

62.1.311(05)

Э 45

ЖС 5693

337

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

7-12



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1954

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

7

ИЮЛЬ
1954

Орган Министерства электростанций СССР

25-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — Улучшить технико-экономические показатели электростанций	1	ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ	
И. Е. Дубовский — Сжигание фрезерного торфа в топках котлов высокого давления	6	Л. Я. Альтерман — Из опыта монтажа portalного крана-углеперегрузателя	49
Я. Д. Костенко — О жалюзийных золоуловителях	12	И. И. Бендерский и З. А. Сапожников — О количестве расчалок для мачтовых кранов	53
А. П. Купцов — Пути повышения экономичности тягодутьевых установок	17	ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ	
Е. П. Шубин — Еще о технико-экономических показателях проектируемых тепловых сетей	22	Г. В. Иванов, Д. В. Иванов и Н. С. Коломейцев — Ангренский бурый уголь	54
Б. Я. Сигалов — Закрепление поверхности золоотвалов многолетними травами	24	Н. А. Горбунов и М. И. Дзалаев — Регуляторы уровня в конденсаторе турбины	55
А. А. Скворцов — Пути увеличения долговечности подземных теплопроводов	26	В. М. Благонадеждин — Повреждение вводов выключателей ВМД-35	56
Ф. Ф. Овчаров и А. Г. Петраков — Теплостойкая изоляция для обмоток роторов крупных турбогенераторов	30	В. Л. Смольников — Самопогашение дуги в трансформаторе	56
И. С. Курдиани, В. И. Сааков и Н. А. Черняев — Автоматическая самосинхронизация гидроагрегатов с круглыми разгонными характеристиками	32	ХРОНИКА	
Л. Я. Дзевенцкий — О совместном рассмотрении графиков активных и реактивных нагрузок при электротехнических расчетах	34	В Техническом управлении Министерства	
Г. М. Шалыт — Определение места повреждения кабельных линий	36	Об исправлении перегоронок в соленых отсеках котлов высокого давления ТП-170-1	58
ДИСКУССИЯ		О внешних искровых промежутках трубчатых разрядников 35 кВ	58
О применении синхронных электродвигателей		Совещание по электроснабжению строительства крупных гидроэлектростанций	58
И. А. Сыромятников — Значение синхронных электродвигателей для экономичной и надежной работы энергосистем	39	ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ	
М. В. Грейсх — Электрический привод конусных дробилок	40	Ю. Е. Григорьев — Линии электропередачи в США	60
Б. М. Плющ, М. А. Эсбиян и В. О. Саркисян — Синхронный электропривод главных трансмиссий мукомольных заводов	43	КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ	
Л. И. Шуфман — Упрощение пуска синхронных электродвигателей	45	В. И. Коновалов, Г. А. Ушаков, Б. И. Шапошников и В. Н. Ужов — Рецензии на книгу В. В. Лукницкого „Тепловые электрические станции промышленных предприятий“	61
Н. Х. Каспаров — Опыт применения самозапуска для ответственных электродвигателей	47		

□ □ □



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

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

Главный редактор Д. Г. Чижов

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

Телефоны: редакции К 5-21-22, главного редактора К 4-44-10 и комм. К 0-32-80, доб. 2-07

Прием в редакции: от 12 до 16 час.

по понедельникам и пятницам от 14 до 18 час.

членами коллегии: по пятницам от 18 до 20 час.

Вологодская областная универсальная научная библиотека

www.booksite.ru

УЛУЧШИТЬ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

На XIX съезде Коммунистической партии Советского Союза товарищ Маленков в отчетном докладе в числе важнейших задач партии в области внутренней политики указал на необходимость осуществлять строжайший режим экономии во всех звеньях народного хозяйства и во всех отраслях управления.

Режим экономии является важнейшим условием для создания внутрихозяйственных накоплений и дальнейшего подъема народного хозяйства. Энергетиками Министерства электростанций в этом направлении проводится большая работа. За 1953 г. по сравнению с плановым заданием достигнута экономия 433 тыс. т условного топлива и за 4 мес. 1954 г. — 177 тыс. т. Расход топлива на производство электрической и тепловой энергии в 1953 г. снижен против 1952 г. на 1,8%.

Расход топлива на выработанный киловатт-час в 1953 г. составил 508 г против 519 г в 1952 г. и за 4 мес. 1954 г. — 488 г против 500 г за тот же период 1953 г. Удельный расход топлива на отпуск тепла снижен с 176,8 кг/мгкал в 1952 г. до 176,1 кг/мгкал в 1953 г.

Значительное уменьшение удельного расхода топлива получено благодаря внедрению и освоению установок высокого давления, автоматизации процесса горения на котлоагрегатах, реконструкции топок и хвостовых поверхностей нагрева, увеличению выработки электроэнергии на базе теплофикации, а также проведению различного рода малозатратных реконструктивных, чаладочных и режимных мероприятий, повысивших общую культуру эксплуатации оборудования. Серьезное значение в улучшении технико-экономических показателей имели проведенные в 1953 г. всеми главными эксплуатационными управлениями совещания, посвященные этому вопросу, а также развернувшееся социалистическое соревнование за экономию топлива и электроэнергии.

Выработка электроэнергии на установках высокого давления в 1953 г. составила 33,77% против 27,14% в 1952 г., а на тепловом потреблении — соответственно 7,2% против 6,9%.

Наиболее низкий удельный расход топлива получен на электростанциях Главцентроэнерго — 475 г/квтч. Это объясняется в основном тем, что электростанции этого главка имеют наибольшую выработку электроэнергии на установках высокого давления — 46,7% и на тепловом потреблении — 11,2%, а также работой котельных на углях преимущественно с большим выходом летучих.

Наиболее высокий удельный расход топлива — 539 г/квтч — получен на электростанциях Главсвезапэнерго. Пониженная экономичность объясняется работой значительного количества

электростанций на торфе с повышенной влажностью и в смеси с другими видами топлива с невысоким к. п. д., наличием большого количества малоэкономичного оборудования малых мощностей, пиковым графиком нагрузки отдельных тепловых электростанций Ленэнерго и низкой культурой эксплуатации оборудования малых мощностей.

В 1953 г. все главные эксплуатационные управления снизили удельный расход топлива против 1952 г. Наибольшего снижения добились электростанции Главвостокэнерго — в среднем 517 против 536 г/квтч.

Большого снижения удельного расхода топлива против 1952 г. добились электростанции на установках высокого давления; так, Ново-Куйбышевская тэц снизила расход с 488 до 337, Ново-Уфимская тэц — с 480 до 355, Безымянская тэц — с 525 до 489, грэс № 8 Ленэнерго — с 469 до 446, Красноярская тэц — с 495 до 419, Южноуральская — с 469 до 438, грэс № 18 Мосэнерго — с 464 до 449 г/квтч.

Над улучшением топливоиспользования с большой настойчивостью работают коллективы электростанций среднего давления. За последние 3 года снижение расхода в среднем составило 6 г/квтч. Лучших показателей достигли в 1953 г. грэс № 4 Мосэнерго — 480 г/квтч, Кемеровская грэс — 484, Среднеуральская грэс — 489, Зуевская грэс — 507, Красногорская тэц — 474 и Челябинская тэц — 478. Эти электростанции как по экономичности, так и по надежности являются в настоящее время лучшими в Министерстве, но все же их показатели отличаются от проектных на 6—11 г/квтч.

Коэффициент полезного действия брутто котельных повышен на 33 крупных электростанциях (Кураховская грэс, Горьковская грэс, Днепродзержинская грэс, Закамская тэц и др.). На кузнецких углях Кемеровская грэс имеет к. п. д. брутто котельной 88,1%, на челябинских углях Красногорская и Челябинская тэц — 88,5%, на подмосковных углях грэс № 4 Мосэнерго — 90,3%. Котельные грэс № 4 Мосэнерго и Кемеровской, тэц Челябинской и Красногорской достигли проектного к. п. д. брутто. На большинстве установок высокого давления повышена температура питательной воды.

Успехи в топливоиспользовании на электростанциях значительны, но они меньше наших возможностей. Удельный расход топлива на ряде электростанций среднего давления велик, особенно велик он на электростанциях высокого давления — 464 г/квтч. Первые 2 года установки высокого давления работают с удельным расходом,

превышающим проектный на 15—20%; темп снижения удельного расхода недостаточен: в среднем за последние 2 года он равен 9 г/квтч. Ни одна электростанция высокого давления в 1953 г. не достигла проектных показателей и только к концу 1954 г. достигнут их тэц № 9 и 12, грэс № 10 и 18 Мосэнерго и Южно-Кузбасская грэс.

Быстрому достижению проектных показателей на установках высокого давления мешает ряд причин: поздний ввод подогревателей высокого давления и ряд дефектов в их конструкции, недоделки по тепловой изоляции, выполнение которой затягивается на 3—4 года, длительная задержка в переводе генераторов на работу с водородным охлаждением, занос солями проточных частей турбин, что уменьшает их. к. п. д., низкий коэффициент использования турбин и особенно котлов, высокие потери теплового потока, обусловленные в ряде случаев неудовлетворительным состоянием паровой арматуры, большими утечками из сальников питательных насосов, большим количеством пусков и остановок основного оборудования и ненадежным режимом его работы.

