

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

4



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1951

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ 4

АПРЕЛЬ
1951

Орган Министерства электростанций СССР

22-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая—Шире внедрять новую технику в строительство энергетических объектов	3	И. О. Фидельман — Изготовление сетчатых ограждений	49
С. И. Мойсеевич — Совместное сжигание доменного газа и пыли АШ	6	ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ	
А. П. Мамет и Т. А. Каганер — Коррозия регенеративных подогревателей и конденсатного тракта	10	В. Г. Зайцев — Подвод воздуха в холодную воронку топки с шахтными мельницами при сжигании бурого угля	50
Л. А. Владиславлев — Испытания поворотной-лопастной гидротурбины	14	В. Н. Карпинский и К. К. Кутателадзе — Шкивный электромагнитный сепаратор	51
А. И. Бронников — Внедрение централизованного ремонта в энергосистеме	17	В. С. Ракитин — Наладка работы поверхностного парохладителя	51
Б. В. Лопатин — Определение толщины цилиндрической теплоизоляционной оболочки	19	А. Л. Крейнес — Нужно ли к показаниям аппарата Орса вводить поправку на водяные пары?	52
В. В. Гульденбалк и М. М. Кастанович — Узкобазые опоры на линиях электропередачи 220 кв	21	И. Ф. Валуев — Приготовление раствора из мыльного препарата „Санит“ для определения жесткости воды	53
А. И. Саложников — Эффективность профилактики высоковольтной изоляции	24	А. А. Оганесян — Перевод на резервное возбуждение генератора 25 тыс. квт, потерявшего возбуждение, без отключения от сети	53
Обсуждение статьи инж. А. Б. Крикунчика „Устранение ложных действий защиты и отключений выключателей из-за замыканий на землю в цепях оперативного тока“		Д. М. Андрианов — Сушка электрических машин	55
А. Ф. Васильев	27	Е. В. Лукьянов — Приспособление для выемки роторов крупных электрических машин	55
Б. С. Мелик-Саркисов	27	В. В. Ильенко — Гибкая соединительная муфта для возбуждителей генераторов	57
Г. И. Веймер	28	А. Г. Иванов — Недостатки приводов ПС-30 и ПВС-150	57
И. А. Сыромятников	28	Н. М. Шилов — Потери электроэнергии в линейной арматуре	58
Ответ автора	29	П. П. Кузьмин — Опыт применения дефектоскопа для отыскания дефектных изоляторов на линиях	58
М. Е. Милаков — О газовой защите трансформаторов	30	В. И. Гордиенко — Нумерация опор и расцветка фаз линий электропередачи	59
Д. В. Шишман — Влияние схемы испытания на величины токов проводимости вилтовых разрядников	32	ХРОНИКА	
П. А. Юриков — Автоматическое повторное включение — основное средство борьбы с грозовыми авариями на линиях электропередачи с низким „защитным уровнем“	37	В Техническом управлении Министерства	
О. А. Гильчер, В. З. Никитский и Х. Д. Шлейфман — Реле для дифференциальной защиты трансформаторов с быстро насыщающимися трансформаторами и торможением	39	О пробивных напряжениях вентильных разрядников	60
ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ		О мерах по повышению надежности работы сетей оперативного тока электростанций и подстанций	60
А. П. — Гашение извести с малыми отходами	43	О применении схем защиты с высоковольтными предохранителями и выключателями нагрузки	60
Ф. А. Зандберг — Два случая аварии вантовых кранов-дерриков	44	Новые правила Главкотлонадзора	60
И. Т. Наймарк и П. М. Степанов — Приспособления для разделки очков в барабанах котла высокого давления	46	Сессия по изготовлению и эксплуатации котлов высокого давления с естественной циркуляцией — Б. И. Шейнин и Е. К. Корчинский	61
В. И. Частухин — Простой способ крепления троса к тросу при воздушной прокладке трубопроводов	48	Сессия по эксплуатации воздушных линий электропередачи 6—220 кв А. Я. Либерман и Г. А. Энгель	62
Н. И. Абакумов — Сборные блочные бетонные фундаменты под опоры линии электропередачи 110 кв	49	КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ	
		В. И. Иванов — Рецензия на книгу И. И. Соловьева „Автоматизация энергетических систем“	64

ВОЛОГДСКАЯ

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

Главный редактор К. Д. Лавренко

**Адрес редакции: Москва, Ветошный пер., ГУМ, III корпус, I эт., пом. 164.
Телефоны: редакции К 5-21-22; редактора К 3-45-87 и комм. К 1-02-80, доб. 3-01.**

Вологодская областная универсальная научная библиотека
www.booksite.ru

ШИРЕ ВНЕДРЯТЬ НОВУЮ ТЕХНИКУ В СТРОИТЕЛЬСТВО ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

В 1950 г., последнем году послевоенной сталинской пятилетки, советским народом одержаны новые замечательные победы, в результате которых выпуск валовой продукции промышленности превысил уровень 1940 г. на 73%.

Рост промышленного производства достигнут на основе строительства новых, а также расширения и улучшения работы действующих предприятий, на основе внедрения новой техники во всех отраслях народного хозяйства, усовершенствования технологических процессов. Промышленность, транспорт и сельское хозяйство получили обильное оснащение новой современной техникой. Намного возросла производительность труда.

В прошедшем году начато строительство величайших строек коммунизма — гидроэлектростанций на Волге и Днепре, каналов и оросительных систем в Поволжье и Прикаспии, на Украине и в Крыму.

В этих успехах развития нашего социалистического хозяйства сказалась великая и направляющая роль партии и советского правительства, неисчерпаемые творческие силы советского народа, уверенно идущего вперед к коммунизму под мудрым водительством великого Сталина.

В 1950 г. значительно увеличился против уровня 1949 г. объем выполненных строительномонтажных работ по сооружению электростанций. Этому способствовали применение на стройках и предприятиях Министерства передовых методов организации и производства работ, усиление механизации, внедрение новых и эффективных конструкций, материалов, деталей и повышение индустриализации промышленного и жилищного строительства.

В области монтажа оборудования и строительных конструкций был значительно расширен крупноблочный метод, позволяющий снизить затраты рабочего времени на 10—15%.

Впервые в Министерстве было проведено массовое применение пластифицирующих добавок в бетон, значительно облегчающих труд бетонщика, повышающих качество бетона, снижающих расход цемента в среднем на 8%. На 260 тыс. м³ уложенного с указанными добавками бетона на одной стройке сэкономлено цемента более 7 000 т. Расширено строительство жилых поселков поточным методом. На стройках Главгидроэнергостроя погружено 6 700 т металлического шпунта способом вибрации. Применялись и другие новые методы работ.

Для ускорения строительства предприятия Министерства электростанций изготовили 60 бетононасосов производительностью по 15 м³ в час, а также комплектные бетонные заводы и передвижные котельные.

Возросло количество поступивших рационализаторских предложений от трудящихся, реализация которых дала значительную экономию.

Наряду с этим в работе строительных и монтажных организаций Министерства имели место серьезные недостатки, в результате которых план капитального строительства и ввода новых мощностей на ряде объектов не выполнен.

Большое отставание имелось на стройках Главэлектросетьстроя, Главэнергостроя, Уралэнергостроя и Мосэнергостроя. Главгидроэнергострой и Главэнергострой не обеспечили надлежащего развертывания работ на ряде новых важнейших строек.

Многие строительные организации не выполнили заданий по снижению стоимости строительства. Перерасход против плановой стоимости за 11 мес. 1950 г. составил по Уралэнергострою 32,3% и по Мосэнергострою — 25%.

Анализ работы отстающих строительных и монтажных организаций показал, что одной из основных причин невыполнения объемов работ и ввода новых мощностей по плану 1950 г. явилось в первую очередь недостаточное внедрение многими стройками мероприятий по новой технике. Задания, установленные Министерством в этой области на 1950 г., в ряде случаев остались невыполненными. Так, например, задание по механизации земляных работ выполнено по Главэлектросетьстрою на 37,4%, по Мосэнергострою на 93,8%, по Днепрострою — на 26,4%.

Комплексная механизация на большинстве строек не стала еще ведущим методом в организации механизированных работ. Особенно слабо механизированы погрузочно-разгрузочные работы. На одной из строек Уралэнергостроя, полностью оснащенной кранами, подъемниками, транспортерами, погрузчиками, только за первое полугодие 1950 г. было выплачено за погрузочно-разгрузочные работы 811 тыс. руб., из которых 767 тыс. руб. затрачено на ручной труд. На этой же стройке за переноску строительных материалов в пределах рабочей зоны было израсходовано 352 тыс. руб., в том числе за подноску вручную 292 тыс. руб.

На низком уровне находилась механизация таких массовых и трудоемких работ, как штукатурные и малярные. Тот же Уралэнергострой имел на подведомственных стройках более 20 растворонасосов, но они не были использованы; подача раствора и нанесение его на оштукатуриваемую поверхность проводились вручную. Аналогичное положение имело место и на других стройках.

Организации скоростного строительства промышленных сооружений, гидравлических и тепловых электростанций руководители главных управлений и трестов не уделяли должного внимания. Стройки, где этому вопросу больше отдавалось внимания, перевыполнили план строительно-монтажных работ.

Главэлектросетьстрой должен был построить в 1950 г. поточно-скоростным методом 9 линий электропередачи. На них применялись передовые приемы производства работ, что дало неплохие результаты. Была достигнута скорость установки тяжелых металлических опор на некоторых линиях 2,6 км и монтаж провода 6,9 км в день. Но эффективность этого в значительной мере терялась, так как между отдельными производственными процессами допускались большие разрывы и линии вводились с опозданием против установленных сроков.

Главгидроэнергострой не обеспечил своевременной организации скоростной проходки туннелей на двух подведомственных стройках, в результате чего работы сильно отстали.

Планом предусматривалось производство сварки 11,5 тыс. т металлоконструкций электродами, допускающими опирание на козырек. Задание выполнено всего лишь на 40% и только потому, что не было организовано изготовление электродов. А этот метод сварки значительно повышает производительность труда. Плохо использовалась арматура периодического профиля, позволяющая снизить расход металла на 20%.

Стройки Министерства испытывали в 1950 г. перебои в снабжении кирпичом, между тем имеющиеся в Министерстве кирпичные заводы изготавливали кирпич старыми методами, тогда как опыт стахановца т. Дуванова позволяет значительно повысить выпуск продукции. Но он не был использован.

Совершенно не был использован опыт прогрева грунта паровыми и водяными иглами, что особенно важно для работы экскаваторов в зимний период.

Стройки недостаточно применяли в строительстве незамерзающие растворы.

Эти факты показывают, что руководители главных управлений и трестов не уделяют серьезного внимания массовому внедрению в строительство передовых методов организации и производства работ.

В невыполнении плана ввода новых мощностей и капитального строительства сказались также серьезные просчеты в объемах предпусковых работ; несвоевременное комплектование пусковых объектов материалами и оборудованием; некомплектная выдача проектными организациями Министерства рабочих чертежей. Это приводило к задержке и нарушению технологии

в производстве работ. Между тем, опыт передовых строек Министерства, например Краснополянской гэс, со всей очевидностью подтверждает полную возможность рентабельной работы, если строительство организовано хорошо.

Партия и Правительство неоднократно подчеркивали необходимость опережающего развития энергетики как одного из условий для успешного развития народного хозяйства. Поэтому совершенно нетерпимым является отставание с вводом новых энергетических мощностей.

Руководителям главных управлений, трестов, предприятий и строек необходимо с большей настойчивостью и непримиримостью бороться за ликвидацию недостатков в строительстве, решительнее проводить борьбу за внедрение новых методов работы.

Партия и Правительство поставили перед энергетиками Министерства электростанций на 1951 г. серьезные задачи: обеспечить ввод новой мощности почти на 45,9% больше, чем в 1950 г., освоить объем строительно-монтажных работ больше на 43,5% и выполнить более 50 млн. м³ земляных и 2,4 млн. м³ бетонных работ, развернуть работы по Каховскому гидроузлу и ряду других важнейших строек. Значительно повышен план ввода новых линий электропередачи.

Для осуществления такой программы требуется:

немедленное и решительное устранение существующих недостатков, с обязательным переходом на более высокую ступень организационного и технического руководства строительством;

доведение уровня механизации: земляных работ по Министерству в целом не менее чем до 87%; по приготовлению бетона — 98%; штукатурных работ — 40%; погрузочно-разгрузочных работ — 60%; по монтажу металлоконструкций — 93%;

широкое внедрение комплексной механизации, позволяющей более совершенно организовать производственные процессы и достигнуть высокой производительности труда;

осуществление строительства важнейших электростанций и линий электропередачи скоростными методами;

широкое внедрение поточно-скоростных методов в строительстве жилья и в первую очередь на новостройках, с применением опыта работы стахановцев-строителей тт. Шевлюгина, Широкова, Орлова, Королева и др.;

всемерное расширение крупноблочного монтажа основного и вспомогательного технологического оборудования, а также строительных конструкций; внедрение автоматической сварки в изготовление и монтаж металлоконструкций;

перевод производства строительных и монтажных работ на суточное планирование.

Заводы Министерства должны обеспечить изготовление новых механизмов и подъемно-транспортного оборудования, предусмотренных планом, в том числе мостовых, порталных и башенных кранов, а также комплектных бетонных заводов и передвижных котельных установок.

Одновременно с этим стройки получают в 1951 г. от промышленности новые высокопроизводительные механизмы, такие, как шагающие

драглайны, скреперы, а также автосамосвалы грузоподъемностью до 25 т, автопогрузчики и другие механизмы, позволяющие успешно решать комплексную механизацию и высвободить тысячи рабочих, в которых испытывается недостаток на других работах.

Для выполнения установленного на 1951 г. плана ввода новых мощностей и внедрения новой техники главные управления, тресты и стройки должны коренным образом перестроить работу, проведя в кратчайший срок мероприятия по разработке и обеспечению каждого объекта строек хорошо продуманными рабочими проектами организации работ и строго следить за неуклонным их выполнением; по максимальному использованию строительно-монтажного оборудования, машин и механизмов, особенно экскаваторов, прикрепив к ним необходимое количество транспортных средств и комплексные бригады рабочих; по внедрению блочного монтажа станционных трубопроводов и котельно-вспомогательного оборудования; по разработке приспособлений и устройств для малой механизации строительных и монтажных процессов; по централизованному изготовлению строительных деталей и конструкций; по максимальному развитию поточно-скоростного строительства и монтажа на базе технологических правил и передовых методов организации и производства работ; по освоению производства на подведомственных предприятиях новых видов материалов, предусмотренных планом на 1951 г., а также по всемерному использованию новой продукции, выпускаемой промышленностью; по мобилизации творческой инициативы трудящихся строек и предприятий на разработку новых эффективных механизмов и приспособлений, способствующих ускорению и удешевлению строительства.

В 1951 г. необходимо расширить применение гидромеханизации на земляных работах по тепловым электростанциям и на транспорте грунта и заполнителей бетона.

Особое внимание должно быть уделено подготовке квалифицированных кадров строителей и монтажников и персонала для эксплуатации механизмов.

Стройки и предприятия должны полностью использовать накопленный опыт работы стахановцев, передовых рабочих и инженерно-технических работников. На строительстве электрических станций и торфопредприятий Министерства имеет много передовых производственников, которые умелой и продуманной организацией своей работы значительно перевыполняют задания; так, на

пример, экскаваторщики гг. Карпунин и Кузьмин достигли в 1950 г. выработки экскаватором до 190 тыс. м³ грунта на 1 м³ емкости ковша.

Проектные организации должны заострить свое внимание на максимальное облегчение работы строек путем разработки наиболее рациональных конструкций, допускающих блочную и индустриальную заготовку отдельных элементов, максимально используя типовые решения.

Техническому управлению по строительству и монтажу и главным управлениям надлежит обеспечить стройки руководящими и инструктивными указаниями по вопросам строительства и монтажа, систематически проводить обмен опытом стахановцев и передовых рабочих.

Не менее ответственная задача стоит перед эксплуатационными главными управлениями, прямым долгом которых является быстро и оперативно решать вопросы по обеспечению скорейшей разработки проектно-технической документации и комплектования объектов оборудованием.

Большой важности задача стоит перед научно-исследовательскими организациями Министерства электростанций. Они должны оказать проектным организациям и стройкам серьезную помощь в изыскании наиболее правильных и конструктивных решений, новых материалов, способствующих повышению надежности и долговечности сооружений.

Исследования, проведенные по ряду вопросов, показали, что применявшиеся ранее методы расчетов не отвечают требованиям современной техники: допускают завышенные запасы, увеличивают объемы работ. Необходимо всемерно форсировать проверку старых норм расчетов, в частности, бетонных гидротехнических сооружений, возводимых на скальных и полускальных основаниях.

Только настойчивая и повседневная борьба за широкое внедрение новой техники позволит успешно справиться с программой, заданной на 1951 г. Одним из решающих факторов в этом направлении является проверка и контроль исполнения не путем бумажной переписки, а выездом на места опытных и квалифицированных специалистов.

Партия и Правительство, лично товарищ Сталин уделяют огромное внимание развитию энергетики нашей страны, повседневно оказывают большую помощь. Долг каждого строителя и монтажника Министерства электростанций выполнить и перевыполнить государственный план по строительно-монтажным работам и вводу новых мощностей.



Совместное сжигание доменного газа и пыли АШ

Инж. С. И. Мойсеевич

Совместное сжигание доменного газа и пыли АШ представляет известные трудности, вытекающие из несоответствия характеристик горения этих двух видов топлив и вследствие сжигания смеси в неприспособленных для этого топочных устройствах.

В котельной электровоздуходувной станции южного металлургического завода установлены три трехбарабанных котла ЛМЗ, производительностью 90/110 т/час и 100/120 т/час. Давление пара 32 атм. Все три котельных агрегата имеют разнотипные топки, отличающиеся степенью экранирования, конструкциями газовых горелок и их размещением.

В основу излагаемых ниже зависимостей положены результаты работы котельного агрегата № 1, как относительно более удачно приспособленного для сжигания доменного газа и пыли АШ. Топка котла объемом 570 м³ слабо экранирована: экранами оборудованы подвесной свод, задняя стена и боковые стены до половины; общая поверхность экранов 165 м², шаг труб — 250 мм. Воронка отделена от топки двойным гранулятором. Расчетное $Q/V_m = 120$ ккал/м³ час.

Топка оборудована шестью пылеугольными горелками, расположенными в два яруса на фронтальной стене. Две газовые щелевые горелки производительностью 20 тыс. м³/час каждая, помещены на боковых стенах на уровне нижнего яруса пылеугольных горелок. Кроме того, доменный газ подведен в центральные трубы всех шести пылеугольных горелок, что дает возможность дополнительно сжигать около 10—15 тыс. м³/час газа.

Доменный газ является наиболее бедным среди всех известных искусственных газов. Его калорийность колеблется в пределах 900—1000 ккал/м³. Доменный газ горит длинным прозрачным факелом, имеющим низкий коэффициент излучения. Наличие значительного количества инертных газов ($N_2 + CO_2 > 65\%$) вызывает повышенное количество продуктов сгорания на 1 м³ доменного газа (около 2,2 м³) и пониженную температуру горения.

Паропроизводительность агрегата

При совместном сжигании доменного газа и пыли АШ основным фактором, определяющим максимальную паропроизводительность агрегата, является производительность установленных дымососов.

Объем продуктов сгорания на 1000 ккал, внесенных в топку с АШ ($Q_p^н = 6000$ ккал/кг, $\alpha = 1,25$), составляет 1,43 м³ и с доменным газом ($Q_p^н = 960$ ккал/м³, $\alpha = 1,15$) — 2,2 м³. Таким образом, для обеспечения номинальной производительности агрегата производительность дымососов должна составлять при 0% участии доменного газа — 100% и при 100% участии ~ 160%.

Напор дымососов должен выбираться в соответствии с возрастающим при этом сопротивлением котельного агрегата.

На практике выбор рабочих параметров дымососа производится не по максимальному режиму отсоса дымовых газов, что соответствует сжиганию чистого доменного газа, а по некоторой смеси топлива, являющейся преобладающей в работе котельной установки.

Поэтому при режимах работы с большим участием доменного газа неизбежно некоторое снижение максимальной нагрузки котла.

На рис. 1 показано снижение максимальной возможной паропроизводительности агрегата в зависимости от участия доменного газа у котельного агрегата № 1, дымососы которого были выбраны для работы с номинальной паропроизводительностью агрегата на АШ, без присадки доменного газа.

Коэффициент полезного действия агрегата

Совместное сжигание пыли и доменного газа снижает к. п. д. котельного агрегата, увеличивая потери с отходящими газами от механической и химической неполноты горения.

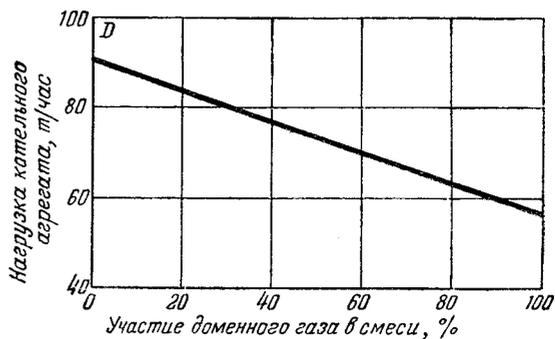


Рис. 1. Зависимость паропроизводительности котельного агрегата № 1 от доли участия доменного газа в смеси топлива.

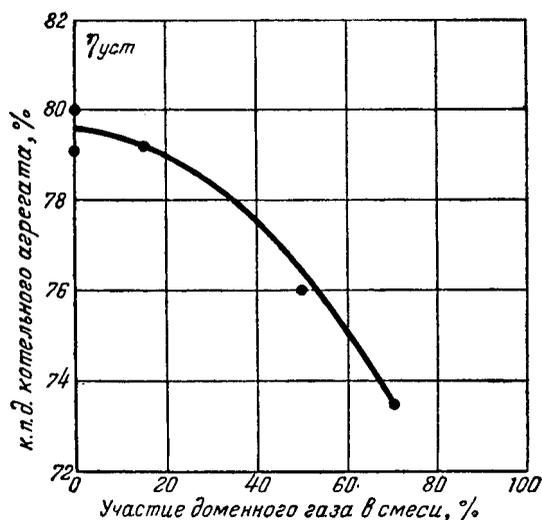


Рис. 2. Зависимость к. п. д. котельного агрегата № 1 от доли участия доменного газа в смеси топлива.

В таблице приводятся данные по агрегату № 1 в зависимости от участия доменного газа

Наименование	Участие доменного газа, %				
	0	15	50	70	100
Паропроизводительность, т/час	70—90	80	60—70	до 65	55—60
К. п. д. брутто, %	79—80	79,2	76,0	73,5	76,5
Потеря тепла с уходящими газами, %	9,0	10,0	12,2	14,0	18,6
Потеря от механической неполноты горения, %	10,7—10,2	9,9	10,3	10,4	—
Потери тепла от химической неполноты горения в окружающую среду и невязка, %	1,3—0,8	0,9	1,5	2,1	4,9

Из таблицы следует, что если при сжигании пыли АШ достигается к. п. д. брутто котельного агрегата, близкий к 80%, то при присадке доменного газа в размере до 50% он снижается на 3—4%, а при увеличении доли участия газа до 70% — на 5,5—6,5% (рис. 2). При сжигании только доменного газа к. п. д. агрегата составляет 76,5%.

Основной потерей, определяющей снижение к. п. д. при увеличении участия доменного газа в смеси, является потеря с отходящими газами, которая при переходе от сжигания пыли к сжиганию доменного газа увеличивается почти вдвое, достигая 18—19%. Происходит это, с одной стороны, за счет резкого увеличения объема продуктов сгорания и, с другой стороны, за счет повышения температуры уходящих газов на 50—60°С.

Значительное влияние на снижение к. п. д. котельной установки оказывает потеря с химической неполнотой горения, которая при сжигании пыли АШ близка к нулю, а при сжигании доменного газа возрастает на 2—3%.

Потеря с механической неполнотой горения, несмотря на значительное увеличение содержания

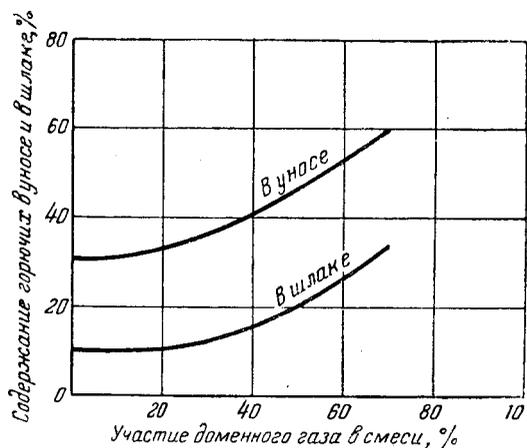


Рис. 3. Зависимость содержания горючих в уносе и в шлаке от доли участия доменного газа в смеси.

горючего в уносе и в шлаках (рис. 3), при увеличении участия доменного газа в смеси не оказывает значительного влияния на величину к. п. д. котельного агрегата в связи со снижением доли участия пыли в смеси. В пределах до 15% участия газа в смеси получается даже небольшое относительное уменьшение этой потери, и только при возрастании участия доменного газа сверх 15% она снова возрастает.

Причины неудовлетворительного горения АШ и доменного газа

Основная причина получающихся ухудшений показателей при совместном сжигании АШ и доменного газа заключается в следующем.

Доменный газ не только не создает своему компоненту АШ — топливу с малой реакционной способностью — лучших условий для сгорания, но, наоборот, значительно ухудшает их.

Участие доменного газа в смеси понижает температуру топки, что ухудшает условия, необходимые для полного сгорания пыли АШ.

Величина снижения температуры зависит, с одной стороны, от количества совместно сжигаемого доменного газа и, с другой стороны, от способа сжигания этих двух видов топлива. Так, при сжигании доменного газа с пылью АШ в одном факеле (комбинированные пылегазовые горелки) величина снижения будет максимальной. При сжигании пыли АШ и доменного газа в отдельных горелках температура каждого из факелов установится самостоятельно в соответствии с индивидуальными параметрами работы каждой горелки, а также взаимным влиянием факелов друг на друга. Это влияние может выразиться в частичном смещении факелов (при близком расположении горелок), в диффузии продуктов горения пыли и газа, в радиационной отдаче тепла пылевым факелом газовому и т. п. Наименьшее отрицательное влияние газового факела на пылевой будет достигаться при наиболее удаленном расположении газовых и пылевых горелок друг от друга.

Практическое отсутствие шлакования топки при совместном сжигании доменного газа и пыли

АШ можно объяснить значительным снижением общих и местных температур топки.

Доменный газ, сгорая в топочной камере значительно быстрее, чем пылинки АШ (почти в 2—2,5 раза), создает для своего компонента (пыли АШ) атмосферу, насыщенную продуктами сгорания.

Горение пылинок АШ в потоке инертных газов, слабо разбавленных воздухом, сопровождается химической и особенно механической неполнотой. Это можно подтвердить примером из работы рассматриваемой котельной, когда попытки осуществить на одном из котлов совместное сжигание пыли АШ с доменным газом при сжигании последнего в беспламенных горелках, расположенных ниже пылевых, на одной стене с ними, не дало положительных результатов. Пыль либо вовсе не горела, либо горела весьма неустойчиво, с частыми затуханиями факела и с значительной сепарацией несгоревшего топлива в зольные воронки.

С этой точки зрения становится понятным неудовлетворительная работа комбинированных пыле-газовых горелок ЦККБ, конструкция которых не учитывает вредного влияния на процесс горения пыли АШ продуктов ранее сгорающего доменного газа.

Наряду с общим неблагоприятным влиянием доменного газа на результаты совместного сжигания с ним пыли АШ следует указать на безусловно положительное влияние на процесс горения во всем диапазоне нагрузок присадки небольшого количества доменного газа (до 10%), вдуваемого в топку через центральные трубы пылеугольных горелок. При этом повышается устойчивость горения, уменьшается количество горючего в шлаке и увеличивается температура газов в конце топки, что позволяет регулировать температуру перегретого пара.

Полезное действие присадки доменного газа в количестве 10% заключается, вероятно, в том, что газ, с одной стороны, улучшает условия смешения частичек топлива с воздухом и, с другой стороны, является внутренним источником тепла для подогрева поступающей в топку аэропыли. Особенно эффективно это мероприятие сказывается при вдувании в топку аэропыли с пониженной температурой.

Конструкция топочного устройства существенно влияет на результаты сжигания смеси доменного газа и пыли АШ.

В рассматриваемой котельной наилучшие результаты сжигания смеси были достигнуты в умеренно-экранированной топке при небольших присадках доменного газа (до 30% по теплу) и при сжигании доменного газа и пыли АШ в отдельных горелках, расположенных на разных стенах топки.

Наихудшие результаты получены в сильно экранированной топке и при сжигании пыли и газа в комбинированных горелках или в отдельных горелках для доменного газа и пыли, но расположенных на одной стене в несколько ярусов.

Существенное влияние на результаты сжигания смеси оказывает неравномерное поступление доменного газа в котельную. Котельная установка играет роль буферного потребителя, предна-

значенного для поглощения излишков газа и снижения потребления при дефиците его в газовой сети завода. Это обстоятельство затрудняет поддержание оптимальных режимов топочного процесса и снижает экономичность работы установки в целом. Для рассматриваемой котельной обычные колебания в потреблении газа составляют по теплу около 30—40%. Таким образом, неравномерное поступление газа в котельную значительно ухудшает и без того тяжелые условия топочного процесса при совместном сжигании АШ и доменного газа.

Мероприятия по повышению экономичности сжигания смеси АШ и доменного газа

Для котельных, располагающих небольшим количеством доменного газа, примерно 10—15% от общего количества потребляемого топлива, полезно рассредоточить его сжигание по всем котлам, осуществляя подачу газа в топку через центральные трубы пылеугольных горелок.

Для котельных, располагающих большим количеством доменного газа, с достаточно устойчивым характером его поступления, целесообразно осуществить раздельное сжигание пыли АШ и доменного газа, используя для сжигания пыли одни котлоагрегаты, а для доменного газа другие.

Этот способ использования АШ и газа ликвидирует все недостатки совместного сжигания и приводит, как указывалось выше, к некоторому относительному повышению к. п. д. котельной.

Однако такая схема сжигания смеси снижает маневренность в использовании оборудования. Поэтому, наряду с осуществлением принципа раздельного сжигания в целом по котельной, полезно в агрегатах, работающих на пыли, предусмотреть указанную выше подачу газа в небольших количествах через центральные трубы пылеугольных горелок.

Для котельных с неустойчивым балансом газоснабжения, наряду с возможным осуществлением раздельного сжигания пыли АШ, неизбежно выделение агрегатов, предназначенных для совместного сжигания пыли и доменного газа.

Во многих случаях, например, для котельных установок, предназначенных для буферного потребления всех излишков доменного газа, целесообразно устройство специального газового «пикового» котельного агрегата.

Этот агрегат, наряду с конструктивным приспособлением его к особенностям сжигания доменного газа, должен быть снабжен автоматикой. При повышении давления сверх нормального автоматика должна обеспечивать увеличение потребления газа, а при снижении давления в сети — сокращать потребление его до установленного минимума, определяемого конструкцией котельного агрегата и требованиями безопасности работы.

Подобный агрегат обеспечит не только полное и полезное использование всех избытков доменного газа, но и стабилизирует давление в газовой сети завода в узких пределах, что значительно улучшит условия газопотребления в металлургических цехах. Кроме того, «пиковый» агрегат

сможет заменить газгольдер, что снизит размер капитальных затрат.

Конструкция «пикового» агрегата должна быть приспособлена к резким колебаниям в поступлении газа и, следовательно, резким колебаниям нагрузок.

При недостатке котельной мощности возможно устройство газового «пикового» агрегата, приспособленного также для совместного сжигания пыли АШ и доменного газа. В этом случае в дополнение к указанной выше автоматике должна быть установлена и автоматика присадки пыли в зависимости от потребления газа.

При разработке конструкции топочных устройств, предназначенных для сжигания доменного газа и пыли АШ совместно или раздельно, необходимо исходить из следующих положений.

При совместном сжигании доменного газа и пыли АШ необходимо обеспечить высокую температуру топки, хорошее смешение и контакт пылинки АШ с воздухом. Для сжигания пыли и газа должны быть установлены отдельные горелки. Расположение горелок должно быть таким, чтобы обеспечивался отвод продуктов горения доменного газа путями, исключающими возможность загрязнения ими пылевоздушного факела (топка должна быть четко разделена на две зоны — пылевую и газовую). Так, например, при установке пылеугольных горелок на фронтальной стене топки газовые горелки следует размещать на боковых стенах ближе к задней стене. Размер топки в глубину должен быть увеличен для обеспечения несоприкосновения факелов пыли и газа.

Развитие высоких температур в факелах горения пыли и газа может быть достигнуто равномерным экранированием топки в газовой и пылевой областях, высоким подогревом воздуха и подогревом газа в специальных экономайзерах. В области расположения газовых горелок для создания условий устойчивого и полного сгорания газа следует избегать экранирования.

Во многих случаях установка газовых экономайзеров может оказаться полезной как фактор, повышающий температуру горения, и как фактор, дополнительно снижающий потери с отходящими газами. Наиболее благоприятными условиями для установки газовых экономайзеров будут обладать котельные агрегаты с устойчивой паровой нагрузкой и устойчивым балансом газа в смеси, а также чисто газовые котельные агрегаты.

Для газовых агрегатов должны применяться небольшие по производительности горелки беспламенного сжигания доменного газа, обеспечи-

вающие полное сгорание при минимальном избытке воздуха.

При установке обычных короткопламенных горелок следует предусматривать возможно более низкое их расположение — равномерно на всех стенах топки, устройство кирпичного пода в топке и отсутствие экранов в области горелок и на высоте не менее 1,0 — 1,5 м над горелками. При этом зажигание газа и начало его горения будет происходить в области неэкранированной части топки, что будет способствовать повышению температуры факела, устойчивости и полноте горения. Выше горелок (на расстоянии 1 — 1,5 м) экранирование топки должно обеспечивать необходимое охлаждение дымовых газов.

При выборе размера и типа горелок следует иметь в виду, что при устойчивом поступлении газа предпочтение должно быть отдано горелкам беспламенного сжигания, а при неустойчивом газопотреблении — обычным короткопламенным. В последнем случае предпочтительны трубчатые горелки, обеспечивающие по сравнению с щелевыми лучшие условия смешения газа с воздухом.

Выводы

1. Совместное сжигание пыли АШ и доменного газа в обычных камерных топках приводит к снижению экономичности и паропроизводительности котельного агрегата.

2. Неблагоприятные показатели сжигания смеси объясняются недоучетом факторов, вытекающих из несоответствия характера горения пыли АШ и доменного газа, а также вследствие неприспособленности топочных устройств. Необходимо создание специальных типов котельных агрегатов, полностью приспособленных для этой цели.

3. При конструировании котельных агрегатов для совместного сжигания пыли АШ и доменного газа необходимо исходить из следующих положений:

а) при 10—15% добавки доменного газа к смеси целесообразна подача его в центральные трубы пылевых горелок;

б) при подаче доменного газа более 15% и необходимости его сжигания в одном котлоагрегате целесообразно пыль АШ и доменный газ сжигать в раздельных горелках. Размещение горелок должно быть таким, чтобы по возможности исключалось смещение факелов пыли и газа;

в) если позволяют условия газоснабжения и количество котельных агрегатов, целесообразно выделить специальные агрегаты для сжигания чистого доменного газа.



Коррозия регенеративных подогревателей и конденсатного тракта

Канд. техн. наук А. П. Мамет и Т. А. Каганер

Коррозии металла оборудования, соприкасающегося с конденсатом пара, обычно уделяется мало внимания. Между тем, разъедание каркасов трубных секций и корпусов регенеративных подогревателей (с «паровой» стороны), а также дренажных конденсатопроводов — нередкое явление на электростанциях.

Как правило, вырабатываемый котлами пар практически не содержит кислорода. Последний может появиться в конденсате пара лишь в том случае, если в подогревателе или в конденсаторе имеет место присос воздуха и одновременно — переохлаждение конденсата греющего пара. Присос воздуха может также происходить и через сальники насоса, откачивающего конденсат из конденсатора турбины или из подогревателя.

Наконец, на многих станциях различные дренажи и конденсат эжекторов собираются в специальный сливной бачок, откуда конденсат всасывается в паровое пространство подогревателя низкого давления и оттуда в конденсатор машины. Так как эти сливные бачки не защищены от доступа воздуха, то здесь происходит загрязнение конденсата кислородом.

Содержание в конденсате свободной углекислоты обусловлено (в отличие от O_2) не присосом воздуха, а только переохлаждением и неполным удалением из парового пространства конденсатора или подогревателя как неконденсирующихся газов, так и образующегося конденсата. В конденсаторах турбин эжекторные устройства обычно обеспечивают практически полное удаление углекислоты, вносимой в конденсатор с паром. В регенеративных же подогревателях удаление неконденсирующихся газов организовано хуже, а контроль за отводом образующегося конденсата обычно недостаточен. В результате становится возможным переполнение корпуса подогревателя жидкостью до уровня трубок и, как следствие, переохлаждение конденсата и растворение в последнем большего или меньшего количества углекислоты. При отсутствии же переохлаждения и при хорошем удалении конденсата содержание в нем углекислоты ничтожно, даже если концентрация ее в паре сравнительно велика.

Растворимость CO_2 в конденсате даже при температуре $100^\circ C$ и выше довольно велика, но парциальное давление ее в паре ничтожно. Так, при общем давлении пара 1 ат и содержании

в нем $CO_2 = 22 \text{ мг/кг}$ растворимость ее в конденсате составляет всего $0,003 \text{ мг/л}$. Однако фактически конденсат часто содержит значительно больше углекислоты.

Это объясняется тем, что концентрация CO_2 в паре непосредственно над уровнем конденсата значительно больше содержания ее в исходном паре. Если допустить, в соответствии с опытными данными, что пар на высоте 50 мм над уровнем конденсата содержит 3000 мг/кг углекислоты, то растворимость CO_2 в конденсате получится уже равной $\sim 0,5 \text{ мг/л}$.

Таким образом, у поверхности конденсата, где пар сконденсировался уже почти полностью, содержание CO_2 в нем достигает максимума, зависящего от интенсивности вентиляции и исходной концентрации CO_2 в паре.

При закрытом воздушнике содержание CO_2 в конденсате и в исходном паре через некоторое время естественно становится равным. Следовательно, правильное размещение точки отвода газов¹ и достаточно интенсивная непрерывная вентиляция парового пространства являются условиями хорошей дегазации получаемого конденсата.

Разумеется, уровень последнего при этом должен поддерживаться на минимально возможной высоте и ни в коем случае не должен касаться трубок поверхности нагрева во избежание переохлаждения конденсата.

Можно полагать, что при прочих равных условиях, чем больше содержание свободной CO_2 в паре, тем выше будет и концентрация углекислоты в конденсате, если только уже имеются упомянутые условия для растворения этого газа в воде.

Поскольку кислород в конденсате греющего пара подогревателей обычно отсутствует, то главным фактором коррозии здесь является свободная углекислота.

Это положение подтверждается и тем, что разъедания металла каркасов трубных секций и корпусов подогревателей имеют специфический характер.

Оксиды железа (продукты коррозии), как правило, здесь отсутствуют; разъедания не имеют вида характерных кислородных язвин — корроди-

¹ На высоте, достаточно близкой к уровню конденсата, но исключающей возможность заливания воздушников при колебаниях уровня жидкости.

рована вся поверхность металла, на которой имеются также большие, довольно глубокие разъедания с «размытыми» краями.

