарационных устройств. В чистый отсек выделены фронтальной и задней экраны, а также некоторая часть боковых экранов с верхними малыми коллекторами (рис. 1). В соленые отсеки выделены боковые экраны с верхними большими коллекторами и две торцевые части верхнего барабана с установкой в нем разделительных перегородок.

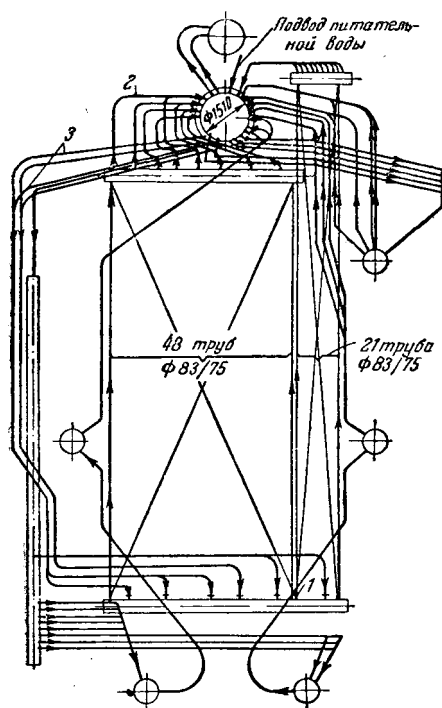


Рис. 1. Схема циркуляции в котле после переделки.

1 — разделительная перегородка; 2 — паропроводящие трубы солевого отсека (8×2 диаметром 83/75); 3 — водоподводящие трубы солевого отсека (4×2 диаметром 108/38).

При переделке в боковых экранах удалены промежуточные коллекторы и шаг экранных труб принят одинаковым по всей высоте топочной камеры. В нижних коллекторах боковых экранов установлены перегородки для отделения экранов, включенных в солевой отсек.

Питание выделенных в солевой отсек нижних коллекторов боковых экранов переключается со стояков, где уста-

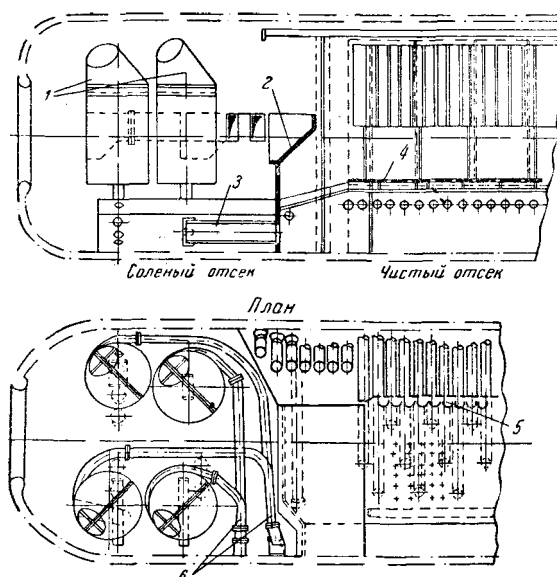


Рис. 2. Продольный разрез и план сепарационных устройств в барабане.

1 — циклоны; 2 — перегородка; 3 — перепускная труба; 4 — горизонтальный дырчатый лист; 5 — секции вертикального дросселя; 6 — насадки паропроводящих труб.

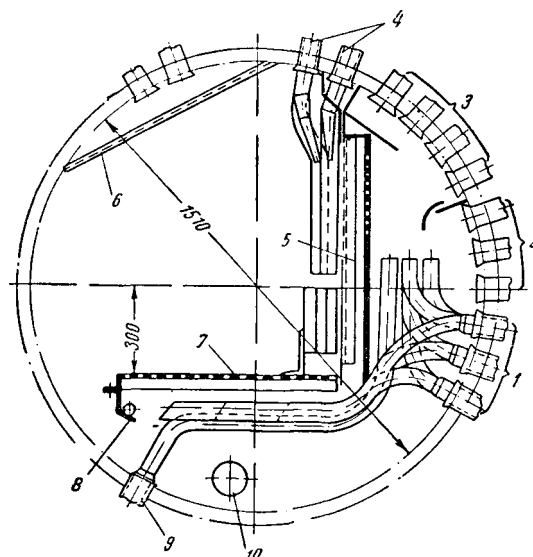


Рис. 3. Поперечный разрез по чистому отсеку барабана

1 — трубы фронтального экрана; 2 — трубы заднего экрана; 3 — трубы конвективного пучка; 4 — питательные трубы; 5 — секции вертикального дросселя; 6 — потолочный дырчатый лист; 7 — горизонтальный дырчатый лист; 8 — труба для ввода фосфатов; 9 — опускные трубы чистого отсека; 10 — перепускная труба.

навливаются заглушки, непосредственно на барабан. Водоподводящие трубы диаметром 108 мм отводятся от торцов барабана, где для этой цели просверливаются новые отверстия. Паропроводящие трубы от этих боковых

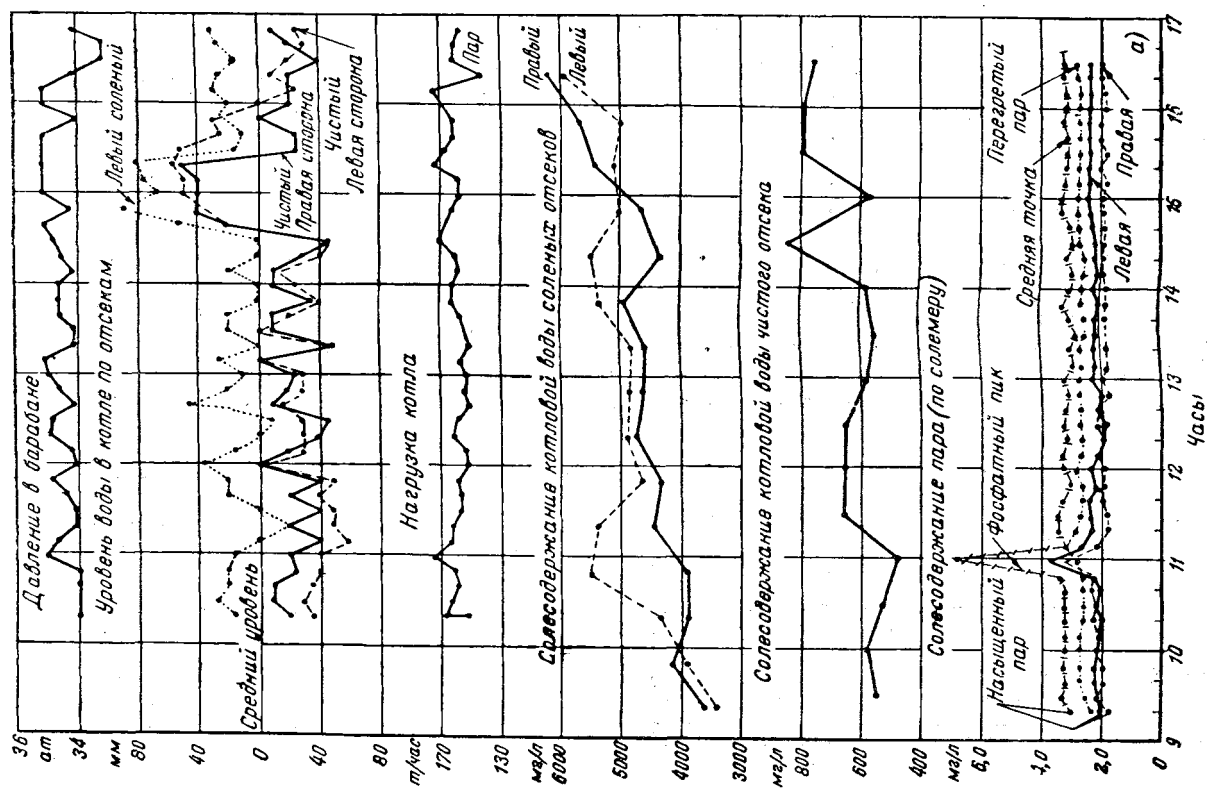
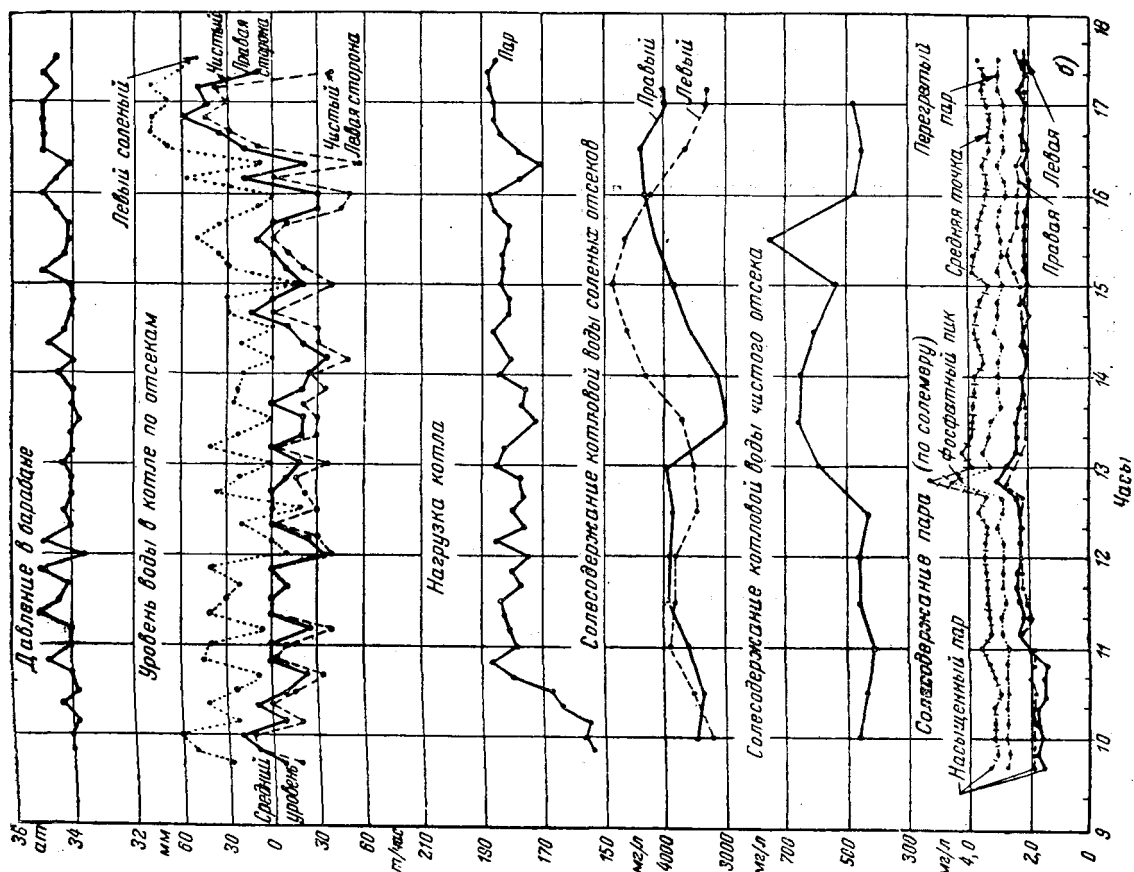


Рис. 4. Опыт работы котла.
а — при нормальной нагрузке; б — при максимальной нагрузке.



экранов присоединяются также по торцам барабана в отделения соленых отсеков. В соленый отсек выделяется меньшая по паропроницаемости часть поверхности нагрева, что позволяет создать в соответствующих объемах барабана пониженные паровые напряжения.

В барабане установлены¹ сепарационные устройства (рис. 2 и 3).

Для уменьшения возможности переброса пены из соленого отсека в чистый перегородка между отсеками снабжена лотком. Кромка лотка на 150 мм выше оси барабана.

Грубая сепарация воды и пара в соленом отсеке производится до выхода пара в паровой объем отсека при помощи четырех циклонов диаметром 420 мм. Питание соленого отсека осуществляется перепускной трубой из чистого отсека диаметром 150 мм, расположенной в нижней части перегородки, с диафрагмой для создания перепада давления порядка 50—70 мм вод. ст.

В чистом отсеке барабана выполнено сепарационное устройство с вертикальным дросселем и дырчатыми листами. Пар из труб заднего экрана, конвективного пучка и малой панели бокового экрана направляется через вертикальный дроссель. Пар из труб фронтального экрана через насадки направляется под погруженный в воду дырчатый щит, который распределяет его равномерно по всей площади барабана, и, пройдя через воду, поднимается вместе с паром из вертикального дросселя к дырчатому потолку.

С помощью этих устройств паровой поток равномерно распределяется в активном сепарационном паровом объеме. Назначение потолка заключается в том, чтобы увеличить площадь отсоса пара из барабанов и тем обеспечить равномерность отсоса по всей длине с малыми скоростями подъема и уничтожить могущие образоваться у входа в отдельные паропроводящие трубы местные высокие скорости.

Для гашения живой силы питательной воды, выбрасываемой из насадок, устанавливаются жалюзи. Эти жалюзи одновременно содействуют разрушению пены на выходе из устройств грубой сепарации. Расчетные данные по выбранным устройствам следующие:

Производительность соленых отсеков . . .	23%
Скорость паро-водяной смеси при входе в соленый отсек барабана	13 м/сек
Скорость пара в корпусе циклона	0,7 "
Скорость пара в щелях вертикального дросселя чистого отсека	4,7 "
Скорость в отверстиях горизонтального дырчатого листа	1,3 "
Подъемная скорость в активной части чистого отсека	0,7 "
Скорость пара при проходе через потолочные дырчатые щиты	9,8 "
Напряжение парового объема соленого отсека	1 400 м ³ /м ³ час
Напряжение парового объема чистого отсека	2 500 "
Солесодержание котловой воды чистого отсека	800 мг/л
Солесодержание котловой воды соленого отсека	4 000 "
Непрерывная продувка котла	2%

После окончания всех работ котельный агрегат был растоплен и на нем были проведены испытания и наладка водного режима.