Повышенные присосы воздуха в котлоагрегаты через неплотности в обмуровке, лючках, лазах и воздухоподогревателях продолжают оставаться распространенным недостатком. До указанных в «Правилах технической эксплуатации электростанций и сетей» норм присосы доведены только на отдельных электростанциях. Этим объясняется, что во многих котельных к. п. д. брутто невысок, а на отдельных электростанциях он даже снизился по сравнению с 1952 г., как например, на тэц № 12 и 15 Мосэнерго, Саратовской грэс, Игумновской тэц, Штеровской грэс, Сталинградской грэс и др.

Особенно остро стоит вопрос с повышением к. п. д. брутто котлов, работающих на АШ. В связи с этим необходимо отметить важность и ценность мероприятий по переделке холодных воронок на утепленные, которые проводятся на электростанциях Главюжэнерго широким фронтом.

В турбинных цехах имеется также достаточно резервов для снижения расхода топлива. Из-за несвоевременной чистки трубок конденсаторов и подогревателей вакуум и питательная вода держатся ниже нормы. Воздушная плотность некоторых турбинных установок неудовлетворительна; так, на турбине № 3 Карагандинской грэс она равна $18 \div 23$ мм/мин, на турбине № 1 Челябинской тэц — $10 \div 17$ мм/мин и т. д.; при одинаковой температуре охлаждающей воды среднегодовой вакуум на Кемеровской грэс на 1% ниже, чем на Сугрэс.

Руководители восьми энергосистем и 22 электростанций не организовали борьбу коллективов за выполнение государственного плана, вследствие чего ими допущен перерасход условного топлива в размере 153 тыс. т. Наибольший перерасход допустили: Сталинградэнерго — 20 308 т, Ярэнерго — 12 739 т, Саратовэнерго — 9 284 т, Ростовэнерго — 8 214 т, Нижне-Туринская грэс — 32 514 т, Штеровская грэс — 24 232 т, Несветайгрэс — 15 578 т, тэц № 11 Мосэнерго — 12 136 т.

На некоторых электростанциях удельный рас-

ход топлива даже увеличился по сравнению с 1952 г. (Каменская тэц, Нижне-Туринская грэс, Ярославская тэц, Штеровская, Несветайгрэс и др.). На этих электростанциях имеется много примеров низкой культуры эксплуатации.

По расходу электроэнергии на собственные нужды электростанций результаты за 1953 г. неудовлетворительны. По сравнению с плановым заданием по Министерству получился перерасход в размере 0,7%. Наибольший перерасход имело Главюжэнерго — 2,1% и только на электростанциях Главуралэнерго достигнута была экономия в 2,9%.

Потери в электрических сетях снижены с 8,09% в 1952 г. до 7,74% в 1953 г. Экономия электроэнергии по сравнению с плановым заданием составила 134,2 млн. квтч.

23 энергосистемы и 54 электростанции допустили перерасход электроэнергии на собственные нужды в размере 146 млн. квтч, в том числе Донбассэнерго — 30,39, Ленэнерго — 8,43, Уруссэнерго — 5,44, грэс № 18 Мосэнерго — 6,55, Томская грэс № 2 — 5,67 и Нижне-Туринская грэс — 14,35 млн. квтч.

Для снижения расхода электроэнергии на собственные нужды в 1953 г. выполнена реконструкция дымососов и вентиляторов на 71 котле и установлены утягодутьевых механизмов направляющие аппараты на 17 котлах, что дало экономию электроэнергии около 55 млн. квтч; увеличена плотность газоздушных трактов; уменьшен расход электроэнергии на помол топлива. Тем не менее в целом по Министерству не удалось компенсировать увеличение расхода на собственные нужды по причине ввода оборудования высокого давления, золоулавливающих устройств и гидрозолоудаления; удельный расход на выработку электроэнергии на тепловых электростанциях повысился с 7,81% в 1952 г. до 7,91% в 1953 г.

Объясняется это значительным количеством недостатков в соблюдении установленных режимов эксплуатации и состоянием оборудования на некоторых электростанциях. Ряд воздухоподогревателей имеет большие присосы из-за повреждения их поверхностей коррозией, так как температура холодного воздуха держится ниже температуры по точке росы, многие воздухоподогреватели и батарейные циклоны забиты золой и из-за этого имеют повышенное сопротивление, зазоры в дымососах устанавливаются, как правило, сильно завышенными, мельницы грузятся шарами не по оптимальному весу, питательные насосы длительно работают с большими зазорами в проточной части и сильно изношенными рабочими колесами, била шахтных мельниц своевременно не навариваются. Этим, а также другими недостатками объясняется то, что расход электроэнергии на помол АШ на Саратовской, Астраханской, Каменской, Несветай и Безымянской электростанциях составляет $44 \div 42$ квтч/т, а на Куйбышевской и Киевской № 2, не имеющих этих недостатков, 37 квтч/т; на помол подмосковного угля шахтными мельницами расходуется: на грэс № 19 Мосэнерго 9,05 квтч/т, а на грэс № 18 Мосэнерго 7,87 квтч/т. Расход на тягу и дутье колеблется от 9,33 квтч/т на грэс № 10 Мосэнерго до 4,47 квтч/т пара на Южноуральской грэс.

Процент оборудования высокого давления будет увеличиваться с каждым годом, поэтому только высокая культура ремонта и эксплуатации, постоянные поиски мероприятий для увеличения к. п. д. вращающихся механизмов, уменьшение сопротивлений газовоздушных трактов, сжигание топлива более углубленного помола помогут если не удержать расходы на собственные нужды на прежнем уровне, то по крайней мере не увеличивать их значительно.

Надо решительно пресечь «экономии» на собственные нужды за счет работы на ухудшенном вакууме и питательных турбонасосах, как это делается на некоторых электростанциях за счет пережога топлива. Пуск питательного турбонасоса для снижения расхода электроэнергии на собственные нужды выгоден только в том случае, если использование выхлопного пара не уменьшает использования отборного пара турбин или относительный внутренний к. п. д. турбинки насоса выше 70%.

Опыт показывает, что ненадежная работа электростанции обязательно сопровождается и неэкономичной ее работой. Поэтому надо в первую очередь увеличивать надежность работы оборудования. Надо разработать высокоэкономичные режимы работы оборудования, как это сделано на лучших электростанциях, обучить персонал ведению такого режима и создать условия для его выполнения. Нельзя хорошо вести процесс горения в котлоагрегате, если газоанализатор дает неправильные показания, электрические приводы для регулирования тяги и дутья выходят часто из строя, часть тягомеров забита пылью или золой, пыль из-за увлажнения в бункере поступает к питателям пыли плохо, уголь не очищен от щепы, обдувка поверхностей нагрева отсутствует и т. п.

На многих электростанциях среднего и высокого давлений уровень температуры уходящих газов высок по причине недостаточного развития хвостовых поверхностей нагрева.

Необходимо систематически выполнять реконструкции водяных экономайзеров и воздухоподогревателей для снижения температуры уходящих газов до установленного уровня. Это позволит снизить удельный расход условного топлива на многих электростанциях на $10 \div 30$ г/квтч.

Установившееся мнение, что технико-экономические показатели оборудования высокого давления должны осваиваться 5-10 лет, неверно. Наоборот, новое оборудование должно работать более экономично, чем старое. Надо потребовать от строительных и монтажных организаций, чтобы оборудование вводилось без недоделок. Работники ведущих профессий должны иметь опыт самостоятельной работы на аналогичном оборудовании не менее 6 мес. В этом случае можно гарантировать достижение проектных технико-экономических показателей уже через год после ввода оборудования высокого давления, как

показал опыт Южноуральской грэс. На этой электростанции при наличии существенных недоделок (задержка с переводом на водородное охлаждение всех генераторов, питание водоподогревателей редуцированным паром, потери конденсата от солемеров и охладителей проб и т. п.) на второй год эксплуатации был достигнут удельный расход топлива 438 вместо 428 г/квтч по проекту.

Без полной автоматизации котельных и турбинных цехов нельзя экономично и надежно эксплуатировать современное оборудование. Но если сейчас более или менее удовлетворительно ведется разработка схем автоматизации для управления цехами с центрального щита, недостающих регуляторов, датчиков, приводов, сигнализации и блокировочных устройств, то работы по приведению оборудования в состояние, удовлетворяющее требованиям автоматики в части динамических характеристик и конструкции, ведутся совершенно неудовлетворительно.

Питатели пыли современной конструкции и парохладители поверхностного типа, включаемые на стороне насыщенного пара, не могут обеспечить хорошего качества регулирования. Необходимо разработать более совершенные обдувочные устройства и их механизацию, механизированное удаление шлака из комодов котлов, устройства для автоматического включения мазутных форсунок при обрыве факела или снижения его температуры, а также осушить мероприятия, предотвращающие увлажнение пыли в бункере и увеличивающие ее текучесть к пылепитателям.

Надежность вспомогательного оборудования должна быть резко повышена. Техническое управление Министерства электростанций, Теплоэлектропроект, Конструкторское бюро Главэнергомонтажа, ВТИ и Орггрэс должны разработать единый план для решения всех вопросов, связанных с комплексной автоматизацией.

Плохо еще организована передача лучшего опыта работы как между главными управлениями, так и внутри них, вследствие чего электростанции, работающие в одинаковых условиях, имеют различные показатели; так, например, при работе на АП к. п. д. брутто котельной Звевской грэс равен 83,5%, котла ТП-230-2 Игумновской тэц — 86,5%; вместе с тем на ряде электростанций, работающих на этом же угле, он значительно ниже: на Шахтинской грэс — 81,6%, Безымянской тэц — 80,9%, Каменской тэц — 80,3%, а на Сталинградской грэс даже 75%.

Техническому управлению Министерства, Орггрэс и главным эксплуатационным управлениям надо в кратчайший срок сделать достижения отдельных электростанций достоянием всех других.