Для уточнения вопроса о коррозии стали под действием растворенной в воде уголекислоты Водной лабораторией ВТИ были проведены некоторые лабораторные испытания и обследовано состояние систем регенеративного подогрева на ряде электростанций.

Результаты лабораторного исследования

Первый опыт был проведен с последовательным включением двух образцов: конденсат пара, содержащий от 7 до 10 мг/л CO_2 , с температурой 70° С, поступал сначала в зазор между поверхностью шлифованного стального стержня диаметром 15 мм и длиной 150 мм и внутренней поверхностью стеклянной трубки, в которую был вставлен образец, а затем пропусклся через змеевик, согнутый из стальной трубки диаметром 4/6 мм и длиной 1 000 мм. Скорость движения конденсата в зазоре между стержнем и трубкой (стержень был центрирован) составила ~ 0,88 м/сек, а в змеевике 0,5 м/сек. Длительность опыта составляла 96 час.

Скорость коррозии металла, вычисленная по потерям в весе, составила: на стержне—1,36 г/м² час, а на змеевике 1,29 г/м² час. Среднее содержание железа в конденсате после обоих образцов было найдено равным 0,4 мг/л. Разъедание поверхности стержня было совершенно равномерным; после опыта на ней оставалась тонкая пленка черных окислов, легко удаляемая при протирании поверхности металла ваткой, смоченной в растворе кислоты.

Из змеевика после опыта при промывке раствором соляной кислоты (с замедлителем) было вымыто значительное количество тонко-дисперсных черных окислов железа.

Таким образом, первый опыт показал, что разъедание металла в данных условиях (наличие CO_2 , в отсутствие кислорода), как и следовало ожидать, является вполне равномерным, вследствие чего дальнейшие опыты можно было вести, ориентируясь только на потери в весе.

Следующая серия опытов была проведена при протекании конденсата пара через 4 последовательно соединенных змеевика, согнутых из отрезков стальной трубки диаметром 4/6 мм, длиной по 1 000 мм (табл. 1).

Таблица 1

Результаты опытов со спиральными образцами (змеевики)

Содержание CO_2 , мг/л	Температура, °С	Скорость движения воды, м/сек	Длительность опыта, час	Скорость коррозии, г/м ² час				Среднее значение	Содержание железа в конденсате после змеевиков, мг/л
				1-й образец	2-й образец	3-й образец	4-й образец		
4	65	0,25	88	0,84	0,43	0,41	0,11	0,45	0,78
8,9	65	0,10	93	0,52	0,48	0,53	0,28	0,45	2,26
7,9	40	0,10	15	1,81	1,63	2,08	0,87	1,36	3,5
10,5	43	0,25	15	—	—	1,66	1,33	1,50	1,64

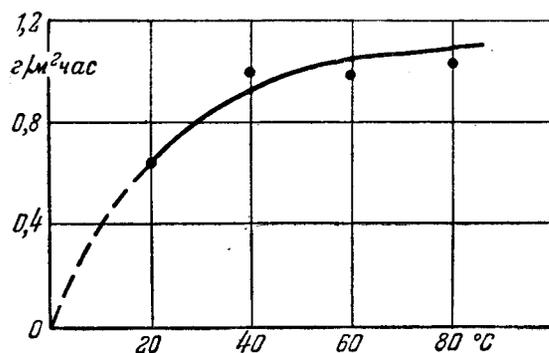


Рис. 1. Зависимость скорости коррозии стали от температуры.

Таким образом, обогащение конденсата железом уменьшается с течением времени и возрастает с увеличением длительности контакта воды с металлом и, видимо, с ростом концентрации CO_2 .

В отношении скорости коррозии металла результаты данных опытов следует оценивать с большой осторожностью, так как контрольные повторные промывки змеевиков соляной кислотой показали, что удаление окислов после опыта (перед взвешиванием) было несовершенным.

Несомненным можно считать лишь то, что с течением времени скорость коррозии стали в данных условиях убывает, так как потери металла в единицу времени значительно выше при 15-часовых опытах, чем при 90-часовых.

Абсолютные значения как скорости коррозии стали, так и обогащения конденсата продуктами разъедания металла с несомненной очевидностью показывают, что в данных условиях (наличие CO_2), несмотря на практически полное отсутствие кислорода, может протекать интенсивный коррозионный процесс, сопровождающийся сильным загрязнением воды окислами железа, а следовательно, создающий опасность накопления последних в котлах.

Во всех опытах продукты коррозии на поверхности металла представляли собой черные окислы железа — Fe_3O_4 .

Вытекающая из прибора вода была по внешнему виду прозрачна, несмотря на значительное содержание железа. Лишь после соприкосновения с воздухом выпадала в высшей степени дисперсная ржавчина яркокрасного цвета.

Вследствие вышеупомянутых затруднений при работе со спиральными образцами последующие опыты проводились с прямыми отрезками тех же трубок длиной по 200 мм, причем в большинстве случаев для каждого опыта применялось по 3 трубки, из которых одна всегда была новая, а две использовались 2—3 раза. Часть опытов была проведена с одними и теми же трубками. Длительность эксперимента была принята равной 15 час.

На рис. 1 показана (по средним величинам) полученная из этих опытов зависимость скорости коррозии стали от температуры, а на рис. 2 — обогащение конденсата железом в зависимости от температуры и от скорости движения воды. По этим средним данным можно сделать заключение,

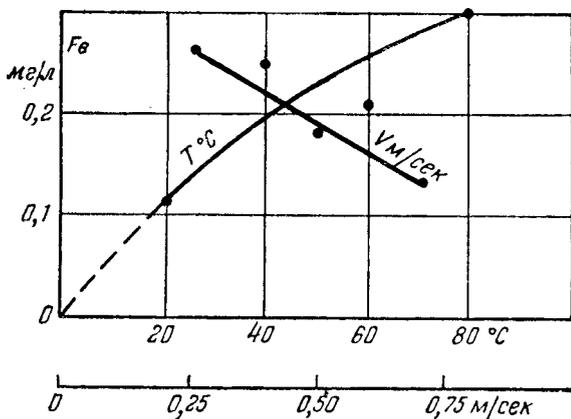


Рис. 2. Зависимость обогащения конденсата железом от температуры и от скорости движения воды.

что повышение температуры сильно увеличивает скорость коррозии стали; при росте температуры с 20 до 70—80°С скорость коррозии увеличивается почти вдвое.

Влияние скорости движения конденсата (в интервале 0,25 — 0,75 м/сек) выражено гораздо более слабо. Влияние концентрации углекислоты по приведенным данным установить трудно, так как содержание CO_2 колебалось в довольно узких пределах.

Обогащение конденсата железом увеличивается с ростом температуры и уменьшается с увеличением скорости движения жидкости (снижение длительности контакта).

В заключение приводим результаты контрольных опытов с отрезками трубок, при пропускании через них конденсата пара некоторых станций, работающих с различным содержанием CO_2 в паре.

Опыты проводились на всех станциях с одними и теми же трубками по 2 раза — весной и зимой 1949 г. Результаты этих опытов приведены в табл. 2.

Таблица 2

Скорость коррозии стали в конденсате пара различных станций

Содержание свободной CO_2 в паре, мг/л	Температура, °C	Скорость движения конденсата, м/сек	Коррозия, г/м ² час			
			1-й образец	2-й образец	3-й образец	Среднее значение
Отсутствует	25	0,40	0,30	0,30	0,36	0,32
	60—95	0,40—0,75	0,40	0,32	0,37	0,36
10—15	70	0,30	1,17	0,99	0,89	1,02
	35	0,75	0,53	0,35	0,42	0,43
20—25	60	0,40	0,84	0,82	0,93	0,86
	50	0,85	0,85	0,75	0,71	0,77
Отсутствует	50	0,60—0,80	Испорчена	0,43	0,40	0,41

Полученные данные в основном подтверждают лабораторные опыты: кроме того, они наглядно показывают роль наличия свободной CO_2 .

На станциях, где свободная CO_2 в паре практически отсутствует (наличие следов аммиака), скорость коррозии колеблется ~ 0,3 ÷ 0,4 г/м² час,

несмотря на высокую температуру и большие скорости движения воды; при наличии же свободной CO_2 значения скорости коррозии стали получены в 2—3 раза больше.

Результаты обследования

Изложенное положение подтвердилось при обследовании ряда электростанций. Коррозия регенеративных подогревателей и дренажных конденсатопроводов имела место лишь там, где наряду с существенным содержанием свободной углекислоты в паре, было неудовлетворительно организовано удаление из подогревателей дренажного конденсата и неконденсирующихся газов (углекислоты).

На тех электростанциях, где свободной углекислоты в паре почти не было (до 1—2 мг/кг), коррозия регенеративных подогревателей практически не имела места, при любой схеме удаления неконденсирующихся газов и дренажей.

На наиболее пострадавшей от рассматриваемого вида коррозии станции содержание свободной углекислоты в паре, поступающем на турбины № 1 и 2, невелико и составляет 6—8 мг/кг. Однако оборудование регенеративного подогрева турбины № 2 пострадало от коррозии гораздо сильнее, чем на турбине № 1. Причинами этого явились: неудачный способ отвода дренажей и неконденсирующихся газов, а также длительный простой перекачивающего насоса. Вследствие более высокой температуры дренажа подогревателя среднего давления его коррозия оказалась сильнее коррозии подогревателя низкого давления.

Несмотря на небольшую концентрацию CO_2 в паре, коррозия была весьма интенсивной.

На другой электростанции тоже имела место коррозия оборудования пароконденсатного тракта. Коррозия наиболее сильно протекала в системе регенеративного подогрева турбин № 1 и 2, у которых выполнена каскадная схема отвода дренажей. На турбине № 3, где «каскад» существует лишь в части отвода неконденсирующихся газов, положение несравненно лучше.

Основной причиной коррозии подогревателей, а также дренажных конденсатопроводов является неудовлетворительная организация отвода дренажей и неконденсирующихся газов.

После почти десятилетней работы второй электростанции на смеси конденсата с 20%-ным добавком воды, очищенной по схеме известкование — катионирование, дозировка известки была прекращена, а вместо этого катионированную воду частично нейтрализовали серной кислотой.

В последующие четыре года работы электростанции с новой схемой обработки добавочной воды имели место также довольно длительные перерывы в дозировке кислоты, в результате чего химически очищенная вода имела бикарбонатную щелочность 6°N, вместо 3°N при подкислении.

Общая продолжительность периодов работы электростанции с добавком катионированной воды (без нейтрализации) составляла около года. С изменением схемы водоочистки содержание связанной углекислоты в питательной воде (добавок — 20%), а следовательно, количество свободной углекислоты в паре, увеличилось с 2,5—3

до 12—15 мг/кг, при наличии подкисления катионированной воды и 25—30 мг/кг при его отсутствии.

Изменение схемы водоочистки, вызвавшее увеличение содержания CO_2 в паре, сыграло вспомогательную роль, усиление при этом коррозии произошло вследствие того, что условия для разъедания металла уже имелись налицо.

Важно отметить, что с этой точки зрения подкисление добавочной катионированной воды играет положительную роль, ибо уменьшает вдвое концентрацию CO_2 в паре по сравнению с работой без подкисления.

Более сильная коррозия подогревателя среднего давления турбины № 1, чем на турбине № 2 объясняется длительным простоем откачивающего насоса.

Выводы

1. Основным фактором коррозии оборудования пароконденсатного тракта является наличие растворенной в горячем конденсате свободной углекислоты.

2. Скорость коррозии стали (медные сплавы в отсутствии кислорода не подвергаются коррозии) под действием углекислоты, растворенной в конденсате, не содержащем кислорода, увеличивается с повышением температуры и скорости движения воды.

4. Обогащение конденсата продуктами коррозии стали усиливается с повышением температуры и концентрации CO_2 и особенно сильно с увеличением длительности контакта конденсата с металлом (снижение скорости движения воды).

5. Содержание в паре свободной углекислоты не является решающим фактором в отношении коррозии регенеративных подогревателей и дренажных конденсатопроводов — наиболее уязвимой части пароконденсатного тракта. Решающим моментом в этом вопросе является полнота дегазации конденсата, образующегося в регенеративных подогревателях.

6. Увеличение концентрации CO_2 в паре способствует усилению коррозии пароконденсатного тракта лишь на тех участках, где имеются условия для растворения CO_2 в конденсате. При отсутствии же свободной CO_2 в паре (до 1—2 мг/кг) коррозия металла оборудования пароконденсатного тракта не имеет места даже при наличии таких условий.

7. Для предотвращения коррозии регенеративных подогревателей решающим условием является правильная организация отвода из них дренажа и неконденсирующихся газов. В этом отношении особенно опасной является так называемая каскадная система соединения регенеративных подогревателей по дренажам и отводу газов.

8. Коррозионные повреждения регенеративных подогревателей и дренажных конденсатопроводов на электростанциях среднего давления, в паре которых содержится существенное количество углекислоты (5—6 мг/кг и более), можно предотвратить путем:

а) обеспечения бесперебойной работы насосов, откачивающих дренажи подогревателей высокого и среднего давления;

б) раздельного выполнения отводов неконденсирующихся газов из каждого подогревателя непосредственно в конденсатор;

в) уменьшения до минимума присосов воздуха (кислорода) через неплотности системы регенеративного подогрева в части ее, находящейся под разрежением, а также в сальниках насосов;

г) тщательного наблюдения за полнотой отвода дренажей из подогревателей по водоуказательным стеклам;

д) уменьшения количества свободной CO_2 в паре путем применения барботажной деаэрации питательной воды для разложения бикарбонатной щелочности последней.

9. Отсутствие коррозии основных конденсатопроводов обеспечивается хорошей работой эжекторных устройств и отсутствием переохлаждения конденсата и присосов воздуха в сальниках конденсатных насосов.



Испытания поворотно-лопастной гидротурбины

Инж. Л. А. Владиславлев

На гидроэлектростанции установлены пропеллерные гидротурбины с поворотными лопастями рабочего колеса диаметром 4 875 мм, имеющие номинальную мощность по генератору 18 тыс. кВт при расходе 138 м³/сек и напоре 15,9 м. Нормальная скорость вращения вала агрегата равна 107 об/мин.

Вода к турбине подводится бетонной спиральной камерой, входное сечение которой имеет два отверстия, разделенных между собой вертикальным «бычком». Ширина каждого отверстия 5 550 мм, высота — 13 250 мм. Входная часть спиральной камеры выполнена с плавными, по радиусам, очертаниями бычков, балок и порога.

Направляющий аппарат турбины имеет 24 лопатки высотой 1 840 мм. Рабочее колесо турбины имеет четыре поворотные лопасти. Тип рабочего колеса по номенклатуре ЛМЗ им. Сталина — К-454. Коэффициент быстроходности колеса — $n_s = 530$. Всасывающая труба — изогнутая с прямоугольным коленом. Площадь выходного сечения всасывающей трубы равна $10\,870 \times 5\,250 = 57,1 \text{ м}^2$.

Для непрерывного измерения расхода воды через турбины на агрегатах установлены расходомеры завода «Тизприбор».

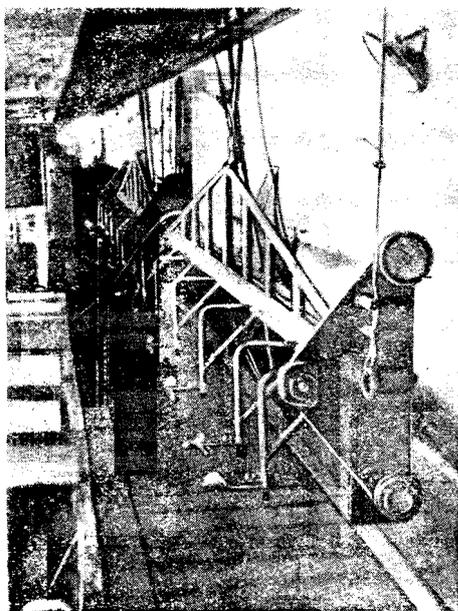


Рис. 1. Рамы с гидрометрическими вертушками для измерения расхода воды через турбину.

Прибор состоит из датчика, выполненного в виде ртутного дифференциального манометра типа ДПЭС, измеряющего перепад давления в двух точках спиральной камеры. Перемещения уровня ртути в сосуде большего давления через поплавки передаются металлическому стержню соленоида. Это нарушает равновесие плечей электрического моста и приводит к перемещению на соответствующую величину стержня соленоида у вторичного прибора (регистрирующего типа Э-612 и показывающего типа Э-280). Со стержнями соленоидов вторичных приборов связаны: стрелка у показывающего и перо — у регистрирующего.

При испытании измерялись следующие величины:

- 1) напор брутто — по показаниям реек верхнего и нижнего бьефов;
- 2) потеря напора на решетках — по рейкам, установленным перед решетками и за ними;
- 3) расход воды через турбину гидрометрическими вертушками во входном сечении спиральной камеры;
- 4) скорости вращения вала агрегата по стрелочному частотомеру пульта управления;
- 5) мощность генератора по двум точным ваттметрам;
- 6) перепад давления в двух точках спиральной камеры — по ртутному дифференциальному манометру;
- 7) открытие направляющего аппарата турбины по шкале сервомотора;
- 8) угол установки лопастей рабочего колеса по шкале комбинатора с последующей проверкой по фактическому углу установки лопастей.

Наиболее сложным являлось измерение расхода воды через турбину. Мерный створ был выбран во входной части спиральной камеры.

Расход воды измерялся методом гидрометрических вертушек, способом горизонтальных штанг (2 штанги с 7 вертушками Ж-3 на каждой). Число горизонталей измерения скоростей в каждом сечении 12. Всего точек измерения скоростей в каждом отверстии 84. Наибольшая средняя скорость воды в отверстии 1 м/сек.

Конструкция двух рам с расположенными на них вертушками представлена на рис. 1. Работа вертушек записывалась хронографом с 16 перьями. Параллельно показания вертушек фиксировались счетчиками импульсов.

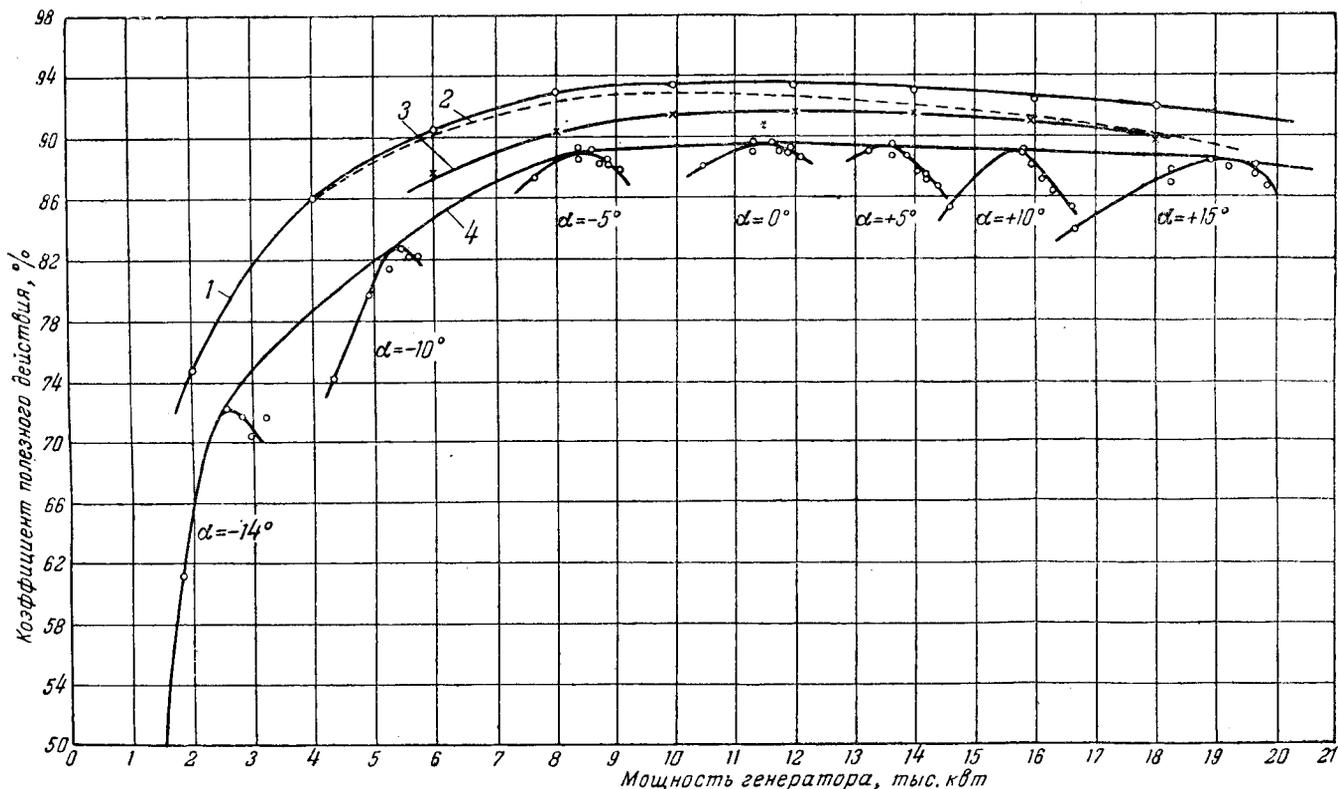


Рис. 2. Зависимость к. п. д. турбины и агрегата от нагрузки генератора при напоре $H_{\text{брутто}} = 16$ м.

1 — к. п. д. турбины по натурным испытаниям (без отнесения $\frac{V^2}{2g}$ к турбине); 2 — к. п. д. турбины при отнесении скоростного напора выходящего потока к турбине; 3 — к. п. д. турбины по модельным испытаниям ЛМЗ; 4 — к. п. д. всего агрегата по натурным испытаниям.

Испытания проводились при 50 режимах работы агрегата: при 7 углах установки лопастей рабочего колеса и при 6—7 открытиях направляющего аппарата для каждого угла установки лопастей.

Расход воды определялся во всех опытах интегральным методом с проверкой его, в десяти режимах, точечным методом. При интегральном методе рамы с вертушками одновременно перемещались с равномерной скоростью 1,61 м/сек из верхнего положения в нижнее и затем обратно. Движение рам в одном направлении продолжалось 482 сек., т. е. около 8 мин. Всего на интегральный метод измерения расхода требовалось около 20 мин. Измерение одного расхода точечным методом требовало около 40 мин.

Сопоставление этих двух методов измерения расхода показало, что в среднем коэффициент перехода от интегрального к точечному методу равен 0,998. При расчетах этот коэффициент был принят равным единице.

Коэффициент неравномерности вращения вертушек был определен для ряда опытов по ленте хронографа согласно следующей формуле:

$$\lambda = \frac{1}{t_m} \sqrt{\frac{\sum (t - t_m)^2}{n - 1}},$$

где n — число промежутков между сигналами;
 t_m — средняя продолжительность промежутка между сигналами, сек.;
 t — продолжительность отдельных промежутков, сек.

На всех горизонталях λ не превышало 7, за исключением точек измерения скоростей в углах

сечения, где λ доходила до 10 ÷ 12, а в двух опытах оказалась равной 20 и 73,2.

Эти данные подтверждают пригодность выбранного мерного створа для измерения расхода воды.

Высота всасывания, определяемая как разность отметки оси лопастей рабочего колеса и уровня нижнего бьефа, при испытаниях была 1,3 ÷ 1,4 м. Это соответствовало коэффициенту кавитации

$$\sigma = \frac{B - H_s}{H} = 0,56 \div 0,59,$$

где B — барометрическое давление, м;
 H_s — высота всасывания, м;
 H — напор турбины, м.

На рис. 2 представлена характеристика агрегата, построенная по результатам испытаний. На этом рисунке нанесены также кривые изменения к. п. д. турбины для двух случаев: 1) без включения скоростной энергии в напор турбины и 2) с включением выходной скоростной энергии в напор турбины, а также представлена кривая к. п. д. турбины, вычисленная по данным модельных испытаний, с пересчетом на натуру.

В результате испытаний получена также наиболее выгодная комбинаторная зависимость, отвечающая наибольшему к. п. д. агрегата для каждого угла установки лопастей рабочего колеса.

Получение комбинаторной зависимости методом наименьшей вибрации уже было описано¹. Сопоставление комбинаторных зависимостей, по-

¹ Л. А. Владиславлев, „Электрические станции“, № 3, 1950 г.

лученных методом наименьшей вибрации и по натурным испытаниям, показало, что первая кривая идет правее и почти параллельно второй, т. е. метод наименьших вибраций дает несколько преувеличенные значения открытий направляющих лопаток. Значения к. п. д. агрегатов для этих комбинаторных зависимостей даны в таблице.

Угол установки лопастей рабочего колеса, градусы	Открытие направляющего аппарата, мм		К. п. д. агрегата при комбинаторной зависимости, %		
	по методу наименьшей вибрации	по натурным испытаниям	по методу наименьшей вибрации	по натурным испытаниям	Снижение
-10	220	205	82,8	83,0	0,2
-5	280	260	88,6	89,0	0,4
0	330	305	89,1	89,4	0,3
+5	375	335	87,8	89,0	1,2
+10	405	370	87,0	88,5	1,5
+15	425	405	87,5	88,5	1,0

Небольшое понижение к. п. д. при работе с комбинаторной зависимостью, полученной методом наименьшей вибрации, повидимому, можно отнести за счет всасывающей трубы.

Безударный вход воды на рабочее колесо дает оптимальное значение к. п. д. рабочего колеса и минимальную вибрацию. Однако установка лопастей при этом дает более закрученный поток, входящий во всасывающую трубу. Это ведет к понижению к. п. д. всасывающей трубы, а следовательно, и к понижению к. п. д. агрегата.

Зависимость между перепадом давления h (мм вод. ст.) в двух точках спиральной камеры и расходом Q ($м^3/сек$) может быть выражена формулой $h = kQ^n$; при этом показатель степени n оказался равным 1,97, а $k = 7,42 \cdot 10^{-5}$. Радиусы расположения мерных отверстий подключения дифманометра равны 3415 и 4000 мм.

Вероятная квадратичная погрешность испытаний определялась по формуле:

$$\epsilon = 0,674 \sqrt{\frac{\sum \left(\frac{\Delta \eta}{\eta}\right)^2}{n-1}},$$

где $\Delta \eta$ — отклонение к. п. д. опыта от средних кривых пропеллерных характеристик (см. рис. 2);

η — к. п. д. по средним кривым пропеллерных характеристик;

n — число опытов.

Эта погрешность оказалась равной 0,197%, что показывает малый разброс точек результатов испытаний.

Выводы

1. Испытания показали, что наибольший к. п. д. агрегата равен 89,5%. Это дает наибольший к. п. д. турбины при вычитании из напора выходной скоростной энергии — 93,5% и при отнесении скоростной энергии выходящего потока из всасывающей трубы к напору турбины — 93,0%.

2. Результаты испытаний довольно близко совпадают с результатами модельных испытаний колеса К-454, проведенных ЛМЗ им. Сталина (полное совпадение наивыгоднейшей комбинаторной зависимости, подобный характер изменения к. п. д. и пр.).

3. Высокое значение к. п. д. турбины и сохранение большого его значения в широком диапазоне нагрузки свидетельствуют о хорошем качестве рабочего колеса К-454.

4. Наименьший удельный расход воды, вычисленный при напоре брутто 16 м, оказался равным 25,8 $м^3/квтч$.

5. Расход холостого хода турбины при напоре турбины 15,54 м определен равным 10,23 $м^3/сек$.

6. Зависимость между перепадом давления в двух точках спиральной камеры и расходом воды через турбину близка к квадратичной. Это позволяет использовать для текущего учета расхода воды отечественные расходомеры завода «Тизприбор» типа ДПЭС, Э-612 и Э-280.

7. Интегральный метод определения расхода воды через турбину значительно сокращает как сами испытания, так, в особенности, обработку материалов, не снижая точности измерения расхода.

8. Определение комбинаторной зависимости методом наименьшей вибрации следует рекомендовать при наладках оборудования, так как это позволяет быстро установить комбинаторную зависимость, близкую к наивыгоднейшей.

9. Рабочее колесо типа К-454 ввиду его высоких энергетического и кавитационных качеств можно рекомендовать к установке на турбинах вновь строящихся станций.

Ожидаемый наибольший к. п. д. для этих турбин будет не менее 94,5%. Так как коэффициент кавитации для этого колеса в рабочей зоне нагрузок не больше 0,35%, то допустимая высота всасывания составит 3 м против 0 для колеса К-90. Это позволит поднять колесо над нижним бьефом и тем самым значительно ускорить строительные работы.

□ □ □

Внедрение централизованного ремонта в энергосистеме

Инж. А. И. Бронников

За последние годы ремонт теплового оборудования на электростанциях Мосэнерго все в больших масштабах выполняется центральным заводом энергосистемы (ЦРМЗ). Если принять объем ремонта, выполненный ЦРМЗ в 1946 г., за 100%, то в 1949 г. он составил 410%, а за 6 мес. 1950 г. равен примерно объему работ за весь 1949 г.

В 1946 г. ЦРМЗ принял участие в капитальном ремонте 8 котлов, в 1949 г.— 26 котлов (из них 10 — скоростным методом) и в 1950 г.— 42 котлов и 16 турбин.

В 1946 г. завод вел работы одновременно на 2—3, а в 1950 г. на 8—9 электростанциях, причем на 6 электростанциях созданы постоянные ремонтные участки.

В 1950 г. ЦРМЗ организовал и внедрил на двух электростанциях комплексный централизованный ремонт оборудования котельных цехов, т. е. выполнял полностью капитальные, текущие и аварийные ремонты.

ЦРМЗ Мосэнерго имеет два механических, электротехнический и литейный цехи, механическую и химическую лаборатории.

Для выполнения ремонтных и реконструктивных работ на электростанциях при ЦРМЗ организован цех внешних работ с постоянными ремонтными участками на электростанциях, имеющих в своем составе котельное и турбинное отделения, а также базу оборудования; последняя комплектует, ремонтирует и следит за использованием такелажных приспособлений, механизмов и инструмента на ремонтных участках.

Разработкой технологии ремонтов, составлением проектов организации работ, оперативным планированием и учетом занимается производственно-ремонтное бюро (ПРБ) при цехе внешних работ. Ежедневный оперативный контроль за работами, выполняемыми участками ЦРМЗ на электростанциях, осуществляется диспетчером.

Для учета использования и оперативного перевода рабочей силы с одного участка на другой ведутся график и картотека движения рабочей силы.

За последние 2 года ЦРМЗ оснастился станками: ДИП-300, ДИП-500, расточными, шлифовальными, электролебедками, компрессорами и другим оборудованием. Это позволило значительно расширить номенклатуру изготавливаемых запасных частей.

В настоящее время завод исполняет работы по топочным устройствам, арматуре и вращающимся механизмам, реконструкции трубопроводов, замене барабанов котлов и установке сепарационных устройств, перелопачивании турбин, замене трубок конденсаторов и др.

При цехе внешних работ завода создана специальная группа, которая организует сварочные работы, внедряет передовую технологию и контролирует с помощью лаборатории ЦРМЗ качество сварки.

Наряду с некоторыми успехами, достигнутыми ЦРМЗ по повышению качества ремонтных работ, еще не изжиты серьезные организационные

недочеты. На тэц № 12, где силами завода организован комплексный ремонт оборудования, со стороны ремонтных работников не налажен должный надзор за оборудованием в период его эксплуатации, нерегулярно ведутся ремонтные журналы, оперативная и отчетная ремонтная документация. Имели место случаи плохой организации работ по устранению допущенного брака в работе. Такие факты должны быть полностью изжиты.

Завод обеспечивает сокращение сроков простоя агрегатов в ремонте. В 1949 г. общее сокращение простоя котлов, в ремонте которых принимал участие ЦРМЗ, составило 73 дня.

В 1950 г. на электростанциях, где силами ЦРМЗ производились крупные работы по замене барабана мощного секционного котла, опорной конструкции под кипятильный пучок и водяного экономайзера, все работы произведены с сокращением срока против намеченного планом на 25%.

На двух электростанциях ЦРМЗ осуществлялся комплексный ремонт всего оборудования; это позволило уменьшить на этих электростанциях количество ремонтного персонала на 18—20%.

При переходе на комплексный централизованный ремонт на этих электростанциях цехом внешних работ завода был проведен ряд организационно-технических мероприятий. Разработаны положение и инструкция, определяющие порядок подготовки к ремонтам, производства работ, сдачи и приемки выполненных работ. Указанные инструкции определяют также порядок технического надзора и профилактических ремонтов, вывода оборудования в капитальный и текущий ремонты, выполнения аварийных ремонтов, обеспечения материалами, запасными частями, а также обеспечения ремонтов изоляционными, плотничными, котлоочистными, токарными и прочими работами.

В инструкции изложен порядок составления отчетности и определена ответственность за аварии и брак по вине ремонтного персонала ЦРМЗ.

Ремонтный персонал участков ЦРМЗ был укреплен квалифицированными рабочими и разбит по бригадам, с учетом специальностей рабочих. Бригады были сведены в 3 основные группы: по котельно-арматурным работам; по вращающимся механизмам; по гидрозолоудалению и золоулавливанию. Для каждой группы выделен мастер (для котельно-арматурной 2 мастера, из которых один старший).

Произведена паспортизация арматуры на котлах среднего и высокого давлений. В паспорт внесены данные по основным габаритам, условиям работы, необходимым прокладкам и крепежным изделиям, а также о взаимозаменяемости. После паспортизации на заводе изготовлен необходимый запас крепежных изделий.

Проведены мероприятия по механизации ремонтов: разработаны схемы грузопотоков и определены необходимые механизмы, смонтированы краны грузоподъемностью до 5 т у мельниц, монорельсы с кошками грузоподъемностью 5 т

Технологическая карта №

Капитальный ремонт _____ № _____ тэц № _____ Мосэнерго

грэс

_____ 1950 г. _____ Состав бригады _____

№ п/п.	№ черте-жа	Наименование операций	Единица измерения	Количе-ство	Технические указания	Инструмент и приспособления		Материалы и запасные части		Норма времени	Срок исполнения		Указание по технике безо-пасности
						Наимено-вание	Количе-ство	Наименование	Количе-ство		Нача-ло	Окон-чание	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

у дымососов. С завода завезены и установлены листогибочные вальцы, токарные и сверлильные станки, а также изготовлен ресивер к компрессору, что позволило обеспечить ремонтные работы сжатым воздухом. Инструментальная мастерская участка получила от ЦРМЗ необходимые приспособления и инструмент.

По всем котлоагрегатам составлены проекты организации ремонтных работ, с учетом разновременного вывода в ремонт основного и вспомогательного оборудования.

Мастера прошли курсы повышения квалификации, а газосварщики и электросварщики — обучение сварке оборудования высокого давления.

Технический и оперативный контроль и руководство работами при комплексном централизованном ремонте осуществляется цехом внешних работ ЦРМЗ через начальника участка работ.

Завод проводит ряд мероприятий, повышающих качество ремонтов:

на каждый котел или турбину, которые ремонтирует завод, составляется отчетная документация с необходимыми данными по технико-экономическим показателям;

на техническом совете завода обсуждаются проекты организации ремонтов скоростным методом и реконструкций оборудования;

внедряется специализация ремонтных бригад; на ответственные узлы работ разрабатываются технологические карты, которые прорабатываются с персоналом до начала работ; ЦРМЗ Мосэнерго применяет технологические карты по определенной форме (см. таблицу); как правило, карта составляется на ремонты отдельных узлов или частей агрегатов;

сварщики не допускаются к работам без паспорта на сварку, а перед ответственной сваркой обязательно производится контрольная сварка образцов.

В 1950 г. завод производил на котлах высокого давления проверку стилоסקопом труб пароперегревателей, экранов и паропроводов для определения качества сталей, что дало хорошие результаты.

Анализ результатов комплексного централизованного ремонта семи котлов на гэс № 1 и пяти котлов тэц № 12 показывает, что ЦРМЗ добился снижения стоимости ремонтов. Затраты на капитальный и текущий ремонты в 1950 г., несмотря на некоторое увеличение объема работ, состави-

ли на этих станциях (по предварительным данным) соответственно около 85 и 90% от затрат, произведенных в 1949 г.

Снижение стоимости капитальных и планово-предупредительных ремонтов, исполняемых централизованным методом, является вполне закономерным явлением. ЦРМЗ проводит ремонты технически и организационно более подготовленно. Улучшено использование рабочей силы; на ремонтный участок дополнительные рабочие направляются только на то время, пока в них имеется необходимость.

Однако необходимо отметить, что ЦРМЗ не использовал полностью всех возможностей для снижения стоимости ремонтных работ: на стоимости работ сказываются большие накладные расходы завода; все еще недостаточна оснащенность участков механизмами и приспособлениями; отстает от современных требований квалификация персонала.

Серьезным недочетом является недостаточная централизация ремонта электрооборудования: генераторов, электроаппаратуры и др.

Завод Мосэнерго, являясь вместе с тэц № 11 инициатором скоростных методов ремонта на электростанциях Мосэнерго, с 1949 г. распространил опыт скоростных ремонтов и на ряд других электростанций системы.

Центральный завод Мосэнерго проводит в настоящее время помимо указанных выше следующие мероприятия:

1) изготавливает и монтирует на электростанциях: кислородно-ацетиленовые сети, монорельсы, шахтные подъемники, роликовые транспортеры, краны-укосины, разборные металлические леса для обмуровочных работ;

2) изготавливает приспособления и инструмент. Совместно с Орггрэс решены вопросы проектирования механизации ремонта на ряде грэс.

Опыт осуществления централизованной системы ремонта в Мосэнерго показывает, что необходимо централизовать использование ремонтных баз, имеющих на электростанциях. Наряду с цехами внешних работ необходимо иметь на электростанциях постоянные ремонтные участки (цехи) завода. Это делает целесообразным создание в крупных энергосистемах такой системы организации ремонта, какая применена в Ленэнерго, где основные ремонтные работы сосредоточены в ведении специального Управления ремонтных работ.

□ □ □

Определение толщины цилиндрической теплоизоляционной оболочки

Канд. техн. наук Б. В. Лопатин

Цилиндрическая оболочка трубопроводов, проложенных непосредственно в грунте, уменьшает тепловые потери и защищает трубу от механических воздействий со стороны грунта. Давление грунта распределяется по поверхности оболочки неравномерно и последняя работает на изгиб¹. На рис. 1 изображена эпюра давлений.

В соответствии с результатами исследования наибольшее значение для прочности оболочки имеют растягивающие напряжения изгиба, воз-

никающие в нижнем опасном сечении ее, на внутренней поверхности (рис. 2). Уравнение прочности может быть написано следующим образом:

$$\sigma_i = \frac{3}{2} m k p \left(\frac{d}{\delta} + 1 \right)^2 - \frac{1}{2} n p \left(\frac{d}{\delta} + 1 \right) \leq [\sigma]_a, \quad (1)$$

где p — давление в верхней точке оболочки;
 d — наружный диаметр стальной трубы;
 δ — толщина изоляции;
 m, n — коэффициенты, определяющие величину изгибающего момента и осевой силы и зависящие от угла постели трубопровода α ; значения их для нижнего опасного сечения оболочки следующие:

α	m	n
0°	0,297	0,405
10°	0,277	0,408
20°	0,259	0,409
30°	0,240	0,410
40°	0,221	0,408
50°	0,203	0,404
60°	0,186	0,397
70°	0,169	0,389
80°	0,152	0,378
90°	0,137	0,363

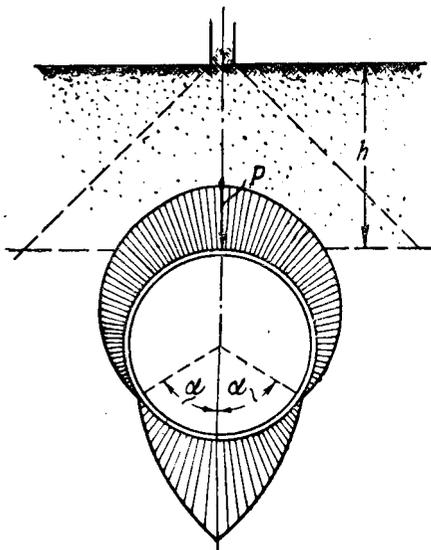


Рис. 1.