При наладке водного режима производился химический контроль котловой воды (из двух соленых отсеков и одного чистого), насыщенного пара (в трех точках — по краям и в середине) и перегретого пара. Кроме того, контролировались уровень воды по отсекам, давление пара в барабане и нагрузка котла.

При проведении первого же опыта обратило на себя внимание изменение в качестве как насыщенного, так и перегретого пара, вне связи с внешними условиями. Более того, при низком солесодержании котловой воды — от 1 040 до 2 460 мг/л по соленым отсекам и от 210 до 360 мг/л в чистом отсеке — щелочность насыщенного пара колебалась от 0,2 до 0,5°Н, а щелочность перегретого пара колебалась даже от 0,4 до 0,9°Н.

Проверка показала, что змеевики холодильников на отборе проб, так же как и трубки, подводящие пар к холодильникам, выполнены не из красной меди, а из стали.

¹ По рекомендации Орггрэс.

При стальных трубках конденсат, взаимодействуя с железом, образует бикарбонат железа, который искажает показатели солесодержания и щелочности пара.

Для проверки был проделан следующий опыт. На одной из точек отбора были поставлены медные трубки для подвода пара и змеевик холодильника. Параллельно в эту же точку был включен старый стальной холодильник с подводящей стальной трубой.

Результаты проверки, приведенные в табл. 1, показывают непригодность применения для отбора проб стальных трубок, резко искажающих действительное качество пара, получаемого в котле.

Таблица 1

Холодильник со стальными трубками		Холодильник с медными трубками	
Щелочность, °Н	Солесодержание, мг/л	Щелочность, °Н	Солесодержание, мг/л
0,62	6,2	0,16	3,3
0,29	4,7	0,13	3,0
0,60	7,0	0,09	2,3
0,46	5,4	0,05	1,9
0,36	5,2	0,05	1,9

Исходя из этого, все трубки для подвода к холодильникам, а также змеевики холодильников (кроме двух) были заменены медными.

Проведенная затем серия опытов показала надежную работу запроектированных сепарационных устройств при значительных колебаниях паровых нагрузок и увеличенном солесодержании котловой воды. Так, в одном из опытов были получены показатели, приведенные в табл. 2.

Таблица 2

Солесодержание котловой воды, мг/л			Солесодержание пара, мг/л			
Правый соленый отсек	Левый соленый отсек	Чистый отсек	Насыщенный пар			Перегретый пар
			Правая точка	Средняя точка	Левая точка	
7 080	6 960	960	0,05	0,15	0,05	0,15

Во время опытов было выявлено, что в момент ввода фосфатов в котел происходит резкое ухудшение качества как насыщенного, так и перегретого пара. Это обстоятельство дает основание предполагать, что в момент ввода фосфатов происходит вспенивание котловой воды и унос фосфатов через пароперегреватель.

Заключительным этапом наладки водного режима было установление эксплуатационных норм солесодержания котловой воды при нормальной и максимальной паровой нагрузках котла, обеспечивающих получение высокого качества пара. Данные этих опытов приведены на рис. 4.

Продувка котла при нормальной нагрузке котла и солесодержании котловой воды 5 500 мг/л составляла 1,5%. При максимальной нагрузке котла и солесодержании котловой воды 4 500 мг/л продувка не превышала 1,9%.

Выводы

1. Перевод котла ТКП-3 на схему двухступенчатого испарения полностью себя оправдывает.

2. Запроектированные сепарационные устройства позволяют в отдельных случаях получать пар нормального качества при солесодержании в соленом отсеке даже свыше 7 000 мг/л.

3. Реконструированный котельный агрегат может надежно работать при максимальной нагрузке 190/200 т/час с солесодержанием котловой воды 4 500 мг/л при продувке 1,9% и при нормальной нагрузке 160 т/час с солесодержанием котловой воды 5 500 мг/л при продувке 1,5%.

4. С целью ликвидации вспенивания котловой воды в барабане во время ввода фосфатов необходимо производить этот ввод более равномерно.

5. Во избежание искажений показателей качества пара необходимо трубки для отбора проб и змеевики холодильников выполнять из красной меди.

Инж. О. Л. Дельва и инж. Н. Ф. Рысаков

Случай золотого износа труб водяного экономайзера

Двухбарабанный котел Невского завода им. Ленина производительностью 60/75 т/час имеет горизонтальный змеевиковый водяной экономайзер из стальных труб диаметром 38/32 мм. Котел работает на пыли донецкого антрацитового штыба. Режим работы пылесистемы и толпки удовлетворительный.

После 8 лет работы появились разрывы трубок экономайзера золотого износа в местах выхода трубок из коллекторов на открытом для прохода газов участке (рис. 1). Изношенные золой стенки были восстановлены

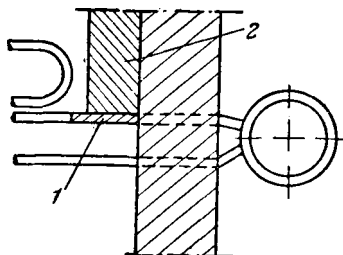


Рис. 1. Износ труб экономайзера в месте прохода их через газовый коридор.

1—место износа; 2—уширение кладки для закрытия газового коридора.

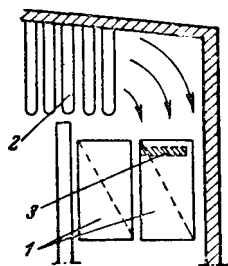


Рис. 2. Износ в месте поворота потока газов.
1—пакеты водяного экономайзера; 2—перегреватель; 3—место износа.

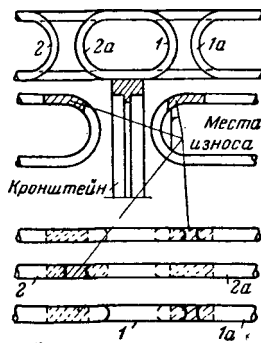


Рис. 3. Износ в стыке змеевиков двух половин экономайзера. Условные номера трубок с индексами относятся к правой половине экономайзера.

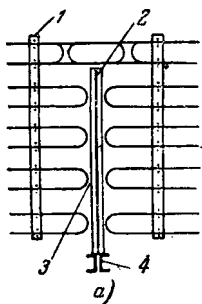


Рис. 4. Изменение конструкции экономайзера.

а — существующая конструкция; б — предлагаемая конструкция без газового коридора; 1 — опора; 2 — кронштейн; 3 — газовый коридор; 4 — балка.

наплавкой (автогенной сваркой), а для предупреждения дальнейшего износа газовый коридор между коленами змеевиков и боковой стенкой обмуровки был ликвидирован путем утолщения этих стен.

Через год случаи разрыва водяного экономайзера повторились.

При осмотре было установлено, что и здесь имел место золотой износ, однако на этот раз не в газовом коридоре, а в стыке между концами змеевиков правой и левой половин водяного экономайзера (рис. 2 и 3). Как

видно из рисунков, изношенные трубки расположены в задней половине водяного экономайзера, т. е. там, где можно ожидать большей скорости газов и большей концентрации золы в газах вследствие их поворота. Изношенными оказались не верхние трубки, непосредственно обращенные в газопоток, а следующая по ходу газов петля в месте поворота газов, стремящихся войти в газовый коридор между концами петель правой и левой половин водяного экономайзера. После наплавки изношенных мест котел был введен в работу.

Повидимому, целесообразно замок между верхними петлями половин экономайзера, уничтожающий газовый коридор, сохранить и в нижней части экономайзера (т. е. полностью уничтожить газовый коридор). Для этого потребуется заменить кронштейн, поддерживающий концы петлей и являющийся причиной существования газового коридора, сделав его ниже с тем, чтобы концы верхних петлей поддерживались хомутами, крепящими трубки водяного экономайзера между собой (рис. 4).

Инж. И. К. Наймарк

ОТ РЕДАКЦИИ

Большое число случаев золотого износа труб водяного экономайзера подробно рассмотрено в «Руководящих указаниях по борьбе с золотым износом», разработанных Всесоюзным теплотехническим институтом и утвержденных Министерством электростанций. Там же даны и указания по ликвидации причин повреждений.

Трубчатый компенсатор выходного патрубка паровой турбины

На электростанциях Советского Союза для целей теплофикации существующие конденсационные турбины малой мощности часто переводят для работы на ухудшенном вакууме.

В ряде случаев турбины малой мощности имеют сальниковые уплотнения в месте соединения выходного патрубка турбины и входного патрубка конденсатора. В выходном патрубке устанавливается задвижка для отключения турбины от конденсатора и подключен трубопровод с атмосферным клапаном. Сальниковое уплотнение выполняется с мягкой набивкой и для устранения присосов воздуха постоянно находится под водой.

Работа турбин на ухудшенном вакууме влечет за собой увеличение температуры «хвоста» турбины и, следовательно, увеличение температуры сальникового компенсатора. При максимальной температуре подогрева теплофикационной воды до 75—82° С температура поступающего в конденсатор пара достигает 130—160° С.

При таких температурах сальниковое уплотнение работает в очень тяжелых условиях. Вода, поступающая на это уплотнение, вскипает, и сальниковая набивка очень быстро разрушается.

Указанные явления при конденсационном режиме ведут к засосу воздуха вследствие образования неплотностей.

В процессе эксплуатации часто возникает необходимость переводить турбину с ухудшенного вакуума на конденсационный режим и обратно. При этом резкое изменение температурных условий отрицательно сказывается на работе сальникового компенсатора и создает дополнительные возможности скорейшего выхода его из строя.

Установленные на электростанции две турбины ЛМЗ по 3000 кВт, изготовления 1925 г., с сальниковыми компенсаторами в 1933 г. были переведены на ухудшенный вакуум.

В течение длительного времени в связи с указанными недостатками возникало много осложнений. По условиям эксплуатации одна из турбин очень часто переводилась с режима ухудшенного вакуума на конденсационный режим и на режим синхронного компенсатора. При заливке уплотнений «сырой» водой при резких изменениях режима работы турбины увеличивались засосы «сырой» воды в конденсатор, что влекло за собой увеличение жесткости конденсатора.

В процессе эксплуатации при повышении температуры отработавшего пара вода в сальниковых уплотнениях вскипала. Часто были случаи резкого ухудшения вакуума,

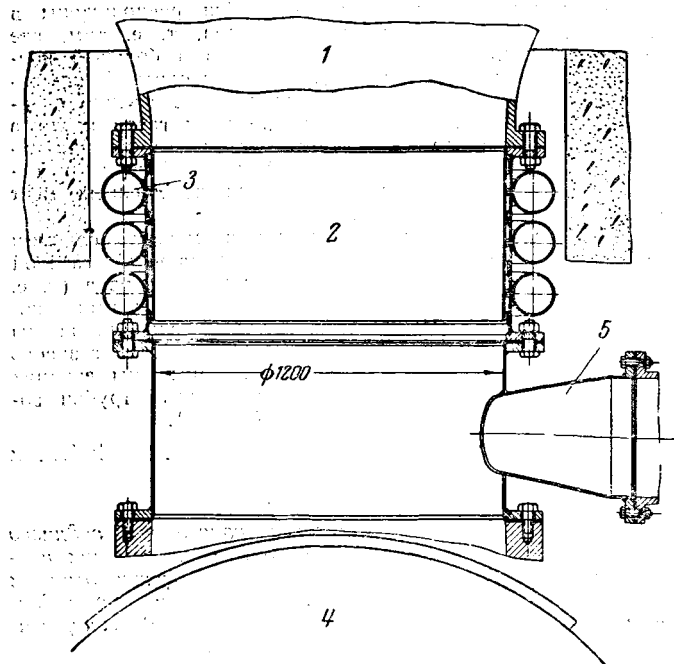


Рис. 1. Конструкция трубчатого компенсатора.
1 — выхлопной патрубок; 2 — компенсатор; 3 — кольцо компенсатора;
4 — конденсатор; 5 — выхлопной патрубок.

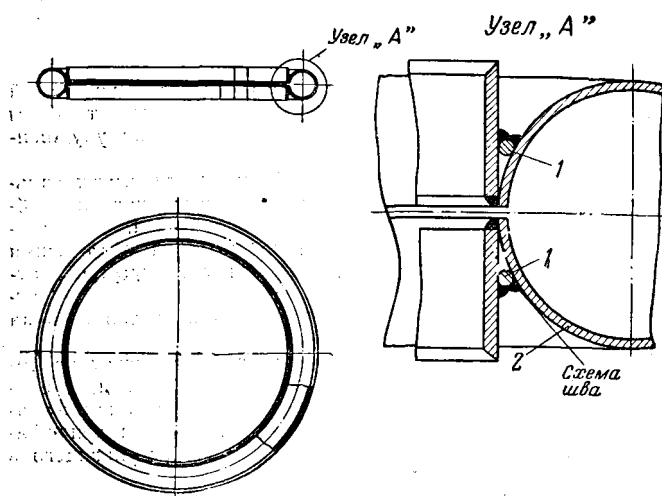


Рис. 2. Кольцо компенсатора.

1 — проволочное кольцо под сварку; 2 — компенсирующая труба.

свыше допустимого (200 мм рт. ст.), вследствие того, что эксплуатационный персонал не всегда во время замечал начало вскипания воды в сальниковых уплотнениях, в результате чего набивка оголялась и в конденсатор засасывался воздух.

Для устранения указанных недостатков был поставлен вопрос о замене сальниковых уплотнений.

Линзовый компенсатор, представляющий наиболее простую конструкцию, не мог быть использован, так как его не удалось разместить между поперечными балками фундамента турбин. Вследствие ограниченных размеров между выходным патрубком турбины и входным патрубком конденсатора нельзя было применить большее количество волн.

Поэтому была принята к установке конструкция трубчатого компенсатора системы инж. Строилова, позволяющая значительно сократить размеры компенсатора.

Расчет трубчатого компенсатора был произведен на максимальную температуру компенсатора $t_k = 170^\circ\text{C}$.