У энергетиков Министерства электростанций имеются все условия для значительного перевыполнения в 1954 г. государственного плана по технико-экономическим показателям.



Сжигание фрезерного торфа в топках котлов высокого давления

Канд. техн. наук И. Е. Дубовский

Котел высокого давления типа ПК-10 паропроизводительностью 230 т/час спроектирован на рабочее давление в барабане 110 ата и температуру перегретого пара 510° С при температуре питательной воды 215° С*.

Топочная камера котла объемом 1 210 м³ снабжена четырьмя амбразурами на фронтальной стене, предназначенными для ввода в топку пыли фрезерного торфа от четырех аксиальных шахтных мельниц типа 730/1660/2004, и восемью мазутными форсунками, размещенными на боковых стенках топки. Вторичный воздух подводится в топку через верхние и нижние шлицы, расположенные на фронтальной стене под углом 45° к горизонту, а также в холодную воронку через сопла, расположенные на задней стене шлакового бункера. На боковых экранах в районе амбразур установлены шамотные пояса общей площадью 30 м².

Каждый котел оборудован четырьмя большими и четырьмя малыми бункерами. Из бункера топливо попадает на пластинчатый питатель, снабженный двигателем постоянного тока 520/1500 об/мин, скребковый транспортер и далее — через топливоподающий рукав — в мельницу (рис. 1).

К котлу установлены два дымососа двойного всасывания производительностью по 300 тыс. м³/час и два дутьевых вентилятора консольного типа производительностью по 150 тыс. м³/час, снабженные направляющими аппаратами осевого типа и всасывающими коробами для забора воздуха из верхних зон котельной. Перед дымососами установлены жалюзийные золоуловители.

Под котлами сжигается фрезерный торф разных месторождений, характеризующийся различной степенью разложения. Влажность топлива обычно колеблется в пределах 48—52%, но иногда повышается до 55—57%; зольность имеет умеренные колебания 3,5—5,0%; рабочая теплотворность равна 1 800—2 200 ккал/кг.

При поступлении высоковлажного, а также «очесистого» торфа (последний характеризуется слабой степенью разложения) наблюдается частое застревание топлива в бункерах и в топливоподающих рукавах, что приводит к снижению нагрузки котла. Отсутствие перед мельницами магнитных сепараторов и недостаточный контроль за попаданием металлических предметов с топливом при его погрузке в железнодорожные ваго-

ны в первые годы эксплуатации приводили к частым поломкам бил мельниц и нарушениям режима работы котлов.

В настоящее время установлены магнитные сепараторы в рукавах перед скребковыми транспортерами, а также усилен контроль за отсутствием попадания металлических предметов на торфоболотах и топливных бункерах, в результате чего поломки бил мельниц стали сравнительно редкими.

В начале эксплуатации наблюдались вспышки и загорания фрезерного торфа в сепарационных шахтах, мельницах и подводящих коробах горячего воздуха к последним.

После установления контроля за температурой воздуха в шахтах, осуществления подачи воды в мельнице при ее пуске и остановке, а также устранения застревания топлива в тракте взрывы и вспышки в мельничных системах прекратились.

Частое поступление в котлы торфа разных месторождений с различной степенью разложения затрудняет поддержание стабильной работы питателей и топки.

Котлы длительное время работали с пониженной температурой питательной воды (100—160° С) из-за систематического появления свищей в трубах подогревателей высокого давления. В настоящее время после ликвидации дефектов в сварке труб подогревателей температура питательной воды близка к проектной.

Наблюдавшееся в первый период эксплуатации образование свищей в трубах экономайзеров

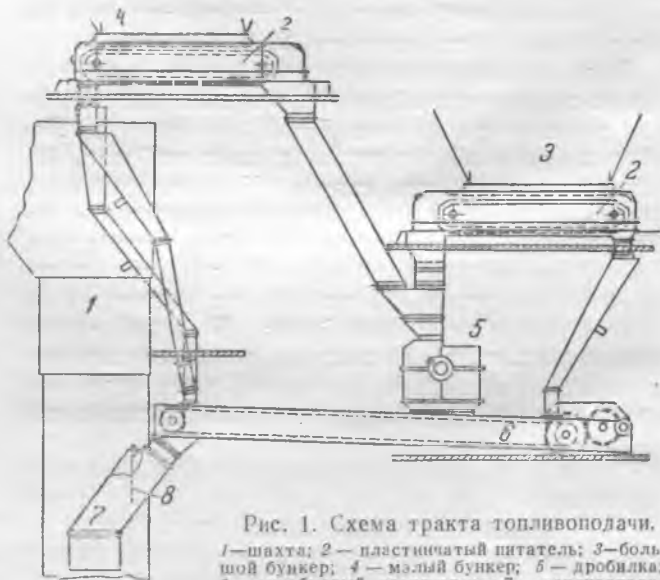


Рис. 1. Схема тракта топливоподачи.

1 — шахта; 2 — пластинчатый питатель; 3 — большой бункер; 4 — малый бункер; 5 — дробилка; 6 — скребковый транспортер; 7 — топливоподающий рукав; 8 — мигалка.

* И. Е. Брауде, Производство котельных агрегатов высокого давления на Подольском заводе им. Орджоникидзе, сборник «Производство и эксплуатация котельных агрегатов высокого давления», Госэнергоиздат, 1952.

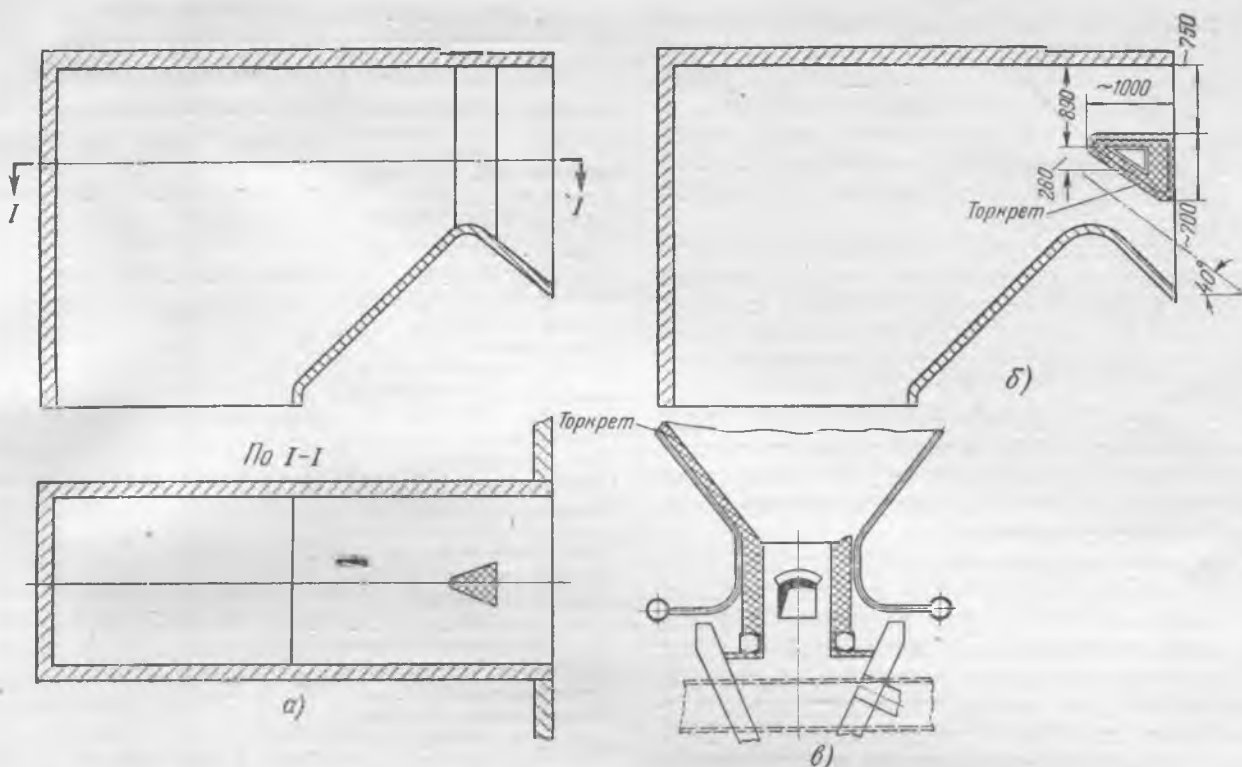


Рис. 2. Установка рассекателей в амбразуре.

а — вертикальный рассекатель; б — горизонтальный рассекатель; в — сужение горловины холодной воронки.

в местах сварки прекратилось после отбраковки и переварки дефектных стыков.

По истечении 1,5—2 лет эксплуатации обнаружилась коррозия большого количества труб воздухоподогревателей со стороны входа воздуха. Это явилось следствием недостаточной температуры воздуха перед воздухоподогревателем при сжигании влажных торфов и сравнительно низкой температуры уходящих газов (145—155°С при температуре питательной воды 100—120°С).

Дефектные трубы нижних кубов воздухоподогревателей были заменены новыми, а температуру воздуха перед воздухоподогревателем повысили до 55—60°С.

Вторая и третья (по ходу пара) ступени пароперегревателя интенсивно заносятся золой и шлакуются: вокруг труб, имеющих высокую температуру стенки (400—500°С), образуется весьма плотная толстая корка золы, резко понижающая тепловосприятие труб. Первая ступень, расположенная в зоне пониженных температур газов, где температура стенки труб составляет 310—350°С, относительно чистая и покрывается лишь небольшим налетом рыхлой золы. Значительные отложения золы наблюдаются также на трубах фесто́на.