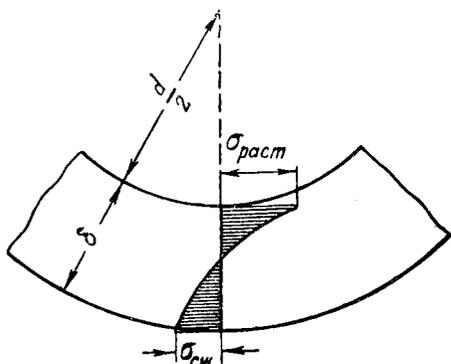


Рис. 2.

k — коэффициент, оценивающий неравномерность распределения напряжений вследствие кривизны и зависящий от отношения диаметра d к толщине изоляции δ :

d/δ	k	d/δ	k
0,5	1,9240	6,0	1,1059
1,0	1,5325	7,0	1,0943
2,0	1,2879	8,0	1,0719
3,0	1,1991	9,0	1,0560
4,0	1,1521	10,0	1,0400
5,0	1,1252		

При наиболее вероятном значении угла постели $\alpha = 40^\circ$ и глубине заложения трубопровода от поверхности $h = 0,75 - 1,0$ м давление на трубу при временной автомобильной нагрузке будет составлять в этом случае $p = 0,26 - 0,30$ кг/см².

Выбирая наибольшее значение $p = 0,3$ кг/см², приведем уравнение (1) к виду

$$\sigma = 0,0995 k \left(\frac{d}{\delta} + 1 \right)^2 - 0,0613 \left(\frac{d}{\delta} + 1 \right). \quad (2)$$

¹ Б. В. Лопатин, Расчет на прочность цилиндрических оболочек трубопроводов, „Электрические станции“, № 3, 1949 г.

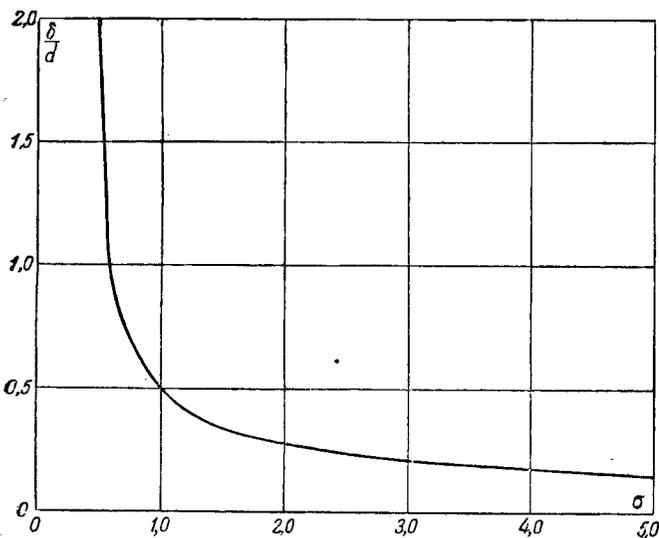


Рис. 3.

Используя это уравнение и вычисляя σ как функцию $\left(\frac{\delta}{d}\right)$, построим график (рис. 3), позволяющий решать обратную задачу: по известному допускаемому напряжению на изгиб определять предельно допустимое значение $\left(\frac{\delta}{d}\right)$, т. е. устанавливать при заданном диаметре наименьшую по условию прочности толщину изоляции.

Следует заметить, что предел прочности на изгиб почти для всех теплоизоляционных материалов имеет очень малую величину и тем меньшую, чем меньше его объемный вес, т. е. чем лучше его теплоизолирующая способность. Поэтому весьма важно при установлении толщины изоляционной оболочки заботиться не только об уменьшении тепловых потерь, но и о достаточной прочности ее на изгиб, гарантирующей необходимую сохранность оболочки.

Обычно толщина изоляционного слоя δ выбирается из экономических соображений по наименьшей суммарной стоимости годовых теплопотерь и годовых отчислений от стоимости изоляции и оказывается зависящей от диаметра трубопровода. Функциональная зависимость найденной таким образом толщины изоляции δ от наружного диаметра трубы d может быть представлена некоторой пологой кривой $АВВ$ (рис. 4). Если вычислить по этим данным $\left(\frac{\delta}{d}\right)$ как функцию d , то это отношение оказывается быстро уменьшающимся при возрастании d (кривая $ГДЕ$). Однако для любого выбранного теплоизоляционного материала существует, как было показано выше, предельно малое значение $\left(\frac{\delta}{d}\right)$, при котором расчетное напряжение в опасном сечении достигает предельно допустимой величины $[\sigma]_u$. Это значит, что кривая $ГД$, удовлетворяющая при малых диаметрах условиям прочности, с некоторого значения диаметра d_1 , должна быть заменена горизонтальной прямой $ДКЛ$ ($\frac{\delta}{d} = \text{const}$), т. е. что толщина изоляции, на-

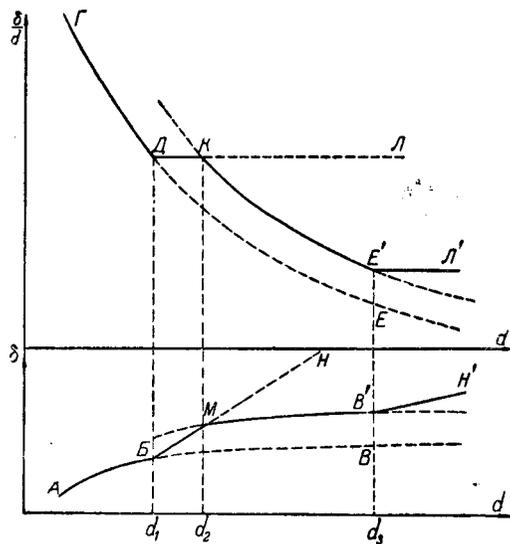


Рис. 4.

чиная с этого диаметра, должна возрастать уже не по прежней кривой, а из условия прочности, пропорционально диаметру (прямая $БМН$).

В таком случае в целях уменьшения общей стоимости прокладки целесообразно, начиная с некоторого диаметра d_2 , применять материал более высокой прочности и, очевидно, с большим коэффициентом теплопроводности.

Увеличение толщины изоляции, найденное по прежним экономическим подсчетам, даст новую пологую кривую $МВ'$ и новый закон изменения $\frac{\delta}{d}$ по кривой $КЕ'$, пределом которой явится уже более низко расположенная горизонталь $Е'Л'$, найденная в соответствии с новым значением допускаемого напряжения по графику рис. 3.

Таким образом, по мере увеличения диаметра труб оказывается целесообразным увеличивать механическую прочность на изгиб применяемых теплоизоляционных материалов. Пользуясь построением, подобным рис. 4, можно найти, что применение диатомита с объемным весом $\gamma = 650 \text{ кг/м}^3$, $\lambda = 0,12$ и $[\sigma]_u = 1,0 \text{ кг/см}^2$ оказывается целесообразным лишь для труб диаметром $d = 133 \text{ мм}$ [предельное $\left(\frac{\delta}{d}\right) = 0,5$, рис. 3]; при больших диаметрах труб выгоднее применять диатомит более высоких характеристик, (например, $\gamma = 750$, $\lambda = 0,16$ и $[\sigma]_u = 2,0 \text{ кг/см}^2$, для которого предельное отношение $\left(\frac{\delta}{d}\right) = 0,275$);

в этом случае для трубы, предположим $d = 350 \text{ мм}$, потребуется толщина $\delta = 0,275 \cdot 350 = 96 \text{ мм}$, вместо $\delta = 175 \text{ мм}$, необходимой для диатомита предыдущего состава. Обыкновенный пенобетон имеет невысокую сопротивляемость изгибу $[\sigma]_u = 0,5 \div 0,8 \text{ кг/см}^2$ и его применение во избежание увеличения толщины изоляции следует ограничивать трубами малых диаметров.

Для труб диаметром свыше 100 мм становится выгодным применение автоклавного пенобетона, прочность которого на изгиб резко возрастает, достигая значений $[\sigma]_u = 2,0 \div 4,0 \text{ кг/см}^2$.



Узкобазые опоры на линиях электропередачи 220 кВ

Инж. В. В. Гульденбалк и инж. М. М. Каетанович

В практике сооружения линий электропередачи 220 кВ в малогололедных районах СССР до последнего времени был принят оптимальный расчетный пролет 350 м, который определялся в основном наличием испытанных и хорошо зарекомендовавших себя при строительстве и в эксплуатации опор порталного типа.

Однако увеличение расчетного пролета линий может служить фактором, существенно влияющим на снижение как первоначальной стоимости сооружения линии, так и эксплуатационных расходов.

Количество опор на линии определяет число рабочих мест (площадок) на трассе при сооружении линий электропередачи. Очевидно, что уменьшение числа таких рабочих площадок упрощает организацию вывозки материалов и производства работ, сокращает потери времени на перемещение по трассе и другие потери, связанные с разбросанностью работ, что в конечном счете сокращает время строительства и снижает его стоимость.

Уменьшение числа опор, с другой стороны, ведет к уменьшению количества слабых мест на линии электропередачи и упрощает и удешевляет эксплуатацию ее.

Таким образом, увеличение расчетного пролета при хороших технических и экономических показателях является, безусловно, положительным фактором как для строительства, так и для эксплуатации линий электропередачи.

В целях получения наиболее экономичного и технически целесообразного решения, дающего возможность использовать преимущества удлиненного расчетного пролета, был рассмотрен вопрос о создании узкобазых повышенных опор для линии электропередачи 220 кВ с проводами АСУ-400 и выпускающими зажимами и с двумя грозозащитными тросами С-70, сооружаемой в условиях II гололедного района СССР.

Предварительный подсчет на стадии проектного задания и сравнение ряда вариантов опор и пролетов выявили возможность получения хороших технических и экономических показателей при применении узкобазых опор типа «рюмка». Несмотря на весьма сжатые сроки строительства, Министерством электростанций было принято решение проектировать и применить для данной линии этот вид опор.

Для лучшей увязки проектирования с производством работ на трассе и изготовлением опор

на заводе проектирование линии было поручено строительному-монтажному тресту, сооружающему данную линию электропередачи.

Узкобазые опоры типа «рюмка» дали возможность увеличить расчетный пролет до 450 м, что в 1,3 раза больше расчетного пролета подобных по техническим характеристикам линий электропередачи на порталных опорах.

Сопоставление количества опор на 100 км линии 220 кВ, выполненной на узкобазых опорах типа «рюмка» и на опорах порталного типа (табл. 1), позволяет сделать следующие выводы:

Таблица 1

Число опор на 100 км линии и средняя длина пролета (II гололедный район)

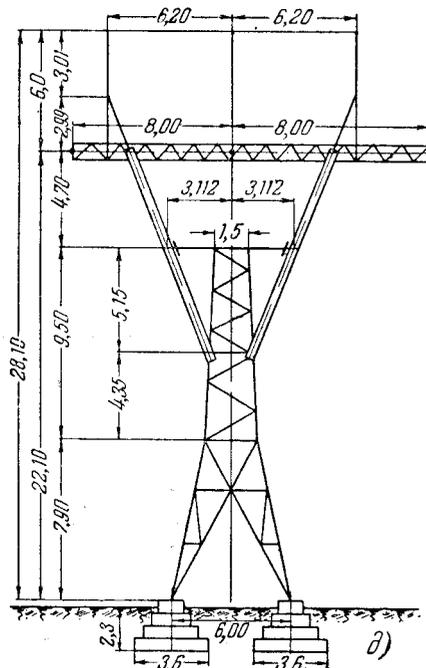
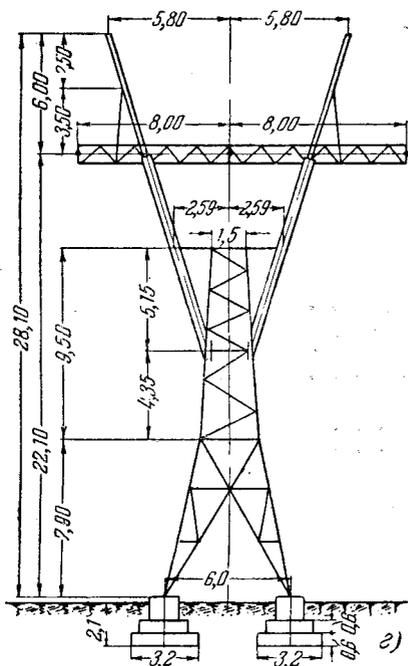
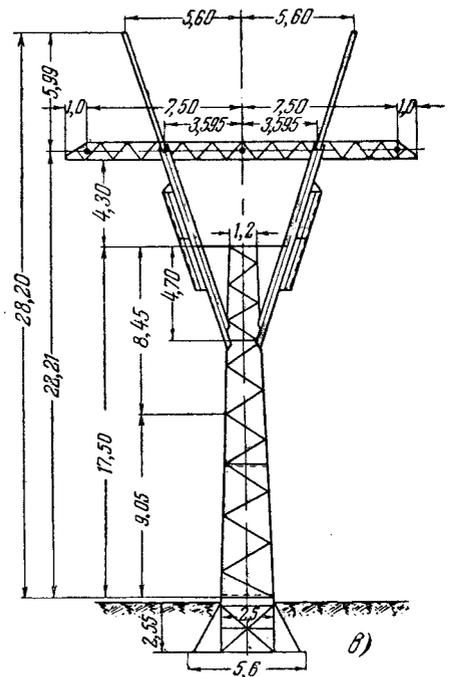
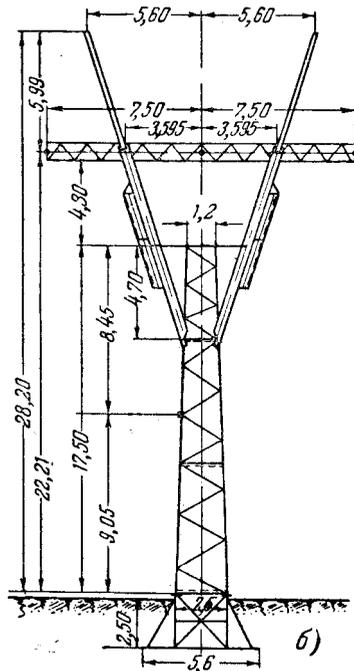
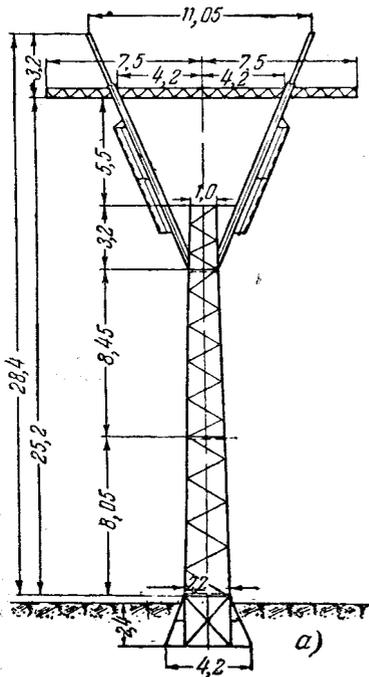
Типы опор	Линия на опорах порталного типа	Линия на опорах типа «рюмка»
Промежуточные опоры, шт.	236	174
Анкерные и угловые опоры (включая транспозиционные), шт.	73	70
Всего опор на 100 км	309	244
Длина пролета, м	325	410

1. Число промежуточных опор, определяемое расчетным пролетом, на линии с опорами типа «рюмка» составляет 74% от числа опор на линии с порталными опорами.

2. Общее число опор при сравнении линий, учитывая, что количество анкерных и угловых опор в основном не зависит от расчетного пролета, а определяется числом углов и переходов на трассе линии электропередачи, при опорах типа «рюмка» составляет 79% от числа опор на линии с порталными опорами.

Существенным обстоятельством, упрощающим изготовление опор на заводе и монтаж их на трассе, является сокращение числа применяемых на данной линии типов опор.

Благодаря применению более высоких опор типа «рюмка» отпала необходимость в специальных повышенных опорах, и количество типов опор на данной линии составило всего шесть (две промежуточных с выпускающими и глухими зажимами, анкерная, две угловых У-30 и У-60, и транспозиционная), в то время как при опорах порталного вида число типов опор для данной линии составило бы не менее девяти.



Узкобазые опоры типа «рюмка» (размеры в м).

а — промежуточная (вес опоры 4,44 т, вес подножника 1,3 т); б — анкерная (вес опоры 11,77 т, вес подножника 3,63 т); в — транспозиционная (вес опоры 11,94 т, вес подножника 3,63 т); г — угловая 30° (вес опоры 15,34 т, объем бетона 45,8 м³); д — угловая 60° (вес опоры 19,77 т, объем бетона 63,4 м³).

Малое число типов опор сильно упростило организацию их изготовления на заводе, развозку и монтаж их на трассе.

Оценивая конструктивное выполнение опор, следует отметить:

1) достаточную жесткость и удовлетворительную транспортабельность конструктивных элементов опор, что избавило от повреждения элементов при транспортировке и позволило удовлетворительно использовать автотранспорт;

2) хорошую проработку узлов всех опор, позволившую легко осуществить сборку их на трассе с применением болтов без сварки и клепки;

3) сравнительно небольшой вес промежуточных, анкерных и транспозиционных опор.

Конструкции угловых опор типа «рюмка» хотя и сохранили отмеченные выше положительные свойства, но получились тяжелыми и, по нашему мнению, вследствие этого требуют переработки.

На рисунке показан общий вид всех типов узкобазой опоры типа «рюмка».

Для сокращения сроков сооружения линии, упрощения и уменьшения объемов работ на трассе были сконструированы металлические подножники под промежуточные и анкерные опоры. Как видно из табл. 2, это привело к значительному увеличению расхода металла, которого можно было избежать, перейдя на железобетонные подножники и бетонные фундаменты.

Таблица 2

Расход металла на опоры и подножки типа «рюмка»

Опоры	Вес одной опоры, т	Вес опор на 100 км линии, т	Вес подножки, т	Вес подножков на 100 км линии, т	Отношение веса подножков к весу опор, %
Промежуточные	4,44	773,0	1,3	226,2	29
Анкерные	11,8	364,9	3,6	112,5	30

Столь значительный расход металла на подножки сильно уменьшил экономию металла на линии, вследствие чего вопрос о целесообразности применения металла для подножников должен быть в дальнейшем пересмотрен и в каждом случае обосновываться технико-экономическими расчетами.

При этом следует учесть, что хотя при хорошей организации работ и надлежащей их механизации и индустриализации изготовление бетонных и железобетонных фундаментов и подножников не вызовет значительного удлинения сроков строительства, однако объем перевозок и трудоемкость работ, выполняемых непосредственно на трассе, безусловно, значительно возрастут.

Переход на увеличенный расчетный пролет, а также применение на линии выпускающих зажимов дали снижение объемов работ по сравнению с линиями на опорах portalного типа с глухими зажимами (табл. 3).

Таблица 3

Объемы основных работ на 100 км линии (II гололедный район)

Наименование работ	Линии на опорах portalного типа	Линии на опорах «рюмка»
Металлические опоры и подножки, т	2 320	2 080
Бетонные фундаменты, м ³	3 540	2 570
Земляные работы, м ³	27 000	22 300
Гирлянды изоляторов, шт.	1 584	1 362

Сравнивая приведенные выше показатели на 100 км линии, можно сделать следующие выводы в пользу опоры типа «рюмка»:

- 1) количество опор снизилось на 21%;
- 2) количество типов опор уменьшилось в 1½ раза;
- 3) расход металла снизился на 10%;
- 4) объем бетона уменьшился на 27,5%;
- 5) объем земляных работ уменьшился на 17,5%;

□ □ □

6) число гирлянд изоляторов уменьшилось на 14%, а число комплектов подвесной и антивибрационной арматуры — на 26%.

Вследствие уменьшения объемов всех основных видов работ значительно снизились трудоемкость и объем перевозок по трассе, что соответственно упростило и удешевило строительные работы и сократило срок сооружения линии. В табл. 4 приведено сравнение трудозатрат и объема перевозок на 100 км линии.

Таблица 4

Трудоемкость и объем перевозок на 100 км

Линии	Трудоемкость, чел-дн на 100 км	Объем перевозок на 100 км, т/км
На опорах portalного типа	38 700	197 250
На опорах типа «рюмка»	30 064	164 000
Снижение, %	22,5	17

Снижение сметной стоимости строительства линии при этих условиях достигает 18%.

К этому следует добавить, что переход на железобетонные подножки под промежуточные и бетонные фундаменты анкерных опор, а также изменение типа угловых опор позволит добиться еще большей экономии металла. Это обстоятельство должно быть учтено при дальнейшем проектировании линий 220 кв.

Выводы

1. Увеличение расчетного пролета на линиях электропередачи 220 кв до 450 м при применении опор типа «рюмка» и выпускающих зажимов дают возможность получить значительную экономию металла, изоляторов, арматуры и трудозатрат, а также сократить объем перевозок и время сооружения линии.

2. Уменьшение объемов работ, меньшая их разбросанность по трассе и большая степень индустриализации снижают первоначальную стоимость сооружения на 15—20%.

3. Сокращение числа опор упрощает эксплуатацию линии.

4. Применение металлических подножников под узкобазы опор значительно увеличивает расход металла, а потому следует разработать для этого типа опор железобетонные или бетонные фундаменты, по возможности, сборные.

5. Сложность монтажа проводов главным образом среднего провода, который приходится монтировать «в очко», при производстве работ практически не наблюдалась.

Эффективность профилактики высоковольтной изоляции

Инж. А. И. Сапожников

В настоящей статье приводятся обобщенные статистические данные эффективности профилактических испытаний высоковольтной изоляции по энергосистеме за несколько лет.

В энергосистеме профилактические испытания изоляции высоковольтного оборудования проводятся с 1937—1938 г., первые годы — частично и затем с 1943—1944 г. в полном объеме, соответственно эксплуатационному циркуляру МЭС № Э-25. Нормы отбраковки принимались в соответствии с эксплуатационным циркуляром МЭС № Э-12 и опытными данными энергосистем.

Подробный анализ причин браковки изоляции в рамках журнальной статьи является затруднительным. Однако на основании подробного анализа всех отчетных данных предприятий энергосистемы по испытаниям изоляции могут быть сделаны следующие обобщенные выводы:

1. Генераторы по результатам осмотра и испытаний изоляции статора существующими методами (повышенным напряжением, измерением угла диэлектрических потерь, повышенным напряжением постоянного тока) в системе не отбраковывались. Испытательное напряжение переменного тока применялось $1,15—1,3 U_{ном}$.

2. Силовые трансформаторы и трансформаторы напряжения, если они при вводе в эксплуатацию были достаточно высушены и по результатам испытания изоляция их находилась в удовлетворительном состоянии, как правило, при эксплуатационных профилактических испытаниях не отбраковываются.

Отбракованные по состоянию изоляции силовые трансформаторы и трансформаторы напряжения имели увлажненную изоляцию и после их сушки переходили в категорию с удовлетворительной изоляцией.

Большой процент браковки трансформаторов напряжения, за 1949 г. равный 10,2%, объясняется тем, что 29 из 34 трансформаторов напряжения были введены в эксплуатацию в 1948—1949 гг. без сушки и измерения угла диэлектрических потерь.

По состоянию увлажненности все трансформаторы отбраковывались на основании результатов измерения угла диэлектрических потерь; для части трансформаторов это также подтверждалось результатами измерений прибором контроля влажности (ПКВ) и измерением емкости при разных температурах.

Браковка состояния изоляции трансформато-

ров по результатам измерения угла диэлектрических потерь производилась по табл. 45 «Электротехнического справочника» под редакцией инж. Хомякова¹.

В исключительных случаях увлажнение обмоток трансформаторов происходит и во время их эксплуатации, примером чего может служить следующее.

Два силовых трансформатора по 1 200 кВА, 6/2 кВ, работающие в идентичных условиях и с одинаковой нагрузкой, по результатам измерения угла диэлектрических потерь и измерению сопротивления изоляции мегомметром в 1944 г. были забракованы (имели при 15° С диэлектрические потери в среднем 11% и сопротивление изоляции в среднем 40 мгом).

В 1945 г. трансформаторы были подвергнуты сушке, и изоляция их значительно повысилась; при 20° С диэлектрические потери стали в среднем 1,5%, а сопротивление изоляции в среднем 550 мгом.

За период с 1945 по 1950 г. по результатам измерения мегомметром и измерения угла диэлектрических потерь установлено, что изоляция трансформаторов постепенно снижалась и в 1950 г. данные измерений близко подходят к данным 1944 г. (до сушки), хотя масло в трансформаторах отвечает техническим нормам.

Эти трансформаторы установлены в конденсационном помещении станции, имеющем повышенную относительную влажность воздуха (до 90%), средняя нагрузка трансформаторов не превышает 15%, максимальная температура масла не превышает 45° С, трансформаторы работают попеременно и один из двух всегда находится в резерве.

3. Электродвигатели, профилактическое испытание изоляции которых производится только повышенным напряжением переменного тока, отбраковываются в большом количестве, причем, как правило, не выдерживают испытательного напряжения те электродвигатели, которые работают в тяжелых условиях (запыленность помещения, высокая окружающая температура). Такие электродвигатели желательно подвергать испытаниям два раза в год, так как при существующей периодичности испытаний один раз в год

¹ Необходимо указать, что браковка изоляции по нормам, приведенным во всякого рода справочниках, решением Технического управления МЭС запрещена (см. циркуляр № 102 в „Сборнике директивных материалов технического отдела МЭС“, ГЭИ, изд. 1950 г.). Р е д.

повреждаемость их в работе по причине пробоя изоляции остается весьма значительной. Испытательное напряжение переменного тока применялось для электродвигателей 3 и 6 кв соответственно в 5 и 9 кв.

4. Изоляция вводов 110—35—6 кв, как правило, бракуется измерением угла диэлектрических потерь. Процент браковки больше всего падает на мастиконаполненные и бакелитовые вводы, причем бакелитовые вводы часто бракуются и по состоянию внешнего покрова бакелита.

Необходимо заметить, что вводы с чисто бакелитовой изоляцией, эксплуатируемые в неотапливаемых помещениях, надежно работают, если токовая нагрузка присоединения близка к номинальной, когда обеспечивается внутренний подогрев изоляции. Браковочные нормы применялись в соответствии с эксплуатационным циркуляром МЭС № Э-12.

5. Чисто фарфоровые, опорные и проходные изоляторы 6 кв, как правило, в эксплуатации надежны и профилактическими испытаниями отбраковываются очень редко. Проходные изоляторы в количестве 12 шт. были отбракованы в связи с обнаружением трещин при внешнем осмотре.

6. Внутрибаковая изоляция масляных выключателей 110—35—6 кв, испытание которой в системе проводится только на постоянном токе, если она при вводе в эксплуатацию была достаточно высушена, бракуется редко. Большой процент браковки выключателей 6 кв за первые годы объясняется наличием в эксплуатации непросушенной внутрибаковой изоляции при вводе ее в эксплуатацию.

7. Штыревые изоляторы типов ШТ-30, ШТ-35, ИШД-35 в колонках разъединителей 110—35 кв имели и имеют недопустимо высокий процент браковки, поэтому профилактические испытания их (измерительной штангой или повышенным напряжением поэлементно) должны проводиться строго в установленные сроки. В энергосистеме эти типы изоляторов подвергаются испытаниям раз в 3 мес. и в зимнее время при резких изменениях температуры производятся внеочередные испытания. Как показывает опыт эксплуатации, установленная периодичность испытаний для данного типа изоляторов является не излишней, так как после каждого испытания выявляются дефектные изоляторы.

8. Процент браковки подвесной изоляции 110—35 кв невелик, и существующая периодичность их испытания, предусмотренная директивными материалами МЭС (изд. 1950), вполне приемлема.

9. Кабели 6—3 кв при профилактических испытаниях имеют большой процент браковки, главным образом за счет неудовлетворительной их эксплуатации и некачественного монтажа. Тем не менее регулярное и качественное проведение профилактических испытаний — кабелей обеспечивает редкую их повреждаемость в работе (см. таблицу). Ранее действующая периодичность испытания кабелей один раз в год представляется достаточной.

10. Деревянные и бакелитовые тяги разъединителей при нормальной их эксплуатации и вводе в эксплуатацию просушенными и хорошо отлаки-

рованными, профилактическими испытаниями отбраковываются редко.

В 1949 г. было отбраковано всего 2 шт. (0,3%).

Несмотря на неоспоримую эффективность применяемых методов профилактических испытаний изоляции высоковольтного электрооборудования, все же в настоящее время полностью не исключаются случаи повреждения изоляции в работе.

Данные по системе за 6 лет повреждаемости изоляции в работе, приведшие к авариям или случаям брака в работе, приведены в таблице.

№ п.п.	Оборудование	1944 г.	1945 г.	1946 г.	1947 г.	1948 г.	1949 г.	Всего за 6 лет
1	Генераторы 6—10 кв	—	—	—	1	—	1	2
2	Силовые трансформаторы ¹ с высшим напряжением 110—35 кв	—	—	1	—	—	—	1
3	Силовые трансформаторы с высшим напряжением 6 кв	—	—	—	—	—	—	—
4	Трансформаторы напряжения 110—35—6 кв	—	—	—	—	—	1	1
5	Аппаратные вводы 110—35 кв	4	10	2	—	6	2	24
6	То же 6 кв	—	—	—	—	1	—	1
7	Штыревые изоляторы разъединителей 110 и 35 кв	3	3	—	1	—	2	9
8	Линейные изоляторы и подстанции 110—35 кв	1	—	—	—	—	1	2
9	Опорные и проходные изоляторы 6 кв	—	—	—	—	1	3	4
10	Кабели 6 кв	2	—	—	4	1	1	8
11	Кабели 2—3 кв	1	—	—	2	2	3	8
12	Электродвигатели 3—6 кв	26	25	14	25	19	10	119
13	Прочая изоляция	8	—	3	—	—	1	12

¹ Группа однофазных трансформаторов считается за три.

Кратко проанализируем по таблице не предотвращенные случаи повреждения изоляции в работе с 1944 по 1949 г.

1. Пробой изоляции обмотки статора в пазу одного генератора напряжением 10 кв произошел по причине сосредоточенного механического повреждения изоляции; существующими методами испытаний дефект выявить не удалось. Во втором случае пробой изоляции обмотки статора генератора напряжением 6 кв произошел вследствие замыкания между витками двух параллельных ветвей в лобовых соединениях с переходом в междуфазовое короткое замыкание. Причина — некачественный ремонт после первой аварии в 1943 г. Существующими методами испытаний дефект выявить не удалось.

2. Случай повреждения изоляции (п. 2) имел место в переключателе напряжения под нагрузкой трансформатора фирмы Бергман по причине малых изоляционных расстояний по бакелиту в масле. Подобные случаи повреждений были ранее неоднократны. После реконструкции переключателей с увеличением изоляционных расстояний повреждений изоляции не было.

3. Пробой изоляции сухого трансформатора напряжения (п. 4) произошел из-за механического повреждения витковой изоляции; существующими методами испытаний дефект выявить не удалось.

4. Из 24 случаев повреждения аппаратных вводов 110—35 кВ (п. 5) 15 случаев произошло по причине поверхностного перекрытия вводов 110 кВ из-за загрязнения уносами химического предприятия при неблагоприятных метеорологических условиях. В настоящее время на этих подстанциях вся изоляция усилена до уровня 154 кВ.

Один случай повреждения ввода выключателя 35 кВ произошел по причине попадания внутрь бака влаги во время ремонта.

В 8 случаях повреждались вводы выключателей типа МКП-76, имеющие известный конструктивный дефект заводского исполнения. В настоящее время в энергосистеме решено все вводы МКП-76 реконструировать по типу вводов выключателей МКП-35.

5. Пробой ввода выключателя типа ВМ-23 (п. 6) произошел по причине невыполнения требований лаборатории по переделке уплотнений, вследствие чего во ввод попала влага.

6. Из девяти случаев повреждения штыревых изоляторов разъединителей 110—35 кВ (п. 7) семь случаев произошло по причине поверхностного перекрытия из-за загрязнения уносами химических предприятий и два случая связаны с изломом изоляторов во время операций с разъединителями по причине недостаточной механической их прочности (изоляторы фирмы Скарпо-Маньяно и типа Т-44). Изоляторы Т-44, как правило, в эксплуатации надежны; единственный случай поломки не может служить основанием для их браковки.

7. Повреждение линейных изоляторов 110 кВ в обоих случаях сопровождалось перекрытием гирлянд по причине их загрязнения уносами химического предприятия. В одном случае произошло перекрытие разделительной гирлянды из восьми элементов над выключателем при несинхронном напряжении.

8. Из четырех случаев пробоя изоляторов на напряжении 6 кВ (п. 9) два случая произошли с изоляторами типа ШТ-10, имеющими органический заводской дефект, заключающийся в недоброкачественной армировке, и два случая с изоляторами ИО-2 вследствие попадания влаги в закрытом помещении.

9. Из 16 случаев повреждения изоляции кабелей 6—3 кВ (пп. 10—11) девять случаев произо-

шло по причине их механического повреждения: три случая из-за попадания на воронки кабелей влаги; два случая из-за дефекта монтажа и два случая по причине непроведения испытаний.

Удельная поврежденность кабелей по системе на 1 км длины составляет 0,18.

10. Повреждаемость изоляции электродвигателей 3—6 кВ (п. 12) происходит главным образом по следующим причинам:

а) работа электродвигателей в тяжелых окружающих условиях котельных цехов (запыленность помещения, высокая температура, попадание влаги), вследствие чего изоляция быстро ухудшается; таких случаев 30%;

б) витковые замыкания по указанным выше причинам и по причине отсутствия метода испытания витковой изоляции; таких случаев 45%;

в) неудовлетворительный ремонт и уход за электродвигателями; таких случаев 25%.

Выводы

1. Эффективность профилактических испытаний высоковольтной изоляции неоспорима, и широкое применение ее полностью себя оправдывает.

2. Необходимо изыскивать новые методы испытаний изоляции, способствующие более полному выявлению всех возможных дефектов в изоляции соответственно ее конструкции.

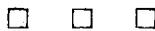
3. Вновь вводимое в эксплуатацию электрооборудование должно монтироваться в полном соответствии с техническими требованиями, и при необходимости изоляции его должна подвергаться тщательной сушке.

4. При вводе электрооборудования в эксплуатацию испытания изоляции должны производиться всесторонне по расширенной программе.

5. Изоляция, имеющая органические дефекты по своему технологическому и конструктивному выполнению, в эксплуатации должна реконструироваться или заменяться.

6. Необходимо строго выполнять указания по эксплуатационному надзору за изоляцией в работе.

7. Уровень изоляции для оборудования, работающего в условиях интенсивного загрязнения, должен быть (в наружной части) на ступень выше номинального.



Обсуждение статьи инж. А. Б. Крикунчика „Устранение ложных действий защиты и отключений выключателей из-за замыканий на землю в цепях оперативного тока“¹

Инж. А. Ф. Васильев — Ивановская грэс

В статье инж. Крикунчика правильно поставлен вопрос о заземлении всех металлических частей в системе постоянного тока. Это мероприятие в сочетании с профилактическими испытаниями повышенным напряжением изоляции сети постоянного тока позволит поднять уровень ее изоляции и в значительной мере устранить вероятность ложных действий защиты и выключателей. Однако выполнение заземления каждого прибора и реле в отдельности вызывает значительные трудности и, по нашему мнению, вполне достаточно заземлить панели, а при установке приборов и реле — создавать контакт между прибором и панелью с зачисткой мест соприкосновения их, проверяя контакт мегомметром.

Другим средством повышения надежности сети постоянного тока является рационально выбранная схема постоянного тока. По степени влияния ухудшения изоляции в системе постоянного тока на работу ответственных потребителей отдельные элементы сети станции могут быть разбиты на две группы: первая группа включает в себя реле защиты, автоматики, отключающие катушки выключателей, промежуточные контакторы включающих соленоидов выключателей; ко второй группе относятся цепи соленоидов включения, цепи сигнализации, сети аварийного освещения и прочие приемники постоянного тока.

С точки зрения ложных действий аппаратуры опасно появление замыкания на землю в сети потребителей первой группы. Поэтому целесообразно разбить потребителей постоянного тока станции на указанные две группы. Достаточно надежное и экономичное решение дает установка двух аккумуляторных батарей разной емкости: батареи малой емкости для питания потребителей первой группы и батареи большой емкости для питания потребителей второй группы. Возможность взаимного резервирования батарей практически не имеет большого значения, так как ремонт батареи обычно производится по частям без вывода из работы всей батареи, а повреждение аккумуляторной батареи при правильно поставленной эксплуатации исключено.

Схема постоянного тока должна быть выполнена таким образом, чтобы имелась возможность перевода отдельных элементов потребителей первой группы на большую аккумуляторную батарею.

Б. С. Мелик-Саркисов — главный инженер
электростанции МХ

Предупреждение ложных отключений из-за нарушения изоляции цепей оперативного тока должно достигаться прежде всего высоким качеством монтажных материалов и тщательным выполнением монтажных работ. По существу, до настоящего времени вторичная коммутация выполняется по техническим условиям для осветительных электропроводок. Между тем, для вторичной коммутации должны применяться высококачественные провода с изоляцией не ниже, чем марки ПР-1000. Изолирующие основания щитков и зажимов должны выполняться из негигроскопичных материалов с чисто обработанной или глазированной поверхностью. Особенно небрежно выполняются сигнальные контакты, арматура и держатели сигнальных ламп, кожухи контакторов и блок-контактов, в которых острые края при стесненных габаритах угрожают повреждением изоляции проводов. Целесообразно издать специальные технические условия на монтаж вторичной коммутации электростанций и подстанций, что должно резко повысить надежность работы установок.

Распределенная проводимость изоляции сети чрезвычайно затрудняет отыскание действительно поврежденных участков, а главное притупляет бдительность эксплуатационного персонала, привыкшего к неопределенности состояния изоляции системы постоянного тока. Раздельное питание цепей управления от других потребителей постоянного тока для крупных установок, несомненно, оправдывает монтаж второй аккумуляторной батареи. Для установок средней величины полезно применение для разделения сетей двигатель-генератора, способного сохранить напряжение в течение 3—5 сек. на выбеге.

Обеспечение хорошего заземления металлических щитов, оболочек и воронок контрольных кабелей и т. п. представляется, безусловно, необхо-

¹ См. „Электрические станции“, 1948, № 9 и 1949, № 9.

димым; в противном случае ни эксплуатационный надзор, ни испытание повышенным напряжением не гарантирует исправного состояния изоляции оперативных цепей. Собственно, другого положения и не может быть, поскольку эти элементы от земли не изолируются. Не следует специально заземлять корпуса и конструктивные элементы измерительных приборов и реле, так как при периодических проверках они подвергаются надежным испытаниям в отношении изоляции от токоведущих частей.

Двухполюсный разрыв следует применять лишь в элементах изоляции, которые работают в особо тяжелых условиях, причем элементы эти должны охватываться общестанционным устройством контроля изоляции.