Суммарное удлинение выхлопного патрубка турбины, соединительного патрубка и диаметра барабана конденсатора получилось по расчету равным $\Sigma \Delta L = 8,66$ мм, и с запасом в 25% принята $\Delta L = 10,8$ мм. Компенсирующих

колец выполнено три, с компенсирующей способностью каждого кольца $\Delta L = 3,62$ мм.

При работе на конденсационном режиме компенсатор, установленный в холодном состоянии, будет испытывать напряжение от первоначального натяжения (полная компенсирующая способность компенсатора будет использоваться редко). Для уменьшения напряжения величина этого натяжения принята в размере 40% от полной компенсирующей способности, т. е. $\Delta L_{пр} \approx 4$ мм и для одного кольца $\Delta L'_{пр} \approx 1,3$ мм.

Конструкция компенсатора принята сварной из отдельных элементов (рис. 1). Для компенсирующих колец были выбраны цельнотянутые трубы с наружным диаметром 152 мм и толщиной стенки 4,5 мм (рис. 2).

Компенсаторы указанной конструкции работают около двух лет и зарекомендовали себя с наилучшей стороны.

Выводы

1. При переводе конденсационных турбин малой мощности (500 ÷ 5 000 кВт), имеющих сальниковые компенсаторы, на работу с ухудшенным вакуумом рекомендуется заменять сальниковые компенсаторы.

2. При стесненных габаритах проемов наиболее приемлемой конструкцией является описанный трубчатый компенсатор.

Инж. Е. К. Корчинский

Опыт эксплуатации суспензионного сепаратора

Водоочистительная установка одной уральской тэц, работающая по схеме известкование + коагуляция — фильтрация — катионирование, оборудована четырьмя железобетонными блоками (отстойник — минеральный фильтр — сборный бак коагулированной воды) и восемью катионитовыми фильтрами. Производительность этой установки составляла 200/230 т/час при потребности всех потребителей тэц до 300/350 т/час.

Около двух лет назад на тэц была осуществлена замена глауконита в фильтрах на новые, более эффективные катионитовые материалы — вофатит и сульфуголь, что позволило увеличить производительность водоочистительной установки по катионитовой части на 50% — до 350/400 т/час. При этом на отстойниках, ранее работавших со скоростью подъема воды 1,7—2,0 м/час (контакт 2,5 часа), скорость подъема воды вынужденно была увеличена до 2,4—2,7 м/час (контакт около 2 часа).

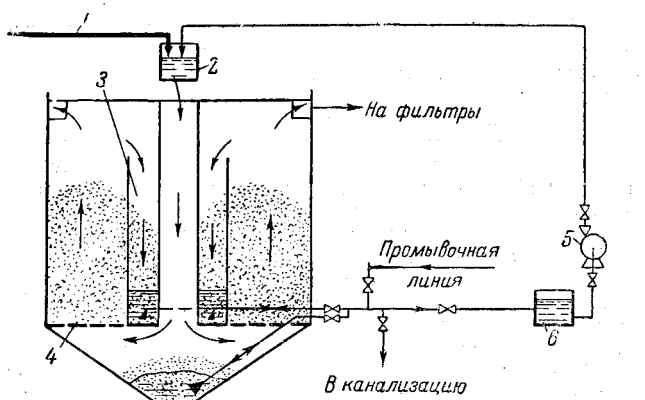
Работа отстойников этого типа с повышенными скоростями подъема воды приводила к выносу взвеси на минеральные фильтры. Это усложняло эксплуатацию фильтров, так как требовало увеличения на них скорости фильтрации с 5 до 7 м/час, что в свою очередь приводило к более быстрому их загрязнению осадками, проникновению шлама в фильтрованную воду, увеличивало расход воды на собственные нужды установки, загрязняло катионит отложениями шлама.

Повышение производительности предочистки до 350—400 т/час без ухудшения качества воды в этом случае могло быть осуществлено за счет расширения предочистки — постройки двух блоков (отстойник — минеральный фильтр — бак фильтрованной воды) или применения новейших методов интенсификации процессов отстаивания воды с минимальными переделками работающего оборудования и небольшими капитальными затратами.

Для устранения разрыва мощности между предочисткой и катионитовой частью установки было предложено переоборудовать один из отстойников в суспензионный сепаратор и при получении удовлетворительных результатов его эксплуатации произвести подобную реконструкцию остальных отстойников¹.

Переоборудование отстойника в суспензионный сепаратор заключалось: а) в установке по всей площади отстойника, на уровне его пирамидальной части, дырчатого днища с отверстиями диаметром 25 мм, расположенными в шахматном порядке с шагом в 200—250 мм; б) в устройстве вокруг центральной трубы шламовой камеры с трубопроводом для вывода шлама.

¹ Автор предложения канд. техн. наук В. А. Радциг.



Суспензионный сепаратор с рециркуляцией шлама.

1 — трубопровод воды с реагентом; 2 — распределительный желоб; 3 — шламовая камера; 4 — дырчатое днище; 5 — шламовый насос; 6 — шламовый бак.

Схема работы суспензионного сепаратора показана на рисунке.

Высота «взвешенного фильтра» определяется высотой борта или открытого клапана шламовой камеры, через которые «избыток» взвеси из «взвешенного фильтра» перетекает в шламовую камеру и затем через воронки по трубопроводу и каналу сбрасывается в бак, откуда насосом возвращается обратно в распределительный желоб и сепаратор.

Осветленная вода, пройдя взвешенный фильтр, поступает в «зону осветления» (высота 2000—1500 мм), переливается в желоба и затем перетекает в минеральный фильтр.

Скорость восходящего потока воды в суспензионном сепараторе по проекту должна была составлять 2,6—3,4 м/час, что соответствует производительности 90—120 т/час одного сепаратора.

Для выявления эффективности работы суспензионного сепаратора по сравнению с типовым отстойником, а также кварцевых фильтров, работающих на воде после суспензионного сепаратора и отстойника, химическим цехом тэц были проведены полугодовые наблюдения за работой и испытания² этих агрегатов, во время которых задавались различные режимы по скорости, температуре, накапливанию шлама и т. д.

Испытания и эксплуатационные наблюдения проводились с мая по ноябрь и охватывали, таким образом, все времена года, давая возможность судить о работе агрегатов при значительных изменениях качества воды, поступающей на умягчение.

Во время испытаний производились измерения прозрачности воды в сепараторе и отстойнике, температуры и содержания взвешенных веществ. Величина прозрачности характеризовалась расстоянием в сантиметрах от поверхности воды до опускаемой в воду фарфоровой пластины, когда она переставала быть видимой через слой воды, находящейся над ней. Подобное визуальное определение «прозрачности» было достаточно удовлетворительным мериллом замутненности воды и с успехом применяется в практике эксплуатации водоочистительной установки параллельно с определением прозрачности обычным методом.

Результаты испытаний суспензионного сепаратора и отстойника сведены в табл. 1, где даны по сепараторам одной производительности средние данные по нескольким испытаниям. Продолжительность каждого испытания составляла 6—12 час.

Полученные данные испытаний показывают, что наличие взвешенных веществ в воде после суспензионного сепаратора в 3—5 раз меньше, чем после отстойника обычного типа при всех эксплуатационных нагрузках. Средняя прозрачность воды после суспензионного сепаратора выше, чем у отстойника обычного типа, примерно на 30—50%.

Опытная полугодовая эксплуатация суспензионного сепаратора и отстойника обычного типа (табл. 2) с проведением необходимых замеров, характеризующих основные их показатели, дала возможность установить следующие положения:

² Испытания проводились автором совместно с инж. К. Ф. Гавриленко.

1. Быстрое повышение температуры воды на 2—4°С против установившейся вызывает прорывы «взвешенного фильтра» суспензионного сепаратора, с местным сильным замутнением «зоны осветления» поднятым шламом. Резкое изменение нагрузки также приводит к аналогичным явлениям. Работа сепаратора на новой производительности в течение некоторого периода времени, снижение температуры подогрева до нормы приводят «взвешенный фильтр» и «зону осветления» суспензионного сепаратора в нормальное состояние. Подобные резкие колебания температуры и производительности на отстойнике обычного типа также приводят к взмучиванию осевшего шлама, но вследствие большей общей замутненности воды в отстойнике менее заметны.

2. Высота «взвешенного фильтра» практически достигала 2200 мм. Шлам в этом случае поступал в шламовую камеру через верхние постоянно открытые клапаны. «Зона осветления» при этом также достигала высоты 2200 мм. Попытки увеличить высоту «взвешенного фильтра» до верхнего борта шламовой камеры — 3300 мм не дали желаемого результата, так как шламы в этом случае захватывались в «зону осветления» и вместе с водой выносились на минеральный фильтр; резко меняющаяся нагрузка установки усугубляла это явление.

3. Рост «взвешенного фильтра» при производительности сепаратора 70—100 т/час и жесткости исходной воды 6—9°Н практически длится 4—7 суток. Продувка шламовой камеры в первый период роста не производится совсем, затем доводится до 2—4%; в процессе эксплуатации продувка достигает 7—9%.

4. Наличие дырчатого днища в сепараторе, способствующего созданию равномерного распределения потоков воды по всему сечению сепаратора «взвешенного фильтра» и непрерывного шламоудаления, позволяют увеличить на 40—60% скорость подъема воды в сепараторе против отстойника нормального типа при одновременном повышении эффекта отстаивания в сепараторе на 30—50%.

Таблица 1

Результаты испытаний суспензионного сепаратора и отстойника

Производительность отстойника, т/час	Число испытаний	Температура, °С	Прозрачность, см		Содержание взвешенных веществ, мг/л	
			в суспензионном сепараторе	в отстойнике	в суспензионном сепараторе	в отстойнике
60	4	30	141	103	7,1	30,1
80	4	29	131	97	9,7	19,9
100	5	30	161	92	6,3	20,4
130	2	30	123	81	2,5	14,9

Таблица 2

Результаты шестимесячной эксплуатации суспензионного сепаратора и отстойника

Суспензионный сепаратор				Отстойник нормального типа			
Дата промывки	Межпромывочный период, сутки	Средняя прозрачность воды за межпромывочный период, см	Межпромывочный пропуск воды минеральным фильтром, т	Дата промывки	Межпромывочный период, сутки	Средняя прозрачность воды за межпромывочный период, см	Межпромывочный пропуск воды минеральным фильтром, т
23/IV	21	42	791	30/IV	25	57	831
Переоборудование отстойника в суспензионный сепаратор				4/VI	35	96	813
26/VI	41	117	1138	15/VII	41	80	982
26/VIII	33	127	1637	4/VIII	20	100	1402
24/IX	27	159	2630	27/VIII	23	95	1259
6/XI	43	192	2079	16/IX	11	105	1687
				8/X	23	130	1661
				28/X	20	145	1500
				15/XI	18	130	1435
Среднее	36	149	1871	Среднее	22	112	1415

Практическая скорость подъема воды в сепараторе составляла 2,6—3,2 м/час против 1,7—2,0 м/сек в отстойнике. Необходимо отметить, что сепаратор в противоположность отстойнику дает лучший эффект отстаивания при средних и высоких скоростях подъема воды: 2,4—3,2 м/час. Работа сепаратора при малых скоростях подъема воды 1,6—2,0 м/час приводит за счет местных прорывов взвешенного фильтра к снижению эффекта отстаивания воды.

5. Отстойник загрязняется густым шламом примерно в 1,5 раза скорее суспензионного сепаратора, что вызывает необходимость его отключения на очистку.

6. Межпромывочный пропуск воды минеральным фильтром, получавшим воду из суспензионного сепаратора, на 30% выше, чем у фильтра, работавшего на воде из отстойника нормального типа, что происходит преимущественно благодаря лучшему отстою, большей прозрачности воды после суспензионного сепаратора, так как состояние обоих минеральных фильтров и условия их эксплуатации были одинаковы.

Переоборудование всех отстойников водоочистительной установки тэц в суспензионные сепараторы, выполненное силами химцеха, позволило увеличить производительность предочистки до 400—440 т/час и тем самым уничтожить разрыв между производительностью предочистки и катионитовой частью установок.

Осуществлением этого мероприятия был решен вопрос снабжения тэц нужным количеством химически-очищенной воды, что позволило отказаться от запроектированного расширения водоочистительной установки

Инж. Б. Н. Ухин

Улучшение работы отстойников

С целью экономии тепла на химводоочистку завода подавалась циркуляционная вода оборотного водоснабжения цэс. В начале циркуляционная вода обрабатывалась тринатрийфосфатом, из-за дефицитности которого содержание фосфатов в циркуляционной воде поддерживалось в пределах 0,2—0,6 мг/л в пересчете на P_2O_5 . Водоочистка работала по схеме известкования при температуре 30—32°С с последующей фильтрацией на минеральных и катионированием на сульфугольных фильтрах.

В период работы химводоочистки на свежей речной воде, а также на циркуляционной с содержанием фосфата 0,2—0,6 мг/л в пересчете на P_2O_5 работа отстойников протекала вполне удовлетворительно. Карбонатная щелочность воды, выходящей из отстойников, составляла 1,2—1,8°Н и после минеральных фильтров 1—1,2°Н. Осаждение карбонатов в кварцевых фильтрах выражалось величиной 0,2—0,6°Н. В течение нескольких лет работы водоочистки в данных условиях никаких особых затруднений при эксплуатации кварцевых фильтров не возникало. Карбонизация зерен кварца не превышала 6—8%, цементация фильтрующего и подстилочного материалов отсутствовала.

С применением суперфосфата для обработки циркуляционной воды представилась возможность установить оптимальную дозировку фосфата в пределах 1,2—1,8 мг/л в пересчете на P_2O_5 , при которой прекратилось полностью отложение накипи в конденсаторах турбин.

О этого момента работа отстойников резко ухудшилась. Карбонатная щелочность воды после отстойников возросла с 1,2—1,8°Н до 2,2—4°Н, а после кварцевых фильтров мало изменилась и находилась в пределах 1—1,5°Н. Таким образом, отложение карбонатов в фильтрах увеличилось с 0,2—0,6°Н до 1,2—2,5°Н.