Поверхности труб экономайзера достаточно чисты, чему способствуют повышенные скорости газов в газоходах, а также физические свойства золы фрезерного торфа в условиях относительно невысоких температур стенок труб экономайзера. Также достаточно чисты трубы воздухоподогревателя.

Работа топочной намеры

В начале эксплуатации наблюдалась сильная пульсация в топочной камере и газоходах котла, сопровождавшаяся значительной вибрацией стен

топочного каркаса. Последняя достигала недопустимо больших размеров при влажности фрезерного торфа выше 52—53% и высоких нагрузках котла. Из-за больших присосов воздуха в топке вторичный воздух в шлицы не подавался, что способствовало затягиванию горения в пароперегреватель. Условная температура перегретого пара (температура пара при выключении пароохладителя) достигала 580—590°С при температуре питательной воды 150°С.

Ввод в топочную камеру больших объемов аэропыли и водяных паров с относительно малыми скоростями через амбразуры затруднял прогрев внутренних потоков аэропыли до температуры воспламенения и затягивал зажигание пыли на значительную глубину топки, где под действием высоконагретых топочных газов возник бурный пульсирующий режим воспламенения и горения торфяной пыли. Последнее вызывало пульсации в топке, затягивало горение пыли в пароперегревателе и повышало расход воды через пароохладитель.

С целью улучшения заполнения топки факелом были установлены в амбразурах рассекатели вертикального типа (рис. 2,а), а фронтальной и задней скаты холодной воронки были заторкретированы. Наряду с этим скорости вторичного воздуха в шлицах были значительно увеличены путем уменьшения живого сечения шлиц.

Вследствие уменьшения поверхности радиации в топке в результате установки торкрета в холодной воронке «условная» температура перегретого пара не снизилась, ввиду чего были установлены в амбразурах взамен вертикальных горизонтальные рассекатели конструкции ЗИО (рис. 2,б). Наряду с этим было восстановлено первоначальное живое сечение шлиц вторичного воздуха и удален торкрет с заднего ската холодной воронки.

После этого режим работы топки значительно улучшился по сравнению с ее работой при полых амбразурах, горение пыли сделалось более устойчивым, а пульсации значительно уменьшились. Условная температура перегретого пара снизилась на 30° С, что явилось результатом понижения факела в топке и улучшения заполнения объема холодной воронки.

Установка рассекателей увеличила поверхность потока аэропыли, обращенную к газам, создала на уровне амбразуры очаг подсоса газов к корню факела, что обеспечило более нормальное протекание процессов нагрева, воспламенения и горения пыли.

После пуска котла с горизонтальными рассекателями имела место значительная сепарация топлива в холодную воронку, что явилось результатом чрезмерно низкого наклона нижней ветви факела (под рассекателем).

С целью устранения выпадения топлива в воронку было уменьшено сечение горловины холодной воронки (рис. 2, в), что повысило скорости вторичного воздуха в горловине до 3—4 м/сек. Это все же не устранило полностью выпадения в воронку топлива, и содержание горючих в шлаках обычно колеблется в пределах 10 ÷ 20%. Однако количество выпадающего в топке шлака является сравнительно небольшим. Данные по воздушному балансу в котельном агрегате приведены в таблице.

Расход первичного воздуха в мельницах при влажности торфа 50 ÷ 55% обычно колеблется в пределах 45 ÷ 55% от расхода воздуха на горение; расход вторичного воздуха в верхних шлицах 11 ÷ 25%, в нижних шлицах—7 ÷ 15% и через низ холодной воронки—7 ÷ 12%. Присосы воздуха в топочной камере и шахтных мельницах после их уплотнения составляют в среднем 10 ÷ 16%.

Скорости вторичного воздуха в верхних шлицах в зависимости от нагрузки котла и влажности

Наименование величин	Результаты измерений				
	186	187	222	173	190
Нагрузка котла, т/час	186	187	222	173	190
Рабочая влажность топлива, %	51,6	55,5	50	52,8	53,9
Теплотворная способность топлива $Q_{п}^R$, ккал/кг	1945	1720	2100	1950	1745
Расход воздуха на горение топлива, 10^{-3} м ³ /час	224	222	235	180	222
Расход горячего воздуха за воздухоподогревателем, 10^{-3} м ³ /час	185,2	200,6	205,6	169,1	179,2
Присос воздуха в топке и мельницах, 10^{-3} м ³ /час	39	21,5	29,5	11	43
То же, отнесенный к расходу воздуха на горение топлива, %	17,5	9,7	12,5	6,2	19,5
Расход горячего воздуха в мельницах, 10^{-3} м ³ /час	124	119	107	109	90
То же, отнесенный к расходу воздуха на горение топлива, %	55	53,3	45,6	60,3	40,5
Расход вторичного воздуха в котле, 10^{-3} м ³ /час	61,2	81,6	98,6	60,1	89,2
То же, отнесенный к расходу воздуха на горение топлива, %	27,5	37	42	33,5	40
Расход вторичного воздуха в верхних шлицах, %	11,5	14	25,2	13,6	20
Расход вторичного воздуха в нижних шлицах, %	8,5	15,4	10,8	9,5	7,6
Расход вторичного воздуха через низ холодной воронки, %	7,5	7,6	6,0	10,4	12,4
Средняя скорость вторичного воздуха в верхних шлицах, м/сек	15,5	18,7	85	13,9	26,9
То же в нижних шлицах, м/сек	11,3	20,6	15	9,4	10,1

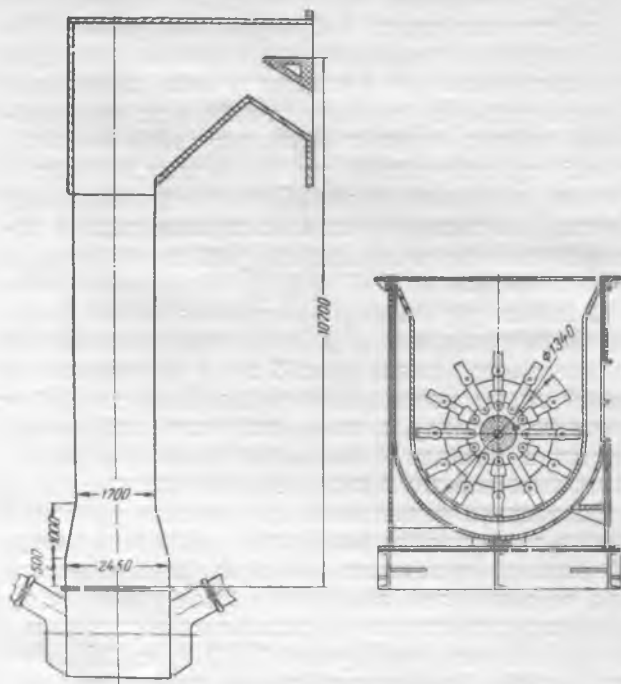


Рис. 3. Эскиз сужения сепарационной шахты и уменьшения диаметра ротора мельницы.

фрезерного торфа колеблются в пределах 14 ÷ 35 м/сек, в нижних шлицах — 10 ÷ 20 м/сек.

Химический недожог в газах в конце топки при обеспечении нормальных коэффициентов избытка воздуха за пароперегревателем $\alpha_{п.п.} = 1,25 ÷ 2,30$ практически отсутствует.

Для выявления целесообразности сжигания грубобразмолотого фрезерного торфа Центральным котлотурбинным институтом была исследована работа топки и шахтных мельниц при изменении скорости аэросмеси в сепарационных шахтах от 3,0 до 6,0 м/сек.

С целью повышения скоростей аэросмеси в шахтах сверх проектной (3,0 м/сек) по предложению автора поперечное сечение сепарационных шахт было уменьшено на 30% (рис. 3). Данные по содержанию горючих в золе уноса на котле до и после сужения сечения шахт свидетельствуют об отсутствии заметного влияния скорости аэросмеси в шахтах (в пределах 3,0—6,0 м/сек) на содержание горючих в золе: при нормальных коэффициентах избытка воздуха в топке и работе трех-четырех мельниц оно составляет 3—4%. Содержание горючих в золе при работе двух мельниц несколько выше (5—6%), что можно объяс-

нить ухудшенным заполнением топки факелом и тепловыми перекосами в ней при работе двух мельниц.

Подача вторичного воздуха в топку во время опытов производилась в основном через верхние шлицы и — в весьма незначительном количестве — через нижние шлицы и низ холодной воронки.

При подаче всего вторичного воздуха в топку через нижние шлицы и низ холодной воронки происходит значительное возрастание содержания горючих в уносе (до 6—10%), что является следствием значительного подъема вверх ядра горения, а также недостатка воздуха в верхней ветви факела, выходящей из амбразуры над рассекателем.

Подача в умеренном количестве вторичного воздуха через нижние шлицы снижает содержание горючих в шлаках с 10—15 (при закрытых нижних шлицах) до 8—10% и, следовательно, является полезной.

Для уменьшения выпадения в шлаковый бункер топки несгоревших частиц фрезерного торфа ЦКТИ было рекомендовано уменьшить угол наклона оси нижнего канала амбразуры под рассекателем (см. рис. 2) с 40 на 30°.