**Инж. Г. И. Веймер — тэц Богословского
алюминиевого завода**

Наличие чувствительных приборов и глубокое секционирование сети значительно облегчают поиски мест замыкания на землю, но и при этом полное замыкание на землю обнаруживается всегда и устраняется в большинстве случаев значительно быстрее, чем неполное. В конечном итоге это объясняется тем, что полное замыкание на землю очень часто удается обнаружить внешним осмотром. Поэтому выполнение рекомендаций А. Б. Крикунчика приводит к уменьшению продолжительности замыкания в одной точке и к большей надежности работы сети оперативного тока.

Смысл устройства заземлений заключается не в устранении самой возможности повреждения изоляции, а в том, что они обеспечивают возможность быстрого обнаружения и устранения повреждений. Так как нельзя считать, что стены, панели и конструкции, по которым проложены кабели, надежно электрически соединены с землей и с оболочками кабелей, то за качество заземления оболочек кабелей можно ручаться лишь в том случае, когда оно осуществлено металлическим соединением оболочек кабелей с землей и не зависит от случайных и не поддающихся учету причин.

Неправильно противопоставлять испытания повышенным напряжением сети постоянного тока выполнению заземлений. Сравнительно редко проводимые испытания повышенным напряжением могут только способствовать выявлению мест изоляции до их повреждения, в то время как правильно выполненные заземления позволяют улучшить повседневный контроль за состоянием изоляции. Кроме того, испытания сами по себе дадут достоверное представление о состоянии изоляции лишь в случае заземления аппаратуры и оболочек кабелей. Соображения техники безопасности также говорят в пользу осуществления заземлений в сети постоянного тока.

При этом следует отметить, что осуществление заземлений оборудования и кабелей обязательно должна предшествовать большая работа по секционированию, ремонту и испытанию цепей постоянного тока повышенным напряжением. В противном случае это мероприятие на объек-

тах, где вторичная коммутация запущена и изоляция кабелей изношена, может привести к увеличению числа ложных отключений в начальный отрезок времени.

Применение двухполюсного разрыва в цепях маломощных реле в сочетании с применением не чрезмерно чувствительных реле также позволит уменьшить число ложных срабатываний.

Вопрос об установке одной или двух аккумуляторных батарей должен решаться для каждого конкретного случая отдельно, причем, несомненно, две батареи всегда обеспечивают большую надежность и удобство в эксплуатации, чем одна. Но при этом следует иметь в виду, что на действующих установках выделение цепей, несвязанных с управлением и защитой, на отдельный источник питания часто является трудноосуществимым мероприятием, так как связано с переделкой схем вторичной коммутации.

**Канд. техн. наук И. А. Сыромятников — Тех-
управление МЭС**

Нельзя согласиться с мнением т. Крикунчика о необходимости выполнения специального заземления всех контрольных кабелей и аппаратов. Выборочная проверка, произведенная по просьбе Техуправления МЭС, показала, что практически свинцовая оболочка всех кабелей имеет соединения с землей. Так, например, при испытании мегомметром 1000 в на тэц 11 Мосэнерго из 30 кабелей только три имели изоляцию от 3 до 7 мгом, причем один из них был пробит при напряжении переменного тока 1500 в. На гэс 1 Мосэнерго из 40 проверенных кабелей ни один не имел изоляции между свинцовой оболочкой и землей. На Сугрэс из проверенных 30 кабелей два имели изоляцию, измеренную мостом, 47 и 105 ом; остальные имели сопротивление от 0,1 до 40 ом, т. е. практически все кабели имели соединение свинцовой оболочки с землей.

На 12 подстанциях Высоковольтной сети Мосэнерго было произведено измерение изоляции свинцовой оболочки 2—2,5 тыс. контрольных кабелей с помощью мегомметра относительно земли. При этом оказалось, что на десяти подстанциях на всех кабелях (т. е. примерно на 1800—2000 кабелях) свинцовая оболочка не имеет изоляции относительно земли и только на семи коротких кусках кабеля, укрепленных на бетонных стенках аванкамер в распределительных устройствах эта изоляция имелась.

На двух новых подстанциях изоляция отсутствует на 70% испытанных кабелей и только на 30% имелась различная изоляция. Броня относительно земли не имела изоляции ни на одной подстанции и ни на одном бронированном кабеле. Испытания производились на новых и старых подстанциях, имеющих различные кабельные каналы (различную разделку и крепление кабелей).

Произведенная проверка реле также показала, что все они имеют надежное соединение с металлом панели. Поэтому, по нашему мнению, вполне достаточным является заземление панелей.

Широкое применение рекомендованного Техуправлением МЭС испытания повышенным на-

пряжением переменного тока 1000 в всех цепей вторичной коммутации и аппаратов, несомненно, явится самым действенным средством для повышения надежности цепей управления, защиты и автоматики.

Ответ автора

Публикуемые дополнительные отзывы интересны с той точки зрения, что большинство высказывающихся признают правильность предложений автора о тщательном выполнении заземления оболочек кабелей и металлических частей аппаратов с целью повышения надежности работы сети постоянного тока и уменьшения вероятности ложных действий реле и выключателей от двойных замыканий на землю.

Подтверждается также, что полные «земли» легче отыскиваются и устраняются, чем неполные, и что по этой причине они менее опасны, чем неполные, распределенные «земли», отыскание которых крайне затруднительно и которые по этой причине не устраняются в течение продолжительного времени.

Однако в этом вопросе не следует останавливаться на полпути. Нельзя ограничиваться заземлением только панели, на которой установлены реле и аппараты, считая, что может быть создан надежный контакт между корпусом реле и металлом панели. Проконтролировать надежность такого заземления крайне трудно и поэтому следует считать совершенно необходимым заземлять корпус каждого аппарата и металлическую оболочку каждого провода и кабеля.

Предложение повысить требования к проводам вторичной коммутации и к отдельным аппа-

ратам, блок-контактам, сигнальной арматуре и т. п. совершенно правильно. Назрела необходимость разработки технических условий на выполнение работ по вторичной коммутации, разработке руководящих указаний по проектированию этой части установок, а при рассмотрении стандартов на аппаратуру должно быть уделено особое внимание повышению надежности изоляции элементов, включаемых в сети вторичной коммутации.

Для обеспечения надежности работы сети постоянного тока крайне важно применить правильную схему сети постоянного тока, обеспечивающую возможность секционирования, отделения наиболее ответственных потребителей от менее ответственных и обеспечения быстрого отыскания замыкания на землю в сети постоянного тока, а также обеспечения удобного отделения ответвлений с замыканием на землю от частей сети, питающих ответственных потребителей.

Наличие двух аккумуляторных батарей позволяет наиболее целесообразно решить эти задачи, но это решение, как более дорогое, следует применять только для крупных установок (в практике Теплоэлектропроекта для тепловых станций мощностью более 50 тыс. кВт и для подстанций с напряжением 220 кВ). Для средних же установок всегда имеется возможность ответвление с заземлением отделить от аккумуляторной батареи и питаемой ею сети, переключив это ответвление на двигатель-генератор, причем устройство в этом случае автоматического переключения питаемой двигатель-генератором сети на аккумуляторную батарею не является необходимым.

ОТ РЕДАКЦИИ

Публикуя дополнительные материалы, поступившие по обсуждаемому вопросу, а также ответ автора, редакция считает необходимым по основному вопросу дискуссии указать следующее:

1. Предложение А. Б. Крикунчика об осуществлении надежного заземления всех свинцовых оболочек кабелей и проводов, металлических (не токоведущих) частей реле и аппаратов не может рассматриваться без учета экономических соображений. Пойти на осуществление огромного числа заземлений в цепях вторичной коммутации можно было бы при наличии очень серьезного обоснования. Однако в действительности такого обоснования нет.

Проведенной выборочной проверкой на нескольких станциях и подстанциях установлено, что, как правило, все металлические корпуса реле, установленных на металлических панелях, независимо от наличия на корпусах и панелях краски надежно электрически соединены (между собой) крепежными деталями; свинцовая оболочка всех кабелей, как правило, хорошо соединена с землей и только в единичных случаях было выявлено наличие изоляции свинцовой оболочки кабелей относительно земли.

2. На основе изложенного Техническим управлением МЭС принято публикуемое в настоя-

щем номере решение «О мерах по повышению надежности работы сетей оперативного тока станций и подстанций» (стр. 60).

3. Поднятые попутно во время прошедшей дискуссии дополнительные вопросы, касающиеся в той или иной степени обеспечения надежности работы цепей оперативного тока, как то:

а) об однополюсном или двухполюсном разрыве в цепях управления;

б) о питании цепей управления и сигнализации от одной или двух разных аккумуляторных батарей (или от одной аккумуляторной батареи и отдельно работающем двигатель-генераторе);

в) о схемах контроля исправности цепи последующей операции;

г) о распределении потребителей постоянного тока при двух батареях;

д) о мероприятиях по ограничению коммутационных перенапряжений в цепях постоянного тока;

е) об ограничении чувствительности реле и катушек отключения

в основном относятся к области конкретного проектирования и должны по-разному решаться для установок различной мощности и различной степени ответственности. Некоторые же из указанных вопросов нуждаются в дополнительном исследовании и накоплении опыта эксплуатации.



О газовой защите трансформаторов

Инж. М. Е. Милаков

ОТ РЕДАКЦИИ

Помещая в порядке обсуждения статью г. Милакова, редакция отмечает, что большинство трансформаторов МТЗ снабжено кранами радиаторного типа, установленными на вертикальном участке патрубка, соединяющего расширитель с баком трансформатора.

Краны этого типа с плоской заслонкой, даже установленные на горизонтальном участке патрубка, не ликвидируют угла подъема маслопровода трансформатора. Таким образом, указания статьи относятся лишь к трансформаторам, у которых на горизонтальной части патрубка между газовым реле и расширителем установлен кран обычного типа или вентиль.

Кроме того, дискуссионным является требование, чтобы газовое реле не работало на отключение при понижении уровня масла в трансформаторе, а также при скоплении газа повреждения в корпусе реле.

Редакция обращается к работникам эксплуатации с просьбой высказаться по дополнительным требованиям к газовым реле, выдвинутым г. Милаковым.

Монтаж и эксплуатация газовой защиты трансформаторов производится на основании «Руководящих указаний» и инструктивного материала Министерства электростанций. В этих указаниях отсутствуют четкие требования, определяющие чувствительность газовой защиты, по которым бы не разрешалась ее работа на отключение при скоплении газа или воздуха в корпусе реле.

В энергосистеме было выявлено, что одной из причин работы газовой защиты на отключение при скоплении воздуха в корпусе реле является дефект монтажа маслопровода, соединяющего газовое реле с расширителем. Недостаток заключается в том, что ликвидируется угол подъема маслопровода разделительным вентиляем, установленным на горизонтальном участке маслопровода, вследствие чего отключающий контакт находится в зоне работы сигнального контакта. Как показала проверка, таким образом выполнен контакт на многих трансформаторах как отечественного изготовления, так и иностранных фирм.

Расчет наклона маслопровода

«Правила технической эксплуатации» Министерства электростанций и «Справочник по монтажу распределительных устройств», дающие указание о величине наклона маслопровода, не исключают ошибки, которая может быть допущена при расчете наклона, а затем и монтаже маслопровода, так как эти указания не учитывают перекрытия внутреннего сечения маслопровода разделительным вентиляем или краном.

Согласно «Правилам» горизонтальный участок маслопровода от газового реле до входного сечения вентиля должен иметь подъем в сто-

рону расширителя от горизонтальной линии на высоту

$$h = \frac{2}{100} l.$$

Действительный подъем будет меньше, чем расчетный, по «Правилам» на величину ребра седла вентиля или крана

$$h_{\text{действ}} = \frac{2}{100} \cdot l - \frac{d_{\text{вн}} \mp b}{2}.$$

Смонтированный маслопровод трубой диаметром 52 мм, длиной 800 мм, с установкой на нем в горизонтальной плоскости разделительного крана 34 мм будет иметь действительный подъем

$$h_{\text{действ}} = \frac{2 \cdot 800}{100} - \frac{52 - 34}{2} = 7 \text{ мм},$$

или в процентах $\frac{7 \cdot 100\%}{800} = 0,88\%$ вместо 2%, требуемых «Правилами».

Газовая защита, смонтированная согласно справочнику по монтажу распределительных устройств, с максимальным уклоном маслопровода в 3° при длине горизонтального патрубка 500 мм при установке нормального вентиля диаметром 50 мм, не будет иметь подъема в сторону расширителя за счет перекрытия отверстия трубы ребром седла вентиля

$$h \approx l \operatorname{tg} 3^\circ - \frac{d_{\text{вн}}}{2} = 500 \cdot 0,052 - \frac{52}{2} = 0.$$

В этом случае требования «Правил» также не выдерживаются.

При установке разделительного крана или вентиля угол 2°-ного подъема перекрывается при длине маслопровода

$$l \leq 25 (d_{\text{вн}} \mp b).$$

Поэтому необходимо нормировать место установки газового реле, величину подъема маслопровода с учетом сужения сечения разделительным вентилем и место установки последнего.

Расчетное выражение высоты подъема маслопровода, учитывающее сужение внутреннего сечения маслопровода вентилем или краном (см. рисунок),

$$h = \frac{2 \cdot l}{100} + \frac{d_{вн} \mp b}{2},$$

где 2%-ный минимальный подъем маслопровода по „Правилам“ равен $\frac{2 \cdot l}{100}$;

l — длина горизонтальной части маслопровода от корпуса газового реле до расширителя, включая разделительный кран или вентиль;

$d_{вн}$ — внутренний диаметр трубы соединительного патрубка для данного типа реле;

b — высота или диаметр внутреннего входного сечения разделительного крана или вентиля, уменьшающего внутреннее сечение маслопровода в вертикальной плоскости (знак минус берется для кранов, когда ребро не пересекает ось симметрии трубы; знак плюс — для нормальных вентилях, когда сужение верхней полости маслопровода пересекает ось симметрии трубы; в этом случае величина b берется как удвоенная величина a размера ребра, выходящего за ось симметрии по вертикали);

h — суммарная минимальная высота подъема маслопровода от корпуса газового реле до вертикального патрубка расширителя.

Указанный способ определения высоты подъема маслопровода и монтаж в соответствии с этими требованиями реле ПГ исключают возможность ложной работы защиты на отключение при выделении воздуха из трансформатора независимо от действия сигнального контакта и принятия мер обслуживающим персоналом.

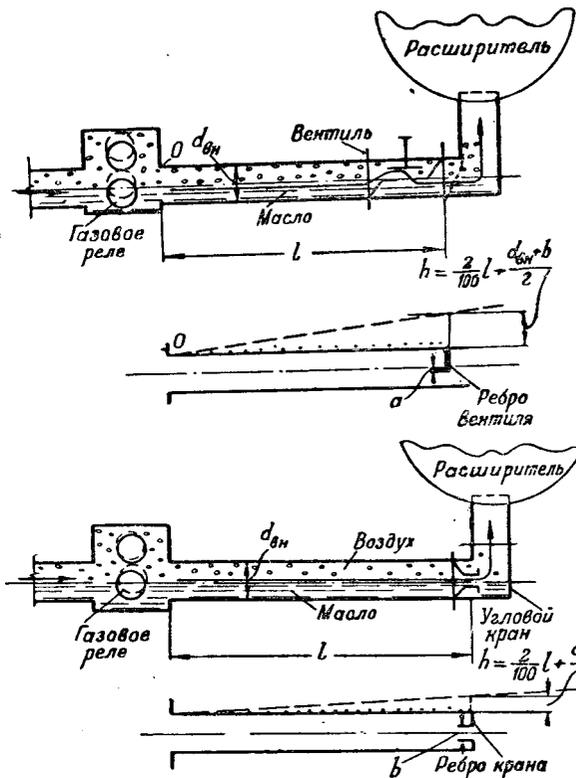
Оценка правильности монтажа и взаимодействия элементов газовой защиты производится путем нагнетания воздуха в корпус реле. При интенсивном нагнетании после работы сигнального контакта, до замыкания отключающего контакта, прослушивается прохождение воздуха в расширитель. Интервал по времени между началом прохождения воздуха в расширитель и отключением выключателя должен быть заметным.

Прохождение воздуха в расширитель до работы отключающего контакта характеризует загробление чувствительности защиты.

Чувствительность отключающего контакта газового реле, определяемая количеством газа повреждения в корпусе реле, не оправдывается надежной работой трансформаторов и требованиями бесперебойного электроснабжения.

Требования к газовой защите

На трансформаторах, изготавливаемых МТЗ, устанавливаются газовые реле типа ПГ. Большинство трансформаторов, находящихся в экс-



плоатации, оборудованы также реле типов ПГ и РГ.

Эти реле имеют технически несовершенную конструкцию, в основу которой положен принцип действия — реагировать на понижение уровня масла. Такая конструкция остается приемлемой только для сигнального контакта. Работа отключающего контакта на этом принципе действия приводит к ложным отключениям трансформаторов во многих случаях эксплуатации. Поэтому к газовой защите выдвигаются дополнительные требования, не предусмотренные «Руководящими указаниями», по которым должно быть запрещено ее действие на отключение:

- при понижении уровня масла в корпусе реле и трансформаторе;
- при попадании масла в поплавков отключающего контакта;
- при скоплении воздуха или газа повреждения в корпусе реле;
- при движении масла из трансформатора в расширитель ниже определенной скорости, обусловленной системой охлаждения трансформатора.

Во всех этих случаях защита должна действовать только на сигнал.

Газовая защита должна действовать на отключение только при бросках масла, обусловленных повреждением в трансформаторе.

Дополнительные требования к газовой защите могут быть распространены в первую очередь на ответственные трансформаторы собственного расхода электростанций и другие трансформаторы, эксплуатация которых организована с постоянным дежурством персонала, а также на трансформаторы, не имеющие АВР.



Влияние схемы испытания на величины токов проводимости вилтовых разрядников

Канд. техн. наук Д. В. Шишман

Одним из основных и наиболее простых методов профилактических испытаний вилтовых разрядников серии РВС в условиях эксплуатации является измерение тока проводимости элементов разрядников¹. Это позволяет проверить состояние разрядников с точки зрения герметичности и целостности сопротивлений, шунтирующих искровые промежутки.

Поскольку определяющей является активная составляющая тока, измерения проводимости производятся от источника постоянного тока. Величина напряжения зависит от класса разрядника и для вилтовых разрядников РВС равна произведению числа стандартных комплектов искровых промежутков на 4 кв. Для элементов РВС-30 измерение производится при напряжении 24 кв, а для элементов РВС-15 при напряжении 16 кв. Требуемое постоянное напряжение обычно получают от выпрямительных установок с фильтрами из емкостей для уменьшения пульсаций.

Разрядники РВС, токи проводимости которых измеряются сотнями микроампер, требуют для практически полного сглаживания напряжения (глубина пульсаций выпрямленного напряжения не более 1%) довольно значительных емкостей, достигающих до десятых долей микрофарады. Для таких измерений могут быть использованы любые конденсаторы с достаточно высоким напряжением, например, косинусного типа.

При измерении токов проводимости с малой величиной сглаживающей емкости или при ее отсутствии измеренные величины могут существенно отличаться от значений при чисто постоянном напряжении и предусматриваемых соответствующими инструктивными материалами.

Причина влияния схемы испытания и способа измерения напряжения на величины токов проводимости разрядников РВС

При измерении токов проводимости разрядников при недостаточно сглаженном (пульсирующем) выпрямленном напряжении величина тока зависит от глубины пульсаций напряжения, которая определяется величиной сглаживающей

емкости и схемой выпрямления (одно- или двух-полупериодная), а при измерении напряжения по вольтметру в первичной обмотке испытательного трансформатора — от способа градуировки. Вследствие значительной нагрузки, создаваемой разрядником РВС, градуировку вольтметра следует обязательно выполнять при подключенном разряднике.

Наиболее распространенным способом является градуировка вольтметра при помощи измерительных шаров. Часто для непосредственного измерения высокого напряжения, приложенного к разряднику, применяют электростатический киловольтметр.

Изменение напряжения может быть произведено также при помощи микроамперметра, включаемого через дополнительное измерительное сопротивление, или посредством вольтметра, присоединенного через делитель.

Отличие результатов измерения токов проводимости разрядников при разных способах измерения напряжения при недостаточно сглаженном выпрямленном напряжении вызывается тем, что микроамперметр (или гальванометр) как магнито-электрический прибор реагирует на среднее значение тока, измерительные шары дают амплитуду напряжения, а киловольтметр электростатической системы градуируется в эффективных значениях напряжения. Магнито-электрический вольтметр, присоединенный через делитель напряжения, измеряет среднее значение напряжения, а микроамперметр с дополнительным измерительным сопротивлением — среднее значение тока через измерительное сопротивление, которое зависит от характеристик этого сопротивления.

Ввиду нелинейности тока через шунтирующие сопротивления разрядника в зависимости от глубины пульсаций напряжения соотношение между средним значением тока и амплитудой, эффективным и средним значением напряжения, приложенного к разряднику, изменяется. Для одного и того же разрядника можно измерить различные величины токов проводимости в зависимости от схемы выпрямления и способа измерения напряжения на разряднике. При этом разница между токами проводимости при измерении напряжения различными способами будет тем больше, чем больше будет глубина пульсаций напряжения и чем выше нелинейность шунтирующих сопротивлений разрядника.

¹ В том случае, когда разрядник не имеет шунтирующих сопротивлений, его проводимость называют „током утечки“.

Вычисление величин токов проводимости разрядников РВС при различных схемах испытания и различных способах измерения напряжения

Пусть вольтамперная характеристика шунтирующих сопротивлений разрядника выражается уравнением

$$u = C \cdot i^a; \quad i = A \cdot u^{\frac{1}{a}}.$$

Принимаем, что напряжение на зажимах обмотки высокого напряжения испытательного трансформатора имеет синусоидальную форму².

Выпрямительная установка без сглаживающих емкостей

Среднее значение тока через разрядник, измеряемое микроамперметром, будет при однополупериодной схеме выпрямления:

$$I_{cp} = \frac{1}{T} \int_0^{\frac{T}{2}} i dt = k_1 A U_m^{\frac{1}{a}} = k_1 \cdot I_0,$$

при двухполупериодной схеме выпрямления

$$I_{cp} = \frac{2}{T} \int_0^{\frac{T}{2}} i dt = k_2 A U_m^{\frac{1}{a}} = k_2 \cdot I_0,$$

где k_1 и k_2 — коэффициенты, показывающие отношение тока при одно- и двухполупериодной схемах выпрямления без сглаживающей емкости к величине тока при чисто постоянном напряжении, равном U_m ,

$$k_2 = 2k_1; \quad k_1 = \frac{1}{T} \int_0^{\frac{T}{2}} \sin^{\frac{1}{a}} \frac{2\pi}{T} t \cdot dt.$$

Подставляя $x = \frac{2\pi}{T} t$, имеем:

$$k_1 = \frac{1}{\pi} \int_0^{\frac{\pi}{2}} \sin^{\frac{1}{a}} x dx$$

и выражение может быть проинтегрировано для любых дробных значений x^* , пользуясь формулой

$$\int_0^{\frac{\pi}{2}} \sin^m x \cdot \cos^n x \cdot dx = \frac{\pi}{2^{m+n+1}} \cdot \frac{m!n!}{2! \frac{n}{2}! \frac{m+n}{2}!}.$$

Полагая $n = 0$,

$$\int_0^{\frac{\pi}{2}} \sin^m x \cdot dx = \frac{\pi}{2^{m+1}} \cdot \frac{m!}{\left(\frac{m}{2}!\right)^2},$$

где $m!$, $\frac{n}{2}!$ и т. д. обозначают гамма-функцию

² То-есть не учитываем искажения его вследствие падения напряжения в обмотке и защитном сопротивлении из-за несинусоидальной формы тока через разрядник. Такое допущение тем более справедливо, чем больше мощность испытательного трансформатора.

* Е. Янке и Ф. Эмде, Таблицы функций, Гостехиздат, 1949 г.

от соответственных значений аргумента $m, \frac{n}{2}$ и т. д.

Примем, что коэффициент нелинейности шунтирующих сопротивлений $a = 0,3 \div 0,4$, что приблизительно соответствует изготовляемым в настоящее время разрядникам РВС. Тогда

$$\begin{array}{lll} \text{для } a = 0,3 & k_1 = 0,205, & k_2 = 0,41, \\ \text{для } a = 0,4 & k_1 = 0,23, & k_2 = 0,46. \end{array}$$

Измерение напряжения измерительными шарами

При измерении напряжения, приложенного к разряднику, измерительными шарами или другим способом, измеряющим амплитуду напряжения, например вольтметром, включенным через трансформатор напряжения, устанавливают величину испытательного напряжения по амплитуде напряжения на разряднике. Следовательно, микроамперметр измерит ток, составляющий k_1 или k_2 от тока при чисто постоянном напряжении.

Измерение напряжения киловольтметром

Так как при однополупериодном выпрямлении эффективное значение напряжения в 2 раза, а при двухполупериодном выпрямлении в $\sqrt{2}$ раз меньше амплитуды, то при измерении напряжения на разряднике электростатическим киловольтметром, градуированным в эффективных значениях напряжения, необходимо будет установить напряжение, превышающее напряжение в случае измерительных шаров соответственно в 2 или $\sqrt{2}$ раз.

Следовательно, среднее значение тока, измеренное микроамперметром, составит:

при однополупериодном выпрямлении

$$I_{cp} = k_1 \cdot 2^{\frac{1}{a}} I_0;$$

при двухполупериодном выпрямлении

$$I_{cp} = k_2 \cdot 2^{\frac{1}{2a}} I_0.$$

Измерение напряжения вольтметром с делителем напряжения

При однополупериодном выпрямлении среднее значение напряжения в π раз, а при двухполупериодном выпрямлении в $\frac{\pi}{2}$ раз меньше амплитуды. Поэтому при измерении напряжения магнитоэлектрическим вольтметром с делителем напряжения, реагирующим на среднее значение напряжения, на разряднике будет установлено напряжение, превышающее таковое в случае измерительных шаров соответственно в π и $\frac{\pi}{2}$ раз. Среднее значение тока, измеренное микроамперметром, составит при однополупериод-

ном выпрямлении: $I_{cp} = k_1 \cdot \pi^{\frac{1}{a}} \cdot I_0$, при двухполупериодном выпрямлении: $I_{cp} = k_2 \left(\frac{\pi}{2}\right)^{\frac{1}{a}} \cdot I_0$.

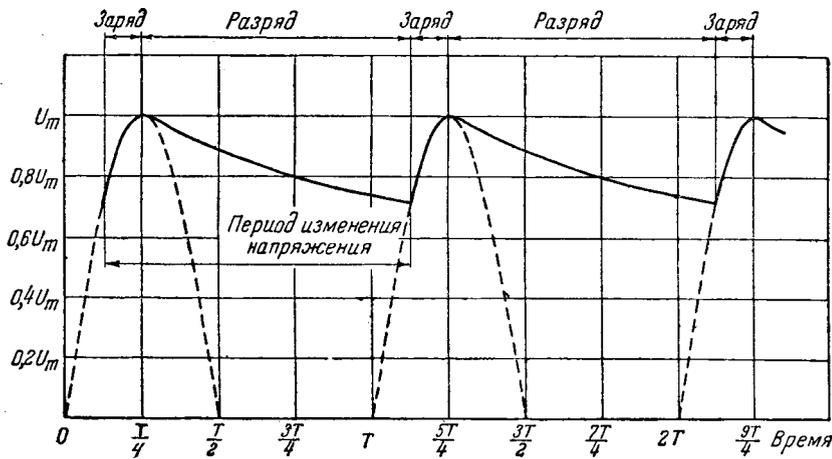


Рис. 1. Форма напряжения на разряднике РВС-30 при однополупериодном выпрямлении и $C = 1000$ мкмкф

Измерение напряжения микроамперметром с дополнительным сопротивлением

Если установление необходимого напряжения на разряднике производится при помощи микроамперметра, включенного через дополнительное измерительное сопротивление с коэффициентом нелинейности α_c , то среднему значению тока I_0 через микроамперметр в цепи сопротивления соответствует амплитуда тока

$$I_m = \frac{1}{k_c} \cdot I_0,$$

где k_c — коэффициент k_1 или k_2 в зависимости от схемы выпрямления при нелинейности сопротивления α_c .

I_m должна соответствовать амплитуда напряжения

$$U_m = \left(\frac{1}{k_c}\right)^{\alpha_c} \cdot U_0.$$

Среднее значение тока через разрядник при этом будет равно

$$I_{cp} = \left(\frac{1}{k_c}\right)^{\frac{\alpha_c}{2}} \cdot k I_0,$$

где k — коэффициент k_1 или k_2 в зависимости от схемы выпрямления.

Если коэффициенты нелинейности дополнительного измерительного сопротивления и шунтирующих сопротивлений измеряемого разрядника одинаковы, то результат измерения тока про-

водимости будет такой же, как при постоянном неп пульсирующем напряжении.

Результаты вычисления величин токов проводимости разрядников РВС в % от величины тока при постоянном неп пульсирующем напряжении при различных способах измерения напряжения в схемах выпрямления без сглаживающих емкостей приведены в таблице.

Из приведенных в таблице цифр следует, что при отсутствии сглаживающей емкости величина тока проводимости разрядника РВС будет отличаться от величины тока, измеренной при постоянном неп пульсирующем напряжении, при любом способе измерения напряжения по току

микроамперметра, включенного через добавочное измерительное нелинейное сопротивление при близком совпадении коэффициентов нелинейности измерительного сопротивления и шунтирующих сопротивлений измеряемого разрядника.

Выпрямительная установка со сглаживающей емкостью

Для вычисления величины измеряемого микроамперметром тока проводимости разрядника необходимо знать характер изменения приложенного к разряднику напряжения. Форма этого напряжения определяется процессами заряда и разряда сглаживающей емкости.

При применяемых обычно величинах зарядных сопротивлений порядка десятков тысяч ом можно принять, что заряд сглаживающей емкости происходит мгновенно, и форма напряжения на разряднике во время протекания тока через вентиль синусоидальная:

$$u_c = U_m \cdot \sin \frac{2\pi}{T} t.$$

Форма напряжения в промежутки времени, когда вентиль не пропускает тока, определяется процессом разряда емкости через нелинейное сопротивление разрядника, величина которого в свою очередь зависит от приложенного к нему напряжения:

$$u_c = U_m \cdot e^{-\frac{t - T/A}{C \cdot R_p}}; R_p = f(u_c).$$

На рис. 1 представлен ход кривой выпрямленного напряжения при наличии сглаживающей емкости.

Способ измерения напряжения	На что реагирует устройство, измеряющее напряжение	Схема выпрямления, %	
		однополупериодная	двухполупериодная
Измерительные шары	Амплитуду напряжения	20,5—23	41—46
Киловольтметр	Эффективное значение напряжения	205—130	130—110
Магнитоэлектрический вольтметр с делителем напряжения	Среднее значение напряжения	920—400	180—140
Микроамперметр с добавочным нелинейным сопротивлением $\alpha_c = 0,35$	Среднее значение тока через добавочное сопротивление	120—90	110—95

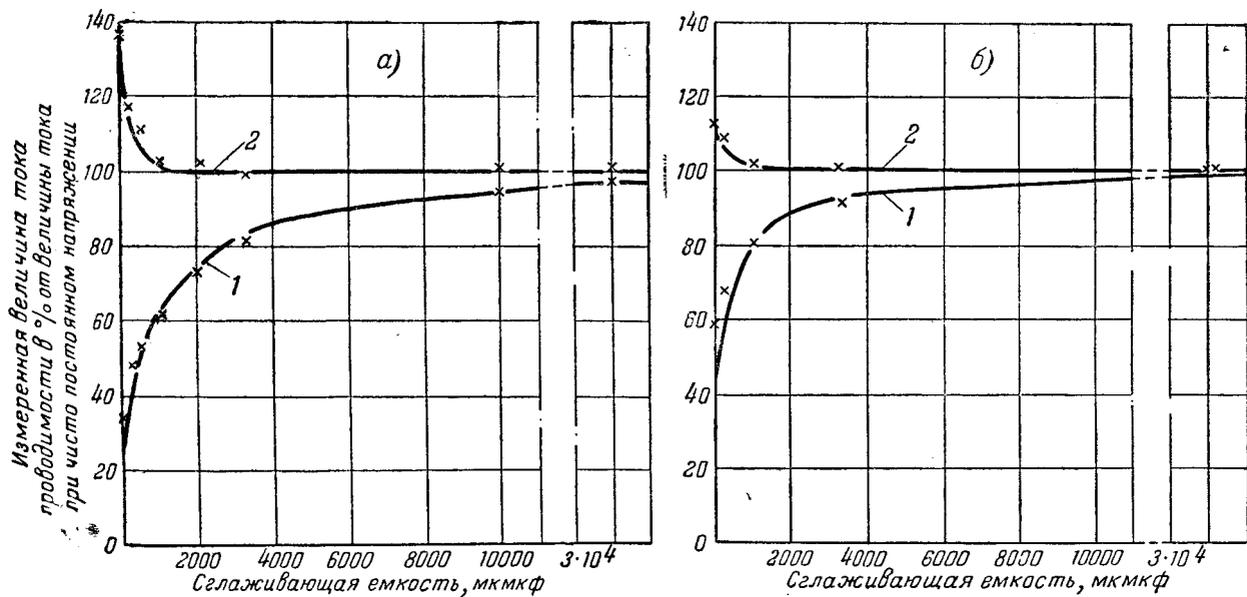


Рис. 2. Влияние величины сглаживаемой емкости и способа измерения высокого напряжения на величину тока проводимости РВС-30. Крестиками обозначены экспериментальные точки.
a — однополупериодное выпрямление; *b* — двухполупериодное выпрямление.
 1 — градуировка схемы измерительными шарами; 2 — градуировка схемы киловольтметром.

Ввиду нелинейности сопротивления разрядника расчет формы напряжения выполнялся лишь для конкретных численных примеров по методу последовательных интервалов. Величина интервала принималась тем меньшей, чем меньше величина сглаживающей емкости. Вычисление среднего значения тока через разрядник производилось путем суммирования протекшего через разрядник количества электричества в течение одного периода и отнесения его к длительности периода. Такие расчеты были произведены для различных величин сглаживающих емкостей при однополупериодной и двухполупериодной схемах выпрямления. Величина интервала принималась 1 000 мксек и больше. Так как величина сопротивления разрядника вычислялась для начала каждого интервала, то получались несколько преуменьшенные значения тока относительно истинных величин. Это отклонение было бы тем меньше, чем меньше принятая величина интервала и чем больше величина сглаживающей емкости. Путем суммирования квадрата напряжения на отдельных интервалах были вычислены также эффективные значения напряжения на разряднике, посредством которых определялись величины тока, которые получатся в случае измерения напряжения электростатическим киловольтметром.

Результаты вычисления величин токов проводимости разрядников РВС-30 в случае одно- и двухполупериодной схем выпрямления при измерении напряжения посредством измерительных шаров и электростатического киловольтметра изображены в виде кривых на рис. 2**.

Так как у разрядников РВС-15 величина шунтирующего сопротивления в 1,5 раза меньше, чем у РВС-30, то соответствующие величины тока проводимости будут иметь место при

** Вычисления произведены для коэффициента нелинейности шунтирующих сопротивлений разрядника $\alpha = 0,33$.

сглаживающих емкостях в 1,5 раза большей величины, чем у РВС-30.

Измерения величин токов проводимости разрядников РВС при различных схемах испытания и различных способах измерения напряжения

Измерения производились при однополупериодной и двухполупериодной схемах выпрямления с различными величинами сглаживающих емкостей³.

Напряжение определялось вольтметром на первичной стороне испытательного трансформатора, проградуированном тремя различными способами:

- а) измерительными шарами диаметром 20 мм;
- б) электростатическим киловольтметром;
- в) магнитоэлектрическим микроамперметром, включенным через дополнительное нелинейное измерительное сопротивление, составленное из таких же сопротивлений, как шунтирующие сопротивления разрядников.

Градуировка выполнялась с присоединением нагрузки в виде разрядника данного типа. Схема испытательной установки изображена на рис. 3.

Все измерения были выполнены на 4 элементах разрядников РВС-30 и 4 элементах разрядников РВС-15.

Результаты, полученные на различных образцах разрядников одного и того же типа, отличались друг от друга не более чем на 3—5%. На рис. 1 даны средние значения по 4 элементам РВС-30 в процентах от величины тока при чисто постоянном напряжении.

Измерение тока проводимости разрядника РВС-30 при однополупериодной схеме выпрямления без сглаживающей емкости при градуи-

³ Измерения производил инж. М. И. Пиковский под руководством автора.

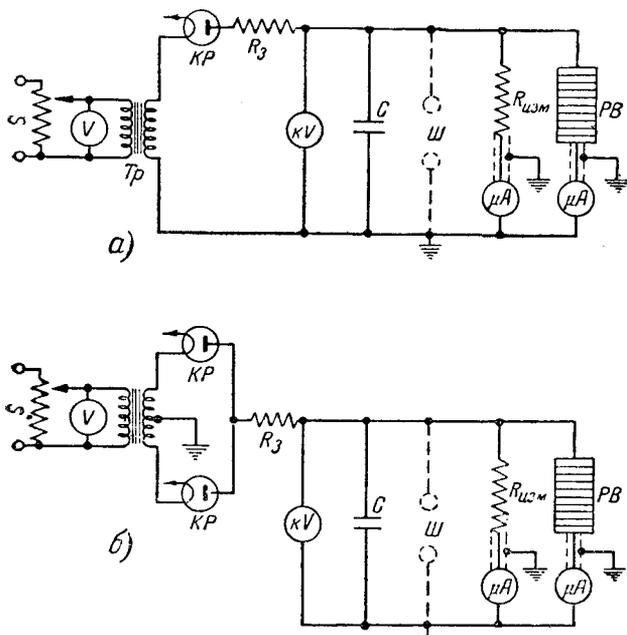


Рис. 3. Схемы испытательных установок при измерении токов проводимости разрядников.

a — однополупериодное выпрямление; *b* — двухполупериодное выпрямление.

Tr — испытательный трансформатор рентгеновского типа 110 кВ/220 А; *KP* — кенотрон КР-110; *R₃* — зарядное сопротивление 60 000 Ом; *кV* — электростатический киловольтметр 0—30 кВ; *C* — сглаживающая емкость; *Ш* — измерительные шары диаметром 20 мм; *R_{нзм}* — измерительное нелинейное сопротивление; *μA* — магнитоэлектрический микроамперметр типа М-15; *V* — электромагнитный вольтметр класса 0,2; *PB* — измеряемый вилитовый разрядник.

ровка установки измерительными шарами дало величину тока проводимости, составляющую 27% от тока при чисто постоянном напряжении. Это согласуется с нашими данными, так как в этом случае собственная емкость схемы из-за отсутствия кенотрона в цепи высокого напряжения была значительно меньше. Хорошее совпадение опытных и расчетных данных подтверждает правильность приведенного анализа. Такое же совпадение опытных и расчетных данных получилось также и для РВС-15.

Выводы

1. При измерении токов проводимости вилитовых разрядников РВС на выпрямительной установке с недостаточно сглаженным напряже-

нием результат измерения зависит от глубины пульсаций напряжения, т. е. от величины сглаживающей емкости и схемы выпрямления, а также от способа измерения высокого напряжения.

2. При сильно пульсирующем напряжении удовлетворительный результат возможно получить лишь путем измерения тока микроамперметром, включенным через дополнительное нелинейное сопротивление, с таким же коэффициентом нелинейности, как у шунтирующих сопротивлений разрядника⁵.