Через 6 мес. работы химводоочистки на этой воде минеральные фильтры стали выходить из строя по причине цементации в сплошной монолит верхних слоев подстилочного материала и прилегающего к ним фильтрующего песка.

Была произведена промывка соляной кислотой всего фильтрующего и подстилочного материала фильтров с выгрузкой его, дроблением и рассевом по фракциям. Эта работа оказалась чрезвычайно трудоемкой и требовала значительного расхода соляной кислоты. Через 3 мес. работы на циркуляционной воде после вышеуказанной промывки было обнаружено начало новой цементации в тех же местах фильтров. Необходимо указать, что при промывках применяется сжатый воздух и зашламление фильтров отсутствует.

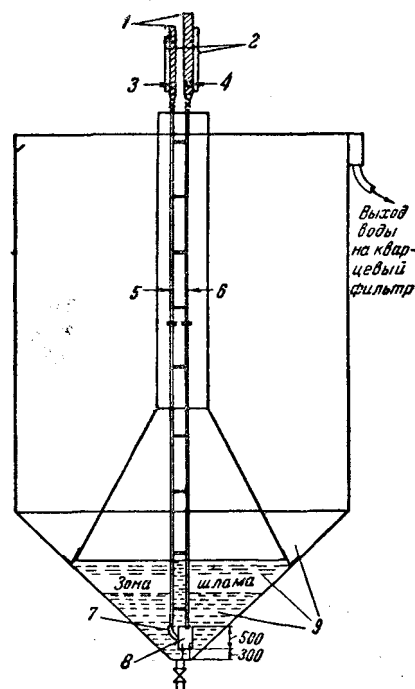
Цементация идет исключительно за счет доумягчения воды на зернах кварца. В данном случае причиной выхода из строя минеральных фильтров явилось то обстоятельство, что работа отстойников по обычной схеме не может обеспечить должное умягчение фосфатируемой воды вследствие тормозящего действия ортофосфатов на процесс кристаллизации. Поэтому были опробованы способы интенсификации работы отстойников путем зашламливания отстойников, а также циркуляции шлама.

Работа отстойников с зашламливанием не дала сколь-нибудь существенного результата. Работа с циркуляцией шлама улучшила процесс известкования. Однако получить устойчивые результаты не удалось из-за быстрого уменьшения содержания шлама в воде, забираемой насосом через продувочную задвижку отстойника.

В связи с этим были предприняты попытки отыскания эффективного способа известкования фосфатированной воды в отстойниках. Лабораторными опытами удалось установить, что фосфатированная циркуляционная вода, содержащая оптимальное количество фосфатов, поддается нормальному известкованию только в том случае, если смешивание сырой воды с известковым раствором будет проходить в зоне шлама, при обязательном соблюдении минимального предела концентрации и высоты слоя последних.

В ноябре 1949 г. один отстойник был переведен на работу по новому способу. Результаты параллельной работы двух отстойников, одного — по новому способу, а второго — по прежней схеме, показаны в таблице. Из данных таблицы видно, что при работе отстойников на фосфатированной воде по новому способу достигается нормальное осаждение карбонатов, а также резкое уменьшение взвеси, выносимой с водой из отстойника на минеральные фильтры, что уменьшает грязевую нагрузку последних.

Время отбора	Циркуляционная вода		Отстойник № 1 по новому способу				Отстойник № 2 по прежней схеме				
	Временная жесткость, °Н	Общая жесткость, °Н	P_2O_5 , мг/л	Общая щелочность, °Н	Гидраты, °Н	Карбонаты, °Н	Взвешенные вещества, мг/л	Общая щелочность, °Н	Гидраты, °Н	Карбонаты, °Н	Взвешенные вещества, мг/л
8 ⁰⁰	14,84	22,6	1,3	1,35	0,25	1,1	18,4	3,3	0,3	3,0	101
10 ⁰⁰	—	—	1,7	1,6	0,4	1,2	15	3,7	0,3	3,4	134
12 ⁰⁵	—	—	2,3	1,65	0,35	1,3	9,2	3,8	0,2	3,6	101
15 ⁰⁰	—	—	2,9	1,7	0,5	1,2	—	4,1	0,1	4,0	—
15 ⁵⁰	—	—	3,1	1,7	0,5	1,2	—	4,0	0,6	3,4	—



Новая схема отстойника диаметром 5300 мм, высотой цилиндрической части 5500 мм и высотой конуса 2500 мм.

1 — воздухоохладитель; 2 — водоуказательные стекла; 3 — подвод известкового раствора; 4 — подвод сырой воды; 5 — трубопровод известкового раствора \varnothing 50 мм; 6 — трубопровод сырой воды \varnothing 100 мм; 7 — колено \varnothing 75 мм; 8 — смеситель; 9 — отборные точки.

Столь значительное уменьшение выноса шлама из отстойника объясняется тем, что в данном случае в отстойнике образуется не аморфный с большим содержанием воды шлам, как при обычной работе, а укрупненный с малым содержанием воды и большим удельным весом. Благодаря кристаллической структуре шлам образуется в малых объемах, что сокращает величину продувки отстойника. При работе по данной схеме отстойник допускает значительную перегрузку без ущерба для качества воды.

Нагрузка отстойника поднималась выше его максимальной производительности на 50%, при этом не последовало ни увеличения выноса взвеси, ни ухудшения умягчения воды.

Новая схема работы отстойника показана на рисунке. Высота шлама в конусе отстойника поддерживается на высоте 1,4—1,6 м при плотности его по отстою в цилиндре 15—25%.

П. И. Зуев и М. М. Мусиенко

Металлические трансформаторные пункты

Горьковская городская электросеть начала применять в конце 1948 г. трансформаторные пункты, изготовленные из стали.

На рис. 1 представлен однокамерный трансформаторный пункт мощностью 100 ква, рассчитанный на присое-

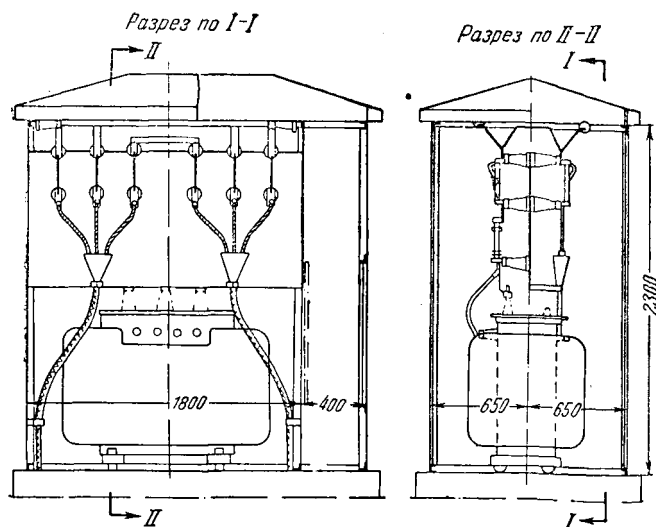


Рис. 1. Однокамерный трансформаторный пункт до 100 ква.

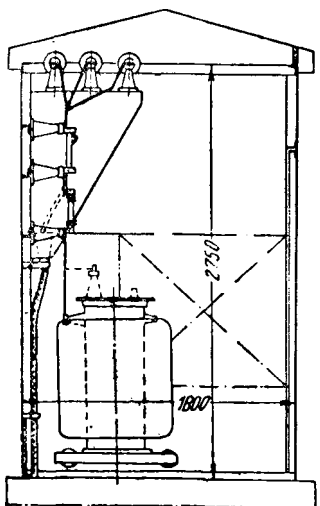


Рис. 2. Новый тип трансформаторного пункта до 100 ква.

единение двух линий, размещение собственно трансформатора и щита низкого напряжения. Размеры металлического пункта значительно меньше размеров обычной конструкции. Обслуживание его производится с двух сторон через двустворчатые дверцы. Обслуживание щита низкого напряжения осуществляется через отдельные дверцы. Трансформатор выкатывается прямо на автомашину. В постаменте устраиваются вентиляционные жалюзи для подвода охлаждающего воздуха к трансформатору.

Трансформаторный пункт выполняется разборным. Он состоит из основного корпуса и крышки; постамент выполняется отдельно. Вес и габариты отдельных частей вполне удобны для перевозки. На место установки он может быть доставлен и в собранном виде (без трансформатора) и установлен на легком кирпичном фундаменте или металлических стульях.

Расход металла на один пункт вместе с постаментом равен 1260 кг. Стоимость металлической конструкции в ценах 1945 г. составляет 11750 руб. при стоимости обычной однокамерной кирпичной конструкции 20500 руб.

Как было упомянуто, обслуживание киоска производится снаружи при открытых дверях. Для производства операций во время дождя требуется устройство откидного козырька, что признано основным недостатком описанной конструкции.

Этот недостаток отсутствует в металлическом пункте нового типа, приведенного на рис. 2. Конструкция его исключает возможность непосредственной выкатки трансформатора на автомашину, но дает экономию в металле. В 1950 г. предполагается полностью перейти на сооружение трансформаторных пунктов этого типа.

Основными преимуществами металлических конструкций являются: возможность заблаговременного сооружения и оборудования их в мастерских; возможность перемещения пунктов при изменении схемы сети, в чем иногда возникает необходимость.

Инж. В. Н. Ефремов

Автоматическое развозбуждение гидрогенераторов

В Севкавказэнерго была разработана и успешно применена простая схема автоматического развозбуждения на гидрогенераторах, действующая путем ввода специального гасительного сопротивления в цепь возбуждения возбуждителя.

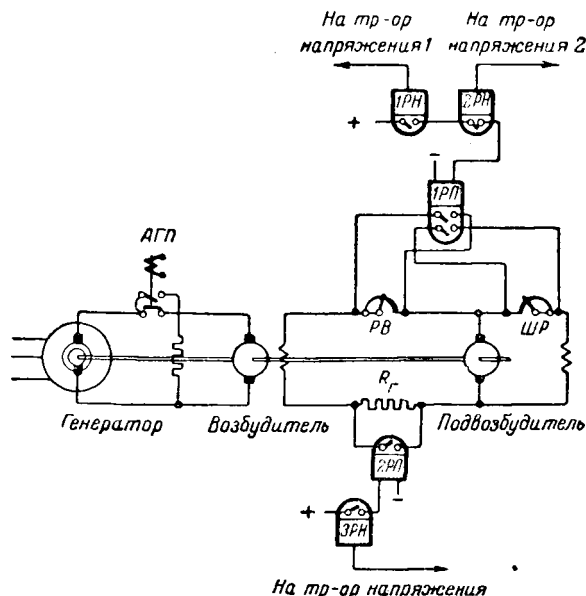


Рис. 1. Схема автоматического развозбуждения гидрогенератора в компоновке со схемой быстрогодействующего возбуждения.

1РН, 2РН—реле напряжения быстрогодействующего возбуждения; 1РП—реле промежуточное быстрогодействующего возбуждения; 3РН—реле промежуточное автоматического развозбуждения; R_g —гасительное сопротивление автоматического развозбуждения; РВ—реостат возбудителя ШР—шунтовый реостат подвозбудителя.

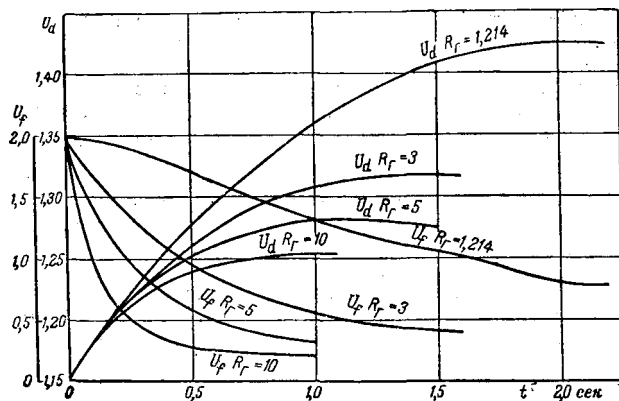


Рис. 2. Расчетные кривые изменения напряжения статора генератора и напряжения возбудителя во времени.

На рис. 1. приведена схема автоматического развозбуждения гидрогенератора в компоновке со схемой быстродействующего возбуждения.

Схема действует от пускового реле напряжения ЗРН, замыкающего свои контакты при повышении напряжения, и с помощью контактора ЗРП, дешунтирующего гасительное сопротивление в цепи возбуждения возбудителя.

Для успешного действия схемы необходим правильный выбор величины гасительного сопротивления R_f , а также уставок пусковых реле напряжения автоматического развозбуждения БВ и защиты от повышения напряжения.

На рис. 2. приведены расчетные кривые изменения напряжения статора генератора U_d и напряжения возбудителя U_f во времени, для различной величины гасительного сопротивления R_f при сбросе полной нагрузки с гидрогенератора¹. Здесь U_d и U_f выражены в относительных единицах: первое по отношению к номинальному напряжению и второе — по отношению к возбуждению холостого хода; R_f — в долях омического сопротивления обмотки возбуждения возбудителя.

Уставка напряжения трогания реле автоматического развозбуждения должна быть выше наибольшего возможного напряжения генератора, в то же время необходимо, что-

¹ Метод расчета был разработан В. Н. Лебедевым в 1943 г.

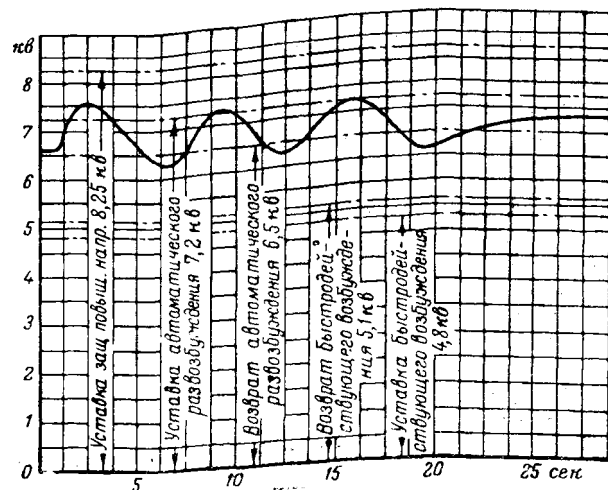


Рис. 3. Изменение напряжения при сбросе нагрузки с гидрогенератора.