Работа котла при повышенных скоростях аэросмеси характеризуется достаточной стабильностью основных параметров: нагрузки, давления, температуры перегретого пара и т. д. (рис. 4). Значительные пульсации в топке обычно возникают лишь при высоких нагрузках котла (210—230 $t/час$) и сжигании высоковлажных торфов ($W^p > 54\%$). Влажность пыли за мельницей при влажности фрезерного торфа $W^p = 49—53\%$ обычно составляет $W_n = 35—38\%$.

До уменьшения сечения сепарационных шахт работа на четырех мельницах была почти невозможна как из-за недостаточно устойчивого режима работы мельницы (перегрузка электродвигателей), так и вследствие повышенных пульсаций в топочной камере при недостаточных скоростях аэросмеси в шахтах.

После сужения шахт работа котла на четырех мельницах при высоких нагрузках котла (220—230 $t/час$) и сжигании высоковлажного торфа сделалась возможной и позволила повысить расход первичного воздуха в мельницах по сравнению с режимом работы трех мельниц.

«Условная» температура перегретого пара на котле при работе четырех мельниц повышается на 20° С по сравнению с режимом работы трех мельниц, а расход воды через парохладитель возрастает с 10 ÷ 15 до 40% от расхода питательной воды (при температуре последней 200° С). Это является следствием возрастания температуры газов перед пароперегревателем на 50° С при переходе от трех к четырем мельницам (рис. 5), что можно объяснить уменьшением активной поверхности радиации в топке при включении в работу четырех мельниц.

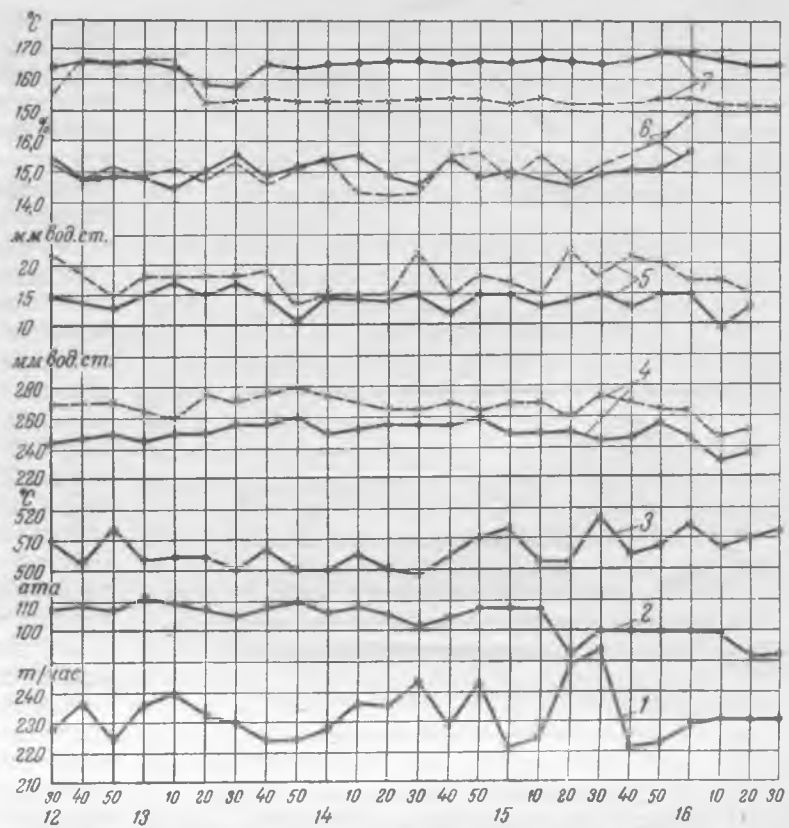


Рис. 4. Характеристика работы котла при повышенных скоростях аэросмеси.

1 — нагрузка; 2 — давление пара в барабане; 3 — температура перегретого пара; 4 — разрежение газов за нижней ступенью воздухоподогревателя (сплошная кривая — правая сторона, пунктирная — левая); 5 — разрежение газов за пароперегревателем; 6 — содержание CO_2 в газах за пароперегревателем; 7 — температура уходящих газов.

Необходимо учесть, что выходящая из амбразур относительно холодная аэросмесь с большим количеством водяных паров представляет собой своеобразный экран, закрывающий фронтальную часть холодной воронки и боковых экранов от излучения ядра факела, располагаемого выше амбразур, что вызывает при увеличении числа работающих мельниц повышение температуры газов в конце топки.

При увеличении числа работающих мельниц с двух до трех температура газов в конце топки возрастает примерно лишь на 20° С. Температура газов за пароперегревателем сравнительно мало зависит от количества работающих мельниц (рис. 5), что объясняется повышенным тепловосприятием пароперегревателя при увеличении числа мельниц (из-за увеличенного увлажнения пара в парохладителе и повышенной температуры газов до пароперегревателя).

Учитывая положительные результаты сжигания груборазмолотого фрезерного торфа при высоких скоростях аэросмеси в шахтах (до 6 $m/сек$), обеспечивающих резкое снижение удельного расхода электроэнергии на размол, было сужено поперечное сечение (на 30%) сепарационных шахт на всех котлах типа ПК-10.

Работа шахтных мельниц

Повышение скорости аэросмеси в шахтах приводит к уменьшению кратности циркуляции и концентрации топлива в мельнице и, следовательно, к уменьшению расхода электроэнергии на размол топлива.

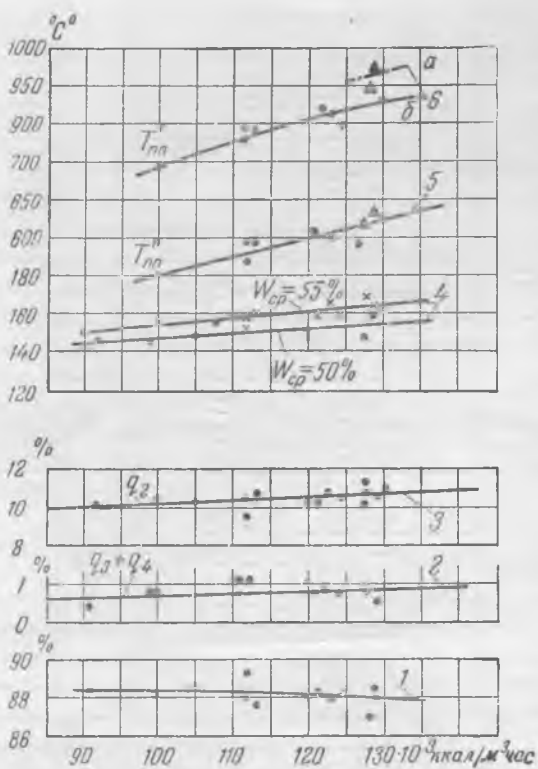


Рис. 5. Характеристика работы котла в зависимости от теплового напряжения топки.

1 — к. п. д. brutto котла; 2 — тепловые потери $q_2 + q_4$; 3 — тепловая потеря q_3 ; 4 — температура уходящих газов; 5 — температура газов за пароперегревателем; 6 — температура газов до пароперегревателя (а — при четырех, б — при трех мельницах).

На рис. 6 приведены кривые удельных расходов электроэнергии на мельницу типа 730/1660/2004 при 54 билах на роторе в зависимости от ее производительности и скорости аэросмеси в шахте. При производительности 24 т/час увеличение скорости аэросмеси в шахте с 3,4 до 4,5 м/сек снижает удельный расход электроэнергии примерно на 25%.

С увеличением производительности удельный расход электроэнергии на мельницу снижается, что является результатом применения высоких скоростей аэросмеси в шахте (3,5—5,5 м/сек),

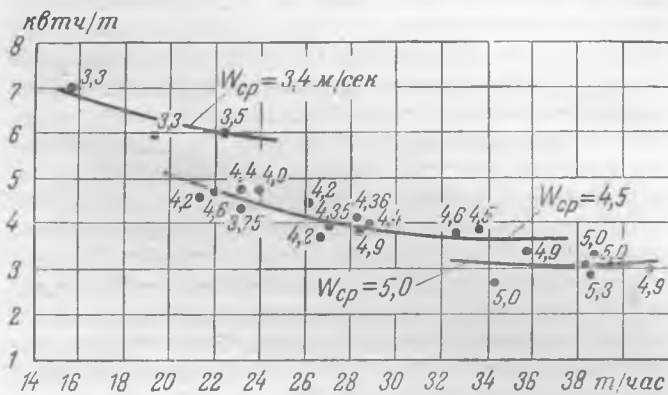
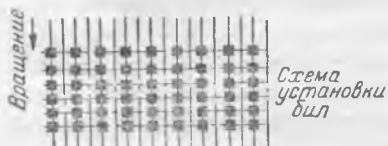


Рис. 6. Зависимость удельного расхода электроэнергии на мельницу от ее производительности и скорости аэросмеси в шахте.



обусловливающих относительно невысокую концентрацию топлива в мельнице, вследствие чего увеличение производительности мельницы сопровождается умеренным ростом потребляемой мельницей мощности. Лишь при весьма высокой производительности мельницы дальнейший рост ее сопровождается уже значительным возрастанием концентрации топлива в мельнице и почти неизменным удельным расходом электроэнергии.

Уменьшение окружной скорости бил в мельнице при размол фрезерного торфа и высокой скорости аэросмеси в шахте также обеспечивает снижение удельного расхода электроэнергии. Например, понижение окружной скорости бил с 63,5 до 51 м/сек при производительности 24 т/час и скорости аэросмеси в шахте 5 м/сек снизило удельный расход электроэнергии примерно на 20%. Снижение окружной скорости бил производилось путем укорочения билдержателей (на 160 мм) и уменьшения диаметра ротора с 1660 до 1340 мм. Для сохранения нормального радиального зазора в мельнице (30 мм) в ней дополнительно был установлен броневой лист (см. рис. 3).