3. Наиболее распространенный способ измерения высокого напряжения при помощи измерительных шаров дает при недостаточно сглаженном напряжении пониженные величины токов проводимости по сравнению с чисто постоянным напряжением. Отклонение получается тем более, чем меньше сглаживающая емкость и чем меньше показатель нелинейности шунтирующих сопротивлений разрядников. Особенно большие отклонения получаются при однополупериодной схеме выпрямления.

4. Для достаточного полного сглаживания напряжения рекомендуется применять емкость порядка 0,05—0,1 мкФ, при меньших сглаживающих емкостях предпочтительнее пользоваться двухполупериодным выпрямлением.

5. Основным критерием состояния разрядника при профилактических испытаниях в эксплуатации должно служить сопоставление величин токов проводимости разных образцов и сравнение результатов повторных измерений одного и того же образца через некоторый промежуток времени при идентичной схеме испытания.

6. Для дополнительного контроля герметичности конструкции разрядника в эксплуатации полезно производить измерение сопротивления разрядников мегомметром. Уменьшение сопротивления при повторных измерениях будет служить указанием на проникновение внутрь разрядника влаги. Нормальные разрядники имеют сопротивление не менее 500—1 000 мгом.

⁵ Этот метод измерения рекомендуется также заводом „Пролетарий“, которым изготавливаются требуемые для этого сопротивления.



Автоматическое повторное включение — основное средство борьбы с грозowymi авариями на линиях электропередачи с низким „защитным уровнем“

Инж. П. А. Юриков

Относительное число грозowych отключений от общего количества отключений линий электропередачи весьма велико и составляет: для линий 220 кВ — 70—80%; для линий 110—35 кВ — 45—50%. Поэтому задача борьбы с грозowymi отключениями линий электропередачи является важной и настоятельно требует своего разрешения.

Опыт эксплуатации высоковольтных линий электропередачи показал¹, что лучшей защитой их от грозowych поражений является тросовая защита. Линии, защищенные тросом и имеющие «защитный уровень» порядка 200 кА, а защитный угол 20°, практически вполне грозоупорны, но стоимость этой защиты сравнительно высока. Другие существующие способы защиты, как то: трубчатые разрядники, дугогасящие катушки, деревянные опоры, более дешевые, но они значительно повышают «защитный уровень» линий и не обеспечивают должной их грозоустойчивости. Линии, имеющие подобную защиту, при грозах часто отключаются.

Так как грозowych отключения линии электропередачи в большинстве случаев (100% линий 220 кВ, 90% линий 110 кВ и 70% линий 35 кВ) не сопровождаются «устойчивыми» короткими замыканиями и после отключения могут включаться снова в работу, то в борьбе с этими отключениями оказалось весьма эффективным средством автоматическое повторное включение (АПВ), которое особенно приемлемо для оборудования линий с низким «защитным уровнем» — без троса.

Оборудование линий АПВ обходится сравнительно недорого, не требует вывода линии из эксплуатации и дает значительный эффект. Этим объясняется быстрое оснащение АПВ линий электропередачи, находящихся в эксплуатации.

Быстрота роста установки АПВ в энергосистеме, начиная с 1945 г., приводится в табл. 1

(количество установленных комплектов АПВ по состоянию на 1/1 1950 г. принято за 100%).

Таблица 1

Год	Комплекты АПВ на линиях электрпередачи, %			
	220 кВ	110 кВ	35 кВ	Всего
1945	0	3	11	14
1946	1	8	15	24
1947	1	12	17	30
1948	4	25	26	55
1949	5	27	42	74
1950	5	29	66	100

Из таблицы следует, что за последние 6 лет количество установленных комплектов АПВ на линиях электропередачи возросло более чем в 7 раз.

Эффективность применения АПВ в борьбе с грозовой аварийностью на линиях электропередачи видна из табл. 2, где приведены показатели грозовой устойчивости линий электропередачи разных напряжений с низким «защитным уровнем» (без троса). Удельное число отключений дано без учета работы АПВ и с учетом их работы за последние 5 лет.

Из табл. 2 видно, что благодаря оснащению линий электропередачи АПВ удельное число перерывов работы линий из-за грозowych отключений их из года в год снижается и в грозовом сезоне 1950 г. на некоторых типах линий все отключившиеся линии были АПВ удержаны в работе.

В табл. 3 приводится сводка случаев неудачной работы АПВ при грозowych разрядах в линии, имевших место за последние 5 лет по разным причинам (1946—1950 гг.).

Из табл. 3 видно, что на линиях электропередачи 220 и 110 кВ основной причиной отказа в работе АПВ является неудовлетворительная их эксплуатация, тогда как на линиях электропередачи 35 кВ отказы в работе АПВ объясняются

¹ В. А. Вершков и П. А. Юриков, Некоторые вопросы грозозащиты линий электропередачи 220 кВ, «Электрические станции», № 6, 1949 г., П. А. Юриков, Грозоупорность линий электропередачи 110 кВ, «Электрические станции», № 9, 1950 г.

Таблица 2

Тип линий	Номинальное напряжение, кВ	Удельное количество отключений по годам на 100 км и 20 грозовых дней в году									
		1946 г.		1947 г.		1948 г.		1949 г.		1950 г.	
		Без учета работы АПВ	С учетом работы АПВ	Без учета работы АПВ	С учетом работы АПВ	Без учета работы АПВ	С учетом работы АПВ	Без учета работы АПВ	С учетом работы АПВ	Без учета работы АПВ	С учетом работы АПВ
На металлических опорах без троса	220	2	1	4,4	2,64	4,1	0,91	2,86	1,76	5,5	1,4
На деревянных опорах без троса	110	0,67	0,45	1,16	0,77	1,8	1,3	1,2	0,33	1	0,0
На смешанных опорах без троса	110	0,6	0,36	2,14	1,2	0,36	0,29	1,0	0,2	2,7	0,0
На деревянных П-образных опорах без троса	35	0,08	0,0	0,14	0,14	0,2	0,15	0,2	0,2	0,15	0,15
На деревянных опорах старых конструкций частично с металлическими траверсами без троса	35	1,6	1,6	0,0	0,0	2,4	0,8	0,95	0,32	1,89	0,63
На смешанных опорах без троса	35	2,38	2,0	0,74	0,74	2,76	2,76	1,8	1,0	0,57	0,0

Таблица 3

Тип линий	Номинальное напряжение, кВ	АПВ отключено (ремонт выключателя), %	Дефекты в схемах АПВ, %	Отказ релейной защиты, %	Отказ привода выключателя, %	Неудовлетворительное регулирование контактов на валу выключателя, %	Устойчивое короткое замыкание, %	Блокировка АПВ при многофазном токе короткого замыкания, %	Из-за режима работы системы, %	Всего, %
На металлических опорах без троса	220	44,1	34,4	—	4,3	8,6	4,3	—	4,3	100
На деревянных опорах без троса	110	66,8	16,6	—	16,6	—	—	—	—	100
На смешанных опорах без троса	110	38,4	23,1	15,4	7,7	—	—	15,4	—	100
На деревянных П-образных опорах без троса	35	—	—	—	—	—	100	—	—	100
На деревянных опорах старых конструкций частично с металлическими траверсами без троса	35	—	—	33,5	—	—	66,5	—	—	100
На смешанных опорах без троса	35	—	—	—	—	—	100	—	—	100

устойчивыми короткими замыканиями с перегоранием проводов и падением их на землю.

Приведенный анализ работы АПВ за последние 5 лет на линиях электропередачи с низким «защитным уровнем» при грозовых разрядах показывает, что ввиду высокой эффективности работы АПВ его следует считать основным средством в борьбе с грозовыми авариями на линиях этого типа.

Для дальнейшего повышения эффективности работы АПВ нужно вести работу в следующих направлениях:

1) улучшить эксплуатацию АПВ, установленных на линиях электропередачи 110—220 кВ;

2) продолжать совершенствование схем АПВ;

3) повышать термическую устойчивость линий электропередачи путем увеличения сечения проводов и сокращения времен релейных защит при отключении токов короткого замыкания;

4) заменять имеющиеся медленнодействующие релейные защиты в сетях 35 кВ на быстродействующие;

5) внедрять в эксплуатацию воздушные выключатели;

6) увеличивать скорости отключения тока короткого замыкания масляными выключателями;

7) разрабатывать новые конструкции защитной арматуры.

□ □ □

Реле для дифференциальной защиты трансформаторов с быстронасыщающимися трансформаторами и торможением

Инж. О. А. Гильчер, инж. В. З. Никитский и инж. Х. Д. Шлейфман

В эксплуатации дифференциальных защит силовых трансформаторов, выполненных в виде дифференциальной отсечки с относительно небольшим током трогания, в некоторых случаях отмечались срабатывания защиты от токов небаланса при внешних коротких замыканиях. Ток небаланса при этом достигал величины $1,5-2 I_n$ защищаемого трансформатора. Вместе с тем, по условиям соотношения токов короткого замыкания и мощности защищаемого трансформатора оказывалось недопустимым понижение чувствительности защиты.

Таким образом, в некоторых случаях для исполнения чувствительной дифференциальной защиты требуется применение дифференциальных реле с торможением. Что касается способа отстройки от бросков намагничивающего тока, то наиболее эффективным является вариант защиты с быстронасыщающимся трансформатором (БНТ)¹.

Наиболее простым и удовлетворительным решением вопроса является, очевидно, получение реле, совмещающего оба указанных свойства. Подобное реле было разработано авторами статьи в ЦЛЭМ Мосэнерго.

Электромагнитное дифференциальное тормозное реле (ЭДТ) с БНТ выполнено на базе магнитных систем реле типа ЭТ-500. Реле имеет две магнитные системы — одну рабочую, вторую тормозную. Якори обеих систем насажены на общую ось, образуя одну подвижную систему, на которую действует разность моментов — рабочего и тормозного. Рабочая обмотка реле питается через промежуточный трансформатор (БНТ). Тормозная обмотка реле подключается через промежуточный насыщающийся трансформатор (тормозной трансформатор — ТТ). Последний необходим для предотвращения отказа защиты при коротких замыканиях в защищаемой зоне в случае одностороннего питания силового трансформатора, когда ток в рабочей обмотке ограничивается БНТ, а ток в тормозной обмотке при отсутствии насыщающегося тормозного

трансформатора может оказаться настолько большим, что заблокирует реле.

Тормозной промежуточный насыщающийся трансформатор выполнен с двумя первичными обмотками, которые включаются в плечи дифференциальной защиты. К его вторичной обмотке подсоединяется тормозная катушка реле. Такое выполнение тормозного трансформатора позволяет применить реле с одной тормозной обмоткой. Схема включения токовых цепей защиты, кинематическая схема реле и его внешний вид показаны на рис. 1—3.

Теория применения БНТ в качестве элемента отстройки от бросков тока намагничивания уже излагалась на страницах журнала². Поэтому ниже рассматриваются лишь два принципиальных вопроса: выбор основного параметра рабочего БНТ — расчетной магнитной индукции в его сердечнике при токе трогания реле — $B_{расч}$ и согласование характеристик зависимости э. д. с. вторичной обмотки от тока в первичной обмотке — $e_2 = f(I_1)$ рабочего и тормозного трансформаторов.

При выборе величины расчетной индукции следует учитывать два основных фактора, определяющих эффективность БНТ как фильтра асимметричных токов. Это, во-первых, величины сопротивления ветви намагничивания БНТ — Z_μ (или магнитной проницаемости стали БНТ) при токе трогания, когда $B = B_{расч}$; в этом случае желательно иметь $\mu_1 < \mu_{макс}$ или $Z_\mu < Z_{\mu, макс}$ (рис. 4) и, во-вторых, при асимметричном токе, содержащем апериодическую составляющую, когда $B = B_2$; в этом случае необходимо иметь $\mu_2 \approx \mu_{мин}$ или $Z_\mu \approx Z_{\mu, мин}$.

С другой стороны, эффективность БНТ определяется относительной величиной перепада индукции за цикл намагничивания сердечника БНТ при броске асимметричного тока, протекающего по его первичной обмотке, например, бросок тока намагничивания при включении силового трансформатора на холостой ход. При этом рассматривается случай, когда амплитудное значение этого тока в первый полупериод равно амплитудному значению тока трогания реле. Соответ-

¹ М. И. Царев, Дифференциальная защита генераторов с вспомогательными быстронасыщающимися трансформаторами, „Электрические станции“, № 7, 1949 г.

² См. статьи И. Д. Кутявина и М. И. Царева, „Электрические станции“, № 8, 1946 г. и № 7, 1949 г.

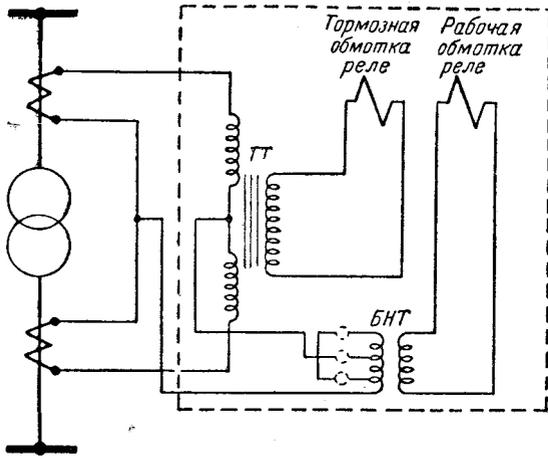


Рис. 1. Схема включения токовых цепей защиты.

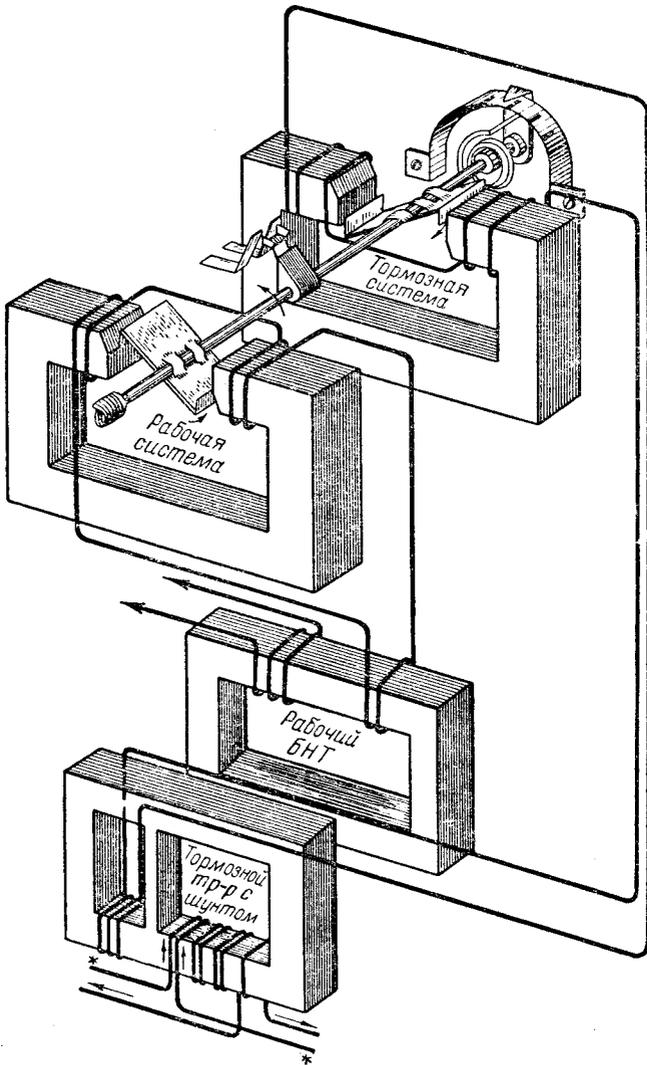


Рис. 2. Электрокинематическая схема реле ЭДТ с БНТ.

ствующее значение индукции в БНТ при этом $V_{\text{макс}} = V_{\text{расч}}$. Что касается величины μ или Z_n , то, очевидно, для получения в одном случае $Z_n < Z_{n, \text{макс}}$ на спадающей части характеристики $Z_n = f(AW_{y\partial})$, а в другом случае $Z_n = Z_{n, \text{мин}}$ нужно выбрать величину расчетной индукции, близкой к пределу насыщения. В этом случае, как показывают характеристики БНТ $B =$

$= f(AW_{y\partial})$ и $\mu = f(AW_{y\partial})$ (рис. 4), при токе трогания ($B = B_{\text{расч}}$) магнитная проницаемость, а следовательно, сопротивление ветви намагничивания БНТ Z_n будет меньше своего максимального значения. При протекании в первичной обмотке БНТ тока, содержащего аperiodическую составляющую и несколько превышающего ток трогания реле (соответствующие удельные ампервитки — AW_2) трансформатор переходит в режим насыщения. Сопротивление ветви намагничивания при этом резко снижается и в нее направляется большая часть тока, содержащего аperiodическую составляющую (см. схему замещения рис. 4). Соответственно в цепь вторичной обмотки БНТ, куда включается обмотка реле, попадает лишь часть тока, значительно меньшая тока трогания реле.

Таким образом определяется нижний предел величины расчетной индукции. Последняя должна быть, очевидно, больше индукции, соответствующей максимальной магнитной проницаемости $\mu_{\text{макс}}$ или максимальному сопротивлению намагничивания, т. е. $B_{\text{расч}} > B_{\mu, \text{макс}}$. Для трансформаторной стали марки ЕС4-А, использованной для изготовления БНТ, величина $B_{\mu, \text{макс}} = 7000$ гаусс.

Вторым фактором, определяющим расчетную индукцию, является величина перепада индукции, характеризуемая отношением

$$\frac{B_r}{B_{\text{расч}}},$$

где B_r — величина остаточной индукции для данного значения $B_{\text{макс}}$ (рис. 5); $B_{\text{расч}} = B_{\text{макс}}$ — амплитудное значение индукции в стали БНТ, соответствующее броску асимметричного тока.

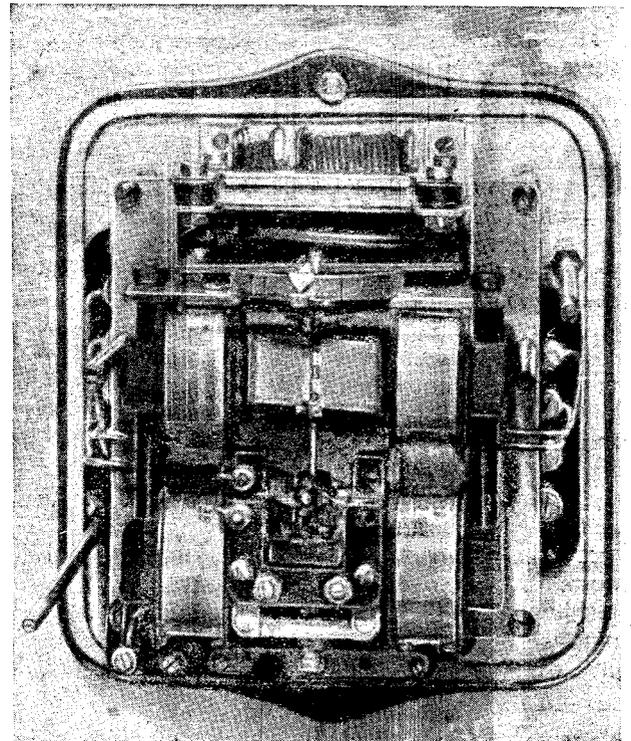


Рис. 3. Внешний вид тормозного реле.

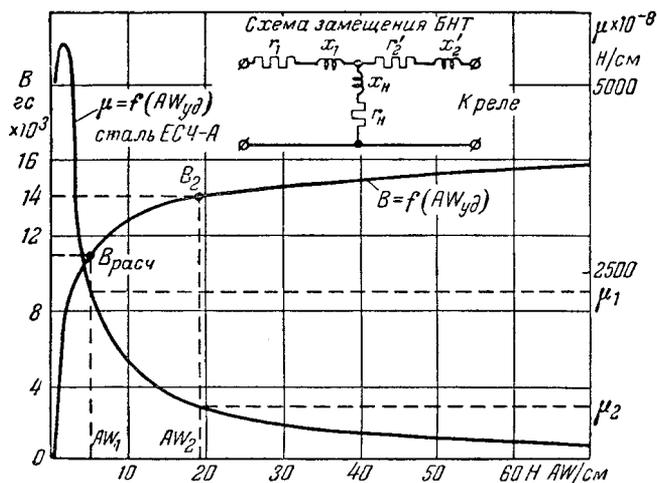


Рис. 4. Характеристики намагничивания и магнитной проницаемости стали ЕС4-А.

Так как величина вторичного тока БНТ i_2 пропорциональна изменению индукции трансформатора, то наибольшая величина отношения $\frac{B_r}{B_{расч}}$ определяет наименьший вторичный ток БНТ. Как известно, каждому значению $B_{расч}$ соответствует своя петля гистерезиса с соответствующим отношением $\frac{B_r}{B_{расч}}$.

Лабораторией ТЭП были проведены испытания, показавшие, что отношение $\frac{B_r}{B_{расч}}$ достигает наибольших значений для трансформаторной стали при индукциях $(10 \div 12) \cdot 10^3$ гаусс. Таким образом, при выборе $B_{расч}$ следует сопоставлять два условия, определяющих качество БНТ как фильтра асимметричных токов:

$$B_{расч} > B_{r, макс}$$

и

$$12 \cdot 10^3 > B_{расч} > 10 \cdot 10^3 \text{ гаусс.}$$

При выборе $B_{расч}$ необходимо учитывать также степень надежности работы реле, подключенного ко вторичной обмотке БНТ. Степень надежности будет определяться коэффициентом запаса $K_{зап} = \frac{i_2 макс}{i_{тр}}$, т. е. отношением максимального вторичного тока БНТ, обусловленного индукцией насыщения, к току трогания реле, которому соответствует величина расчетной индукции. Коэффициент запаса принимается $K_{зап} = 1,5 \div 1,75$.

В процессе разработки были произведены испытания реле как в лаборатории, так и на станции с различными вариантами быстронасыщающихся трансформаторов.

При испытаниях определялась степень загробления реле, питаемого через БНТ, при переходе от питания первичной обмотки БНТ синусоидальным током к несинусоидальному. Кроме того, определялась степень надежности отстройки реле от бросков тока намагничивания при включении силового трансформатора на холостой ход.

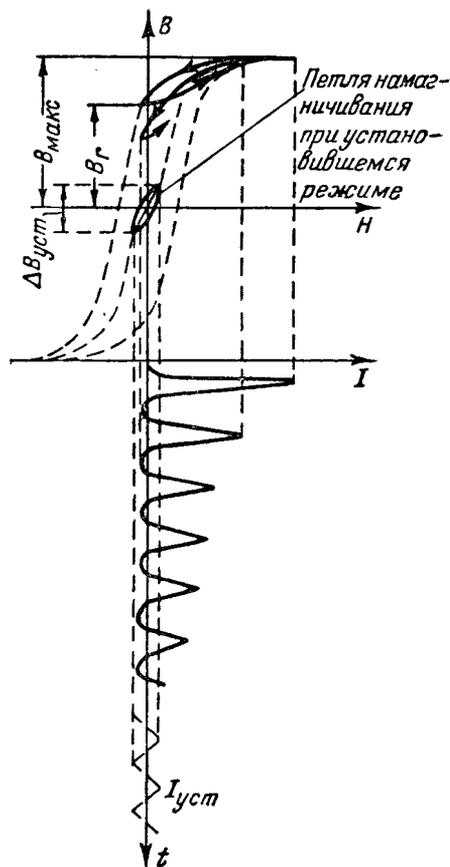


Рис. 5. Намагничивание БНТ вторичным током трансформаторов тока при включении силового трансформатора на холостой ход.

В результате было принято значение расчетной индукции в БНТ, выполненном на стали ЕС4-А, равное 11 000 гаусс.

Число витков вторичной обмотки БНТ определялось из известного выражения:

$$W_2 = \frac{i_{тр} Z_2 10^8}{4 \cdot K f S B_{расч}}$$

Вторым вопросом является согласование характеристик $e_2 = f(I_1)$ рабочего БНТ и тормозного промежуточного насыщающего трансформатора.

Для обеспечения достаточного процента торможения при больших токах короткого замыкания величина индукции при токе во вторичной обмотке тормозного трансформатора $i_2 торм = i_{тр}$ выбирается равной $(50 \div 60) \% B_{расч}$, т. е. $(5,5 \div 6) \cdot 10^3$ гаусс.

Кроме того, для увеличения процента торможения при больших токах короткого замыкания без одновременного значительного загробления реле при малых токах, тормозной трансформатор выполняется с магнитным шунтом. При малых токах, когда шунт не насыщен, в него ответвляется значительная часть потока, и ток во вторичной обмотке трансформатора и реле i_p незначителен. Сечение шунта рассчитано таким образом, чтобы при первичном токе 10 а шунт насыщался. Таким образом, при больших токах почти весь поток проходит в сердечник, на кото-

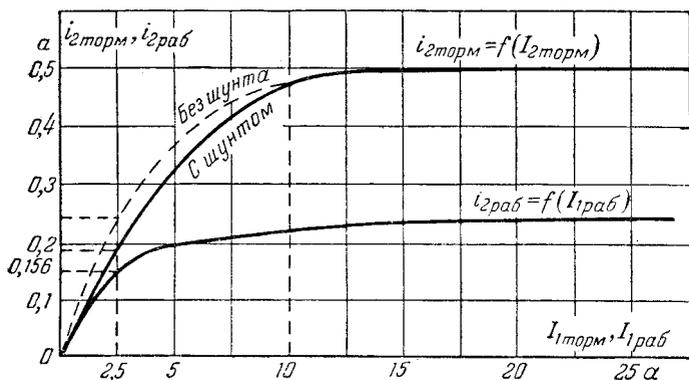


Рис. 6. Характеристики тормозного трансформатора и рабочего БНТ.

ром расположена вторичная обмотка. Ток в тормозной обмотке, а следовательно, и коэффициент торможения достигают значительных величин. При токе $45 \div 50$ а в первичной обмотке тормозного трансформатора коэффициент торможения достигает 35%.

Для возможности регулировки чувствительности реле первичная обмотка рабочего БНТ имеет отпайки, выведенные на штепсельный мостик в нижней части реле.

Ток трогания реле при двухстороннем питании короткого замыкания в защищаемой зоне может устанавливаться изменением положения отпаяк, равным $2,5-3-3,5$ а. При одностороннем питании ток трогания реле соответственно увеличивается до $3,5-5$ а.

Работа контактов реле ЭДТ с БНТ по сравнению с обычными реле типа ЭТ-500 в отношении вибрации и искрения контактов значительно надежнее вследствие небольших значений момента на якоре. При сколь угодно больших значениях тока короткого замыкания кратность тока в рабочей обмотке благодаря наличию промежуточного БНТ не превышает величины $1,75 i_{\text{тр}}$.

Потребление реле составляет для тормозной системы 3 ва и для рабочей (дифференциальной) системы 15 ва. Время действия реле не превышает трех периодов.

Характеристики рабочего и тормозного трансформаторов $i_2 = f(I_1)$ и тормозные характеристики реле $K_{\text{торм}} = f(I_{\text{торм}})$ и $I_{\text{раб}} = f(I_{\text{торм}})$ даны на рис. 6 и 7.

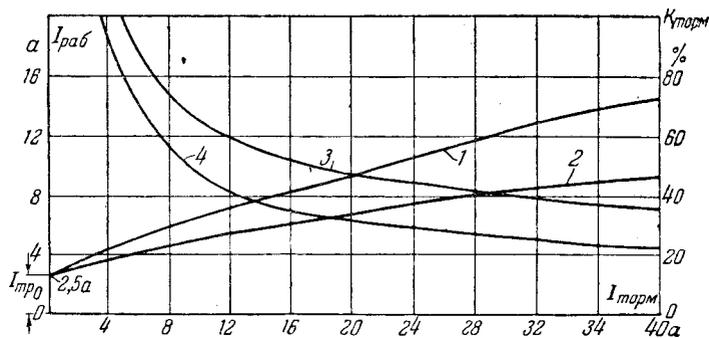


Рис. 7. Тормозные характеристики реле ЭДТ с БНТ.

1 — $I_{\text{раб}} = f(I_{\text{торм}})$ при включении двух тормозных обмоток; 2 — $I_{\text{раб}} = f(I_{\text{торм}})$ при включении одной тормозной обмотки; 3 — $K_{\text{торм}} = f(I_{\text{торм}})$ при включении двух тормозных обмоток; 4 — $K_{\text{торм}} = f(I_{\text{торм}})$ при включении одной тормозной обмотки.

Как показывают кривые $I_{\text{раб}} = f(I_{\text{торм}})$ и $K_{\text{торм}} = f(I_{\text{торм}})$, при обтекании током только одной первичной обмотки тормозного трансформатора коэффициент торможения уменьшается не вдвое, а лишь на 25—30%. Таким образом, если при участии обеих первичных обмоток и при токе 40 а $K_{\text{торм}}$ составлял 35%, то при одной первичной обмотке он уменьшается только до 25—22%.

Следовательно, при применении реле ЭДТ с БНТ для защиты трехобмоточных трансформаторов с двухсторонним фиксированным питанием в случае участия только одной первичной обмотки тормозного трансформатора в создании торможения защита сохраняет достаточную селективность к сквозным коротким замыканиям.

Как показали результаты станционных испытаний, при коротком замыкании вне зоны защиты с токами до 45 а во вторичной обмотке трансформаторов тока защиты, реле надежно отстроено от токов небаланса.

При коротком замыкании в зоне защиты и двухстороннем питании, как показывают характеристики, защита представляет собой чувствительную дифференциальную отсечку с током трогания $2,5-3,5$ а.

Комплект защиты состоит из трех реле. Реле вместе с рабочим и тормозным БНТ смонтировано в общем кожухе реле типа ИМ-140.



ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Гашение извести с малыми отходами

В приготовлении извести как вяжущего материала для строительных целей имеют большое значение способы помола и гашения. Этими двумя производственными процессами определяются качество и стоимость готового продукта. Задача сводится к тому, чтобы получить известь с наибольшей активностью и минимальными отходами. Эта задача решается в настоящее время внедрением сухого помола, а также и мокрого, совмещенного с процессом гашения.

Основными недостатками еще достаточно широко применяемого старого способа гашения извести-кипелки в известковом тесте являются необходимость длительного выдерживания теста в хранилищах и большие отходы, особенно при использовании доломитизированных известняков.

Эти недостатки в значительной мере устраняются при использовании машин ЮЗ и С-233, несложных по конструкции и удобных в эксплуатации.

Машина ЮЗ работает по принципу мокрого помола извести-кипелки посредством бегунов. При этом способе, совмещающем гидратацию с интенсивным измельчением, происходит гашение всей активной извести без потерь. Частицы выходят крупностью не более 0,6 мм и поэтому длительного выдерживания известкового теста в хранилище не требуется.

К недостаткам указанной машины следует отнести большой вес, частое заклинивание бегунов при попадании крупных кусков между торцевой поверхностью бегуна и стенкой резервуара, а также неудобство ремонта, монтажа и демонтажа внутренних элементов.

Машина С-233, выполненная Министерством строительного и дорожного машиностроения, работает по тому же принципу, что и машина ЮЗ, но отличается от последней конструктивным оформлением, устраняющим ряд недостатков.

Указанные машины имеют следующую характеристику:

	Машина ЮЗ	Машина С-233
Производительность, <i>т/час</i>	2—3	2
Мощность и скорость вращения <i>квт/об/мин:</i>		
основного электродвигателя,	6 970	6/1 460
электродвигателя транспортера	—	1, 1/1 440
Габаритные размеры, <i>мм:</i>		
длина	2 634	8 130
ширина	3 080	2 240
высота	2 588	2 000
Вес, <i>кг</i>	4 248	2 500
Способ загрузки	Скипом или транспортером	Транспортером
Максимальный размер кусков извести, <i>см</i>	20	20
Способ размол	Мокрый	Мокрый

Как отмечалось выше, гашение извести, выжигаемой из доломитизированных известняков обычным способом, дает большой отход и, кроме того, она не выдерживает длительного хранения в известковых ямах.

Это происходит потому, что доломитизированные известняки кроме CaCO_3 содержат значительное количество MgCO_3 .

Температура разложения MgCO_3 при обжиге равна 600—650° С, тогда как CaCO_3 разлагается при 900—1 300° С. Если обжигать такие известняки при 600—650° С, то CaCO_3 окажется совершенно неразложившимся, а если обжигать известняки при температуре более высокой, то MgO оказывается пережженной и гасится медленно. При температурах обжига, близких к 1 400° С, MgO теряет способность гаситься.

Поэтому, как правило, негашеная известь из доломитизированных известняков содержит часть неразложившегося углекислого кальция и медленно гасящуюся окись магния, что дает большие отходы при гашении в обычных гидраторах.

Известь из доломитизированных известняков, не содержащих глинистых примесей, не обладает гидравлическими свойствами и хранение ее в ямах может быть длительным.

Глинистые примеси придают магниальной извести гидравлические свойства, и тогда она не допускает длительного хранения.

Указанные машины ЮЗ и С-237 позволяют более рационально использовать для строительства также и доломитизированную известь, обладающую и гидравлическими свойствами, с применением легко осуществимых на стройке дополнительных устройств.

Применительно к машине ЮЗ гашение доломитизированной извести может быть осуществлено по схеме, показанной на рис. 1. По этой схеме известковое молоко насосом РН-2 подается непосредственно в растворный узел. Опыт показал, что использование сразу же после гашения известкового молока, пропущенного через сетку с отверстиями в 0,6 мм, не вызывает деформации растворов после нанесения их на поверхность. При этом необходимо учитывать количество воды, содержащейся в известковом молоке.

На этой же машине можно организовать в опытном порядке получение молотой негашеной извести по схеме рис. 2. В этом случае необходимо установить циклон, вентилятор и воздухопроводы. Герметичность резервуара достигается устройством заслонки в загрузочном отверстии и сальника в месте пересечения вертикального вала машины

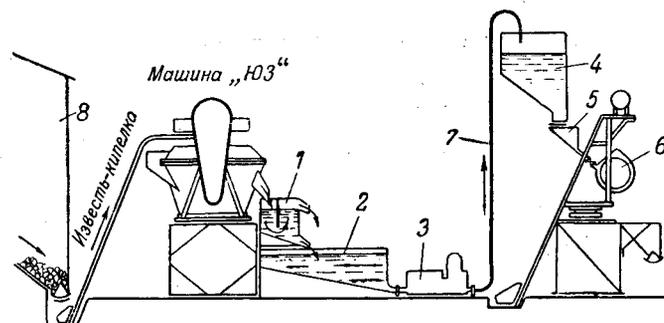


Рис. 1. Схема безотходного гашения извести с получением известкового молока.

1 — сепаратор-отстойник; 2 — приемный резервуар; 3 — растворонасос; 4 — расходный резервуар известкового молока; 5 — дозатор; 6 — растворомешалка; 7 — трубопровод; 8 — склад извести.

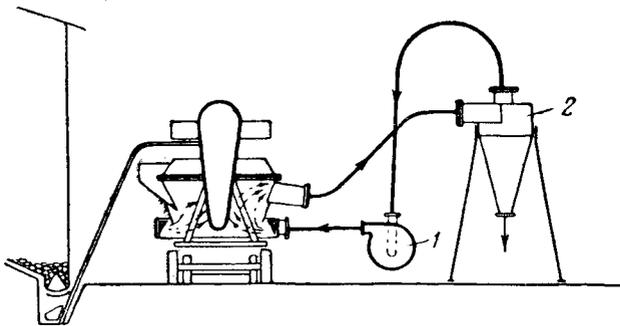


Рис. 2. Схема приготовления молотой негашеной извести на машине ЮЗ.

1 — вентилятор; 2 — циклон.

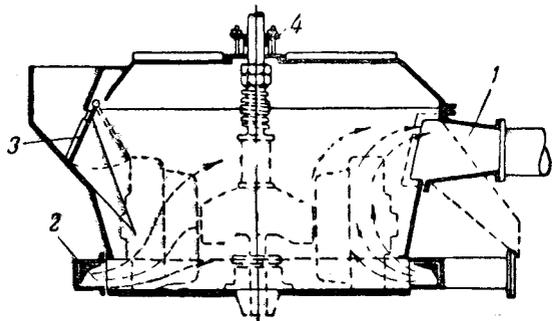


Рис. 3. Приспособление резервуара машины ЮЗ для приготовления молотой негашеной извести.

1 — патрубок воздуховода; 2 — полукольцевой всасывающий воздуховод; 3 — заслонка загрузочного отверстия; 4 — сальник.

с крышкой, как показано на рис. 3. Воздух поступает через нижние отверстия, предназначенные для разгрузки массы при мокром помеле.

Следует учесть, что молотая негашеная известь обладает большой поверхностью частиц и быстро гидратируется от влаги воздуха. Поэтому ее необходимо тут же применять в дело.

Машины ЮЗ и С-233 должны найти широкое применение для гашения извести.

А. П.

Два случая аварии вантовых кранов-дерриков

На строительстве грэс с 1945 г. вполне удовлетворительно работало несколько вантовых деррик-кранов грузоподъемностью 10—15 т.

В 1949 г. произошло две аварии этих кранов с поломкой мачты:

первая при установке одного крана на новое место и вторая во время работы другого крана.

Время изготовления дерриков и завод-изготовитель их неизвестны. Следует считать, что краны проработали до аварии около 10 лет.

Авария первого крана произошла при его подъеме во время установки на новом месте при следующих обстоятельствах. Мачта была приведена из горизонтального в вертикальное положение, для чего она сначала была поднята на 30° к горизонту помощью гусеничного крана и в дальнейшем приведена в вертикальное положение 5-т лебедкой посредством трехниточного полиспаста (рис. 1). Вершина

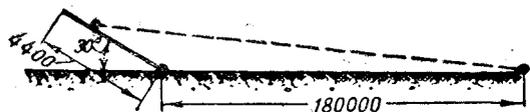


Рис. 1.

мачты была расчалена помощью четырех вант, натяжение которых производилось 3-т ручными лебедками. После приведения мачты в вертикальное положение стрела деррика с помощью того же гусеничного крана была закреплена в опоре, поднята на 30° к горизонту и приштроплена к мачте, вследствие чего нагрузка от стрелы целиком перешла на мачту деррика.

Через некоторое время неожиданно произошла авария: мачта перегнулась в поперечном сечении в 15 м от ее вершины (рис. 2,а) и упала на землю, описав вершиной дугу примерно в 180° вокруг указанного сечения, подмяла под себя стрелу и приняла положение, показанное на рис. 2,б.

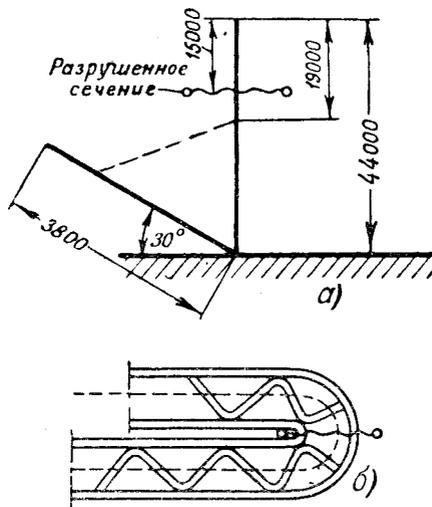


Рис. 2.