бы при сбросе номинальной мощности с генератора максимальное напряжение не достигало уставки трогания защиты от повышения напряжения.

Напряжение возврата пускового реле должно быть таким, чтобы наименьшее напряжение генератора при работе автоматического развозбуждения было выше напряжения трогания быстродействующего возбуждения, в противном случае вступит в работу быстродействующее возбуждение и напряжение генератора будет иметь колебания незатухающего характера.

Уставка напряжения трогания быстродействующего возбуждения должна быть не выше наименьшего напряжения генератора при работе автоматического развозбуждения и в то же время обеспечивать работу быстродействующего возбуждения при коротких замыканиях в основных сетях.

Напряжение возврата быстродействующего возбуждения должно быть ниже минимального эксплуатационного напряжения генератора.

Выбранные уставки проверяются экспериментально путем сброса полной нагрузки с генератора.

Экспериментальная кривая изменения напряжения при сбросе нагрузки с гидрогенератора, записанная регистрирующим вольтметром с ускоренным движением ленты, приведена на рис. 3.

Инж. В. П. Клецкий

ХРОНИКА

В Техническом управлении по строительству и монтажу

О расстановке опор линий электропередачи

Теплоэлектропроектом разработана инструкция о порядке выполнения и сдачи работ по перенесению проектной расстановки опор линий электропередачи в натуру и прейскурантная стоимость этих работ. Эта инструкция утверждена Техническим управлением по строительству и монтажу с 26 января 1950 г.

Инструкция устанавливает порядок производства работ по закреплению на местности центров опор и осей при разбивке трассы линии электропередачи.

О пусковых испытаниях гидроагрегатов

Трестом «Спецгидромонтаж» разработана типовая программа пусковых испытаний гидроагрегатов, устанавливающая порядок испытаний гидроагрегатов перед приемкой их в эксплуатацию. Программа утверждена Техническим управлением по строительству и монтажу.

В типовой программе рассматриваются пусковые испытания гидросилового оборудования в составе: гидротурбин, механической части генераторов, регуляторов скорости, затворов турбин и прочих вспомогательных механизмов гидроагрегата, а также даются общие положения по пусковым испытаниям гидроагрегатов.

Пленум секций ВНИТОЭ по электрическим машинам

В марте с. г. в Ленинграде под председательством члена корреспондента АН СССР М. П. Костенко состоялся пленум секции ВНИТОЭ по электрическим машинам, посвященный 25-летию советского турбогенераторостроения.

В работе пленума приняли участие представители Министерства электропромышленности, Министерства электростанций, завода «Электросила», Харьковского турбогенераторного завода, ЛМЗ им. Сталина, ЭНИН АН СССР, ЛПИ им. Калинина, МЭИ им. Молотова, ЦНИЭЛ МЭС, Мосэнерго, Ленэнерго, Сталиногорской грэс, а также других институтов, энергосистем и предприятий.

Были заслушаны и обсуждены следующие доклады:

1) «Перспективы развития турбогенераторостроения» (представитель МЭП гл. инж. завода «Электросила» Ф. К. Архангельский); 2) «Опыт эксплуатации турбогене-

раторов отечественного производства и требования МЭС к турбогенераторам» (зам. начальника Технического управления МЭС И. А. Сыромятников); 3) «Перспективы развития паротурбостроения и требования к турбогенераторостроению» (представитель Главкотлотурбопрома МТМ Л. Д. Френкель); 4) «Тепловые и электромагнитные характеристики турбогенераторов с водородным охлаждением» (представитель ЭНИН АН СССР Н. А. Поляк); 5) «Турбогенераторы ХТГЗ» (зам. главного инженера ХТГЗ Л. Я. Станиславский); 6) «Новые турбогенераторы завода «Электросила» (зам. главного конструктора завода «Электросила» В. В. Титов).

В прениях представители эксплуатирующих и ремонтных предприятий: тт. И. Т. Калита (Сталиногорская грэс), Ф. В. Терехин (Мосэнерго), Г. Л. Вульман (Техническое управление МЭС), Л. Г. Мамиконян (ЦНИЭЛ), Л. А. Миренбург (Союзэнергоремонт) и другие поделились опытом эксплуатации турбогенераторов, указали выявленные дефекты отдельных типов машин и поставили на обсуждение ряд требований к заводам-изготовителям.

Пленум секций в резолюции отметил крупные успехи отечественного турбогенераторостроения, являющегося передовым в мировом турбогенераторостроении. В резолюции совещания содержится ряд решений по дальнейшему совершенствованию и развитию отечественного турбогенераторостроения, по внедрению новой техники и повышению качества их изготовления, в том числе:

1. О расширении научно-исследовательской работы на заводах «Электросила» и ХТГЗ, ЦНИЭЛ МЭС и в энергосистемах для решения вопросов: асинхронного и несимметричных режимов; самосинхронизации; анализа работы машин с водородным охлаждением с целью упрощения их эксплуатации, осуществления работы при различных давлениях водорода и дальнейшего совершенствования отдельных узлов этих машин и др.

2. О целесообразности стандартизации основных монтажных размеров турбогенераторов производства разных заводов.

3. О сокращении пускового периода путем проведения сушки турбогенераторов в неподвижном состоянии.

4. О применении двухкратной форсировки возбуждения и двухкратной скорости нарастания возбуждения.

5. О принятии при проектировании новой серии турбогенераторов температуры перегрева обмотки ротора, не превышающей 90—95° С.

6. О постановке на обсуждение в секциях электрических машин ВНИТОЭ проекта нового ГОСТ на турбогенераторы.

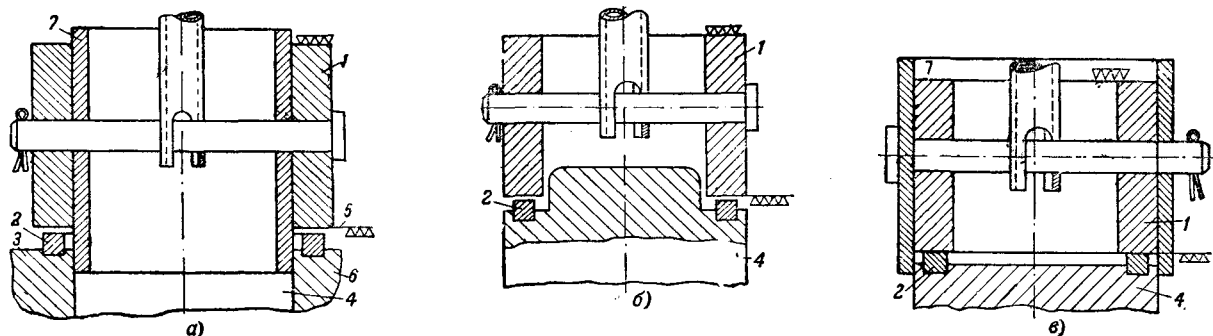
На заключительном заседании пленума был также заслушан отчетный доклад председателя секции электрических машин ВНИТОЭ тов. Е. Я. Казовского, а также сообщения представителей МОНИТОЭ (доктора техн. наук Г. Н. Петрова), ХОНИТОЭ (инж. Л. Я. Станиславского) и др.

Г. В.

О притирке уплотняющих поверхностей седел арматуры высокого давления Венюковского арматурного завода

Эксплуатация установок высокого давления выявила настоятельную необходимость в выпуске инструкций по эксплуатации и ремонту арматуры. Учитывая эту потребность, Венюковский арматурный завод (ВАЗ) разработал ряд инструкций, в частности, инструкцию по притирке уплотняющих поверхностей седел арматуры.

Особое значение этой инструкции для ремонтного персонала котельных цехов определяется тем, что некачественная притирка уплотняющих поверхностей седел часто является причиной неплотности арматуры, и тем, что притирку вварной бесфланцевой арматуры ВАЗ приходится производить на месте.



Притир для притирки кольца в корпусе (а), в тарелке с вытеснителем (б) и в тарелке без вытеснителя (в).
1 — притир; 2 — уплотнительное кольцо; 3 — притираемая поверхность уплотнительного кольца; 4 — тарелка; 5 — притирающая поверхность притира; 6 — корпус вентиля; 7 — сменная направляющая втулка.

Известно, что неплотное прилегание запорной арматуры вызывает протекание пара или воды с большой скоростью через небольшой зазор между уплотняющими поверхностями этих колец, что, как правило, приводит к эрозионному разрушению уплотнительных элементов затвора. Особенно важно качественное выполнение притирки при высоких параметрах пара или воды.

Для производства притирки, предшествующей операции доводки, инструкцией рекомендуются корундовые микропорошки марок с М28 по М7 согласно ведомственной нормали Главабразива Ст.48-1.

Марка	Соответствует старой маркировке, мин.	Пределы основной фракции, микроны
М28	15	28—20
М20	30	20—14
М14	60	14—10
М10	120	10—7
М7	240	7—5

В инструкции даны следующие указания о применимости различных твердых абразивных притирочных порошков для притирки уплотнительных колец арматуры.

На ж д а к для притирки легированных уплотнений не пригоден.

Корунд рекомендуется для притирки уплотнительных колец из хрупких (каленых) материалов.

Электрокорунд (искусственный корунд) делится на нормальный электрокорунд, который является лучшим материалом для притирки уплотнительных колец как из твердых, так и из вязких материалов, и на корракс, применяемый в последней стадии притирки твердых материалов при небольшом удельном давлении притира.

Карборунд пригоден для притирки твердых и очень твердых материалов (твердых сплавов) и не годится для притирки вязких материалов.

Карбид бора пригоден для притирки азотированных уплотнительных колец и колец из твердых сплавов.

Для операции доводки уплотнительных поверхностей рекомендуется применять пасты Государственного оптического института (ГОИ) — грубые, средние и тонкие — в зависимости от требуемой чистоты доводки.

В инструкции подчеркивается необходимость бережного хранения притирочных материалов для предотвращения их засорения: песком, металлической стружкой и т. п., а также смешения порошков различных марок и зернистости. Рекомендуется приготавливать все притирочные материалы в виде паст, что создает удобство пользования ими и гарантирует от засорения. Паста обычно состоит из 20—30% парафина и 80—70% порошка. В расплавленном парафине равномерно размешиваются зерна порошка, затем жидкость выливается в цилиндрические формы, где и застывает.

Для притирки применяются специальные инструменты, называемые притирами. Они должны изготавливаться из материала более мягкого, чем притираемые, — обычно из перлитного чугуна твердостью по Бринелю 140 ÷ 200.

В нижней части притира делается направление, не позволяющее ему при вращении перемещаться поперек уплотняющей поверхности уплотнительного кольца с тем, чтобы притир не делал поперечных штрихов на притираемой поверхности, а зерна абразива двигались бы только вдоль

притираемого кольца вместе с притирающей поверхностью притира.

К инструкции приложены эскизы типовых конструкций притиров, в частности для притирки кольца в корпусе (см. рисунок).

Поверхности уплотненных колец в арматуре после притирки и доводки должны лежать в одной ровной плоскости без завалов к кромкам кольца и без искривлений в плоскости по длине окружности кольца. Уплотняющая поверхность не должна иметь каких-либо овальностей или конусности, не должна иметь никаких штрихов, остающихся после притирки твердыми абразивами; чистота доведенной поверхности должна соответствовать обработке под четыре треугольника 13—14 по ГОСТ 2789-45.

Притирающие поверхности притиров должны быть всегда в исправном состоянии.

Инструкция рекомендует следующий порядок проведения процесса притирки и доводки уплотняющих поверхностей в арматуре:

1. Перед началом притирки и после каждой смены притирочного материала притираемая и притирающая поверхности должны промываться бензином и протираться насухо чистой тряпкой.

2. На притираемую или притирающую поверхность накладывают тонким слоем притирочный абразивный микропорошок, смешанный с машинным маслом. Пасту намазывают на смоченную керосином поверхность притира или уплотнительного кольца.

3. После этого на притираемую поверхность уплотнительного кольца накладывают притир и вращают его попеременно вправо и влево на $\frac{1}{4}$ окружности 6—7 раз. Затем притир поворачивают на 180° от первоначального положения, снова вращают его на $\frac{1}{4}$ окружности 6—7 раз, и так повторяют от 5 до 8 раз.

Далее притир снимают с кольца, промывают его и кольцо чистым бензином, накладывают на притираемую поверхность свежий притирочный материал и повторяют всю операцию снова в том же порядке до тех пор, пока при притирке поверхность станет достаточно ровной, а при доводке — близкой к зеркальной.

Удельное давление притира на притираемую поверхность должно составлять при грубой притирке 1—2 кг/см², а при доводке и чистовой притирке — 0,5 кг/см².

Притирочные абразивные порошки, смешанные со смазочными материалами, должны находиться во взвешенном состоянии в той жидкой среде, с которой они смешаны. Смесь не должна быть густой.

Не следует накладывать на притир чрезмерно большое количество притирочного порошка. Слой притирочного материала, нанесенный на притираемую или притирающую поверхность, должен быть равномерным по всей поверхности, а по толщине — равным одному зерну порошка. При окончательной доводке слой доводочного материала должен быть минимально тонким.

При замене в процессе притирки более грубых притирочных твердых порошков более тонкими следует заново подготавливать притирающую поверхность притира путем подрезки и шабровки ее.

Для каждой величины и марки абразивных зерен нужно использовать отдельный притир.

Заканчивать притирку нужно, как правило, самыми тонкими абразивными микропорошками марки М7, а затем переходить на доводку мягкими химическими абразивами (типа паст ГОИ).