Снижение окружной скорости бил мельницы приводит к понижению максимальной производительности последней, однако повышение скорости аэросмеси до 4,5—5,0 м/сек в результате сужения сепарационных шахт повысило ее производительность до величин, характерных для мельницы типа 730/1660/2004 при пониженных скоростях аэросмеси в шахте (3,0—3,4 м/сек).

Уменьшение окружной скорости бил ротора и повышение скорости аэросмеси в шахте повысили срок службы бил, так как удельный износ бил (на 1 т топлива) зависит от удельного расхода электроэнергии на размол топлива. Снижение мощности, потребляемой мельницей, также повысило срок службы и надежность работы подшипников мельницы. Учитывая положительные результаты, полученные в эксплуатации от уменьшения окружной скорости бил мельницы, это было осуществлено на всех котлах типа ПК-10 путем уменьшения диаметра ротора с 1660 до 1450 мм.

В результате реконструкции сепарационных шахт и мельниц удельный расход электроэнергии на размол фрезерного торфа снизился примерно в 1,4—1,5 раза.

При нагрузке котла 230 т/час и среднем расходе газов в опускной шахте $830 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{час}$ сопротивление котла, включая нижнюю ступень воздухоподогревателя, достигает 260 мм вод. ст., а разрежение перед дымососами—320 мм вод. ст., что близко к расчетным величинам. Присос воздуха в опускной шахте составляет в среднем $\Delta\alpha = 0,15$.

Воздушное сопротивление воздухоподогревателя при нагрузке котла 230 т/час составляет 210 мм вод. ст., что меньше расчетной величины на 16%. Удельный расход электроэнергии на тягу составляет 4,0 кВтч/т пара и на дутье 2,8—3,0 кВтч/т пара.

Температура уходящих газов в котле при температурах питательной воды 190—215°С, нагрузках котла 150—230 т/час и влажности фрезерного торфа 45,5—52,0% колеблется в пределах 165—

180° С и повышается до 170—185° при увеличении влажности торфа до 53,0—57,5% (см. рис. 5). Понижение температуры питательной воды до 100—130° С при $W_p = 50—55\%$ вызывает снижение температуры уходящих газов до 140—150° С. Потеря тепла с уходящими газами при температурах питательной воды 190—215° С в зависимости от влажности торфа и нагрузки котла колеблется в пределах $q_2 = 10—11\%$. Суммарная потеря тепла от химического и механического недожогов топлива при работе трех или четырех мельниц составляет $q_3 + q_4 = 0,5—1,0\%$.

Коэффициент полезного действия брутто котельного агрегата при температуре питательной воды 190—215° С и влажности фрезерного торфа 52,5—57,5% составляет около $\eta_{бр} = 88\%$.

Удельный расход электроэнергии на размол торфа при средней нагрузке котла 200 т/час и испарительности топлива 2,8 кг/кг составляет 1,1 квтч/т пара, а суммарный удельный расход электроэнергии на тягу, дутье и пылеприготовление 8 квтч/т пара.

Таким образом, расход на собственные нужды котла (без питательных насосов) составляет 3,5% от выработанной мощности, а к. п. д. нетто котла $\eta_{нет} = 85\%$.

Выводы

1. В котлах ПК-10, оборудованных топками с шахтными мельницами, надежно освоено сжигание фрезерного торфа влажностью до 53% при нагрузках котла до 230 т/час.

При сжигании фрезерного торфа нагрузка котла держится достаточно ровно, а колебания температуры перегретого пара обычно не превышают $+7—9^\circ\text{C}$ (без автоматического регулирования перегрева пара). При соблюдении эксплуатационным персоналом режимных инструкций загорание пыли и взрывы в мельницах обычно отсутствуют.

Установка в амбразурах топки горизонтальных рассекателей привела к увеличению поверхности потоков аэропыли, обращенной к топочным газам, и обеспечила более нормальное протекание процессов нагрева и воспламенения пыли, что уменьшило пульсации в топочной камере. Направление

нижней ветви факела в холодную воронку повышает использование объема последней, способствует завершению горения пыли в топке и снижению температуры газов в конце ее. Вместе с тем повышение влажности фрезерного торфа выше 53—54% при высокой нагрузке котла (220—230 т/час) приводит к значительным пульсациям в топке.

Исследованиями ЦКТИ, проведенными на котлах типа ПК-10, установлена экономическая выгодность угрубления пыли фрезерного торфа путем повышения скорости аэросмеси в шахтах с 3,0 до 5,5—6 м/сек. При этом содержание горючих в уносе сохраняется практически без изменения и составляет 3—4% при работе трех или четырех мельниц на котле и подаче вторичного воздуха в топку в основном через верхние шлицы. При работе двух мельниц на котле из-за появления тепловых перекосов в топке и неравномерного заполнения топочного объема факелом содержание горючих в уносе повышается до 6%.

Содержание горючих в шлаке при сравнительно умеренных количествах последнего составляет в среднем 10—15%. Повышенное выпадение горючих в бункере топки является в основном результатом чрезмерно большого наклона оси нижнего канала амбразур под рассекателем (40°); уменьшение последнего должно привести к снижению содержания горючих в шлаках.

2. Применение высоких скоростей аэросмеси в сепарационных шахтах, вызывающих значительное уменьшение кратности циркуляции и концентрации топлива в мельнице, обеспечивает значительное снижение удельного расхода электроэнергии на размол фрезерного торфа. Наряду с последним понижение окружной скорости бил в мельнице при фрезерном торфе также обеспечивает снижение удельного расхода электроэнергии.

Для дальнейшего улучшения сжигания фрезерного торфа в топках с шахтными мельницами и повышения верхнего предела влажности топлива, обеспечивающего беспульсационный режим горения, необходимо усовершенствовать методы ввода в топку аэропыли и горячего воздуха и, в частности, опробовать подачу вторичного воздуха в топку при помощи щелевых каналов в амбразурах.

ОТ РЕДАКЦИИ

Вопрос о целесообразности снижения окружной скорости ротора шахтной мельницы еще недостаточно ясен. Из других материалов следует, например, что снижение окружной скорости ротора влечет за собой уменьшение производительности мельницы.



О жалюзийных золоуловителях

Инж. Я. Д. Костенко

Разработанный Всесоюзным теплотехническим институтом и внедренный в промышленную эксплуатацию жалюзийный золоуловитель нашел широкое применение в котельных установках электростанций и, в частности, как эффективное мероприятие против золowego износа труб экономайзеров.

В настоящее время проектируемые котельные установки снабжаются золоулавливающими устройствами того или иного типа в зависимости от предъявляемых к установке требований.

При этом единственным типом обеспыливающего устройства, который может быть компактно расположен перед хвостовыми поверхностями нагрева с целью их защиты от золowego износа, является жалюзийный золоуловитель ВТИ.

Малые габариты и простота конструкции этого золоуловителя позволяют размещать его в местах, недоступных для установки золоуловителей других конструкций сухого обеспыливания. Он является также надежным в эксплуатации пылеулавливающим аппаратом, обеспечивающим достаточно высокую степень улавливания крупных частиц пыли, которые обладают наибольшими абразивными свойствами.

Большое разнообразие возможных компоновок значительно облегчает его установку, в особенности при расположении золоуловителя перед хвостовыми поверхностями нагрева. В этом случае установка получается наиболее компактной и целиком (кроме циклонов) размещается в габаритах котла.

Практика эксплуатации показала, что при правильно смонтированной установке к. п. д. золоуловителя при сжигании пыли углей находится в пределах 75—85%. Золоуловитель может быть применен для предохранения окружающей местности от выпадения частиц золы и недожога или в качестве первой ступени при глубокой очистке запыленных газов. Тем не менее Госсанинспекция не рекомендует применять жалюзийный золоуловитель в санитарных целях при сжигании углей ввиду быстрого износа решеток (в течение 6—10 мес.) и резкого снижения его к. п. д. Концентрация пыли в газах увеличивается при этом до недопустимых пределов и составляет 5—7 г/м³ после золоуловителя, что примерно в 2—3 раза превышает концентрацию пыли после очистки газов батарейными циклонами.

ВТИ выпущена новая проектная нормаль на жалюзийный золоуловитель «ВТИ-53», заменяющая все ранее выпущенные и предусматривающая увеличение срока службы решетки за счет снижения скорости газов.

Следует указать, что средства, примененные для снижения золowego износа, ликвидируют основные преимущества жалюзийных золоуловителей, значительно ограничивая область их применения.

Формула для расчета поперечного сечения решетки имела следующий вид:

$$F_3 = \frac{0,43Q}{\sqrt{\Delta p \left(1 + \frac{t}{273}\right)}} \text{ м}^2,$$

где Q — секундный расход газов, м³/сек;
 Δp — сопротивление золоуловителя, мм вод. ст.;
 t — температура газов, °С.

В новую формулу вместо коэффициента 0,43 введен коэффициент 0,58, вследствие чего сечение увеличено на 35%. Это увеличение вызвано расхождением между расчетным и действительным коэффициентами сопротивления решетки, которое доходит до 5,0 вместо 2,75, принятым при выводе старой формулы.

Сопротивление решетки для пылевидного сжигания углей рекомендуется принимать до 20 вместо 50 мм вод. ст. по старой нормали.