Осмотром поврежденных частей мачты и стрелы, оставшихся на месте, было установлено:

а) поврежденный участок мачты был согнут на 180° с сильной деформацией поперечного сечения;

б) раскосы решетки мачты сильно деформированы, в особенности в местах крепления к ветвям мачты, где размалкованный участок уголков оказался согнутым в виде буквы S;

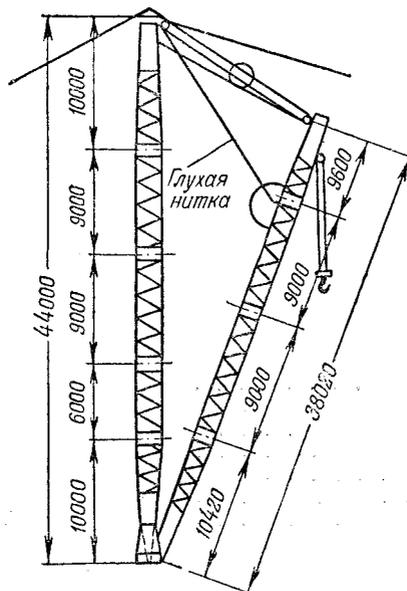


Рис. 3.

в) раскосы решетки как в поврежденных, так и в неповрежденных участках мачты имеют значительные прогибы, местные вмятины и т. п., в результате чего эксцентриситет центра тяжести уголков относительно плоскости крепления достигал 70 мм;



Рис. 4.

г) заклепки крепления участков решетки оказались почти все целыми, за исключением двух-трех в участках с наибольшей деформацией ветвей мачты;

д) расположенное в непосредственной близости от разрушенного сечения место крепления троса подъема мачты, усиленное деревянными шпалами, повреждений не имело;

е) стрела оказалась подмятой мачтой и разбита последней; при этом состояние уголков ее решетки оказалось таким же, как и у мачты;

ж) материал мачты обладал вполне удовлетворительной вязкостью, так как, несмотря на значительные деформации, трещин в нем не оказалось;

з) раскосы соединительной решетки осуществлены при изготовлении со значительным эксцентриситетом относительно узлов, присоединенных к основным поясам.

Для выявления причины аварии были произведены подробные поверочные расчеты металлоконструкций, в результате которых можно сделать следующие выводы:

1. При нормально выполненной решетке напряжение в ветвях мачты не вышло бы из предела допускаемого и аварии не произошло бы.

2. Дефектность раскосов, а именно эксцентриситет центра тяжести уголка относительно плоскости крепления и большей части размалкования, вызвала сильную деформацию размалкованного опорного участка уголка. В результате этого уголки решетки не участвовали в работе, ветви же мачты стали работать на продольный изгиб на большой длине, получив при этом дополнительные изгибающие напряжения. Сумма этих напряжений превысила предел текучести металла, что и вызвало аварию.

3. При выпавших из работы раскосах разрушение должно было произойти при передаче веса от стрелы на мачту, так как в этот момент напряжения в ветвях мачты достигли больших величин, чем в период ее подъема.

4. Следует предположить, что в момент подъема мачты произошла дополнительная деформация ее металлоконструкций, так как изгиб мачты имел место в зоне максимальных перерезывающих сил, действующих при подъеме ее.

Общий вид второго крана до аварии приведен на рис. 3. После ряда подъемов как тяжелых (весом более 10 т), так и мелких деталей деррик поднимал две балочки весом менее 1 т. Когда указанный груз был поднят на высоту около 45 м и начался разворот стрелы для опускания груза на перекрытие котельной, мачта крана перегнулась в нижней своей трети в двух плоскостях и оперлась на балки перекрытия на высоте 38,8 м (рис. 4).

На рис. 5 показано взаиморасположение стрелы и мачты деррика в начальный момент аварии (а) и после нее (б).

Опорная часть мачты, шарнир стрелы и поворотное кольцо оказались неповрежденными, за исключением поворотного круга, который сильно наклонился в сторону прогиба мачты. При этом стреловой полиспасть, состоявший из семи ниток, порвался, и после аварии стрела оказалась соединенной с мачтой тремя нитками троса с оборванным концом, заземленным головным роликом стрелы (рис. 5,б).

В связи с изгибом, а следовательно, и уменьшением высоты мачты примерно на 16 м часть ее вант оказалась сильно ослабленной и лишь один из них (противоположный стороне наклона мачты) остался натянутым и поддерживающим мачту на постаменте.

После снятия поломанной мачты крана и подробного осмотра как ее, так и оставленной на месте ее установки стрелы было установлено:

а) на валике отводного ролика, закрепленного в нижней части мачты, обнаружены вмятины, точно такие же, как на металле стрелы в том месте, где она и мачта встретились при максимальном подъеме стрелы; по величине этих вмятин можно судить о том, что нажатие стрелы на мачту в этом месте было значительным;

б) в результате промера обнаружено, что длина снятых трех ниток стрелового полиспаста составляет 44,2 м, что могло получиться при вылете стрелы менее 4,3 м при минимально допустимом вылете 6,3 м;

в) хомут, закрепленный на стреле и предназначенный для крепления глухой нитки стрелового полиспаста, сильно погнут и характер его деформации указывал на то, что он в момент аварии получил сильный удар роликами блока стрелового полиспаста, закрепленного на мачте;

г) металлоконструкция стрелы выше места закрепления хомута оказалась поврежденными со стороны мачты.

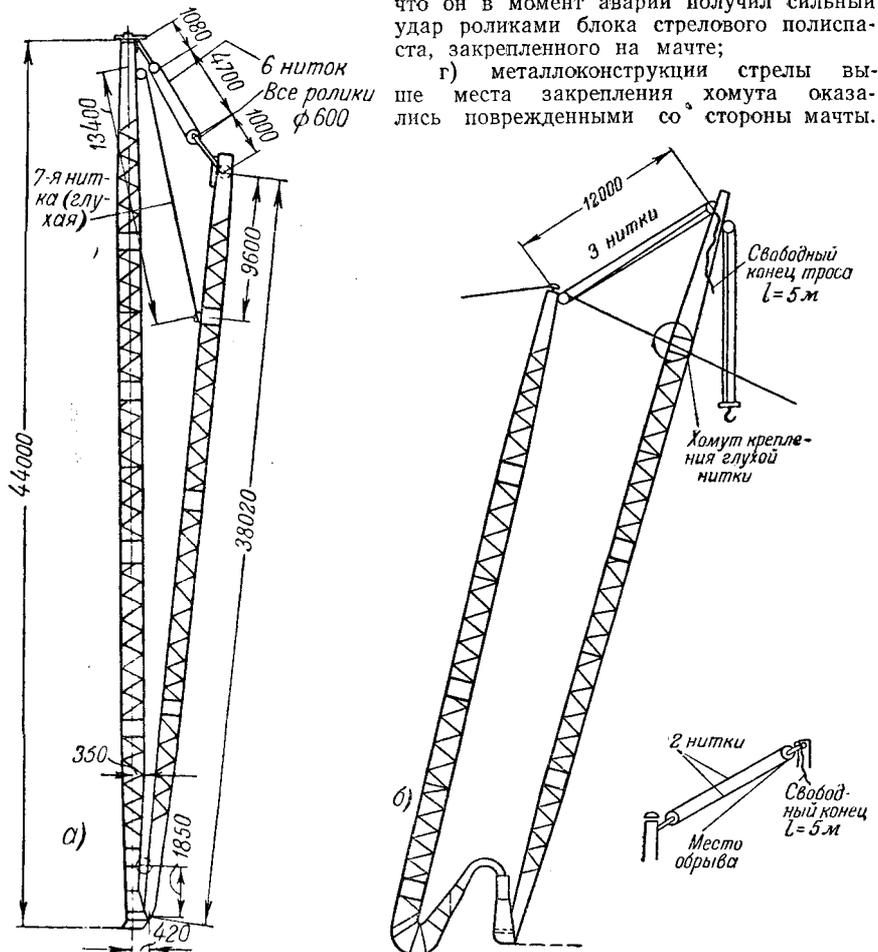


Рис. 5.

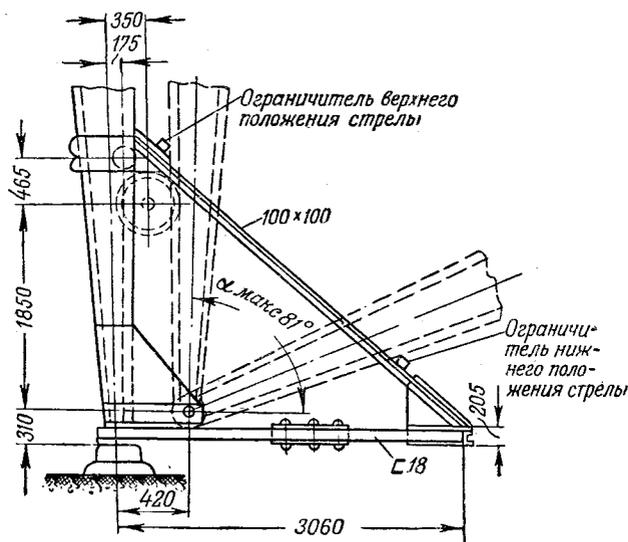


Рис. 6.

что могло произойти только от удара паука мачты о стрелу в тот момент, когда мачта после изгиба уменьшила свою высоту примерно на 16 м;

д) характер разрыва троса, закрепленного на хомуте, указывает на то, что он оборвался от удара в поперечном к нему направлении в тот момент, когда он находился в сильно натянутом состоянии;

е) сохранившиеся металлоконструкции и характер их повреждений указывают на то, что металл поясных уголков и решетки был очень вязким.

Таким образом, причиной аварии явились: приложение к мачте деррика горизонтальной силы значительной величины в сечении, близком к месту начального изгиба, и одновременная дополнительная вертикальная нагрузка. Такая нагрузка на мачту возникла при подъеме стрелы, когда последняя вплотную подошла к мачте, а стреловая лебедка продолжала натягивать трос стрелового полиспаста. От давления стрелы на мачту возникла горизонтальная сила, а так как движение стрелы прекратилось, то тяговое усилие лебедки через отводные ролики, закрепленные на мачте, целиком передалось на конструкцию последней.

В связи с тем, что нажатие стрелы на мачту произошло в зоне очень мощного коробчатого сечения, а решетка, которая начинается сразу за коробчатым сечением, имела значительно меньшую прочность, то наибольший первоначальный изгиб произошел выше места приложения горизонтальной силы.

Следовательно, авария деррика произошла по вине обслуживающего его персонала, допустившего приближение стрелы к мачте выше допустимых пределов.

Во избежание возможности повторения аналогичной аварии было признано необходимым предусмотреть

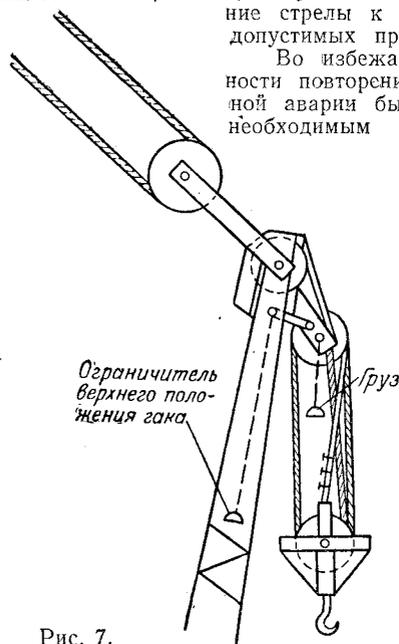


Рис. 7.

реть для ограничения подъема и спуска стрелы крана установку на металлоконструкции нижней части мачты двух концевых выключателей (ограничителей), как показано на рис. 6, а для ограничения максимального подъема крюка стрелы — установку концевого выключателя на ее верхней части (рис. 7).

Инж. Ф. А. Зандберг

Приспособления для разделки очков в барабанах котла высокого давления

При монтаже котла ПК-10 был обнаружен брак в обработке очков барабанов, предназначенных для вальцовки труб. Очки для труб с наружным диаметром 76 мм должны были быть обработаны согласно рис. 1. Фактически же более чем 50% очков было рассверлено по вальцовочному поясу на $1,5 \div 2,0$ мм меньше проектного диаметра и не имели вовсе канавки.

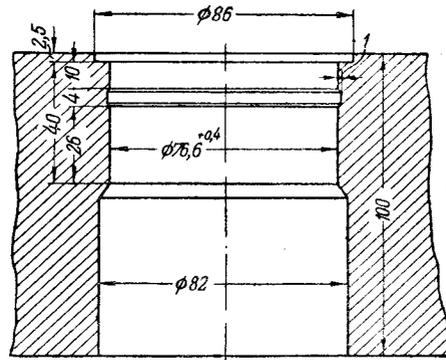


Рис. 1.

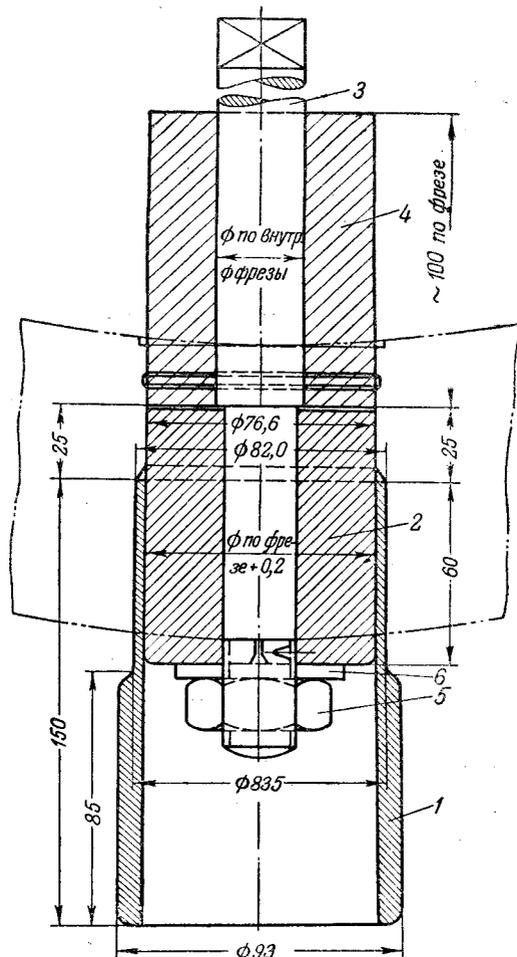


Рис. 2.

ского корпуса 2, имеющего сквозное четырехугольное отверстие (см. сечение I-I), шпинделя 1 с квадратным утолщением, входящим в четырехугольное отверстие корпуса. На конце шпинделя закреплен круглый наждачный камень 7. Высота камня выбрана по высоте вальцовочного пояса.

Установка камня по обрабатываемому отверстию производится установочными винтами 3. Прижим камня к обрабатываемой поверхности очка обеспечивается прижимными винтами 5 с пружинами 6. Вращение шпинделя и камня вокруг оси последнего осуществляется пневматической машинкой через шарнир Гука, укрепляемый на конце шпинделя. Планетарное вращение камня по контуру отверстия создается поворачиванием всего приспособления вокруг своей оси при помощи ручек 4.

Для обработки канавки в вальцовочном поясе разработано приспособление (рис. 4), состоящее из цилиндрической муфты 1, имеющей внутреннее отверстие с резьбой 1 1/8". По наружной поверхности муфта сточена на конус, благодаря чему она входит плотно в расширенную часть вальцовочного отверстия в барабане, что предотвращает ее поворачивание при работе приспособления. В отверстие муфты ввернута установочная втулка 2, при помощи которой фиксируется положение резцов по высоте вальцовочного пояса.

После установки резцов в требуемое положение втулка закрепляется гайкой 3. Сквозь втулку проходит шпиндель 5, имеющий четырехугольные отверстия для вставки двух резцов 4 с пружинами 8. В нижний конец втулки ввернут регулирующий винт 7, служащий для горизонтальной подачи резцов. Верхний конец шпинделя может иметь штурвал 6 для ручного привода или же хвостовик для присоединения механического привода.

Указанные приспособления могут с успехом быть использованы при восстановлении и ремонте барабанов котлов. Изготовление их не требует сложной обработки. Они могут быть сделаны в любой механической мастерской.

Инж. И. Т. Наймарк
и инж. П. М. Степанов

Простой способ крепления тяг к тросу при воздушной прокладке трубопроводов

При воздушной прокладке различных трубопроводов в некоторых случаях, например, когда необходимо чередовать большие пролеты между опорами (20÷30 м и

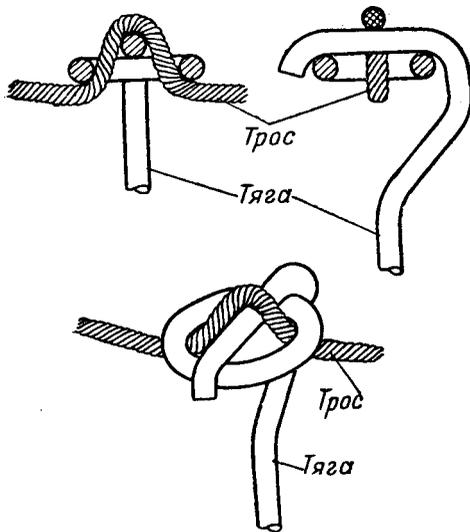


Рис. 1.

более), трубы подвешиваются на тягах к тросу, закрепленному на опорах. Для этого можно применить предлагаемый простой, надежный, удобный при монтаже и прочный в эксплуатации способ.

По этому способу трубы к тросу подвешиваются на тягах из круглой прутковой стали. Крепление тяг к тросу легко и надежно производится с помощью специальных колец, сваренных из круглой прутковой стали (рис. 1). Подвешивание и крепление тяг производятся до крепления к ним труб, когда тяги не нагружены, а трос свободно провисает. В этом случае трос без труда сгибается и заводится петлей в кольца, а тяги легко продеваются в петли. Такое крепление одинаково легко и просто производится в любом месте по длине троса. После подвески труб нагрузка на тяги создаст натяжение троса, петли у колец затянутся и прочно закрепят тяги. Достоинством предлагаемого крепления является его простота, дешевизна, удобство при производстве монтажных работ.

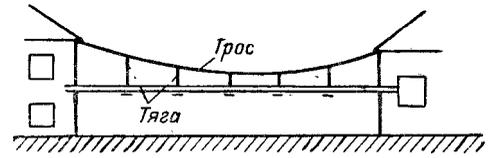


Рис. 2.

Описанный способ особенно удобен при прокладке труб между зданиями. Максимально используя высоту зданий при закреплении концов троса (точки закрепления концов троса могут располагаться на разных высотах, как показано на рис. 2), можно при больших пролетах применить трос небольшого диаметра. Сооружение такого

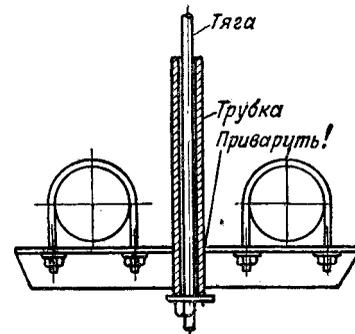


Рис. 3.

участка трубопроводов подтвердило удобство и простоту производства монтажных работ. Многолетней эксплуатацией доказана полная надежность данного способа подвески труб.

Крепление труб к тягам может быть различным в зависимости от диаметра и количества труб. Например, при прокладке двух труб их крепление было выполнено так, как указано на рис. 3. Правильность подвеса труб и натяжение тяг регулировалось гайками на тяге. Перекосу труб при неравномерной нагрузке на трубы (например, при гидравлическом испытании одной трубы, если другая не наполнена водой) препятствует трубка, приваренная к опоре и охватывающая тягу.

В некоторых случаях подвеску труб целесообразно выполнять на тягах с двумя несущими ветвями, как указано на рис. 4. Для концевых тяг пролета при большой их длине для облегчения монтажа подобную подвеску можно выполнить на двух тягах, закрепленных на тросе в одном узле, с противоположных сторон.

Для увеличения боковой жесткости подвеску труб можно выполнить на двух параллельных тросах, на гарных параллельных тягах.

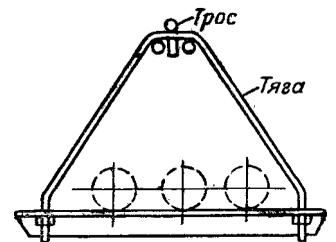


Рис. 4.

Канд. техн. наук В. И. Частухин

Сборные блочные бетонные фундаменты под опоры линии электропередачи 110 кВ

Для опор линии электропередачи 110 кВ протяжением 35 км Электропромпроект Министерства промышленности стройматериалов СССР были запроектированы тяжелые бетонобетонные фундаменты весом 22 т. Эти фундаменты, как чрезвычайно трудоемкие в изготовлении, были строительством отклонены и по предложению инж. Шелковского заменены сборными блочными фундаментами, состоящими из отдельных шести плит размером $1,8 \times 1,8 \times 0,4$, весом 2,8 т каждая, с четырьмя отверстиями для проведения анкерных болтов.

При сборке блочных фундаментов отдельные плиты накладываются одна на другую с промежуточным слоем цементного раствора. Самый процесс укладки отдельных блоков-плит производится 3-м автокраном. Подъем плит краном осуществляется с помощью тросовых хомутов, продетых в специальные кольца, заделанные в теле бетонных плит.

Изготовление бетонных плит было организовано в централизованном порядке на специальной площадке, которая была оснащена дизельной электростанцией, двумя бетономешалками, тремя автокранами и трактором для расчистки площадки, валки деревьев и корчевки пней.

Развозка заготовленных и выдержанных бетонных плит по трассе линии электропередачи производилась двенадцатью автосамосвалами.

Метод централизованного изготовления железобетонных подножников на специальных промышленных площадках был применен также трестом Сибстройпуть при сооружении фундаментов для опор контактной сети железной дороги и трестом Кузбассстрой на строительстве линии электропередачи 110 кВ Новосибирск — Омск и себя полностью оправдал.

Инж. Н. И. Абакумов

Изготовление сетчатых ограждений

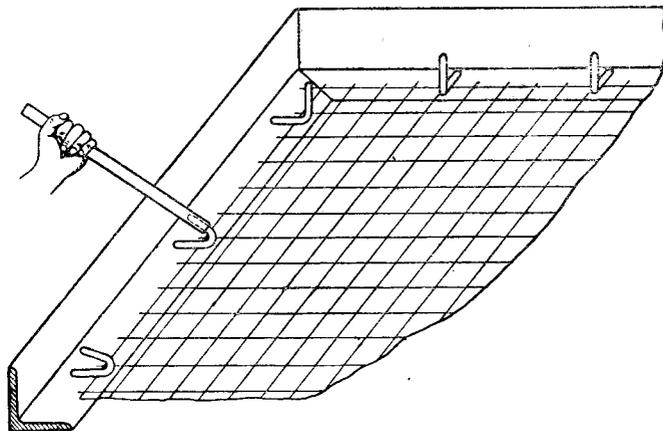
В монтажной практике применяется несколько способов натяжения и крепления сетки, все они сводятся к двум принципиально различным методам.

Первый заключается в том, что через край полотна сетки пропускают круглый стальной прут, сетку с прутком укладывают на рамку и, растянув сетку прутками, приваривают последние к рамке.

Второй метод — натяжение сетки специальным приспособлением на стальную рамку ограждения и приварка сетки к рамке. Серьезным недостатком этого метода является то, что при сварке часто пережигают тонкую 2-мм

проволоку сетки, от чего снижается качество самого ограждения. Не лишено трудностей крепление полотна сетки прутком, требующее больших усилий для натяжки сетки.

С разработкой разных приспособлений для натяжки сетки все чаще для повышения качества сетчатых ограждений совмещают оба метода, т. е. приспособлением натягивают сетку с круглым прутком, после чего к рамке приваривают пруток.



Если первый метод натяжения сетки требует участия при сварке двух слесарей, то при втором методе в сварке участвует один слесарь.

В практике треста Донбассэлектромонтаж нашел широкое применение следующий способ натяжения и крепления сетки. Из отходов проволоочных электродов заготавливают крючки с прямым углом и сторонами угла 30—35 мм. Крючки приваривают на внутренней стороне рамки ограждения на расстоянии 120—150 мм друг от друга. С помощью отрезка трубки с внутренним диаметром 6—7 мм сварки в процессе сварки сам держит крючок (см. рисунок).

На рамку с приваренными крючками накладывают сетку (на крючки одной стороны ее) и крючки загибают внутрь; вторую сторону сетки против каждого крючка натягивают отрезком указанной выше трубки на крючок, а затем загибают крючок и окончательно натягивают сетку.

Этот способ натяжения и крепления сетки имеет ряд преимуществ перед ранее описанными:

- 1) для натяжения и крепления сетки не требуется специального приспособления и круглого стального прутка;
- 2) сетка крепится к рамке крючками, а не сваркой;
- 3) в этом случае требуются сравнительно меньшие трудозатраты.

Инж. И. О. Фидельман



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Подвод воздуха в холодную воронку топки с шахтными мельницами при сжигании бурого угля

При сжигании бурого угля ($W^P - 40\%$; $A^P - 8,4\%$; $S_k^P + S_{op}^P - 0,2\%$; $Q_H^P - 2910$ ккал/кг; $V^z - 41\%$; коэффициент размолоспособности — 1,37) в топке котельного агрегата 90 т/час с шахтными мельницами, величина механического недожога достигала 4—7%. Потеря от механического недожога в значительной части обуславливалась содержанием горючих в шлаке или, вернее, в недожженной угольной пыли, оседавшей в холодной воронке топки (содержание горючих в шлаке составляло 33—59%). Эта часть потери от механического недожога достигала в неблагоприятных условиях 4,9% и вызывалась значительной сепарацией грубой пыли в топке.

Для снижения этой потери ЦКТИ, производивший наладку топки, рекомендовал осуществить подвод нижнего вторичного воздуха под корень факела. Предложение ЦКТИ не было осуществлено из-за громоздкости и неудобства выполнения подвода воздуха.

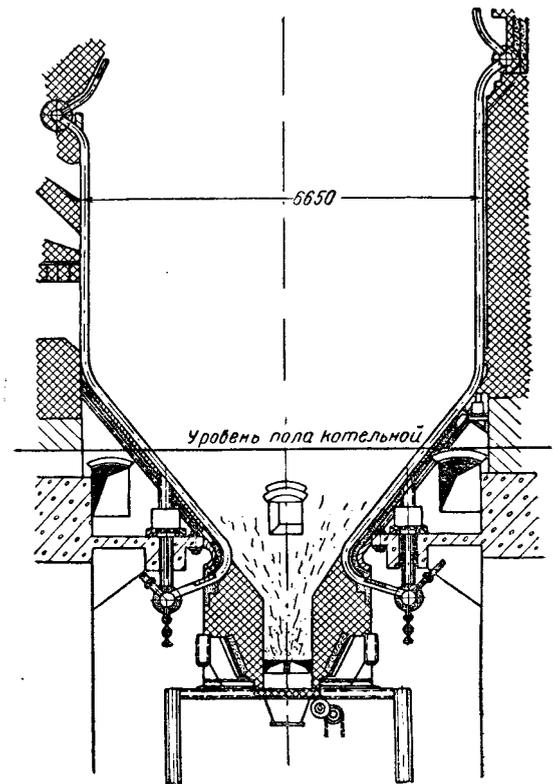
Персонал станции проверил ряд возможностей для уменьшения потери от механического недожога.

Радикальным решением явился подвод воздуха в горловину холодной воронки. Для осуществления этого мероприятия были использованы существующие короба подвода воздуха под дожигательную решетку, которая не была смонтирована при установке котлоагрегата.

О целью создания максимальных скоростей воздуха сечение горловины частично было заложено кирпичом (см. рисунок).

Грубая недогоревшая угольная пыль, выпадающая из факела в холодную воронку, встречая поток горячего воздуха, полностью сгорает во взвешенном состоянии. При дождности бурого угля 7—9% частицы золы имеют незначительные размеры и вес, благодаря чему подъемная сила газового потока в топке оказывается достаточной для выноса их из топки.

В результате этого мероприятия практически полностью была ликвидирована потеря от механического недожога пыли, выпадающей в холодную воронку.



Величина механического недожога в уносе осталась неизменной и поддерживается в пределах 0,8—2,0%, что можно считать приемлемым.

Эксплуатационное испытание выявило распределение воздуха, показанное в таблице.

Нагрузка, т/час	Общее количество воздуха, подаваемого вентилятором, н.м ³ /час	Воздух первичный через мельницы		Верхний вторичный воздух						Нижний вторичный воздух (к горловине холодной воронки)						CO ₂ за экономайзером, %	CO ₂ перед дымососом, %	q ₄ в шлаке, %	q ₄ в уносе, %
		н.м ³ /час	%	Правый воздуховод			Левый воздуховод			Правый воздуховод			Левый воздуховод						
				Скорость, м/сек	Количество, н.м ³ /час	%	Скорость, м/сек	Количество, н.м ³ /час	%	Скорость, м/сек	Количество, н.м ³ /час	%	Скорость, м/сек	Количество, н.м ³ /час	%				
93,6	91 200	63 270	69,5	5,21	6 950	7,6	3,82	5 100	5,6	9,9	7 940	8,7	9,6	7 820	8,6	14,78	14,03	0,02	2,38
75,6	66 500	42 710	64,3	3,62	4 830	7,2	3,0	4 220	6,4	7,6	7 100	10,6	7,8	7 640	11,5	14,6	13,8	0	1,095
54,0	43 100	25 567	59,4	2,2	3 280	7,6	1,75	2 520	5,8	6,6	6 680	15,5	4,8	5 053	11,7	11,2	10,52	0	0,723

Примечания:

1. Скорость воздуха в горловине холодной воронки непосредственно не замерялась. Подсчетом скорость определяется порядка от 2,7 до 5,01 м/сек.
2. Количество нижнего воздуха в третьем опыте преувеличено из-за некачественного ведения режима.

Создание в районе дожигания отсепарированной пыли зсны повышенной температуры не вызывает шлакования, так как топка в целом работает на низком температурном уровне и факел находится достаточно высоко над холодной воронкой.

Инж. В. Г. Зайцев

Шкивный электромагнитный сепаратор

Для среднеходовых мельниц силами электростанции были изготовлены шкивные электромагнитные сепараторы. Сепараторы (рис. 1) находятся в эксплуатации около года, работают хорошо и надежно.

На отлитый из стали барабан наматываются три катушки по 1204 витка обмоточного провода ПВД диаметром 2,25 мм. Катушки закрываются кольцами из стали 2, которые крепятся винтами к барабану и пропаиваются для предотвращения попадания влаги.

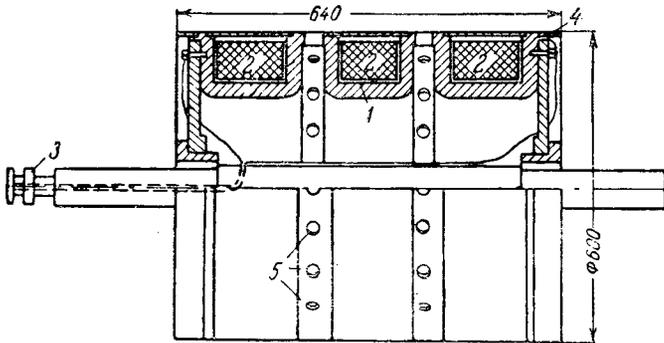


Рис. 1. Электромагнитный сепаратор.

1 — стальной барабан; 2 — обмотка; 3 — контактные кольца; 4 — латунное кольцо; 5 — отверстия диаметром 30 мм.

Барабан служит одновременно приводным шкивом ленточного транспортера (рис. 2).

Электромагнитный сепаратор питается от сети постоянного тока 220 в, 10 а (рис. 3). Он включается и отключается одновременно с электродвигателем транспортера. Наличие напряжения на контактных кольцах контролируется сигнальной лампой, установленной возле сепаратора.

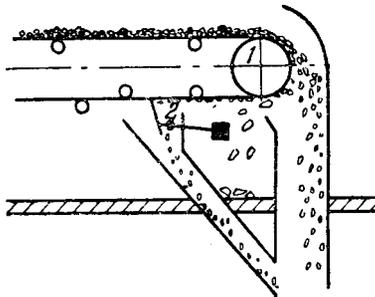


Рис. 2. Схема установки электромагнитного сепаратора.

1 — магнитный барабан; 2 — скребок для очистки ленты.

Испытания показали высокую эффективность этого сепаратора. Так все десять стальных предметов весом от 1 кг до 40 г, брошенных в поток поступающего по рукаву на ленточный транспортер угля, были уловлены. Из десяти стальных предметов весом от 1,5 кг до 25 г, положенных сверху на слой угля по ленте, семь весом свыше 50 г были уловлены.

Описываемые электромагнитные сепараторы по сравнению с существующими имеют ряд преимуществ:

1. Надежность и простота конструкции. Вес его составляет 385 кг, в то время как магнитный сепаратор типа АМ-42 при том же диаметре и ширине большей всего на 100 мм весит 1742 кг.

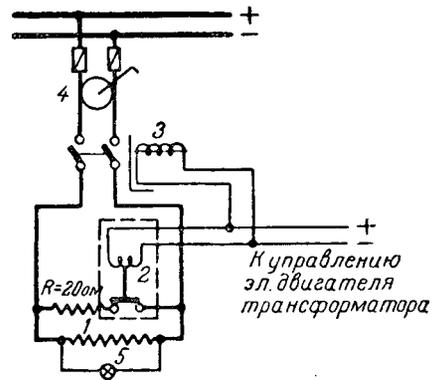


Рис. 3. Электрическая схема сепаратора.

1 — обмотка магнитного барабана; 2 — реле мгновенного действия РЭ-103; 3 — реле замедленного действия РЭ-103; 4 — пакетный выключатель; 5 — сигнальная лампа.

2. Обеспечено интенсивное охлаждение барабана, чему способствует наличие с внутренней стороны трех выемок и сквозных отверстий, просверленных в теле барабана; превышение температуры барабана над окружающей средой не более 30° С.

3. Для предотвращения затягивания улавливаемых кусков металла под ленту боковые кольца барабана сделаны из диамагнитного материала; это позволяет обойтись без защитных уплотнений, требующих частого ремонта.

Инж. В. Н. Карпинский
и инж. К. К. Кутателадзе

Наладка работы поверхностного пароохладителя

Котлы поверхностно нагрева 750 м² с давлением 17 ат при температуре 400° С были оборудованы пароохладителями с поверхностно охлаждения 20 м², включенными по схеме рис. 1, а. Регулирование температуры пара производилось за счет увеличения или уменьшения поверхности охлаждения изменением количества воды, поступающей из нижнего барабана котла в корпус охладителя.

Пароохладители были вначале установлены трубными пучками вверх, но при этом обнаружили частые прорывы прокладок во фланцевых соединениях корпусов, что происходило от резких изменений температуры трубной решетки при прекращении подачи воды или, наоборот, в начале подачи воды на разогретую решетку.

По предложению Оргэнерго пароохладители были перевернуты трубным пучком вниз (рис. 1, б), чем достигалась более постоянная температура трубной решетки, которая теперь не соприкасалась с водой.

Аварии с прокладками фланцевого соединения корпуса прекратились, но началось разъедание трубного пучка и труб, отводящих паро-водяную смесь из водяной части пароохладителя в верхний барабан котла. Разъеданию подвергались участки труб, находящиеся на границе между водой и паром.

Разъедание труб происходило весьма интенсивно, образуя свищи на трубах через несколько месяцев работы пароохладителя. При образовании свищей на трубном пучке котловая вода с большим содержанием солей попадала из пароохладителя в главный паропровод, создавая аварийное положение на всей станции вследствие попадания солей в турбины. Кроме того, очень быстро снижалась тепловая мощность пароохладителей из-за образования на трубном пучке плотной корки солей.

По предложению автора, пароохладители были переделаны в первоначальное положение, трубным пучком вверх, причем одновременно была изменена схема присоединения пароохладителя к котлу с тем, чтобы выпаривание воды в охладителе заменить естественной циркуляцией воды из нижнего барабана в верхний через пароохладитель с постоянным заполнением его водной части (рис. 1, в).

В паропроводе была сделана перемычка, соединяющая паропроводы до и после пароохладителя. В месте соеди-

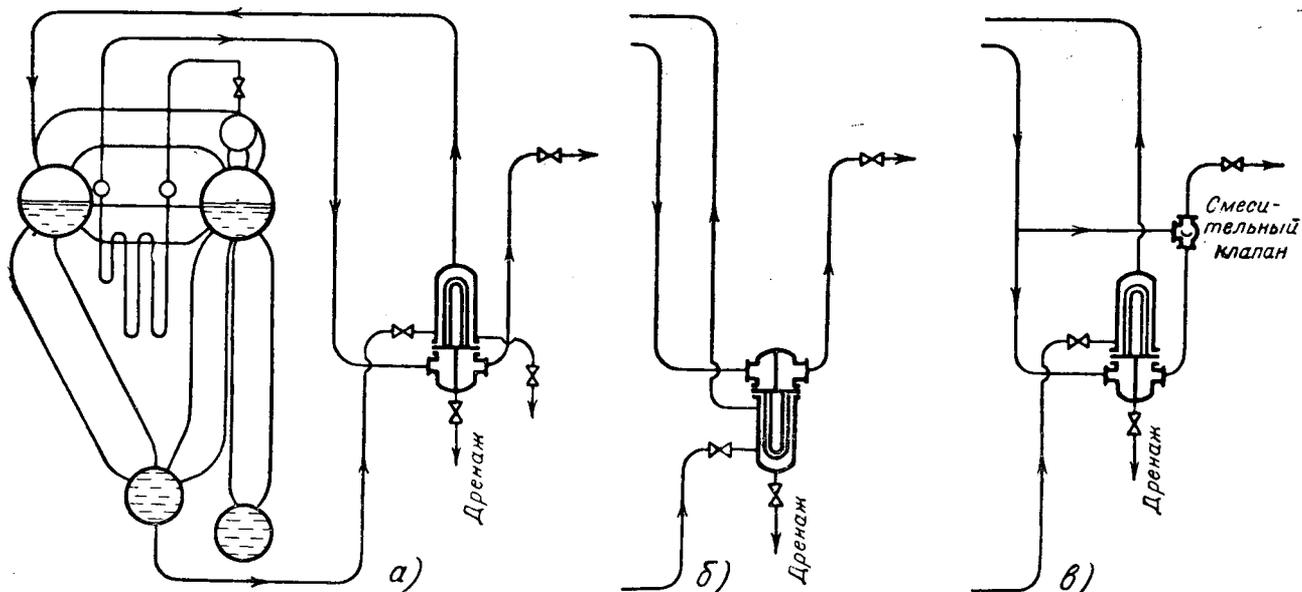


Рис. 1.

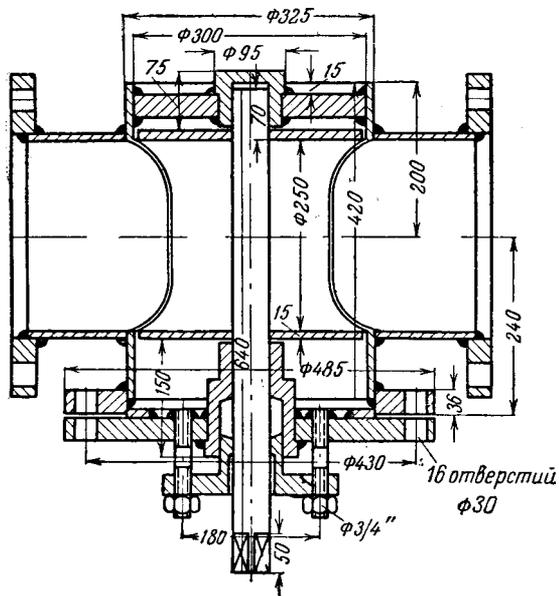
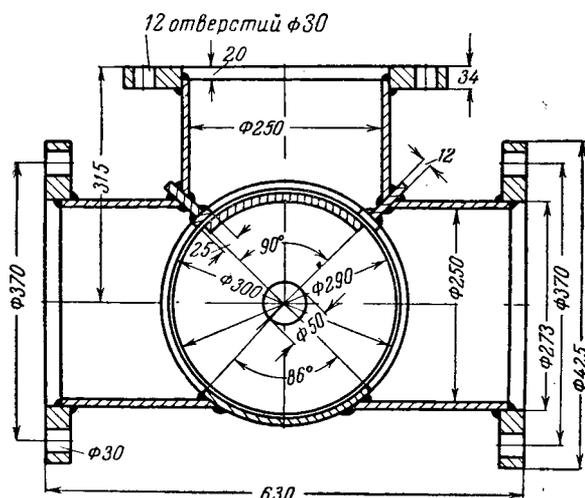


Рис. 2.