Наименование			Грубая притирка от припуска $h=0,55$ мм до $h_1=0,3$ мм	Предварительная притирка от $h_1=0,3$ мм до $h_2=0,01$ мм	Чистовая притирка от $h_2=0,01$ мм до $h_3=0,003$ мм	Доводка от припуска $0,003$ мм до глубины шлифа $h_4=0,00008$ мм	
Притиры	№ притира		1	2	3	4	
	Твердость притиров в зависимости от притираемых сталей	типа ЭЯ	$H_B = 140 - 160$				
		ЭЖ каленая	$H_B = 160 - 180$				
		азотированная	$H_B = 200$				
	Способ подготовки притирающих поверхностей притиров		Подрезка на токарном станке		Шлифовка, контроль на плите и точная шабровка		
Удельное давление притира на притираемую поверхность уплотнительного кольца, кг/см ²		~1,5	~1,0	~0,5	~0,5		
Давление притира на притираемые уплотнительные кольца в зависимости от площади притираемой поверхности и диаметра прохода		4—5 см ²	Ø 50 мм	6 кг	4 кг	2 кг	2 кг
		~8 "	Ø 80 "	12 "	8 "	4 "	4 "
		~10 "	Ø 100 "	15 "	10 "	5 "	5 "
		~17 "	Ø 150 "	24 "	17 "	8 "	8 "
		~24 "	Ø 200 "	36 "	24 "	12 "	12 "
		~130 "	задв. Ø 200 мм	195 "	130 "	65 "	65 "
		Материал абразивного порошка		Электрокорунд нормальный для всех сталей; карбид бора для 35ХМЮА—азотированной		Электрокорунд нормальный и белый; карбид бора для 35ХМЮА—азотированной	
Притирочные материалы	Пределы размеров зерна основной фракции порошка, микрон (и марка)		28—20 (M28—M20)	10 (M10)	7 (M7)		
	Соответствие маркировке порошка, мин.		15—30	120	240		
	Смазка для абразивного порошка		Машинное масло				
	Смазка для материала, приготовленного в виде пасты		Керосин и бензин				
	Материал для промывки притираемой и притирающей поверхности		Бензин чистый				
	Контроль притираемой поверхности		На-глаз		Контрольные кольца с точной поверхностью	Зеркальная поверхность на-глаз	

Наиболее доступным способом контроля качества притирки (ровности притертой поверхности) считается способ проверки «на краску», для чего нужно иметь контрольные кольца с точно пришабренными и доведенными торцами.

При контроле «на краску» контрольную поверхность кольца покрывают тончайшим слоем краски «берлинская лазурь», накладывают кольца на притертую поверхность и слегка поворачивают одну поверхность по другой.

Таким же способом контролируется «на краску» пара притертых порознь уплотнительных поверхностей.

Окончательным контролем качества доводки поверхностей уплотнительных колец является непроницаемость при гидравлическом и паровом испытании. Перед гидравлическим испытанием притертые и доведенные уплотняющие поверхности промываются чистым бензином и насухо протираются чистой тряпкой.

В инструкции приведены технологические данные по притирке уплотнительных колец нержавеющей и азотированных до высокой твердости сталей, сведенные в таблицу.

Некоторые дополнительные указания даны в инструкции для притирки азотированных уплотнительных колец (сидел и тарелок) в задвижках в связи с тем, что глубина азотированного слоя металла (35ХМЮА) не превышает 0,5 мм. Здесь требуется особая осторожность вследствие хрупкости и чувствительности азотированного слоя к ударам.

Притирка азотированных уплотнительных колец может производиться только в случаях искривления (деформации) уплотняющей поверхности, если кривизна этой поверхности не превышает $\frac{1}{5}$ глубины азотированного слоя. Если азотированный слой на уплотняющей поверхности поврежден или деформирован на полную его глубину, то кольцо нужно заменить.

Вновь изготавливаемые уплотнительные кольца должны быть притерты до и после азотации.

К инструкции ВАЗ прилагаются нормали притиров и контрольных плит (колец), а также детальные чертежи притиров.



ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Эксплоатация мельниц КСГ

На немецких электростанциях, главным образом у котлов большой мощности, широко применяются мельницы КСГ, которые успешно конкурируют с шахтными мельницами Кремера.

Размол угля в мельнице КСГ происходит следующим образом. Сырой уголь загружается в верхнюю часть сушильной шахты, расположенную рядом с топкой. Через шахту в Мельницу засасываются из топочного пространства дымовые газы с температурой около 1000°C .

В шахте уголь частично подсушивается и подается аксиально в корпус мельницы, представляющий собой мелющий вентилятор, в котором консольно на валу расположен ротор с вентилирующими лопастями (билами). Ротор, вращающийся с 1000—1500 об/мин, имеет настолько значительное вентиляционное действие, что засасывает газ из топки и вдувает аэросмесь в топочное пространство со скоростью около 20 м/сек, преодолевая сопротивление сепаратора, короткого трубопровода и горелок. Угловые горелки создают вихреобразный факел, хорошо заполняющий поперечное сечение топочного пространства. Это является большим преимуществом топок КСГ перед топками Кремера, позволяющим работать с лучшим использованием объема топок и большими напряжениями топочного пространства. Напор, создаваемый мельницей КСГ, по данным электростанции Эспенгайн, при обычном в эксплуатации режиме составляет 150 мм вод. ст., в то время как мельницы Кремера по испытаниям фирмы Борзиг при окружной скорости 50 м/сек дают напор от 20 до 40 мм вод. ст. Тепловые напряжения топок с мельницами КСГ составляют 180—250 ккал/м²час, в то время как топки типа Кремера допускают 120—180 ккал/м²час (более низкие значения относятся к большим котлам и топливам с легкоплавкой золой).

Работа отдельных элементов мельниц

Сушильная шахта. В месте присоединения сушильных шахт к топочному пространству устанавливались изготовленные из сихромали и обмурованные шамотными плитами запорные шиберы для отключения мельниц от топки во время их остановки.

Эти шиберы в эксплуатации коробились и ими нельзя было пользоваться, вследствие чего они были заменены заслонками из листовой стали, перекрывающими шахты ниже всасывающего окна, которые закрываются только во время ремонтов мельниц.

Опыт показал, что высота места подачи топлива в шахту не имеет значения, так как в основном подсушка угля происходит в самой мельнице.

Корпус мельницы. В настоящее время корпуса изготавливаются из ковanej стали. Наибольшему износу подвержено бронирование цилиндрической части корпуса. Боковые стены изнашиваются сравнительно мало и ремонтируются наплавкой.

Бронирование корпусов мельниц в настоящее время производится четырехгранными брусками размером 60×80 мм. Изношенные бруски поворачивают и применяют для бронирования других участков корпуса, где износ меньше.

Броня цилиндрической части мельницы из стального литья на отдельных электростанциях работает до 800—1000 час.; степень износа цилиндрической части брони может доходить до 70%.

Ротор мельницы. Усилия эксплуатации сводились к тому, чтобы сделать более равномерным износ одних элементов и тем самым удлинить срок их службы и уменьшить износ других.

Для более равномерного износа бил на вал между бильными колесами и гайкой был установлен гладкий диск диаметром 500 мм и толщиной 3 мм (диск диаметром 400 мм с накрест расположенными щелями действовал менее эффективно). Кроме того, в подводящем патрубке мельницы, в месте входа угля, был приварен угольник, подтормаживающий поступление угля в нижнюю часть ротора и тем самым распределявший его более равномерно по его ширине (рис. 1).

Эти мероприятия полностью себя оправдали. Износ бил по ширине колеса стал более равномерным, и била работают без замены до износа их в среднем до 35—40% от первоначального веса¹.

В качестве материала для бил электростанция Нахтерштедт применяла и литье из твердой стали с временным сопротивлением 80—90 кг/мм². В виде опыта применялась марганцовистая сталь с временным сопротивлением до 110—120 кг/мм². Однако по сообщению станции сколько заметной разницы в износе бил по времени не было обнаружено.

Для защиты от износа переднего кольца ротора в нижней части подводящего патрубка был установлен стальной лист, перекрывающий переднее кольцо ротора. Это мероприятие увеличило срок его службы до 6000 час.

Износ основного диска ротора был уменьшен наваркой на него колец из стали квадратного сечения, в результате чего срок службы его был увеличен до 9000 час.

На электростанции, сжигающей силезский каменный уголь, била стоят 900 час. Износ металла мельницы составляет 40 г/т угля. Била из марганцевой стали (10% Mn) стоят до 1500 час.

Лопатки, приваренные к обратной стороне ступицы ротора с целью недопущения пыления через отверстие для прохода вала, изнашиваются через 600 час.

Для безопасной работы роторов мельниц температура за мельницей не должна превышать 100—120°С. Нормально в эксплуатации при размоле бурых углей ее поддерживают в пределах 70—90°С. За мельницей устанавливается термостат, который при превышении максимально допустимой температуры дает сигнал. Этого, однако, оказалось недостаточно. На электростанции в Дейбене при наличии такой сигнализации валы роторов в трех случаях были покороблены от превышения температуры.

При внезапном прекращении подачи угля в мельницу время, имеющееся в распоряжении персонала для ее отключения после сигнала, оказывалось недостаточным, чтобы надежно защитить мельницу от высоких температур. Поэтому было смонтировано дополнительно другое сигнальное устройство, указывающее рабочему на прекращение подачи угля на питатель, когда в мельнице еще имеется уголь.

Сепаратор. Сепаратор типа Раймонд, которым были снабжены мельницы электростанций, для условий размола бурого угля в мельницах КСГ себя не оправдал. Необходимость получения пыли грубого размола потребовала удаления телескопической трубы, работы с полностью открытыми створками и даже с частичным их удалением.

Внутренний конус подвергался одностороннему износу со стороны входа угля. Демонтаж части регулирующих

¹ Обращается внимание на то, что износ в большей степени зависит от качества топлива (количество и состав золы).

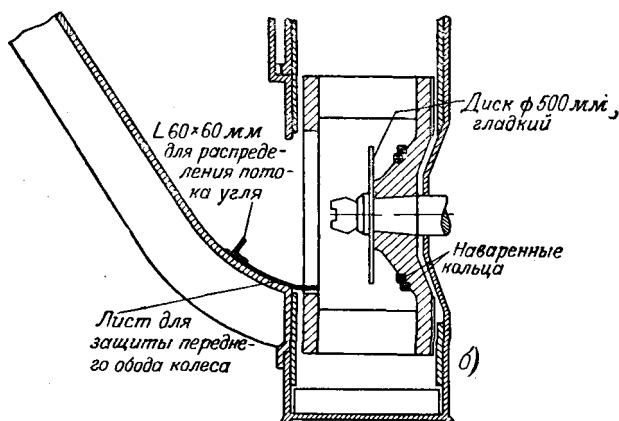
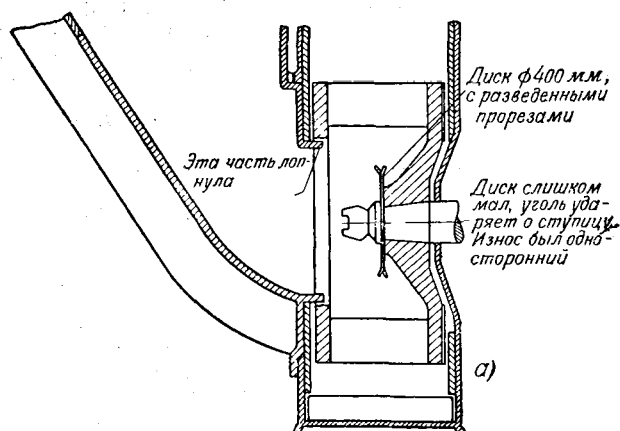


Рис. 1. Ротор мельницы КСГ до переделки (а) и после переделки (б).

створок с противоположной стороны сделал износ по окружности конуса более равномерным.

Время работы брони сепаратора в 1500—1800 час. совершенно недостаточно и указывает на необходимость применения для этих целей более стойких против износа марганцевистых сталей.

В настоящее время фирма КСГ отказалась от применения сепаратора типа Раймонд и ставит для бурых углей сепаратор, напоминающий сепаратор мельницы Резольютор, где жалюзи заменены двумя поворотными шиберами, изменяющими направление потока.

Привод мельницы. В качестве привода мельницы применяются короткозамкнутые двигатели, непосредственно соединенные с мельницей.

Чтобы не перегружать двигатель при пуске, на электростанции Эспенгайн в виде опыта была установлена эластичная муфта Пульвиса (рис. 2), которая обеспечивает более мягкий пуск мельницы.

Муфта Пульвиса состоит из барабана 1 (на внутренней поверхности которого нафрезерованы мелкие зубья), укрепленного на ведомом валу, и крестовины 2, расположенной на ведущем валу. В муфту засыпана мелкая дробь (диаметром около 0,3 мм). В начале движения крестовина вращается свободно. Находящаяся в муфте дробь под действием центробежной силы отбрасывается на внутреннюю поверхность барабана, образуя цилиндрическую, постепенно уплотняющуюся поверхность сцепления полушарообразной формы.

С муфтой Пульвиса двигатель меньше перегревается при пусках и его можно скорее повторно включать в работу.

Расход электроэнергии. Расход электроэнергии мельницами КСГ на размол и транспорт пыли при работе на буром угле при помоле $R_{30}=25-30\%$ составляет 10 квтч/т. При размолу верхнесилезского угля и тонине помола 2—3% по сити № 30 и 25—30% по сити № 70 расход электроэнергии на опытной установке составляет 16—20 квтч/т угля.

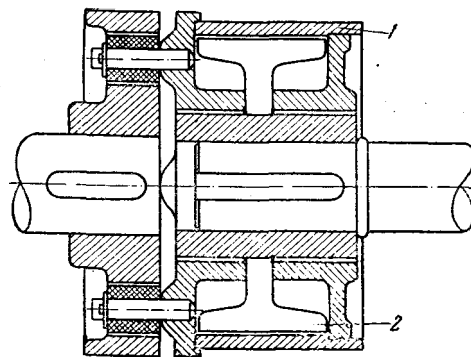


Рис. 2. Муфта Пульвиса.

Заключение

Мельницы КСГ в комбинации с топкой КСГ с угловыми горелками вполне оправдали себя в эксплуатации при работе на буром угле влажностью до 60%.