Таким образом, поперечное сечение решетки, подсчитанное по новой нормали «ВТИ-53», увеличивается в

$$\frac{1,35}{\sqrt{\frac{20}{50}}} = 2,13 \text{ раза и соответственно}$$

увеличивается ее вес.

В связи с увеличением сечения входной камеры золоуловителя увеличиваются и габариты отсосного циклона, так как его диаметр прямо пропорционален $\sqrt{F_3}$. Следовательно, диаметр циклона увеличен в $\sqrt{2,13}$, т. е. почти в 1,5 раза.

Таким образом, золоуловитель «ВТИ-53» не может претендовать ни на малогабаритность, ни на малый вес и в ряде случаев (для действующих установок) его не удастся разместить в стесненных габаритах котла или ячейки котлоагрегата.

Наиболее значительное увеличение габаритов входной камеры золоуловителя и циклона дает снижение сопротивления решетки в $\frac{50}{20} = 2,5$ раза,

вызываемое желанием снизить ее износ.

Хорошо известно, что для золоуловителей инерционного типа снижение скорости влечет за собой снижение их к. п. д. Как показывают расчеты, при уменьшении сопротивления решетки до 10 мм вод. ст. и при пылевидном сжигании углей к. п. д. снижается до 10%. Этой величиной потери к. п. д. не следовало бы пренебрегать для жалюзийного золоуловителя. Кроме того, при снижении перепада давления на жалюзийной ре-

сетке до 10 мм вод. ст., рекомендуемых новой нормалью, необходимо устанавливать на отсосном тракте эжектор либо специальный отсосный вентилятор, так как создаваемый решеткой перепад совершенно незначителен для преодоления сопротивления отсосного тракта. Все это усложняет и удорожает установку и служит дополнительным объектом обслуживания для персонала котельной.

К тому же малые скорости газов на решетке приводят к ее замазыванию, как это имеет место на ряде установок, особенно при сжигании подмосковного угля, мелкие частицы золы которого склонны к интенсивному налипанию.

Если учесть, что Госсанинспекция не рекомендует к установке жалюзийный золоуловитель, возросшие габариты которого в связи с выпуском новой нормами не позволяют его применять для защиты от золowego износа труб водяных экономайзеров, то станет очевидным, что в результате этот тип пылеулавливающего аппарата больше не может найти себе применение в энергетике (кроме котельных малой мощности с расходом топлива до 1 т/час).

Между тем электростанции нуждаются в эффективном и малогабаритном золоулавливателем аппарате, располагаемом в габаритах котла или наружных его газоходах. Поэтому необходимо изыскать более рациональные меры борьбы с износом решеток без снижения скорости газов и к. п. д. установки, не лишая жалюзийный золоуловитель его основных преимуществ.

Совершенно очевидно, что развитие пылеулавливающей техники должно идти в направлении дальнейшего снижения габаритов и роста к. п. д. золоуловителей.

Как отмечают некоторые авторы¹, жалюзийные решетки, изготовленные из простого серого чугуна для температур газов более 500°С, деформируются и разрушаются. Для предотвращения разрушения чугунных решеток имеется тенденция к их искусственному охлаждению, что значительно усложняет установку и ее эксплуатацию.

Между тем благодаря сопротивлению износу серого чугуна, увеличивающемуся с повышением его твердости, применение решеток или жалюзей, изготовленных из чугуна, для всех случаев их установки в интервале температур 160—600°С позволит повысить скорость газов на решетке, увеличить ее к. п. д. и сохранить малогабаритность золоуловителя.

К числу специфических свойств чугунных изделий относятся отмечаемые в них с течением времени объемные изменения (рост чугуна), происходящие при длительных или многократных нагревах на температуру более 400°С. Одновременно с изменением объема происходит также коробление и изменение формы деталей.

Иллюстрацией может служить обычная колосниковая решетка, температура которой достигает 600—700°С при сжигании спекающихся углей и повышается до 950°С при сжигании не-

спекающихся углей², причем эта решетка работает в окислительной среде, способствующей росту чугуна. Жалюзийная решетка, располагаемая в газоходе котла, находится в полувосстановительной или нейтральной газовой среде, при которой роста чугуна не наблюдается³.

Опыт работы колосниковой решетки, которая находится в более тяжелых условиях, чем решетка жалюзийного золоуловителя, показывает, что при нормальной эксплуатации она не разрушается под периодическим воздействием высоких температур благодаря применению алитированного чугуна и методу крепления решетки.

Решетка, изготовленная из чугуна, должна иметь возможность свободно расширяться в любом направлении, чтобы предотвратить коробление и разрушение чугунных деталей в результате возникновения больших напряжений в отдельных местах.

Практику работы колосниковой решетки следует учесть при проектировании рациональной конструкции жалюзийной решетки. Ее целесообразно изготавливать из простого серого чугуна для температур до 500°С. При сжигании топлива с высокими абразивными свойствами золы жалюзи необходимо изготавливать из модифицированного чугуна, обладающего высокими механическими свойствами и обычно применяемого для изготовления деталей, от которых требуется повышенная износостойчивость. Марки модифицированного чугуна в Советском Союзе стандартизованы.

Для температур газов более 500°С решетки должны изготавливаться из алитированного чугуна с целью повышения их термической стойкости. Представляется необходимым найти такое конструктивное решение, которое позволило бы максимально увеличить срок службы решетки с одновременным увеличением ее к. п. д., а также упростить изготовление и монтаж установки. Только в этом случае возможно прочное внедрение малогабаритного жалюзийного золоуловителя для предотвращения от золowego износа водяных экономайзеров, а также и в санитарных целях.

На котлах одной электростанции установлены жалюзийные золоуловители. Их решетки изготовлены из простого серого чугуна, работают около 3 лет при температурах до 450°С, не деформированы и не изношены.

Установка жалюзийных золоуловителей была вызвана необходимостью защиты от золowego износа труб водяных экономайзеров, частые аварии которых нарушали нормальную работу электростанции. Интенсивному золowому износу подвергались также дымососы, колеса которых заменялись через каждые 2—3 мес. Предпринимавшиеся мероприятия по защите труб водяных экономайзеров путем приварки манжет на передние ряды труб и «калачи» оказались малоэффективными, и аварии экономайзеров не были ликвидированы. Для очистки газов от золы в вертикальном газоходе котлов до хвостовых поверхностей

¹ А. Ф. Рысаков и Р. М. Виленская, Особенности компоновки жалюзийных золоуловителей, «За экологию топлива», 1951, № 6.

² Котельные установки, т. I, под ред. Э. И. Ромма, Госэнергоиздат, 1941.

³ И. Е. Конторович, Термическая обработка стали и чугуна, Металлургия, 1950.

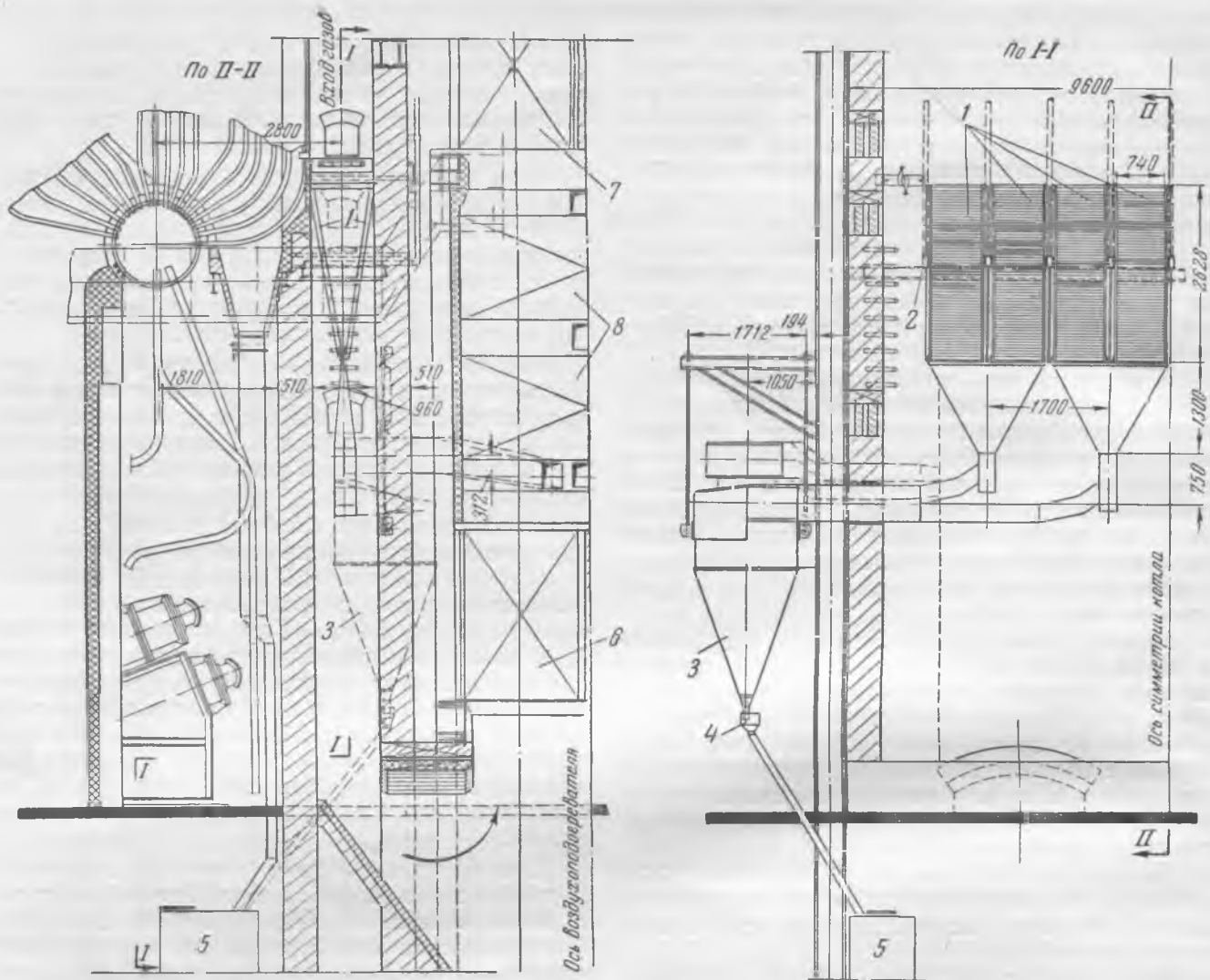


Рис. 1. Компонка золоуловителя в вертикальном газоходе котла.