нения перемычки с паропроводом после пароохладителя был установлен смесительный клапан диаметром 250 мм, выполненный на месте по типу поворотной заслонки. Корпус клапана выполнен из цельнотянутых труб, сваренных газовой сваркой (рис. 2).

Для удобства разборки пароохладителя при ремонте опорные лапы сделаны под нижней частью корпуса так, что при разборке верхняя часть корпуса пароохладителя должна подниматься вверх, освобождая тем самым трубный пучок.

В результате проведенной реконструкции пароохладителей регулирование температуры пара стало производиться путем изменения соотношения в смесительном клапане между перегретым и охлажденным паром поворотом рычага смесительного клапана в пределах угла 90°.

Пароохладители после реконструкции не вызывают никаких осложнений в работе и весьма просты в обслуживании.

Инж. В. С. Ракитин

Нужно ли к показаниям аппарата Орса вводить поправку на водяные пары?

Доктор технических наук В. Н. Дешкин в своей книге «Методика испытания и исследований котельных установок» (Машгиз, 1947 г.) указывает (стр. 261—262), что к результатам анализа газов, отсчитываемым по жидкостным газоанализаторам различных типов, нужно вносить поправку на парциальное давление водяных паров. Эта рекомендация, вносящая изменение в общепринятую методику работы с газоанализаторами типа Орса, является ошибочной и, так как она может ввести в заблуждение начинающих работников, полезно несколько подробнее рассмотреть данный вопрос.

Общезвестно, что при заборе дымовых газов на анализ в жидкостных газоанализаторах типа Орса, Норзе и др. дымовые газы в фильтре и в измерительной бюретке увлажняются до состояния полного насыщения.

Поэтому в забираемых для анализа 100 см³ газа объем сухих газов будет меньше 100 см³ на величину объема, занимаемого водяными парами. Объем, занимаемый в бюретке водяными парами, при температурах окружающей среды, обычно имеющихся в котельных (30 ÷ 40°С), составляет 2 ÷ 10 см³.

Очевидно, что объемное содержание компонентов газа в анализируемой пробе по отношению к сухому газу определяется отношением объема газа, поглощенного в соответствующем реактиве газоанализатора, к первоначальному объему сухого газа, т. е. не к 100 см³, а к

100— V_{H_2O} , где V_{H_2O} $см^3$ —объем водяных паров в 100 $см^3$ первоначальной пробы газа. Однако, несмотря на наличие водяных паров в пробе газа, результаты анализа, отчитываемые непосредственно по бюретке газоанализатора, дают содержание составляющих пробы по отношению к сухому газу, что обычно и требуется знать.

Происходит это потому, что температура за время одного анализа, а следовательно, и парциальное давление водяных паров в бюретке при отсчетах остаются неизменными. Поэтому отсчет по бюретке дает уменьшение объема, получившееся не только за счет поглощения данного компонента реактивом, но и за счет конденсации такого количества водяных паров, которое приходилось на объем, занимавшийся ранее этим компонентом.

Приведенные соображения могут быть выражены следующими соотношениями:

$$\frac{RO_2^{изм}}{100} = \frac{V_{RO_2}^{изм}}{V_{пр}} = \frac{V_{RO_2}^{изм}}{V_{с.г} + V_{H_2O}} = \frac{V_{RO_2} + W V_{RO_2}}{V_{с.г} + W V_{с.г}} = \frac{(1+W) V_{RO_2}}{(1+W) V_{с.г}} = \frac{V_{RO_2}}{V_{с.г}} = \frac{RO_2}{100},$$

где $RO_2^{изм}$ — содержание $CO_2 + SO_2$, измеренное по бюретке газоанализатора, %;

$V_{RO_2}^{изм}$ — измеренное по бюретке изменение объема пробы после поглощения RO_2 , $см^3$;

$V_{пр}$ — объем влажности пробы, забранной в бюретку, $см^3$;

$V_{с.г}$ — объем сухих газов, содержащихся в забранной пробе $см^3$;

V_{H_2O} — объем водяных паров, содержащихся в забранной пробе, $см^3$;

V_{CO_2} — объем $CO_2 + SO_2$, содержащихся в забранной пробе, $см^3$;

W — количество водяных паров, приходящееся на 1 $см^3$ сухих газов (размер этой величины в случае полного насыщения зависит только от температуры), $см^3/см^3$;

RO_2 — содержание $CO_2 + SO_2$ в сухих газах, %.

Из этих соотношений видно, что $RO_2^{изм}$, измеренное по бюретке, точно дает содержание RO_2 в сухих газах.

Следующий пример показывает, что введение поправки, рекомендуемой В. Н. Дешкиным, может внести значительную ошибку.

Анализ дымовых газов аппаратом Орса дал $RO_2 = 12,8\%$. При температуре $40^\circ C$, при которой производился анализ, в заоранных на анализ 100 $см^3$ газа водяных паров содержалось $\sim 7,5$ $см^3$, а сухих газов $\sim 92,5$ $см^3$. Внесение поправки, рекомендуемой В. Н. Дешкиным, дает $RO_2' = \frac{12,8}{92,5} = 13,8\%$. Ошибка при этом достигает $\sim 8\%$ от измеренной величины.

На основании изложенного можно сделать следующий вывод: если в продолжение анализа температура газа в бюретке остается постоянной (а это является обязательным условием работы на аппаратах типа Орса), то никаких поправок на парциальное давление водяных паров в показания аппарата Орса вводить не нужно.

Инж. А. Л. Крейнес

ОТ РЕДАКЦИИ

На ошибку, допущенную в книге В. Н. Дешкина, указывается также и в статье канд. техн. наук Г. Т. Щеголева («За экономию топлива», № 1, 1951 г.). Помимо правильного указания на отсутствие необходимости введения поправки на влажность анализируемого газа, в этой статье содержится утверждение, что «нет необходимости устанавливать специальные холодильники для газа». Эта рекомендация распространяется Г. Т. Щеголевым как на химические, так и на электрические газоанализаторы.

При снятии согласно этой рекомендации с бюретки аппарата Орса водяной охлаждающей рубашки анализы

газа будут получаться искаженными, со значительной ошибкой. Если холодильники снять с подводки к электрическим газоанализаторам, то при короткой подводке не будет обеспечено нужного охлаждения газа, и при длинной подводке в ней будет конденсироваться много воды, что ухудшит работу аппарата.

Поэтому рекомендацию тов. Щеголева, не проверенную на практике, следует признать необоснованной.

Приготовление раствора из мыльного препарата „Санит“ для определения жесткости воды¹

В качестве заменителя олеиновой кислоты для приготовления раствора олеата калия может быть применен имеющийся в продаже мыльный препарат «Санит». Он представляет собой спиртовой раствор калийного мыла. При приготовлении из него реактива для определения жесткости 70 г «Санита» растворяют в 1 л 56%-ного спирта. Усреднять его не требуется, так как он имеет слабо выраженную щелочную реакцию по фенолфталеину.

Установку титра производят, как обычно, по хлористому кальцию таким образом, чтобы на 100 мл одноградусного раствора пошло 1,35 $см^3$ приготовленного мыльного реактива. Если раствор окажется крепким, его необходимо разбавить.

Расчет производят по формуле

$$X = \frac{a \cdot 1000}{1,35},$$

где X — количество приготовленного реактива, которое необходимо взять для доведения до 1 л, чтобы получить раствор нужной крепости;

a — расход проверяемого реактива на титрование 100 мл воды одноградусной жесткости.

Если при приготовлении раствор получится более разбавленный, чем нужно, его можно довести до необходимой крепости, добавив «Санит!».

Количество X «Санита», которое необходимо добавить, определяется по формуле

$$X = \frac{(a - 1,35) b}{1,35},$$

где a — расход мыльного раствора на титрование 100 мл воды одноградусной жесткости;

b — навеска «Санита», взятая при приготовлении раствора.

Инж. И. Ф. Валуев

¹ Поскольку препарат «Санит» не обладает строго постоянным составом, то при пользовании его растворами необходимо строить так называемые расчетные кривые, рекомендуемые Водной лабораторией ВТИ. Ред.

Перевод на резервное возбуждение генератора 25 тыс. квт, потерявшего возбуждение, без отключения от сети

На электростанции произошел случай потери возбуждения генератора 25 тыс. квт, 6,3 кв, типа Т-2-25-2 завода «Электросила», приводимый в движение турбиной АК-25-2 ЛМЗ им. Сталина.

Генератор был связан с системой и с другими генераторами данной станции на стороне 110 кв через группу трехобмоточных трансформаторов; на стороне 20 кв работа велась раздельно.

В 18 час. 06 мин. при нагрузке на генераторе 24 тыс. квт появился сигнал потери возбуждения, сопровождающийся резкими колебаниями тока и напряжения статора и снижением напряжения на II системе шин 20 кв, связанной с генератором, до 15,5 кв. (рис. 1). Ток статора колебался в пределах от 3300 а до упора (шкала 4000 а), напряжение статора снизилось до 5300 в. Ток возбуждения снизился до 100 а с колебаниями до 140 а, напря-

Режим работы генератора	Мощность, тыс. квт	Статор			Ротор	
		<i>v</i>	<i>a</i>	cos φ	<i>v</i>	<i>a</i>
До потери возбуждения	24	6 100	3 000	инд. 0,78	216	370
При потере возбуждения	24 ÷ 27	5 300 с колеб.	$\frac{3\ 300}{4\ 000}$	емк. < 0,9	0 ÷ 60	100 ÷ 140

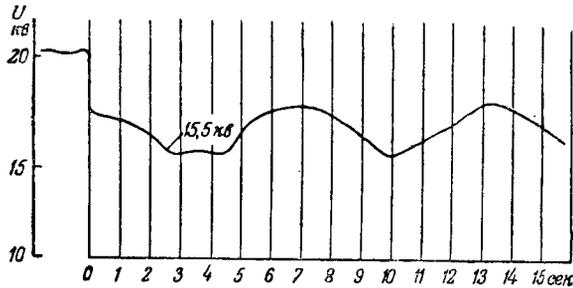


Рис. 1. Изменение напряжения на II системе шин 20 кв.

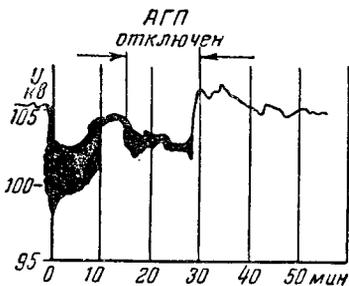


Рис. 2. Изменение напряжения на шинах 110 кв станции, один из генераторов которой потерял возбуждение.

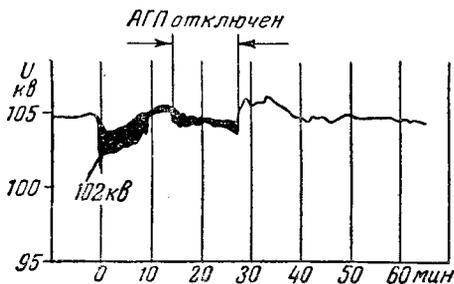


Рис. 3. Изменение напряжения на шинах 110 кв соседней станции.

жение возбуждения колебалось в пределах от 0 до 60 в.

Стрелка фазометра перешла в емкостной квадрант до упора (шкала 0,9). Из машинного зала сообщили о появлении искр в торцевой части коллектора возбуждителя.

Режимы работы генератора, предшествующие потере возбуждения и в момент потери возбуждения, приведены в таблице.

Дежурным персоналом было зашунтировано сопротивление плоского реостата АРН, но эти меры не привели ни к каким изменениям параметров цепи возбуждения.

После принятия мер по переводу питания собственных нужд котлотурбоагрегата на резервный трансформатор генератор был разгружен до 1 ÷ 13 тыс. квт за счет резерва станции (без изменения диспетчерского графика нагрузки) и произведено отключение автомата гашения поля. Колебания тока и напряжения статора генератора прекратились.

Приборы на статоре генератора после отключения АГП показывали 12 ÷ 13 тыс. квт, 5 700 в, 1 870/1 900 а, cos φ емк. < 0,9.

Поврежденный возбудитель был отключен, была собрана схема резервного возбуждения от двигатель-генератора; последний был возбужден, и включен АГП генератора. После восстановления синхронного режима генератор был нагружен до 24 тыс. квт. С момента потери возбуждения до включения АГП прошло 29 мин. При отключенном АГП генератор работал 13 мин. При кратковременных активных перегрузках генератора, в момент потери возбуждения, осложнений в работе турбины не было.

Из представленных на рисунках копий лент регистрирующих приборов видно, что напряжение на шинах 110 кв станции, один из генераторов которой потерял возбуждение (рис. 2), в первоначальный момент снизилось до 97 кв, а затем колебалось в пределах 100 ÷ 104 кв и в момент отключения АГП было 103 ÷ 104 кв. Напряжение шин 110 кв соседней станции (рис. 3) колебалось в пределах 102—106 кв, т. е. в пределах допустимых колебаний напряжения системы. Частота в системе все время поддерживалась в пределах 50,3 пер/сек.

В своих действиях по переводу генератора, потерявшего возбуждение, на резервный двигатель-генератор дежурный персонал щита управления руководствовался местной инструкцией, разработанной на основе решения Технического отдела МЭС СССР № 41/Э от 22/VII 1947 г.

На постороннем возбуждении турбогенератор проработал 150 час. 23 мин., после чего по заявке был остановлен на осмотр и ремонт.

При осмотре вышедшего из строя якоря возбудителя установлено, что в результате возникновения вольтовой дуги между торцами пластин коллектора, а также между торцами пластин коллектора и валом произошло выплавление тела вала в двух местах и меди пластин коллектора с торцевой стороны примерно на 1/3 окружности (рис. 4).

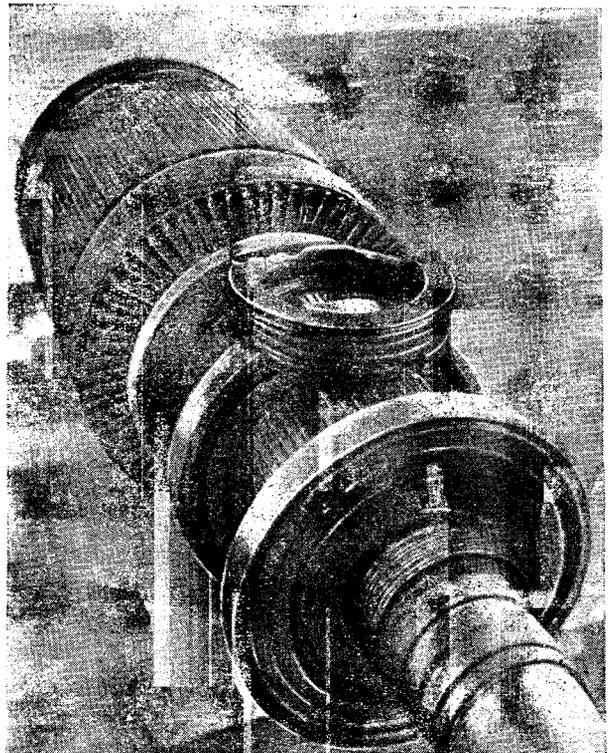


Рис. 4. Поврежденный якорь возбудителя.

Как свидетельствует характер повреждения якоря возбuditеля, потеря возбуждения генератора произошла в результате повреждения изоляции между коллекторными пластинами и по отношению к валу по вине завода-изготовителя. Якорь возбuditеля был установлен на генератор во время последнего капитального ремонта, прошел все необходимые профилактические испытания и со времени окончания капитального ремонта проработал 252 час. 17 мин.

Инж. А. А. Оганесян

Сушка электрических машин

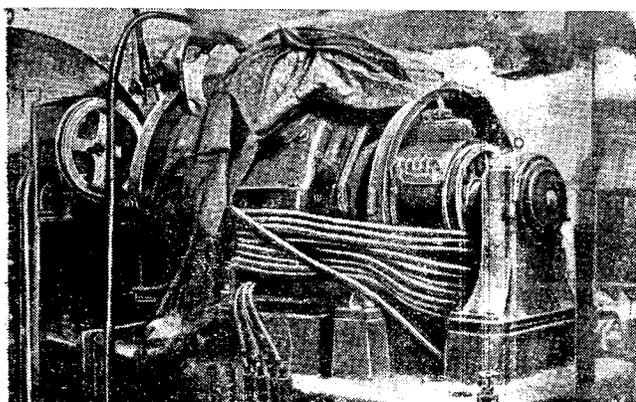
Основным методом сушки электрических машин в настоящее время является метод индукционного нагрева. Главное преимущество метода заключается в том, что процесс сушки происходит при неподвижном состоянии машины и при обесточенных ее обмотках, что обуславливает простоту надзора за ходом сушки.

Известный практический интерес могут представить опытные данные о параметрах индукционной обмотки, применявшейся для ряда машин, проходивших сушку методом индукционного нагрева. Данные эти относятся к наружным нагревательным обмоткам, расположенным на корпусе машины, поскольку при вставленном роторе не всегда удается наматывать обмотку через расточку статора.

Во всех случаях параметры нагревательной обмотки определялись по методу, разработанному ЦНИЭЛ МЭС для сушки трансформаторов способом индукционного нагрева¹. Хотя такой расчет не может считаться применимым в полной мере к электрическим машинам, но получаемые по нему расчетные данные нагревательной обмотки давали удовлетворительные результаты.

Нагревательная обмотка располагалась по наружной (цилиндрической) поверхности корпуса машины, причем у фундаментных лап обмотка смещалась на боковые щиты машины или, если это представлялось возможным, пропусклась внутрь корпуса (при наличии на нем отверстий, что имеет место у некоторых типов машин). Если машина не была окончательно установлена на фундаменте, то в отдельных случаях ее несколько приподнимали на подкладках, чтобы нагревательную обмотку можно было расположить в нижней части машины под фундаментными лапами.

Следует отметить, что сушка успешно проходила и при расположении обмотки, показанном на рисунке.



В качестве источника питания нагревательной обмотки в большинстве случаев применялись сварочные трансформаторы, позволяющие помощью дросселя регулировать ток в нагревательной обмотке и, следовательно, менять ее ампервитки. Для новых сварочных трансформаторов типа СТ-24 и СТ-34 предельная величина тока при продолжительной работе ($IP = 100\%$) допускается соответственно 280 и 400 а, что в большинстве случаев оказывается бо-

лее чем достаточно. Сравнительно реже применялось напряжение 220 в.

Во всех случаях применялось утепление проходивших сушку машин, которое в целях пожарной безопасности выполнялось из асботкани.

Данные электрической машины			Данные индукционной обмотки		
Напряжение, в	Мощность, квт	Скорость вращения, об/мин	Напряжение, в	Число витков	Ток, а
500	40	960	25	8	120
6 000	260	730	65	2×15	2×34
6 000	500	1 000	65	16	90
6 000	1 400	990	220	12	118
6 000	1 565	3 000	25	6	200
6 000	2 500	1 000	65	26	140

Данные о параметрах нагревательной обмотки для ряда машин приводятся в таблице. Эти данные могут служить ориентировочным материалом для подбора нагревательной обмотки при сушке электрических машин индукционным способом за счет потерь в корпусе.

Инж. Д. М. Андрианов

Приспособление для выемки роторов крупных электрических машин

Для выемки роторов крупных электрических машин при их монтаже или ремонте в тресте «Центроэлектромонтаж» используются специальным приспособлением, разработанным Ф. М. Коноваловым (рис. 1).

Основанием приспособления служит рама, состоящая из двух швеллеров № 12 длиной около 4,5 м. Швеллеры при помощи болтов и распорных трубок, надетых на эти болты, жестко скреплены между собой, образуя раму, по всей длине которой остается просвет (щель) шириной около 40 мм.

Рама устанавливается на корпусе машины горизонтально; в щель между швеллерами рамы заводятся кольца рымов, к которым рама крепится с помощью стяжных болтов (рис. 2). Свободное пространство в щели между рымами и швеллерами заполняется симметрично с двух сторон специальными шайбами.

Для выверки горизонтальности рамы (или, вернее, параллельности рамы с осью вала машины) предусмотрена установка на корпусе машины между ее рымами двух специальных установочных домкратов (рис. 3). Для предохранения корпуса машины от повреждения винтом домкрата под последний подкладывается стальная или медная прокладка. В целях удобства домкраты при переноске приспособления крепятся к швеллерам рамы специальными болтами.

Выверка горизонтальности рамы производится в следующем порядке. Сначала одним из домкратов рама из швеллеров поднимается вверх доотказа, пока стяжной болт, проходящий через кольцо ближайшего рыма, не упрется в верхнюю часть кольца рыма. Затем с помощью второго установочного домкрата рама доводится до строго горизонтального положения, проверяемого с помощью уровня, устанавливаемого на раме. Для закрепления установленной горизонтальности рамы в зазор в кольце рыма (между верхней внутренней частью кольца рыма и стяжным болтом, скрепляющим швеллеры с рымом) вставляется соответствующей толщины прокладка.

По установленным и закрепленным швеллерам рамы как по направляющим могут перемещаться в ту и другую сторону специальные каретки на роликовых подшипниках (рис. 4) вместе с подвешенным к ним с помощью стропов ротором машины. При этом для обеспечения возможности необходимого по длине выдвижения ротора из статора на вал ротора с одной стороны предварительно надевается толстостенная стальная труба соответствующего диаметра.

Каретки снабжены подъемными винтами, завинчиванием или отвинчиванием которых можно поднять вверх или опустить вниз тот или другой конец вала машины, подвешенный с помощью стропов к коушу подъемного винта каретки.

¹ И. А. Сыромятников, Сушка трансформаторов потерями в кожухе, «Электрические станции», № 7, 1946.

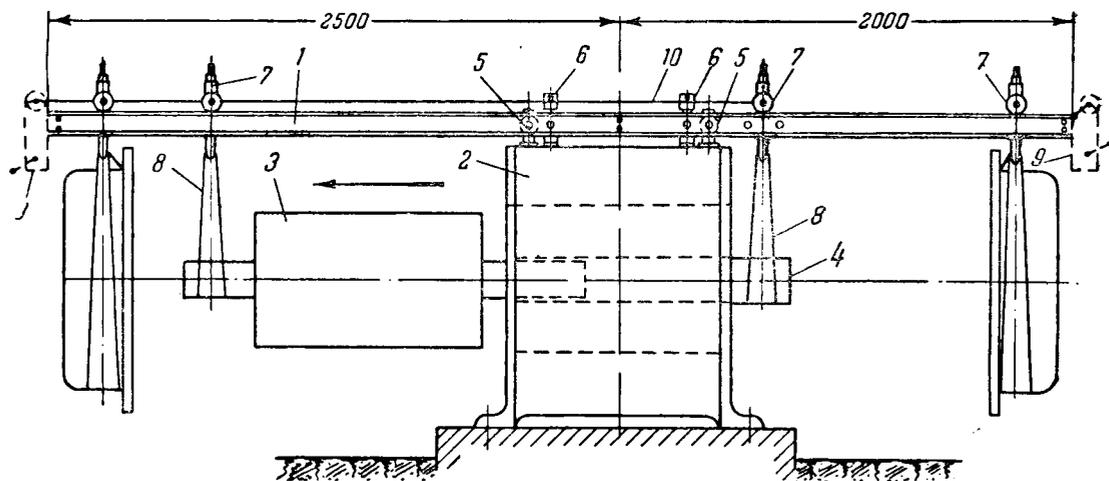


Рис. 1. Приспособление для выемки роторов крупных электрических машин.

1 — рама из двух швеллеров; 2 — статор; 3 — ротор; 4 — толстостенная стальная труба, удлиняющая вал ротора; 5 — рымы; 6 — установочные дократы; 7 — каретка; 8 — стропы; 9 — лебедка; 10 — трос.

Выемка ротора производится в следующем порядке. Вал ротора машины подвешивается стропами к коушам подъемных винтов и при помощи последних тщательно вывешивается таким образом, чтобы обеспечить свобод-

ную выемку ротора из статора. После проверки равномерности зазора между статором и ротором осуществляется извлечение ротора из статора. Это может быть выполнено путем перемещения каретки по направляющим швеллерам или вручную, или с помощью легких ручных лебедок (например, от масляных выключателей) и троса, связанного с каретками. Выведенный за пределы статора ротор опускают на козлы, после чего снимают с вала трубу, удлиняющую вал, и тросовые подвески.

После ремонта ротор опять тщательно вывешивается, и процесс закатки его в статор проводится в обратной последовательности с помощью той же лебедки (если не имеется второй), предварительно перемещенной на противоположный конец приспособления.

Приведенная на рисунках конструкция приспособления предназначена для выемки роторов, имеющих вес до 1 т. При весе роторов более 1 т конструкция должна быть соответственно по расчету усилена.

Такое приспособление освобождает от необходимости применения обычных более громоздких и дорогих приспособлений, талей и лебедок большой грузоподъемности. Кроме того, экономится время.

При применении предлагаемого способа ремонт машины могут выполнить в один день всего двое рабочих IV—V разряда, в то время как при обычном способе на ту же работу тратится при 3—4 рабочих не менее трех дней.

Инж. Е. В. Лукьянов.

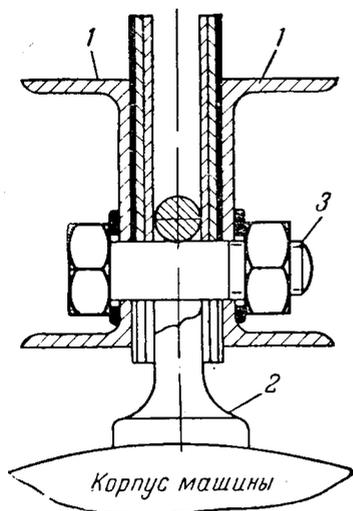


Рис. 2. Крепление рамы из швеллеров к рымам машины.

1 — швеллер; 2 — рым; 3 — стяжной болт.

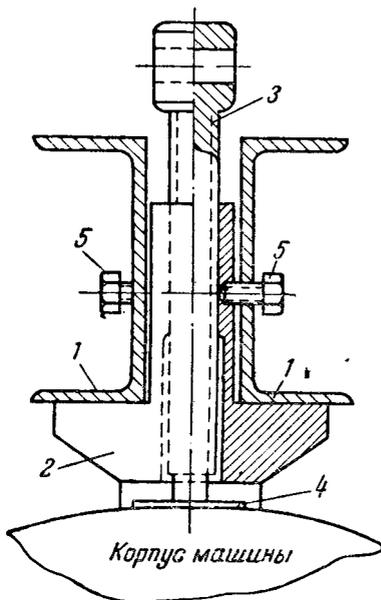


Рис. 3. Установочный дократ.

1 — швеллер; 2 — колодка; 3 — винт; 4 — прокладка (сталь или медь) для предохранения корпуса машины от повреждения винтом; 5 — болты для крепления дократов к раме при переноске приспособления.

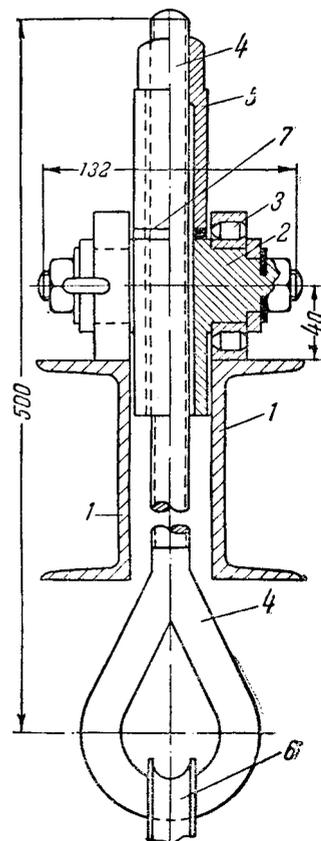


Рис. 4. Каретка.

1 — швеллер; 2 — корпус каретки; 3 — роликовый подшипник; 4 — подъемный винт; 5 — фасонная гайка к винту; 6 — коуш; 7 — бронзовая шайба.

Гибкая соединительная муфта для возбuditелей генераторов

На многих генераторах иностранных фирм (ДЖИИ, Вестингауз) соединение вала генератора с валом возбuditеля осуществляется с помощью зубчатых муфт.

Как показала практика эксплуатации, муфты этой конструкции в некоторых случаях работают ненадежно и вызывают простой агрегатов вследствие износа зубьев муфты. Так, например, подобные повреждения муфт имели место на энергопоездах фирмы Вестингауз 5000 квт (за 6 мес. 1950 г. было два случая, на энергопоездах № 54 и 45). Такой же случай имел место с генератором ДЖИИ 4500 квт и был ранее описан¹.

На энергопоезде № 54 после аварии с фирменной муфтой была своими силами изготовлена и установлена муфта (рис. 1), устройство которой показано на рис. 2.

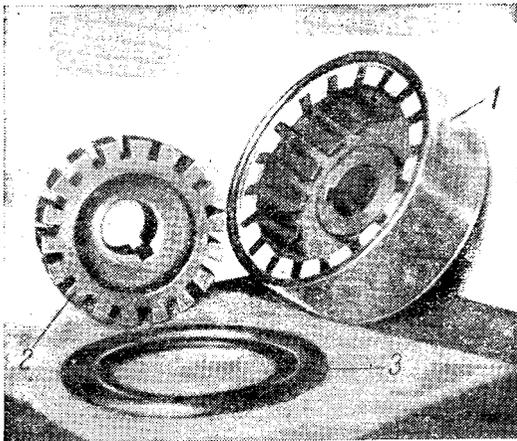


Рис. 1.

Муфта состоит из трех стальных деталей: внешней полумуфты 1, внутренней полумуфты 2, крышки 3 и гибких соединительных пластин, изготовленных из резиновой транспортной ленты 4.

Полумуфты 1 и 2 насаживаются на концы валов генератора и возбuditеля с таким расчетом, чтобы при рабочем положении ротора возбuditеля они заняли относительное положение, изображенное на разрезе I—I рис. 2 (при насадке полумуфты возбuditеля сначала на вал должна быть надета крышка 3).

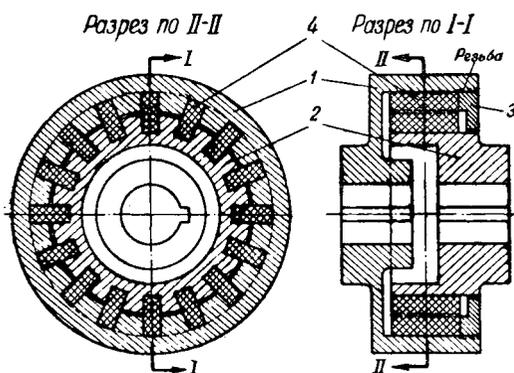


Рис. 2.

Центровка полумуфт производится обычным способом. Радиальные зазоры между зубьями полумуфт должны быть замерены с помощью шупа при снятой крышке 3, эти зазоры должны быть равны между собой и составлять 1—2 мм (в зависимости от размера муфты).

Общий вид муфты, смонтированной на генераторе, представлен на рис. 3.

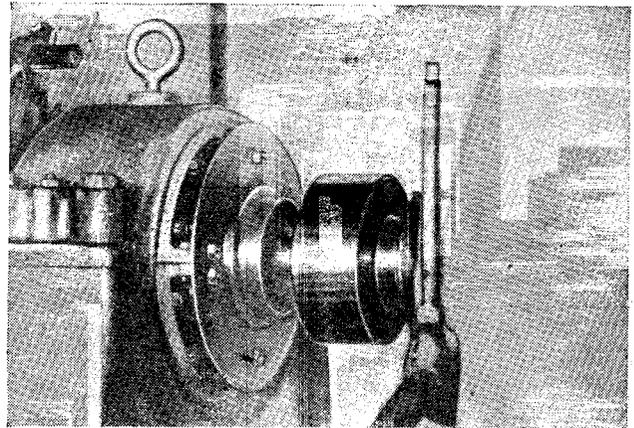


Рис. 3.

Правильно собранная муфта (без соединительных пластин) должна допускать свободное вращение ротора возбuditеля при неподвижном вале генератора, без соприкосновения деталей. Такая проверка должна быть проведена при осевом сдвиге ротора возбuditеля в обе стороны от рабочего положения.

Муфта данной конструкции обладает следующими преимуществами:

- 1) отсутствует износ металлических частей;
- 2) не требуется ухода и смазки;
- 3) детали ее не имеют металлического касания, поэтому она надежно изрирует вал возбuditеля от вала генератора;
- 4) работает она совершенно бесшумно, в эксплуатации безопасна и не требует ограждения;
- 5) она дешева и проста в изготовлении, не требует большой точности обработки и может быть изготовлена в мастерских электростанции.

Десятимесячная эксплуатация этой муфты на генераторе фирмы Вестингауз мощностью 5000 квт, 3000 об/мин показала полную надежность ее конструкции. Соединительные пластины, изготовленные из обычной транспортной ленты, после 7000 час. работы никаких следов износа не имели.

В. В. Ильенко

Недостатки приводов ПС-30 и ПВС-150

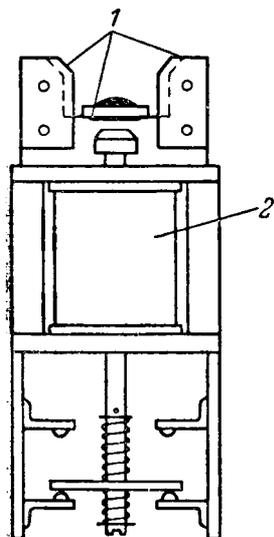
В практике эксплуатации приводов ПС-30 и ПВС-150 систематически наблюдались случаи невозвращения в исходное положение сердечника соленоида отключения после дистанционного отключения масляного выключателя. Чаще всего это происходило с наступлением похолодания и иногда выражалось лишь в кратковременной задержке сердечника в промежуточном положении.

До сих пор это явление объяснялось недостаточно тщательной регулировкой сердечника и бояка отключающей катушки (механические заедания), наличием смазки и окислов. Однако при самой тщательной регулировке и хорошем состоянии сердечника и гильзы отключающей катушки с наступлением холодов вновь наблюдалось явление в виде длительной или кратковременной (несколько секунд) задержки сердечника отключающей катушки в промежуточном положении, что приводило к отказу АПВ, так как цепь включения оказывалась разорванной. Характерно, что попытки имитировать заедание сердечника путем подъема его от руки, как правило, были безрезультатны,—сердечник свободно возвращался в исходное положение; при дистанционном же отключении заедание сердечника вновь повторялось.

Выяснено, что задержка возврата сердечника отключающей катушки в исходное положение объясняется магнитным сцеплением сердечника и отключающего рычага привода, которые намагничиваются при работе отключающей катушки; сердечник висит, будучи притянут к рычагу.

¹ См. „Электрические станции“, № 7, 1950, стр. 54.

Опытом доказано, что достаточно подложить лист плотной бумаги так, чтобы при ударе бойка о рычаг бумага находилась между ними, как всякое заедание сердечника исчезает, т. е. последний четко возвращается в исходное положение. Практически немагнитная прокладка устанавливалась на отключающем рычаге, для чего на нем в точке удара бойка сверливалось отверстие диаметром 8—10 мм и ставилась медная заклепка с плоской головкой диаметром около 20 мм так, что удар бойка приходился по меди. Тот же результат достигается при замене стальной головки бойка головкой, изготовленной из немагнитного материала (см. рисунок).



Эскиз отключающего соленоида.

1 — детали из немагнитного материала; 2 — отключающая катушка.

Для полного устранения явления нечеткой работы привода из-за магнитного сцепления его деталей дополнительно, кроме немагнитной прокладки на рычаге, были срезаны края направляющей вилки и наклепаны щечки из латуни так, что соприкосновение отключающего рычага со сталью вилки исключено. После указанных изменений привод стал работать безотказно.

Отказы приводов по указанным выше причинам происходят главным образом в зимнее время при низких температурах, что объясняется увеличением магнитной индукции в стали, так как изменение температуры воздуха от +20 до -30°С влечет за собой увеличение тока, потребляемого соленоидом, отключения, почти на 25%, значительным увеличением коэрцитивной силы стали и увеличением сил трения при низких температурах.

Инж. А. Г. Иванов

Потери электроэнергии в линейной арматуре

В Электросети Ярэнерго при обследовании соединителей штангой было проверено падение напряжения на подвесном зажиме типа Р-140. При этом оно оказалось значительно превосходящим падение напряжения на целом проводе.

Это обстоятельство побудило определить не только величину падения напряжения на зажимах, но и величину активных потерь в них (на гистерезис и вихревые токи).

В лабораторных условиях на провод М-70 длиной 9 м с напаянными наконечниками были установлены 10 подвесных зажимов типа Р-140, укрепленных к изоляторам П-4,5 и проведены испытания, схема которых показана на рисунке.

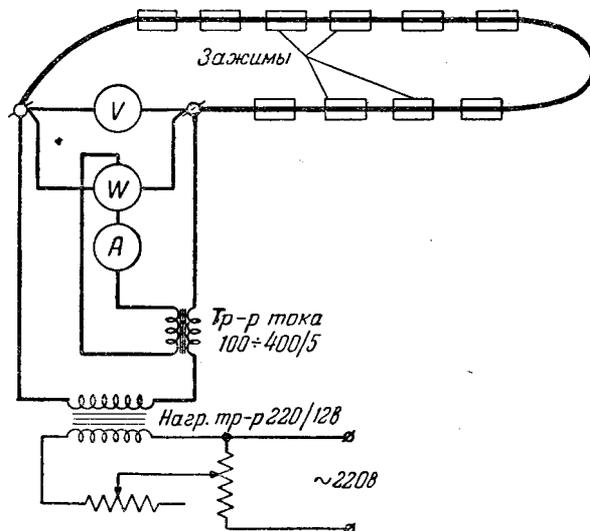
При испытании были использованы следующие приборы: ваттметр 30 в, 5 а — класса 0,5; вольтметр 1,5—6 в — класса 1; трансформатор тока 100—150—200—300—400/5 а; амперметр 5 а — класса 0,5.

Перед испытаниями было измерено сопротивление самого провода на постоянном токе, которое оказалось равным 0,0024 ом. При испытаниях были измерены:

1. Активные потери в приборах и в проводе без зажимов на переменном токе 100—400 а. Результаты измерений приведены в табл. 1.

2. Потери на гистерезис и вихревые токи на переменном токе 50 пер/сек от 100 до 400 а в проводе с десятью

Ток в проводе, а	Напряжение, в	Показания ваттметра, вт	cos φ
100	0,390	26	0,66
200	0,765	108	0,64
300	1,200	228	0,63
400	1,96	408	0,52



подвесными зажимами. Провод расположен петлей шириной 1—1,5 м. Результаты измерений приведены в табл. 2

Таблица 2

Ток в проводе, а	Напряжение, в	Показания ваттметра, вт	Потери на 10 зажимах, вт	Потери на 1 зажиме, вт
100	0,640	40	14	1,4
150	0,965	90	30	3,0
200	1,265	160	52	5,2
300	2,400	360	132	13,2
400	2,680	632	224	22,4

Проведено такое же испытание при суженной петле до 0,5—0,75 м. Оно показало, что изменение размеров петли не влияет на величину активных потерь.