Неудачный для размола бурого угля сепаратор Раймонда, который устанавливался ранее у топок КСГ и не удовлетворял эксплуатацию при сжигании бурого угля (как по тонкости помола, так и по износу), в настоящее время заменен сепаратором другой конструкции, который более подходит для этого топлива.

Чувствительность мельниц КСГ к посторонним телам уменьшена заменой чугунных корпусов стальными. Увеличением веса изнашиваемых деталей мельницы приспособлены к длительной работе и с трудно размалываемым топливом с большим содержанием золы.

Инж. В. Н. Владимиров

Пути развития тепловых электростанций

В реферируемой статье рассматриваются тенденции развития тепловых электростанций по вопросам промежуточного перегрева пара, электрических генераторов, надстроек высокого давления, тепловых схем и предельных параметров пара, а также газовых турбин и топлива.

Приблизительно до 1925 г. наблюдался устойчивый рост единичных мощностей агрегатов, а также рост начальных параметров пара. Максимальная температура пара, лимитировавшаяся качеством металла для изготовления пароперегревателей, паропроводов и высокоскоростных вращающихся агрегатов, колебалась между 370 и 400°С. Появившийся в это время промежуточный перегрев пара снизил удельный расход тепла без повышения начальной температуры пара.

С 1934 г. начальные температуры пара начали расти в связи с улучшением качества металлов, применяемых в энергостроении. К 1938 г. допускаемые температуры пара достигли 510°С, сделав возможным достижение той же экономичности при отказе от сложного промежуточного перегрева пара.

В настоящее время начальная температура пара у отдельных турбин достигла 540°С при давлении 90 ата и выше. В изготовлении находятся единичные агрегаты с начальной температурой пара 565°С и, поскольку эта температура является максимальной в настоящее время, опять встает вопрос о применении промежуточного перегрева пара. Промежуточные пароперегреватели в котлах практически применяются довольно часто, и температура промежуточного перегрева пара поднимается до начальной температуры пара или близкой к ней.

Выгода промежуточного перегрева пара ясно видна из следующего примера. При начальной температуре пара 565°С и промежуточном перегреве до 540—565°С удельный расход тепла будет таким же, как и при начальной температуре пара 650°С без промежуточного перегрева.

Дальнейшее развитие в области применения высоких начальных температур пара может привести к отказу от применения промежуточного перегрева.

Вопрос о выгодности применения промежуточного перегрева решается в зависимости от единичной мощности агрегата, стоимости угля и характера нагрузки, которая может быть обеспечена данному агрегату. Для мощных турбогенераторов, порядка 100 тыс. кВт, удорожание от применения промежуточного перегрева не является значительным. При единичной мощности в 50 тыс. кВт стоимость возрастает приблизительно на 10%.

Значительным фактом в развитии генераторостроения является применение водородного охлаждения. Первый генератор с водородным охлаждением был пущен в эксплуатацию в 1937 г., а в настоящее время водородное охлаждение обычно применяется в генераторах мощностью от 20 тыс. кВт и выше. Давление водорода часто применяется равным 1 атм. Конструируются генераторы с давлением водорода более 2 атм. Некоторые из них уже находятся в эксплуатации, хотя еще не работают с максимально запроектированным давлением водорода. При повышении давления водорода от 1 до 2 атм увеличивается мощность генератора на 10%. В южных районах, где температуры охлаждающей воды являются высокими, повышение давления водорода представляет неоценимую выгоду и вопрос охлаждения генератора перестает быть проблемой.

За последние 20 лет ряд старых электростанций был модернизирован путем надстройки противодавленческими агрегатами высокого давления. Это дало возможность сократить общий удельный расход тепла на 25—35%, а в районах с недостатком охлаждающей воды для конденсаторов надстройки, позволили осуществить заметный рост генерирующей мощности без расширения системы циркуляционного водоснабжения.

В начале двадцатых годов этого столетия начал усиленно внедряться регенеративный подогрев питательной воды паром, отобранном из различных точек турбины. Это позволило сократить удельные расходы на 12—15%.

Максимальное давление пара, применяемое ныне только на одной электростанции, составляет около 175 ат, а максимальные в выполняемых в настоящее время проектах начальные температуры пара 565°С. При этих начальных параметрах пара и применении промежуточного перегрева пара до 540°С, а также многоступенчатого регенеративного подогрева питательной воды достигается термический к. п. д. нетто электростанции примерно 36—38%.

На современной электростанции общий к. п. д. в основном определяется потерями с уходящими газами и потерями в конденсаторе.

Максимальный к. п. д. котельной установки определяется в настоящее время величиной ~ 90%, исходя из приемлемых затрат на хвостовую часть котельного агрегата. Потери в конденсаторе с охлаждающей водой составляют ~ 50—55% тепла сжигаемого топлива.

Одной из причин, тормозившей широкое внедрение газовых турбин, являлась очевидная невозможность в ранних конструкциях построения компрессора с удовлетворительным к. п. д. Однако в последние годы замечается значительное развитие в этой области, в частности в Швейцарии, где построены и находятся в работе газовые турбины мощностью до 27 тыс. кВт в одном агрегате.

В США вопрос газотурбостроения не получил должного развития до конца войны. Лишь в последнее время имеется некоторое движение в этой области в связи с применением газовых турбин в авиации и полученными результатами исследования металла для высоких температур, с которыми приходится иметь дело в газовых турбинах.

В США имеются в изготовлении и эксплуатации (кроме железнодорожного транспорта) всего семь газовых турбин: три мощностью по 3,5 тыс. кВт; три мощностью по 5 тыс. кВт и одна мощностью в 1875 л. с. Все агрегаты по 3,5 тыс. кВт выполнены по типу с разомкнутым циклом, имеющему относительно высокие тепловые потери с выхлопными газами. В некоторых случаях тепло выхлоп-

ных газов выгодно использовать в котле для производства пара низкого давления. На электростанции в Оклахоме, где установлен первый из этих трех агрегатов, тепло выхлопных газов используется для подогрева питательной воды. Три агрегата по 5 тыс. кВт выполнены по типу с замкнутым циклом и регенерацией. Агрегат в 1875 л. с. предназначен для использования как первичный двигатель к насосу на трубопроводе естественного газа.

Все упомянутые агрегаты работают на жидком или газовом топливе. Однако для того, чтобы газовые турбины нашли применение на крупных электростанциях, они должны быть сконструированы для сжигания твердого топлива. Исследования в этом направлении в настоящее время проводятся. Одни исследователи идут по линии использования газогенераторов; другие решают эту проблему, сжигая топливо в топке и передавая тепло через теплообменник воздуху, который затем под давлением направляется в газовую турбину. При такой установке ни газы, ни летучая зола в турбину не попадают.

Значительным преимуществом газовых турбин является то, что термический к. п. д. для газового агрегата малой мощности может быть достигнут значительно выше, чем для установки той же мощности, работающей на паровом цикле.

Опыт военного времени научил работников электростанций, как использовать низкосортные угли. Для отдаленного будущего необходимо будет планировать работу электростанций с использованием низкосортных углей. Что же касается ближайшего будущего, то в США имеются запасы относительно высококачественных углей, достаточные для того, чтобы покрыть потребность любой из осуществленных установок на все время ее существования.

Заключение

В крупной энергетике, с крупными единичными мощностями отдельных агрегатов, будет в ближайшем будущем господствовать паровой цикл. При этом значительное распространение могут найти электростанции с одним блоком котел—турбина.

Многие энергосистемы будут применять и газовые турбины даже средних мощностей, исходя из того, что строительство их может быть осуществлено при отсутствии охлаждающей воды, с малыми расходами на строительные сооружения и что такие установки легко поддаются автоматическому управлению (Combustion, VII, 1949).

Образ. С. Ф.

ОТ РЕДАКЦИИ

Реферируемая статья показывает техническое отставание турбогенераторостроения США от технического уровня советского турбогенераторостроения. Как известно, в этой области СССР занимает самое передовое место в мире. Впервые у нас, еще до войны, был пущен в эксплуатацию турбогенератор мощностью 100 тыс. кВт на 3000 об/мин. У нас же была пущена в эксплуатацию первая турбина мощностью 100 тыс. кВт с высокими параметрами пара на 3000 об/мин.

В настоящее время у нас ведутся работы, которые еще раз подтверждают, что советские энергомашиностроители прочно держат в своих руках мировое первенство.

Также обращает внимание характерное для капиталистического хозяйства хищническое уничтожение высокоценных сортов углей в тех случаях, когда с успехом могут быть использованы местные низкосортные топлива. Наиболее богатый опыт и достижения по экономичному сжиганию низкосортных топлив имеют советские энергетики, которые с успехом разрешили эту весьма важную для социалистического хозяйства проблему.



КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

Г. И. Атабеков, Релейная защита высоковольтных сетей, М.—Л., Госэнергоиздат, 1949 г., 424 стр., 5000 экз., ц. 20 р. 50 к.

На протяжении последних двух десятков лет инженеры и ученые Советского Союза успешно разрабатывают научные основы техники релейной защиты, принципы действия, методы расчетов, новые конструкции реле и схемы. Совместными усилиями проектирующих, эксплуатирующих и производящих аппаратуру организаций достигнут высокий процент правильного действия защит и высокая культура эксплуатации устройств защиты и электроавтоматики.

Выпущенная Госэнергоиздатом в 1949 г. книга проф. Г. И. Атабекова «Релейная защита высоковольтных сетей» имеет назначение систематизировать и обобщить большую работу, проведенную в одной из областей техники релейной защиты, а именно в защите линий электропередачи.

Книга содержит много нового, ценного материала, из которого часть публикуется в печати впервые.

Посвященная в значительной своей части достижениям советской техники релейной защиты высоковольтных сетей за последние десять лет, она свидетельствует о том, как далеко шагнула вперед в СССР данная отрасль техники, обогнав по ряду вопросов практики и теории уровень, имеющийся в зарубежных странах.

Весь материал книги разбит на десять глав; из них две первые излагают некоторые вопросы теоретической электротехники, а остальные восемь посвящены отдельным вопросам релейной защиты высоковольтных сетей.

Книга в конце снабжена приложениями с кривыми, позволяющими определить некоторые расчетные параметры, как, например, наименьшую длину линии, допускающую применение импедансной защиты, а также снабжена указателем литературы.

В первой главе в сжатой форме даны основные понятия и методы расчета переходных процессов в линейных электрических цепях. При этом основное внимание уделено учету начальных не нулевых условий (с учетом предшествующего режима) электрических цепей, содержащих индуктивности и емкости.

Теоретические выводы и основные положения первой главы иллюстрируются примерами, имеющими прямое отношение к технике релейной защиты.

Как известно, в настоящее время электротехника широко использует в своих расчетах современные методы с применением операторного исчисления, в ряде случаев дающего относительно легкое решение трудных задач. Глава эта должна вызвать интерес к овладению этим методом расчета среди практических работников.

Особый интерес в этом отношении представит для читателя раздел 1,4, где изложены основные принципы наложения и компенсации и их обобщающие следствия, с соответствующими примерами, а также раздел 1,5, где обоснована возможность применения комплексных схем замещения для расчета переходных процессов при несимметричных коротких замыканиях.

Вторая глава посвящается рассмотрению переходных процессов во вторичных цепях трансформатора тока с учетом насыщения, остаточного намагничивания и перемagnetизации. Материал, содержащийся в этой главе, является в значительной степени результатом работы советских научно-исследовательских лабораторий (лаборатория им. Смурова и ЦНИЭЛ МЭС), представляет большую практическую ценность и публикуется в печати впервые.

На базе теоретических выводов и экспериментальных исследований, проведенных ЦНИЭЛ МЭС, доказана значительная неточность американских методов расчета и

предложен советский графоаналитический метод расчета переходных процессов в трансформаторах тока.

Однако, как справедливо указывается в выводах этой главы, вопросы переходных процессов в измерительных трансформаторах еще нуждаются в дальнейшем исследовании.

В главе третьей рассмотрены трехфазные трехэлементные и одноэлементные реле направления мощности (с цилиндрическим ротором) без пофазного пуска, а также односистемные схемы органов направления мощности, которые при имеющемся стремлении к уменьшению использования сложных реле смогут найти практическое применение.

В современных электрических системах важную роль выполняют быстродействующие дистанционные защиты. Анализу этих защит посвящена четвертая глава книги. Она содержит теорию дистанционного принципа, разбор основных схем и данные отечественных разработок, не получивших отражения в технической литературе.

К числу таких разработок относятся: конструкция импедансного омметра системы А. С. Тулина (стр. 102), а также односистемные направленные импедансные защиты, предложенные автором книги и канд. техн. наук А. Н. Бреслером (стр. 193).

Хотя принцип импедансного омметра системы А. С. Тулина был им предложен относительно давно (в 1937 г.), однако только теперь он оценен по достоинству и находит применение в современной дистанционной защите, в частности положен в основу импедансной защиты, разработанной Теплоэлектропроектом и заводом МЭП для сетей высокого напряжения.

К сожалению, в книге указаны только принципы действия этих защит. Теоретический анализ и описание их не приводятся; в частности, не пояснено расчетом поведение новой защиты (стр. 193) при двухфазных замыканиях на землю, когда действие одного омметра резервируется действием другого.

С другой стороны, неоправданно много внимания уделено устаревшей реактансной защите типа ИР-105. Некоторые схемы защиты с реле ИР-105 без всякого ущерба могли бы быть опущены.

В этой же главе приведен большой материал по анализу замеров дистанционных защит при различных видах несимметричных коротких замыканий и при коротких замыканиях за трансформатором с соединением обмоток звезда—треугольник.

Но материал этот не охватывает всех вопросов анализа замеров дистанционных защит. Например, недостаточное внимание уделено вопросам замера дистанционных защит при двустороннем питании, хотя такое применение дистанционных защит наиболее часто встречается в энергосистемах и анализ его особенно важен для работников эксплуатации. В этом разделе отсутствует также количественная оценка влияния на замер реле сдвига фаз токов, подтекающих к месту короткого замыкания с разных сторон.

Необходимо отметить, что омметр индукционного типа, приведенный на стр. 101, 4,2,6, изображен сугубо схематично, без короткозамкнутых витков на магнитопроводах и прорези в диске, без которых он не может работать.

В разделе 4,10 «Свойства дистанционной защиты параллельных линий» кривые зависимости импеданса на зажимах омметра от места повреждения (фиг. 4,20, стр. 142) построены в предположении, что токи I_1 и I_2 находятся в фазе, что не оговорено в тексте.

Глава пятая посвящена описанию устройств, предотвращающих неправильные действия защит при качаниях.

В этой главе собран материал по всем известным в настоящее время принципам блокировки защит при качаниях.

В связи с внедрением быстродействующих воздушных выключателей возникает опасение, что при включении на трехфазное металлическое короткое замыкание в некоторых случаях может иметь место отказ принятой в настоящее время блокировки, основанной на кратковременном появлении тока или напряжения обратной последовательности. Следовало бы обязательно осветить это обстоятельство и наметить направление, в котором необходимо искать решений данной задачи.

В этой главе имеется незамеченная опечатка на стр. 214 в тексте к фиг. 5,4, где приведена формула $U_p \cdot I_p \times \cos(\varphi_p + 30^\circ)$, между тем как следует: $U_p \cdot I_p \cdot \cos(\varphi_p + \alpha)$, так как далее даны два значения: $\alpha = 30^\circ$ и $\alpha = 45^\circ$.

Современные быстродействующие защиты высоковольтных линий электропередачи широко используют различные фильтры симметричных составляющих. Правильный выбор типов и параметров фильтров симметричных составляющих немаловажен без глубокого знания теории фильтров и методики их расчета. Этой важной области техники релейной защиты в рецензируемой книге посвящена глава шестая. Наряду с изложением общей теории фильтров симметричных составляющих в ней приведены таблицы основных параметров и векторных диаграмм фильтров напряжений и токов обратной последовательности (табл. 6,4 и 6,5), которые помогут практическим работникам в выборе фильтров. Следует отметить, что в табл. 6,5 (стр. 262), в выражении $I_{m.n}$ для фильтра трансформаторного типа имеется опечатка. Должно быть $1,33 I_{2A} \cdot e^{-j40^\circ}$.

Следует обратить внимание читателя на то, что коэффициенты фильтра, указанные в табл. 6,5, даны с учетом равенства (6,9). Этот момент может быть упущен, так как соблюдение условия (6,9) только мимоходом оговаривается на стр. 264. Необходимо обратить также внимание на то обстоятельство, что в отличие от табл. 6,5, где коэффициенты фильтра $k_{\phi.m}$ отнесены к току обратной последовательности фазы А, при наличии вспомогательного трансформатора тока коэффициент фильтра относится к разности фазных токов (стр. 265, 268, 271, 327).

Для исключения неправильного толкования следовало бы также пояснить, что в табл. 6,6, стр. 275, величины $AW_{PT \min}$ и $AW_{PT \max}$ даны соответственно для минимального и максимального натяжения пружины.

Советская техника релейной защиты имеет особые достижения в области создания новых быстродействующих высокочастотных защит, представляющих основной вид защиты современных линий электропередачи 110—220 кВ. Отечественные разработки направленной фильтровой, дифференциально-фазной и безинерционной высокочастотных защит стоят по техническим показателям выше соответствующих защит иностранных фирм.

Разбору этих защит и описанию достижений в этой области отечественной релейной техники посвящены седьмая и восьмая главы рецензируемого труда. В этих главах читатель знакомится с результатами новейших разработок Теплоэлектропроекта, ЦНИЭЛ МЭС и электроаппаратного завода МЭП. Значительная часть этих глав посвящена истории развития высокочастотных защит.

Опыт эксплуатации и теоретические исследования релейной защиты длинных и сильно нагруженных линий свидетельствуют о непригодности обычного дистанционного принципа для обеспечения требуемой чувствительности защиты таких линий. Поэтому за последнее время для этих целей начали применять защиты, построенные на новых принципах. В главе девятой они подробно рассмотрены.

Следует считать своевременным включение в эту главу также вопроса расчета токов короткого замыкания для длинных линий с распределенными постоянными, где наглядно показаны способы применения комплексных схем замещения как для одностороннего, так и для двусторон-

него питания. В этой главе автору следовало бы оговорить, до каких длин линий можно практически с достаточной степенью точности пользоваться обычными, более простыми способами расчетов.

Существенные недостатки так называемого реле типа МhО, к которым следует отнести наличие мертвых зон при двухфазном коротком замыкании, а также, как показали проведенные в СССР исследования, возможность снижения запаса селективности при коротком замыкании за трансформатором с соединением обмоток звезда—треугольник, приводят к выводу о необходимости искать и другие решения для защиты длинных линий.

Как указывает автор на стр. 356, реле типа МhО может быть выполнено на принципе импедансного омметра системы А. С. Тулина, а также при помощи поляризованного реле. К сожалению, этот интересный вопрос в книге затронут мимоходом и не рассмотрен более подробно.

Следует отметить, что приведенные на стр. 361 выражения (9,21) и (9,22) справедливы только для частного случая совпадения импедансных углов сопротивлений \dot{z} и \dot{z}' . В общем же случае эти выражения должны иметь вид:

$$-k_2 |\dot{U} + \dot{I} \cdot \dot{z}'|^2 + |\dot{U} + \dot{I} \cdot \dot{z}|^2 \cos(\varphi - \delta) = 0 \dots (9,21)$$

$$-k |\dot{z} + \dot{z}'|^2 + |\dot{z} + \dot{z}'| \cos(\varphi - \delta) = 0 (9,22)$$

или

$$|\dot{z} + \dot{z}'| = \frac{1}{k_2} \cos(\varphi - \delta).$$

Последняя, десятая, глава книги посвящена защите сборных шин 110—220 кВ. В этой главе автором приведен материал (частично опубликованный ранее в периодической литературе) по защитах шин 110 и 220 кВ, главным образом зарубежным, использующим различные принципы, а также рассмотрены требования, предъявляемые к трансформаторам тока. Совершенно недостаточно в этой главе отражен опыт выполнения и эксплуатации простых защит шин в энергосистемах Советского Союза.

Серьезным недостатком книги является отсутствие раздела, посвященного общим вопросам защиты сетей; современным требованиям к основным и резервным защитах в различных условиях работы сетей, а также совместному использованию защиты, автоматического повторного включения и других видов системной автоматики. Такой раздел органически связал бы между собой отдельные главы и сделал бы книгу более целеустремленной.

Эта общая глава могла быть написана без увеличения объема книги за счет сокращения излишних и устаревших материалов, указанных выше.

Следует отметить, что не все вопросы защиты высоковольтных линий нашли отражение в рецензируемой книге, о чем указывает в предисловии и сам автор.

Повидимому, на подборе материала книги сказались личные склонности автора. В частности, те области защиты сетей, в которых автор особенно много и успешно работал, получили более полное и глубокое освещение. Издательству следовало бы более тщательно проработать с автором программу книги.

Книга «Релейная защита сетей высокого напряжения» написана на достаточно высоком теоретическом уровне, содержит ряд новых данных, выводов, доказательств и изложена ясным доступным языком, а также снабжена большим количеством хорошо выполненных иллюстраций. Она правильно ориентирует читателя в вопросах приоритета и достижений советской релейной техники.

Монография проф. Г. И. Атабекова, несмотря на отдельные недостатки, безусловно, заинтересует широкие круги инженеров по релейной защите и явится полезным учебным пособием для студентов электро-энергетических факультетов, специализирующихся в данной области.

Инж. В. А. Сатаров



ВНИМАНИЮ АВТОРОВ

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, **напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала**. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, и другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать фотографиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки представлять четкие и контрастные, размером не менее 9×12 см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или фотография должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в текст не вклеивать, а прилагать их отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Союзе меры длины, веса и др.

6. Официальные материалы должны быть заверены соответствующими организациями. Материал научно-исследовательских организаций и заводов должен иметь визу руководства.

7. В конце рукописи указывать полностью имя, отчество и фамилию автора, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

8. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, 1-й этаж, помещ. 164, редакции журнала «Электрические станции».

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

Москва, Шлюзовая набережная, 10

ВЫШЛИ ИЗ ПЕЧАТИ

- АВТОМАТИЗАЦИЯ** и телемеханизация гидроэлектростанций. Сборник статей под редакцией В. Ф. Балакирева. 1950 г., стр. 312, тир. 2 500, ц. 16 р.
- АПРАКСИН А. И.**, Разрядники для защиты от атмосферных перенапряжений, под редакцией Б. И. Шкляра. 1950 г., стр. 72, тир. 3 000, ц. 3 р. 75 к.
- БАТРАКОВ А. Д.**, Элементарная электротехника для радиолюбителей. (Массовая радиобиблиотека). 1950 г., стр. 180, тир. 50 000, ц. 6 р. 50 к.
- БОГОМОЛОВ В. А.**, Автоматическое регулирование мощности гидростанций по водотoku. 1950 г., стр. 108, тир. 2 000, ц. 4 р. 25 к.
- БОГОСЛОВСКИЙ П. А.**, Ледовый режим трубопроводов гидроэлектрических станций. 1950 г., стр. 154, тир. 2 000, ц. 6 р. 50 к.
- БОРЬБА** с загрязнением конденсаторов паровых турбин (ОргрЭС). 1950 г., стр. 80, тир. 2 000, ц. 4 р. 25 к.
- ВАРАКСИН В. А.**, Опыт эксплуатации гидротехнических сооружений гидроэлектростанций. 1950 г., стр. 160, тир. 2 000, ц. 7 р. 50 к.
- ИНСТРУКЦИЯ** по переводу электрической сети низкого напряжения г. Москвы на линейное напряжение 220 в с применением нейтраллеров (Технический отдел). 1950 г., стр. 104, тир. 1 000, ц. 5 руб.
- КАЖИНСКИЙ Б. Б.**, Свободнопоточные гидростанции малой мощности. (Массовая радиобиблиотека). 1950 г., стр. 72, тир. 25 000, ц. 2 р. 25 к.
- КРЕЙСБЕРГ М. М.** и **КАМИНСКИЙ Н. В.**, Справочник по вопросам оплаты труда рабочих, занятых на строительстве МЭС (действующие ставки, сетки, поправочные коэффициенты и шкалы прогрессивно-сдельных оплат). 1950 г., стр. 84, тир. 2 200, ц. 6 р.
- ГРИШИН А. В.**, Пропуск строительных расходов и ограждение котлованов при строительстве гидроузлов. 1950 г., стр. 152, тир. 2 000, ц. 6 р.
- КИСЕЛЕВ П. И.**, Основы уплотнений в арматуре высокого давления. 1950 г., стр. 124, тир. 2 500, ц. 6 р. 25 к.
- ЛУРЬЕ А. И.**, Испытание заземляющих устройств электрических установок. Методы измерений и измерительная аппаратура. 1950 г., стр. 156, тир. 5 000, ц. 8 р. 50 к.
- ОРЛОВ В. А.**, Автоматические газоанализаторы на электростанциях и в промышленных энергетических установках. Руководство по монтажу, обслуживанию, ремонту и поверке. 1950 г., стр. 120, тир. 2 500, ц. 6 р. 50 к.
- ПРАВИЛА** устройства электротехнических установок. Электрооборудование взрывоопасных помещений. Электрооборудование пожароопасных помещений. 1950 г., стр. 32, тир. 5 000, ц. 2 р.
- ПРАВИЛА** устройства электротехнических установок. Учет электроэнергии. 1950 г., стр. 12, тир. 5 000, ц. 50 к.
- ПРАВИЛА** устройства электротехнических установок. Изменения и дополнения. 1950 г., стр. 8, тир. 10 000, ц. 40 к.
- ПРОЗОРОВСКИЙ Ю. Н.**, Радиограммофон (Массовая радиобиблиотечская библиотека). 1950 г., стр. 32, тир. 25 000, ц. 1 р.
- РАСОВСКИЙ Э. И.**, Электротехника в рисунках и чертежах, часть первая. Основы электротехники. 1950 г., таблиц 130, тир. 10 000, ц. 45 р.
- РАЦИОНАЛИЗАТОРСКИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ**, выпуск 19. Вопросы эксплуатации и ремонта тепломеханического оборудования электростанций (ОргрЭС). 1950 г., стр. 32, тир. 1 500, ц. 2 р.
- РАЦИОНАЛИЗАТОРСКИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ**, выпуск 20. Вопросы эксплуатации и ремонта тепломеханического оборудования электростанций (ОргрЭС). 1950 г., стр. 28, тир. 1 500, ц. 1 р. 50 к.
- РЕМОНТ** уплотнений паровых турбин (ОргрЭС). 1949 г., стр. 72, тир. 1 750, ц. 2 р. 75 к.
- РЯБКОВ А. Я.**, Электрический расчет электрических сетей. Допущено МВО СССР в качестве учебного пособия для высших учебных заведений по электротехническим специальностям. 1950 г., стр. 400, тир. 7 000, ц. 16 р. 20 к.
- СОЛОВЬЕВ П. Ф.**, Справочник электромонтера, под общей редакцией А. Д. Смирнова, П. Ф. Соловьева, выпуск второй. Проводки и осветительные электроустановки. 1950 г., стр. 204, тир. 50 000, ц. 10 р. 50 к.
- ТРЕХФАЗНОЕ** автоматическое повторное включение линий электропередачи с двухсторонним питанием. Информационные материалы (Техотдел — ЦНИЭЛ — ОргрЭС). 1950 г., стр. 48, тир. 2 000, ц. 2 р. 60 к.
- ШЛЯХИН П. Н.**, Паровые турбины. Утверждено Отделом учебных заведений МЭС СССР в качестве учебного пособия для энергетических техникумов. 1950 г., стр. 244, тир. 5 500, ц. 16 руб.

Продажа в книжных магазинах и киосках книготоргов