Выводы

Линейная арматура, выполненная из магнитного материала, увеличивает потери в линиях.

Величина дополнительных потерь может достигать 0,3—0,4 кВт на 1 км линии.

Н. М. Шипов

Опыт применения дефектоскопа для отыскания дефектных изоляторов на линиях

В 1949 г. в высоковольтных сетях Мосэнерго были широко поставлены опыты отыскания дефектных изоляторов на линиях электропередачи с помощью дефектоскопов (в количестве более 10 шт.), изготовленных Центральной лабораторией ВЭС Мосэнерго по схеме, аналогичной схеме инж. Коске.

Полученные результаты сравнивались с результатами измерений штангой. При этом оказалось, что на большом числе опор, имевших по показаниям дефектоскопа дефектные изоляторы, штангой не было найдено ни одного такого изолятора и, наоборот, часть изоляторов, забракованных с помощью штанги, были признаны годными по показаниям дефектоскопа.

Однако, несмотря на эти расхождения, в большинстве случаев, когда дефектоскоп показывал наличие на опоре дефектных изоляторов, эти изоляторы выявлялись с помощью штанги, т. е. показания приборов в большинстве случаев совпадали.

В таблице приводятся сравнительные данные, показывающие результаты испытаний с помощью штанги и с помощью дефектоскопа.

Конструкция опор	Напряжение, кВ	Забраковано изоляторов		Результаты совпали		Результаты не совпали	
		Штангой	Дефектоскопом	Дефект не обнаружен	Дефект обнаружен	Дефект обнаружен только штангой	Дефект обнаружен только дефектоскопом
Металлические	110	729	101	228	508	88	13
	35	172	19	37	127	11	8
Деревянные	110	30	3	2	27	2	1
	35	62	3	34	3	3	—
Всего		993	126	301	665	104	22
							197

С точки зрения эксплуатации наиболее интересными являются цифры, показывающие:

1) количество изоляторов, забракованных только штангой и «пропущенных» дефектоскопом, и

2) количество случаев, когда дефектоскоп показывает наличие дефектных изоляторов на опоре, а при проверке штангой таких изоляторов не обнаруживается.

В нашем случае при испытаниях дефектоскопом «пропущено» 22 дефектных изолятора, что составляет 17,5% от общего числа изоляторов, забракованных штангой (126 шт.).

Интересно отметить, что в 1948 г., когда опыты ставились еще не столь широко и испытания производились более квалифицированным персоналом, отмечен только один случай, когда нулевой изолятор не был обнаружен дефектоскопом (всего было проверено 174 опоры и забраковано штангой 33 изолятора).

Склонность дефектоскопа давать излишнюю отбраковку, т. е. относить к числу имеющих дефектные изоляторы опоры, на которых при проверке штангой такие изоляторы не обнаруживаются (число таких опор в нашем случае составляет 197, т. е. 20% от общего количества проверенных опор), объясняется тем, что дефектоскоп реагирует не только на дефекты изоляторов, но и на всякую электрическую искру, например, вызванную неплотными контактами в арматуре и т. п.

Так как методика испытаний дефектоскопом все равно требует проверки штангой опор, у которых дефектоскоп дал повышенные показания, то указанное свойство дефектоскопа не приводит к напрасной замене годных изоляторов.

Приведенные результаты являются средними, полученными путем сложения данных проверки большого числа линий различными испытателями и приборами. При этом не всегда результаты были одинаковыми. Часть испытателей получила результаты значительно лучшие, чем средние, другая часть получила плохие. Кроме того, у некоторых испытателей по отдельным линиям были как плохие, так и хорошие результаты.

Можно предполагать, что результаты испытаний в значительной степени зависели от квалификации и навыка

в работе персонала, производившего испытания как дефектоскопом, так и штангой.

Влияние других факторов, как то: конструкция и заземление опор, номинальное напряжение линии, число элементов в гирлянде, внешние помехи и т. д., пока остаются невыясненным.

Выводы

На основании полученных результатов можно сделать следующие выводы:

1. Применение дефектоскопа позволяет выявлять большую часть дефектных изоляторов на линиях.

2. Количество дефектных изоляторов, не выявляемых дефектоскопом, может быть снижено после устранения некоторых конструктивных дефектов прибора и приобретения персоналом навыка в работе.

3. Возможен переход к более широкой эксплуатационной проверке метода путем отказа от регулярных измерений изоляторов штангой на выделенных для этого линиях и перехода к проверке дефектоскопом, с последующим отысканием штангой дефектных изоляторов на тех опорах, где дефектоскоп покажет наличие дефекта.

4. Продолжая совместные испытания изоляторов штангой и дефектоскопом, следует проверять приложенным напряжением или мегомметром 2500 в все изоляторы, признанные дефектными при измерениях штангой или дефектоскопом.

Инж. П. П. Кузьмин

Нумерация опор и расцветка фаз линий электропередачи

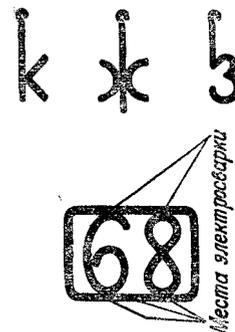
Для изготовления номеров опор и обозначений фаз сетевые районы расходуют большое количество жести и краски. Как показал опыт эксплуатации, через 2—4 года после подвески номеров и обозначений последние окисляются и приходят в негодность. Особенно заметно интенсивное окисление жести на деревянных опорах, пропитанных креозотом.

В сетевом районе Донбассэнерго Е. М. Воробьев предложил изготавливать номера и обозначения из катанки демонтированных бандажей, которая не может быть использована вторично для ремонтов линий электропередачи при замене подстолбьев и стоек.

На каждую цифру (1—10) и обозначение (К, З, Ж) изготовлен шаблон, при помощи которого нагретой катанке придают форму и однотипность (см. рисунок). Изготовленные цифры привариваются электросваркой к рамке, которая также изготовлена из катанки. Шаблоны выполнены в виде колец, шпильки и т. п., приваренных к швеллеру длиной 1—2 м. При работе для устойчивости швеллер закрепляется в тисках. На деревянных опорах номера крепятся к стойке или пасынку двумя шпильками, а на металлических опорах — проволочной вязкой.

Буквы расцветки фаз крепятся непосредственно к деталям опор, через ушко, сделанное на буквах. Срок службы их 15—20 лет.

В. И. Гордиенко



ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства

О пробивных напряжениях вентильных разрядников

В инструкции по монтажу, профилактике и ревизии вентильных разрядников, выпущенной заводом «Пролетарий», рекомендуется производить эпизодические проверки пробивных напряжений разрядников или элементов их.

Техническое управление МЭС, учитывая, что такие испытания сопряжены с опасностью повреждения разрядников типов РВС и РВВМ, считает (эксплуатационный циркуляр № 9/Э от 20 октября 1950 г.) ненужным проверять пробивные напряжения указанных разрядников.

О мерах по повышению надежности работы сетей оперативного тока электростанций и подстанций

В связи с дискуссией в журнале «Электрические станции» по статье А. Б. Крикунчика Техническое управление МЭС устанавливает (решение № 64/Э от 13 ноября 1950 г.):

1. Основными мерами по повышению надежности работы сетей оперативного тока станций и подстанций должны являться:

а) применение в этих сетях соответствующих по назначению надежных аппаратов, монтажных деталей и материалов, а также качественное исполнение монтажа;

б) выполнение секционирования и разделения цепей, а также достаточно чувствительных устройств контроля изоляции, позволяющих своевременно выявлять и отыскивать повреждения и ослабления изоляции;

в) периодическое проведение испытаний цепей вторичной коммутации повышенным напряжением, в соответствии с решением «О введении испытаний изоляций цепей вторичной коммутации повышенным напряжением (см. «Сборник директивных материалов», 1950 г., стр. 62).

2. Панели защиты и щитов управления, а также каркасы других элементов, на которые заходят цепи вторичной коммутации, должны быть надежно заземлены, что необходимо, кроме того, и по условиям техники безопасности.

При разделке кабелей вторичной коммутации свинцовая оболочка должна соединяться с броней кабелей.

3. В тех случаях, когда в процессе эксплуатации действующих установок наблюдаются повторяющиеся случаи неполных замыканий на землю, целесообразно произвести выборочную проверку наличия изоляции относительно земли свинцовых оболочек кабелей и проводов, металлических цоколей реле и других аппаратов с помощью мегомметра 1 000 в. Если будет выявлено наличие такой изоляции, то необходимо простейшими способами обеспечить заземление свинцовых оболочек и металлических цоколей реле и аппаратов (зачисткой и обеспечением соприкосновения свинца с броней, цоколей с панелями).

Мероприятие это следует провести перед испытаниями вторичной коммутации повышенным напряжением.

О применении схем защиты с высоковольтными предохранителями и выключателями нагрузки

Вследствие запросов монтажных организаций о возможности применения схем защиты с высоковольтными предохранителями и выключателями нагрузки взамен схем с релейной защитой от коротких замыканий и высоковольтными выключателями (масляными и др.) Техническое управление МЭС и Государственная инспекция по промышленности и энергоснабжению разъясняют (решение № 65/47/Э от ноября 1950 г.):

Применение схем защиты с высоковольтными предохранителями и выключателями нагрузки, дающее экономию в сооружении электроустановок, может допускаться во всех случаях без ограничения по напряжению и мощности, если при этом обеспечиваются следующие условия:

1. Предохранители соответствуют разрывной мощности в месте их установки и по характеристикам удовлетворяют требованиям селективности относительно релейной защиты в питающей сети и предохранителей на стороне низшего напряжения.

2. Выключатели нагрузки соответствуют термической и динамической устойчивости к токам короткого замыкания в месте их установки.

3. Схемой исключается (помощью блокировок) возможность автоматического отключения выключателей нагрузки при токах, больших допустимого для данных выключателей.

Новые правила Главотлонадзора

Главной инспекцией Котлонадзора Министерства электростанций выпущены новые «Правила устройства, содержания и освидетельствования паровых котлов, пароперегревателей и водяных экономайзеров», обязательные для всех ведомств. Новые «Правила» рассмотрены и одобрены Техническим советом при Министре электростанций и отменяют ранее действовавшие следующие правила и руководящие указания:

а) «Правила устройства, установки, содержания и освидетельствования паровых котлов, пароперегревателей и водяных экономайзеров», утвержденные НКЭС СССР 12/XI 1940 г.;

б) «Руководящие указания по сварке трубопроводов, поверхностей нагрева и коллекторов котельных установок высокого давления», утвержденные Министерством электростанций 12/X 1946 г.;

в) «Руководящие указания по применению правил о паровых котлах в условиях военного времени», утвержденные НКЭС СССР 16/X 1941 г.;

г) «Правила по применению сварки при проектировании и изготовлении паровых котлов и сосудов, работающих под давлением свыше 0,7 атм», утвержденные НКЭП СССР 11/VII 1939 г., в части, относящейся к сварке паровых котлов;

д) «Руководящие указания по применению правил о сварке в условиях военного времени», утвержденные НКЭС СССР 18/II 1943 г. в части, относящейся к сварке паровых котлов.

Новые «Правила» значительно переработаны и расширены по сравнению с ранее действовавшими.

Общие требования к конструкциям котлоагрегатов сведены в один раздел и устанавливают требования к элементам, находящимся под давлением, топочной части и газходам котла (установка взрывных клапанов, гляделок и пр.).

Требования к материалам также выделены в особый раздел и регламентируют выбор материалов для элементов, работающих под давлением. Раздел о металле в котлостроении заново введен в новые «Правила». Для изготовления элементов котла, работающих под давлением (обечайки, барабаны, днища, трубные решетки и т. п.) ≤ 60 атм и при температуре металла $\leq 450^\circ\text{C}$ допускается применение углеродистой стали; МСТ2, МСТ3, 15К, 20К, 25К. Обязательными испытаниями для сталей являются: 1) проверка химсостава; 2) испытание на разрыв (величина σ_r является факультативной); 3) ударные пробы в исходном состоянии; 4) проба на холодный загиб; 5) испытание на излом. Листы из стали 15К и 20К при $\delta > 12$ мм подвергаются также испытаниям на старение. При этом ударная вязкость после искусственного старения должна быть: для стали марки 15К не менее 50%, а для 20К не менее 60% от полученной величины старения. Для листов $\delta > 20$ мм указанные нормы впредь до накопления опыта являются факультативными.

Применение стали марок МСТ2 и МСТ3 допускается только для деталей котлов, работающих при температуре среды не более 120°C ; для условий, превышающих эту температуру, должна применяться сталь марок 15К, 20К и 25К. Сталь для барабанов котлов > 60 атм поставляется по техническим условиям, согласованным с Главкотлонадзором. Трубы из углеродистой стали для изготовления поверхностей нагрева котлов на давление до 60 атм должны соответствовать ГОСТ 3099-46 и изготавливаться из стали марок 10 и 20. Трубы для коллекторов и соединительных трубопроводов на давление до 60 атм из углеродистой стали должны соответствовать ГОСТ 3100-46 и изготавливаться из стали тех же марок; допускается также применение стали марки 25. Применение углеродистой стали допускается в трубах: пароперегревателей при рабочей температуре металла $\leq 500^\circ\text{C}$ и в трубах паропроводов $d \leq 76$ мм при температуре пара $\leq 500^\circ\text{C}$.

Для труб поверхностей нагрева обязательными испытаниями являются: 1) на разрыв; 2) на сплющивание; 3) на раздачу (для дымогарных труб испытание на раздачу может быть заменено испытанием на бортование); 4) гидравлическое испытание на двойное давление в котле, но не ниже 50 атм.

Для труб, коллекторов и камер обязательными являются испытания: 1) на разрыв; 2) на сплющивание; 3) на холодный загиб продольного образца вокруг оправки $d = 2S$ (только для трубопроводов); 4) макроструктура излома (для коллекторов и паропроводных труб перегретого пара при температуре $\geq 375^\circ\text{C}$); 5) химический анализ; 6) гидравлическое испытание.

Трубы для поверхностей нагрева, коллекторов и трубопроводов установок высокого давления поставляются по техническим условиям Министерства металлургической промышленности¹. Эти трубы могут применяться для коллекторов и паропроводов при температурах рабочей среды: а) углеродистые $\leq 450^\circ\text{C}$ (при условии колебаний температуры рабочей среды в эксплуатации $\pm 10^\circ\text{C}$); б) чистомолибденовые 15М и 20М для вновь проектируемых установок $\leq 485^\circ\text{C}$; в) сталь марки 12МХ — до 530°C , а марки 15ХМ — до 550°C . На действующих установках высокого давления коллекторы и паропроводы из стали марок 15М и 20М подлежат периодическому контролю на графитизацию. Стальное фасонное литье из углеродистой стали, работающее под давлением, должно соответствовать требованиям ГОСТ 977-41 для сталей марок 15, 25 и 35. При температурах $> 450^\circ\text{C}$ для отливок должна применяться легированная теплоустойчивая сталь. Все фасонные стальные отливки подлежат термообработке. Для болтов, шпилек и гаек к ним для температур шпилек $\leq 425^\circ\text{C}$ и гаек $\leq 450^\circ\text{C}$ рекомендуется применять углеродистую сталь марок 25, 30, 35, 40 по ГОСТ 1050-41. Для шпилек для температуры 450°C и для шпилек и гаек для температур до 500 — 525°C рекомендуется применять легированные теплоустойчивые стали марок 30ХМА, ЭИ-10,

¹ В 1951 г. действуют МПТУ 2579-50 (для труб диаметром 108 мм) и МПТУ 2580-50 (для труб диаметром 114—426 мм), см. «Электрические станции», 1950, № 12, стр. 53.

25ХМ2МФ с содержанием серы и фосфора $\leq 0,035\%$ каждого и никеля $\leq 0,4\%$.

Новые «Правила» значительное место отводят вопросам сварки (раздел IV «Сварка», § 59—153), разрешая при изготовлении, монтаже и ремонте котлоагрегатов применение всех промышленных методов сварки. При монтаже электродуговая и газовая сварка труб поверхностей нагрева и трубопроводов в зимних условиях может производиться в следующем порядке: а) сварка углеродистой стали с содержанием углерода $\leq 0,2\%$ — лишь при температуре окружающего воздуха не ниже минус 20°C ; б) сварка углеродистой стали с содержанием углерода от 0,2 до 0,28% при толщине стенки до 15 мм и молибденовых сталей марок 15М и 20М при толщине стенки до 10 мм — при температуре окружающего воздуха не ниже минус 10°C .

§ 90—104 новых «Правил» регламентируют требования к квалификации сварщиков, а § 105—119 — к технологическому процессу сварки. Требования, предъявляемые к технологическому процессу сварки, уделяют особое внимание вопросам качества сборки свариваемых элементов и термообработки их. Для элементов паровых котлов с толщиной стенки > 10 мм обязательно применение предварительного и сопутствующего сварке нагрева свариваемых элементов в следующих случаях: 1) при сварке элементов из молибденовой и хромомолибденовой стали независимо от содержания в них углерода; 2) при сварке из других легированных сталей, — если при исследовании их свариваемости установлена необходимость в таком нагреве; 3) при сварке элементов из любой конструкционной стали, если по каким-либо условиям сварка производится при температуре ниже нуля; 4) во всех случаях сварки углеродистой стали с содержанием углерода $> 0,28\%$.

Последующей термообработке для уменьшения внутренних напряжений подлежат: 1) барабаны, изготовленные из углеродистой стали при $\delta > 25$ мм; 2) барабаны и другие детали котлов при $\delta > 10$ мм, изготовленные из легированных сталей; 3) камеры, коллекторы и пр., изготовленные из углеродистой стали при $\delta > 25$ мм или при меньшей толщине, но при большом количестве приварных деталей (штуцеров, ниппелей).

Контроль сварных соединений (§ 120—153) осуществляется: 1) внешним осмотром; 2) механическими испытаниями; 3) металлографическими исследованиями; 4) просвечиванием стыковых швов; 5) засверливанием валиковых швов; 6) гидравлическим испытанием. Металлографические исследования обязательны лишь при сварке элементов, работающих при давлении > 40 атм или при температуре $> 450^\circ\text{C}$. Обязательному просвечиванию подлежат только стыковые швы барабанов и других элементов котла, сваренных из листовой стали.

Правила устройства и содержания помещений для стационарных паровых котлов изложены в § 154—196; арматуре, измерительным и контрольным приборам посвящены § 197—247.

Разделы VII (§ 248—255) и VIII (§ 256—267) разбирают правила, касающиеся соответственно питательных приборов и водного режима паровых котлов, а разделы IX (§ 268—271) и X (§ 272—287) посвящаются специальным требованиям по пароперегревателям и водяным экономайзерам. Разделы XI (§ 288—302) и XII (§ 303—312) подробно рассматривают вопросы обслуживания и порядка получения разрешения на пуск в работу котла.

Правила освидетельствования паровых котлов изложены в разделе XIII (§ 313—339).

Раздел XIV новых «Правил» устанавливает порядок расследования аварийных повреждений и несчастных случаев, а раздел XV посвящен заключительным положениям.

Сессия по изготовлению и эксплуатации котлов высокого давления с естественной циркуляцией

В 1950 г. в г. Таганроге состоялась научно-техническая сессия, организованная Ростовским отделением ВНИТОЭ, Комиссией пара высоких параметров Академии наук СССР и Таганрогским заводом «Красный котельщик».

Сессия заслушала и обсудила 15 докладов.

В докладах лауреатов Сталинской премии директора и главного инженера завода «Красный котельщик» С. П. Казина и И. М. Шамраевского дан обзор работы завода по сооружению котлов высокого давления.

Кандидаты техн. наук П. Н. Кендысь и И. Е. Дубровский (ЦКТИ) осветили итоги эксплуатации двух котлов ТП-230-1 на подмосковном угле, одного — с камерной топкой, другого — с шахтно-мельничной топкой и котла ПК-10 на фрезерном торфе.

Докладчики указали на мероприятия, уже проведенные для устранения дефектов топок, и на основные направления дальнейшей работы по усовершенствованию котла.

В докладе представителя Мосэнерго В. Н. Березнеговской было сообщено о результатах эксплуатации котлов высокого давления.

Канд. техн. наук Д. Ф. Петерсон (ЦКТИ) сообщил о результатах исследования циркуляции воды и сепарации пара на двух котлах ТП-230-1. Оба котла работают на подмосковном угле; один из них имеет барабанно-шаровую, другой — шахтную мельницу.

В докладе канд. техн. наук З. Я. Бейраха (ЦКТИ) были рассмотрены вопросы автоматического регулирования котлов высокого давления.

Канд. техн. наук А. А. Захаров (ЦКТИ) в своем докладе сообщил об основных недостатках арматуры высокого давления и о мерах по их устранению.

В докладах и выступлениях инж. В. И. Баранова (Ростовэнерго), канд. техн. наук В. И. Бражникова (Новочеркасский политехнический институт), инж. В. А. Варичева (Ростовэнерго), инж. В. Н. Ефремова, И. Х. Мангушева и Г. Г. Гринь (Мосэнерго), инж. Н. Л. Константинова (Ленэнерго), инж. Д. Г. Дуденко (Ивэнерго), инж. Н. Р. Литвака (Харьковэнерго), инж. Ш. К. Галаянского (Киевэнерго), инж. М. А. Безбородова (Горэнерго) были подведены итоги эксплуатации действующих на электростанциях котельных агрегатов высокого давления.

Особый интерес представили освещенные в докладах материалы по освоению радиационных перегревателей, промежуточных газовых перегревателей, новой топочной схемы для сжигания тощего угля (предложенной ВТИ), опыт станций по наладке перегревателей, по растопочным режимам, борьбе с повреждениями экономайзеров, повышению экономичности котельных агрегатов, организации водного режима котлов и др.

Представители монтажных организаций инж. Э. М. Винницкий (Донбассэнерго-монтаж) и инж. Л. Д. Гинзбург-Шик (Центроэнерго-монтаж) указали на то, что агрегаты Таганрогского и Подольского заводов не унифицированы по размерам фундаментов и высотным отметкам, что затрудняет работу проектировщиков, а также на недостатки агрегатов с точки зрения требований блочного монтажа.

Член-корреспондент Академии наук СССР проф. М. А. Стырикович (Московский энергетический институт им. В. М. Молотова) выступил на сессии с докладом по вопросам «Применение пара сверхвысоких параметров в энергетике СССР» и «Работы МЭИ по исследованию качества пара на полупромышленном котле сверхвысокого давления».

Главный конструктор Таганрогского завода «Красный котельщик» инж. В. И. Шутов в своем докладе познакомил с конструкцией нового котла, спроектированного этим заводом.

В докладе «Водоподготовка и водный режим на электростанциях высоких и сверхвысоких параметров» проф. М. С. Шкроб (ЭНИН Академии наук СССР) отметил, что большинство действующих электростанций высокого давления осуществляет конденсатный режим питания котлов. Лишь единичные котлы высокого давления с естественной циркуляцией периодически питаются с добавкой химически очищенной воды.

Преобладающее большинство котлов работает без накипи и коррозии и выдает пар удовлетворительного качества, что обусловлено не только благоприятными условиями водоподготовки (конденсатный режим питания), но также удовлетворительной циркуляцией в котлах с естественной циркуляцией конструкции ТКЗ и др.

Вместе с тем на некоторых электростанциях, где котлы питаются с добавкой химически очищенной воды без обескремнивания, наблюдается занос лопаток турбин водонерастворимыми силикатными отложениями.

Канд. техн. наук С. М. Лукомский (ЭНИН Академии наук СССР) сделал доклад на тему: «Теплообмен при кипении при высоких давлениях и температурах».

В своем выступлении зам. главного конструктора ТКЗ инж. В. С. Патыченко ознакомил с особенностями котла ТП-230-2, который обладает улучшенными показателями работы по сравнению с котлом ТП-230-1, а именно: к. п. д. агрегата повышен до 88,49%; снижено воздушное сопротивление агрегата с 236 до 188 мм вод. ст. и газовое сопротивление агрегата с 219 до 155 мм вод. ст.; увеличена поверхность воздухоподогревателя на 2310 м² и температура подогретого воздуха повышена до 392° С.

В прениях по докладам выступили 19 делегатов сессии.

Сессия приняла решения, в которых рекомендовано заводам-изготовителям улучшить технологию и контроль качества сварочных работ; совместно с ВТИ форсировать работы по уменьшению золотого износа путем установки внутрикотлового золоуловителя; улучшить схемы перегревателей с внедрением более совершенных регуляторов перегрева, совместно с ЦКТИ разработать эффективные действующие конструкции обдувочных аппаратов с дистанционным управлением; повысить надежность и срок службы арматуры высокого давления, а также выполнить другие мероприятия на основе опыта эксплуатации. В частности, сессия считает необходимым освоить производство шпильных экранов для установки зажигательных поясов.

Сессия поставила перед научно-исследовательскими институтами ряд задач, в том числе изыскание эффективного метода очистки воды от кремнекислоты, уточнение методов теплового и аэродинамического расчета котлов, систематическое обобщение опыта эксплуатации котлов высокого давления.

Канд. техн. наук Б. И. Шейнин
и инж. Е. К. Корчинский

Сессия по эксплуатации воздушных линий электро- передачи 6—220 кВ

В 1950 г. в г. Ростове н/Д происходила Всесоюзная научно-техническая сессия по эксплуатации воздушных линий электропередачи 6—220 кВ.

Перед работниками сетей, кроме требований повышения надежности и бесперебойности снабжения электроэнергией промышленности и сельского хозяйства теперь ставятся новые задачи, связанные с передачей больших мощностей на сверхдальние расстояния.

В числе 250 участников сессии были работники проектных, строительных и эксплуатационных организаций, научные работники институты и лабораторий.

Сессия была открыта докладом канд. техн. наук И. А. Сыромятникова «Современные требования к сооружению и эксплуатации воздушных линий электропередачи», в котором были отмечены требования к проектам линий электропередачи и подчеркнута необходимость более тщательного выбора климатических районов, типа опор, гроззащиты и т. п. Докладчик указал также на требования к строительно-монтажным организациям в отношении своевременного ввода строящихся линий в эксплуатацию и улучшения качества сооружаемых линий. Далее т. Сыромятников отметил, что правильная организация эксплуатации, своевременная профилактика и испытания оборудования, производство своевременного ремонта являются основными факторами надежной работы линий электропередачи.

В докладе инж. Г. А. Энгель (МЭС) «Анализ эксплуатационных повреждений на линиях электропередачи и основные пути повышения надежности их эксплуатации» были разобраны повреждения, отмеченные за последние годы на воздушных линиях, по причинам конструктивных недостатков, из-за неправильного проектирования и сооружения линий. Большое внимание докладчиком было уделено вопросам устранения недостатков эксплуатации. Приведены цифровые данные удельной повреждаемости на линиях электропередачи 6—220 кВ и детально разобраны

повреждения на отдельных элементах линий электропередачи.

В докладе инж. С. М. Гринева «Опыт эксплуатации линий электропередачи 220—35 кВ в системе Мосэнерго» был дан анализ условий, от которых зависит более надежная и более качественная эксплуатация. Инж. Гринева большое внимание в докладе уделил применению импульсного измерителя для ускорения нахождения места повреждения; работе кустореза, смонтированного на тракторе С-80; применению переносных дизель-копиров, которые оправдали себя при забивке свай; вопросам удлинения срока службы деревянных опор, эксплуатационного запаса прочности деревянных опор.

Доклад инж. С. М. Гринева вызвал оживленные прения и сообщения с мест из опыта эксплуатации ряда систем. Выявилось большое количество недочетов в работе как районных, так и главных управлений. Указывалось, что главные эксплуатационные управления не имеют в своем составе работников по линиям электропередачи.

Доклад «Организация комплексных профилактических и эксплуатационных работ на линиях электропередачи» сделал главный инженер Макеевского района Донбассэнерго А. М. Рыцлин, указавший, что при проведении комплексно-профилактических и ремонтных работ на линиях удается сэкономить большое количество рабочей силы и усилить механизацию этих работ. С сообщениями по проведению комплексного метода ремонтных линий выступили также представители Горэнерго и Молотовэнерго.

Доклады «Ремонт на линиях электропередачи под напряжением» и «Пофазный ремонт на линиях электропередачи» сделали лауреаты Сталинской премии инж. Н. П. Астахов (ОргрЭС) и Л. А. Небрат (Кемеровэнерго). Их доклады показывают, что ремонтные работы под напряжением внедряются в настоящее время почти во всех крупных системах.

Делегаты сессии высказались за применение работ под напряжением на линиях в следующих случаях: когда отключение линии создает ограничение и полное отключение потребителя или когда при отключении надежность работы ответственных транзитов снижается.

Сессия высказала пожелания, чтобы изготовление изолирующих приспособлений для работ под напряжением проводилось централизованным способом.

Кроме докладов по основным эксплуатационным вопросам был заслушан ряд специальных докладов:

Проф В. В. Бургсдорф (ЦНИЭЛ МЭС) сделал доклад на тему: «Грозозащита воздушных линий электропередачи и изучение опыта ее эксплуатации», в котором отметил, что благодаря широкому изучению и исследованию грозозащиты воздушных линий электропередачи удалось разработать мероприятия, обеспечивающие надежную защиту линий. Докладчик считает, что основным средством грозозащиты линий на металлических опорах напряжением 110 кВ и выше является трос. Переход импульсного перекрытия в силовую дугу и образование короткого замыкания возможно лишь при достаточном подводе энергии к разрядному промежутку от сети. Снижение подводимой энергии является эффективным мероприятием для предотвращения грозовых отключений линий. Это достигается на деревянных П-образных опорах установкой защитных подкосов. На основе анализа эксплуатации и материалов исследований проф. Бургсдорф указывает на целесообра-

ность применения трубчатых разрядников для защиты только отдельных опор с пониженной изоляцией.

В докладе «Вибрация проводов на линиях электропередачи и борьба с ней» инж. А. Я. Либерман (ЦНИЭЛ МЭС) кратко ознакомил сессию с теорией вибрации проводов, исследованиями явления вибрации на линиях и методами защиты линий от вибрации. Докладчик дал обзор существующих средств защиты от вибрации и отметил, что наиболее эффективными являются: демиферы типа ЛПИ и армирующие прутки.

На сессии был заслушан доклад инж. Р. А. Голубцова (МОТЭП) «Типовые одноцепные металлические опоры 110 кВ». Область применения этих опор — I и II климатические районы по правилам 1947 г. Опоры рассчитаны на подвеску провода медного 70—120 мм² или сталеалюминиевого АС-70, АС-185 и защитного троса С-50.

Доклад «Деревянные типовые опоры 35—110 кВ» сделал инж. Ю. К. Ковалько (Харьковское отделение ТЭП), который доложил о конструктивном отличии типовых опор 1950 г. от опор 1939 г. и о путях дальнейшего конструктивного улучшения некоторых элементов этих опор.

В докладе «Опоры высоковольтных линий электропередачи из центрифугированного железобетона» канд. техн. наук Е. Э. Михельсон (ТНИСГЭИ) отметил те преимущества, которые имеют эти опоры по сравнению с деревянными и металлическими. Он указал на простоту их изготовления и небольшую стоимость. В опытной лаборатории было изготовлено несколько сот таких опор.

Инж. О. Г. Вексельман (Харьковэнерго) сделал доклад на тему: «Номинальные и эксплуатационные коэффициенты запаса прочности проводов линий электропередачи», в котором осветил вопросы соотношения эксплуатационного и номинального коэффициентов запаса прочности проводов линий в зависимости от расчетных климатических условий, длины пролета, материала и сечения провода и вопросы методики расчета проводов по эксплуатационному коэффициенту запаса прочности.

Доклад на тему «Линейная арматура и изоляторы» был сделан главным инженером треста «Армсеть» В. О. Новицким, который кратко изложил принципы, положенные в основу расчета натяжных, подвесных и соединительных зажимов, сцепленной и защитной арматуры. Докладчик отметил недостатки действующего ГОСТ на линейную арматуру и трудности, с которыми встречается трест «Армсеть» при выпуске арматуры.

Делегаты, выступавшие в прениях по докладу инж. Новицкого, указывали на недостаточно высокое качество арматуры и слабое обеспечение систем линейной арматурой и изоляторами.

Делегатами, кроме того, было сделано более 25 сообщений по ряду насущных вопросов проектирования, сооружения и эксплуатации линий, также вызвавших оживленное обсуждение.

В результате докладов, сообщений и обмена мнениями сессия приняла развернутое решение, в котором намечены необходимые организационные и технические мероприятия по улучшению эксплуатации высоковольтных воздушных линий электропередачи и повышению их надежности.

Инж. А. Я. Либерман
и инж. Г. А. Энгель



КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

И. И. Соловьев, Автоматизация энергетических систем, Госэнергоиздат, М.—Л., 1950 г., 500 стр., тираж 7 000.

Решение Правительства о строительстве гигантских гидроэлектростанций вплотную подводит нас к созданию единой энергосистемы небывалой мощности, что немислимо без самого широкого применения автоматизации как отдельных узлов, так и всей системы в целом.

Советские энергетики проделали большую работу в части релейной защиты, автоматизации регулирования и управления энергосистем. Однако решение задач, связанных с великими стройками коммунизма, требует проведения новых серьезных разработок и, безусловно, более широкой подготовки кадров специалистов по автоматизации энергосистем, хорошо знающих как самые энергосистемы, так и методы их автоматизации. Поэтому появление книги, где впервые систематически и сжато изложены вопросы, относящиеся к автоматике энергосистем, нужно считать не только своевременным, но и чрезвычайно необходимым.

Такой книгой и является выпущенный Госэнергоиздатом труд проф. И. И. Соловьева «Автоматизация энергетических систем».

Книга охватывает вопросы управления и регулирования энергосистем и соответственно делится на две части: «Автоматическое управление в энергетических системах» и «Автоматическое регулирование в энергетических системах».

Книга начинается (первая глава) рассмотрением аппаратов управления (выключателей, контакторов, ключей) и аппаратов контроля (различных реле контроля неэлектрических величин и устройств для передачи угла поворота). Даны краткие описания конструкций, принципов действия и области применения аппаратов.

Вторая глава посвящена вопросам управления пуском электродвигателей и синхронных компенсаторов. Вначале приводятся общие сведения по назначению и принципам автоматического управления пуском электродвигателей и напоминаются основные соотношения между электрическими и механическими величинами во время пуска их. В последующем материале дается изложение как схем пуска различных электродвигателей, так и конкретного их выполнения.

Третья глава — «Автоматическое включение резервного питания и резервного оборудования (АВР)». Этими вопросами сравнительно мало занимались в довоенные годы. Автор подчеркивает важность экономического эффекта от АВР. Затем переходит к рассмотрению различных схем автоматического резерва и блокировок, предупреждающих ошибочные действия.

В четвертой главе автор разбирает вопросы автоматического повторного включения (АПВ) линий, начиная от самых простых, механических и до самых сложных, включая и пофазное АПВ и АПВ линий с двусторонним питанием. Эта глава особенно интересна, потому что значение АПВ все возрастает, охватывает не только весьма важные магистральные линии, но и линии распределительных сетей, до сельскохозяйственных включительно, широкое развитие которых на базе великих строек неизбежно. Как и в предыдущей главе, автор доводит рассмотрение до разбора вопросов наладки схем АПВ и предупреждения несправного действия путем блокировок. Заканчивается эта глава рассмотрением перевода линий на работу в режим «две фазы — земля», что приобретает все большее значение.

В пятой главе отражены современные методы синхронизации генераторов, и особое внимание уделяется простым и грубым методам синхронизации (самосинхронизации).

Все это изложено просто и с достаточным теоретическим обоснованием.

Вторая часть книги посвящена автоматическому регулированию в энергосистемах. Внедрение новейших методов технологии в промышленных предприятиях предъявляет все более высокие требования к качеству подаваемой предприятиям энергии в части напряжения и частоты.

В главе шестой устанавливаются основные понятия по теории регулирования, о характеристиках, об устойчивости и способах регулирования.

Глава седьмая посвящена одному из важнейших вопросов, а именно, регулированию напряжения. Автор разбирает принципы и схемы различных способов регулирования и большое внимание уделяет вопросам компаундирования. Разобраны почти все конструкции современных регуляторов, в том числе и новейшие типы электронно-инертных и компаундных. Ценными являются приведенные в главе расчеты параметров настройки автоматических регуляторов напряжения.

В главе восьмой автор рассматривает регулирование частоты и активной мощности. Как и в предыдущей главе, автор разбирает принципы действия регуляторов и останавливается на их схемах и конструкциях. Рассмотрена работа их как в простых, так и сложных системах.

В девятой главе рассмотрена автоматическая аварийная разгрузка систем; в том числе дана методика подхода к определению мощности, подключаемой к автоматам разгрузки. В современных сложных системах такие мероприятия, автоматически действующие, повышают надежность электроснабжения наиболее важных объектов.

В десятой главе приведены элементы теории устойчивости работы систем регулирования. Вначале автор дает основные положения о системах регулирования и приводит их дифференциальные уравнения. Затем знакомит читателя с основными методами анализа устойчивости и способами повышения точности регулирования, а также с действием обратной связи. Наконец, дает примеры анализа устойчивости регулирования для различных случаев.

Последняя, одиннадцатая, глава освещает вопросы применения телемеханических устройств в энергосистемах.

Книга имеет много иллюстраций. В конце ее дается ряд приложений и таблиц, представляющих практический интерес.

Рецензируемая книга имеет целевое назначение — дать возможность студенту и в известной мере инженеру-энергетику возможно быстрее войти в круг специфических вопросов автоматизации электрической части энергосистем. Наряду с практическими вопросами, относящимися только к энергосистемам, в книге приводятся также и общие теоретические вопросы автоматики, причем они излагаются в форме, удобной для понимания как студенту, так и инженеру-эксплуатационнику.

Книга представляет собой первую попытку систематического изложения в сжатой форме вопросов автоматического управления и регулирования электрической части энергосистем, а не автоматизации вообще. Подобных книг до сих пор у нас, а также за границей не было.

Трудно, конечно, уложить обширный и сложный материал в книгу сравнительно небольшого объема. Однако в целом можно считать, что эта задача решена автором успешно.

Книга не лишена, конечно, и недостатков. Например, не во всех главах одинаково использован математический аппарат, нет фотографий аппаратуры, дающих впечатление о ее внешнем виде. Хотелось бы видеть примеры применения изложенного материала на какой-нибудь конкретной энергосистеме, более четко выявить границы целесообразного применения автоматики в энергосистемах как с технической, так и с экономической точки зрения.

Желательно бы видеть и более определенные рекомендации по выбору того или иного варианта автоматизации. Трудность этого, конечно, очевидна. Да и каждый вопрос, каждая глава книги могла бы служить темой самостоятельной книги и следует высоко оценить умение изложить весь материал столь сжато и понятно. К сожалению, есть в книге и опечатки.

В общем книгу проф. И. И. Соловьева следует признать своевременной, весьма ценной; ее можно рекомендовать для студентов и инженеров-энергетиков. Что же касается отдельных недостатков, то они могут быть исправлены в последующих изданиях.

Доктор техн. наук, проф. В. И. Иванов

Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, и другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать фотографиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее 9×12 см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или фотография должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в тексте не вклеивать, а прилагать их отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Союзе меры длины, веса и др.

6. Официальные материалы должны быть заверены соответствующими организациями. Материал научно-исследовательских организаций и заводов должен иметь визу руководства.

7. В конце рукописи указывать полностью имя, отчество и фамилию автора, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

8. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, 1 этаж, помещ. 164, редакции журнала «Электрические станции».

Цена 8 руб.