1 — чугунная жалюзийная решетка; 2 — пустотелые чугунные опорные балки; 3 — циклон; 4 — призматическая мигалка ВТИ; 5 — металлический бункер для золы; 6 — трубчатый воздухоподогреватель (вторая ступень по ходу воздуха); 7 — трубчатый воздухоподогреватель (первая ступень по ходу воздуха); 8 — змеевиковый экономайзер.

нагрева были расположены жалюзийные золоуловители (рис. 1).

После их установки — вначале на одном котле, а затем и на остальных — аварии труб водяных экономайзеров по причине их золотого износа прекратились, а срок службы роторов дымоходов увеличился до 8 тыс. час.

Ниже дается описание установки и выполненной конструкции решетки с чугунными жалюзиями.

Котел НЗЛ номинальной паропроизводительностью 110 т/час оборудован топочной камерой для сжигания пыли подмосковного угля и доменного газа. Пылесистема котла с одной шаровой мельницей выполнена по одновентиляторной схеме с восемью пылевыми горелками щелевого типа, расположенными по углам, и четырьмя горелками ТКЗ для сжигания доменного газа. Хвостовая поверхность нагрева состоит из стальных змеевиковых экономайзеров и трубчатых воздухоподогревателей, установленных в рассечку. Первым по ходу газов установлен воздухоподогреватель второй ступени, за ним — водяной экономайзер, подвергавшийся интенсивному золотому износу.

В последнем опускном газоходе котла до водяного экономайзера размещена жалюзийная решетка, состоящая из восьми секций, попарно соединенных одним бункером для отвода запыленных газов к циклону. Исходя из местных условий компоновки, был осуществлен отсос запыленных газов на боковые стороны. Под циклонами установлены призматические мигалки ВТИ, выпускающие золу в бункеры, из которых зола направляется в канал гидрозолоудаления.

В основу конструкции жалюзийной решетки были положены следующие условия:

- применение износостойчивого металла;
- решетка не должна быть жесткой, принимая во внимание расширение металла при высоких температурах;
- монтаж решетки, располагаемой в газоходе котла, должен быть осуществлен без значительного разбора кладки;
- изношенные жалюзи решетки должны легко заменяться новыми.

По предложению автора была разработана новая конструкция решетки (рис. 2). Она изго-

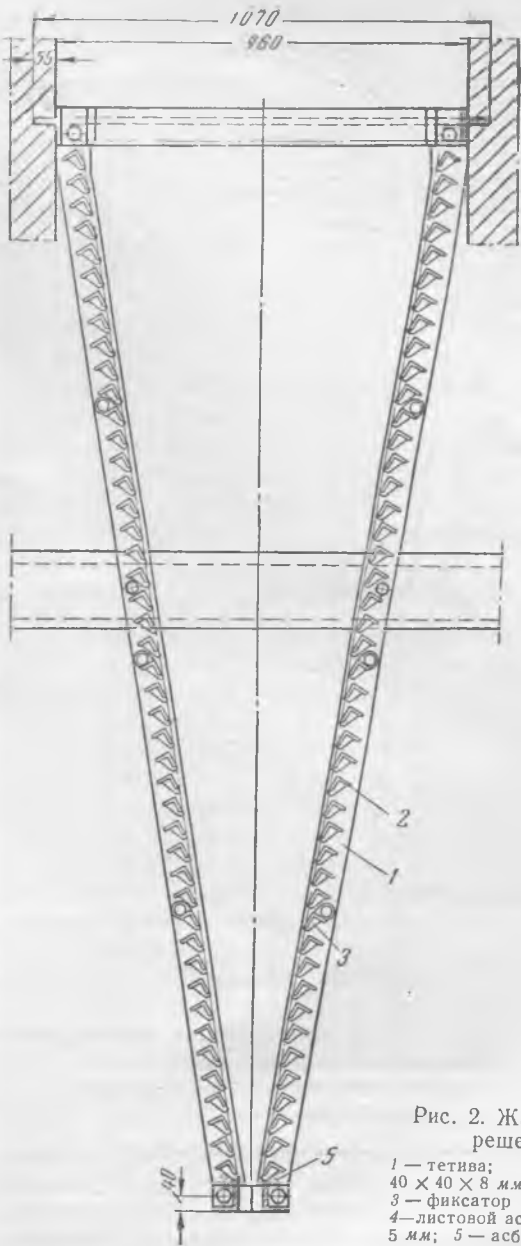
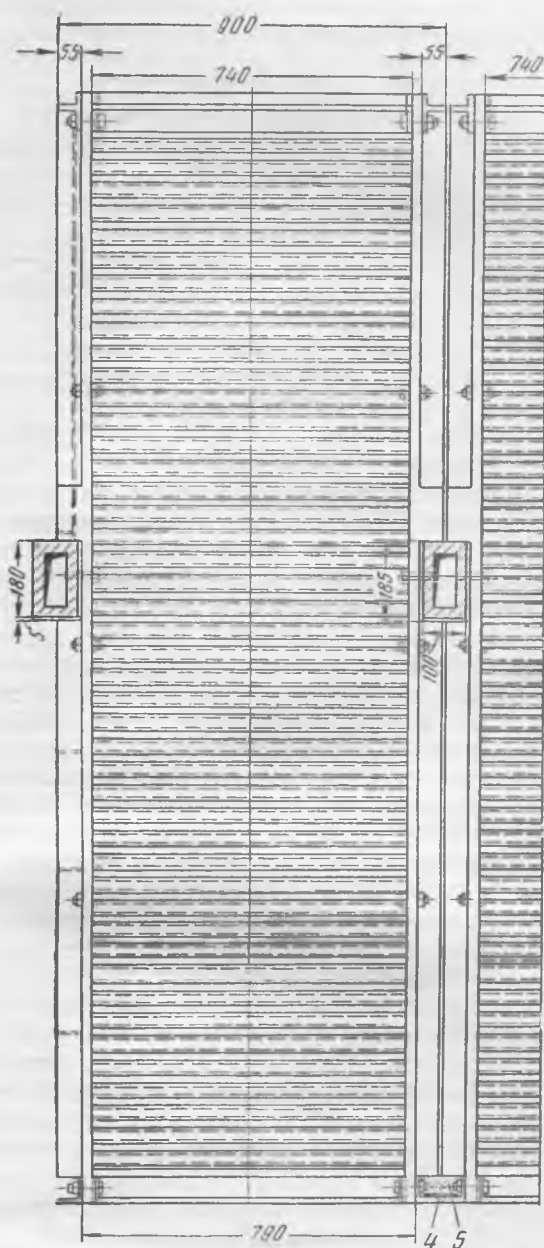


Рис. 2. Жалюзийная решетка.

1 — тетива; 2 — угольник
 $40 \times 40 \times 8$ мм, $l = 734$ мм;
 3 — фиксатор угольника;
 4 — листовой асбест толщиной
 5 мм; 5 — асбестовая масса.

товлена из простого серого чугуна и выполнена следующим образом. Каждая секция шириной 740 мм состоит из двух тетив, с внутренних сторон которых сделаны выступы. На эти выступы свободно укладываются чугунные уголки с зазором по 3 мм на сторону.

В зазор между тетивами закладывается по всей длине шнуровой асбест. Тетивы скрепляются между собой сверху и снизу продольными и поперечными балками рамной конструкции, соединенными болтами с учетом возможности теплового расширения. Каждая секция решетки опирается выступами, сделанными сбоку тетив, на пустотелые балки.

Наиболее металлоемкая деталь решетки весит около 65 кг при небольшом ее габарите. Все детали свободно проходят через нормальный лаз размером 500×500 мм. Тщательность монтажа решетки может быть гарантирована предварительной сборкой ее на плазу с подгонкой отдельных деталей. Смена изношенных жалюзей производится весьма просто и не нуждается в пояснениях.

В данном случае условиями компоновки котельных газоходов было продиктовано вертикальное расположение решетки, но ее положение может быть различным в зависимости от конструктивных особенностей котлоагрегата и места установки золоуловителя.

Длительная практика эксплуатации жалюзийной решетки данной конструкции показала ее хорошую термическую устойчивость при отсутствии золотого износа. Независимо от температуры газов жалюзи решетки должны изготавливаться из чугуна как наиболее износоустойчивого металла. Продольные тетивы могут выполняться из стальных угольников (для температур до 450°C), к которым привариваются фиксаторы для укладки на них лопастей решетки.

Конфигурация фиксаторов может быть различной практически в любом желательном положении решетки.

Наиболее удачно решетка компоуется вертикально при движении газов вверх или вниз. При горизонтальном положении решетки необходимо придать ей некоторый уклон.

По стрелке А

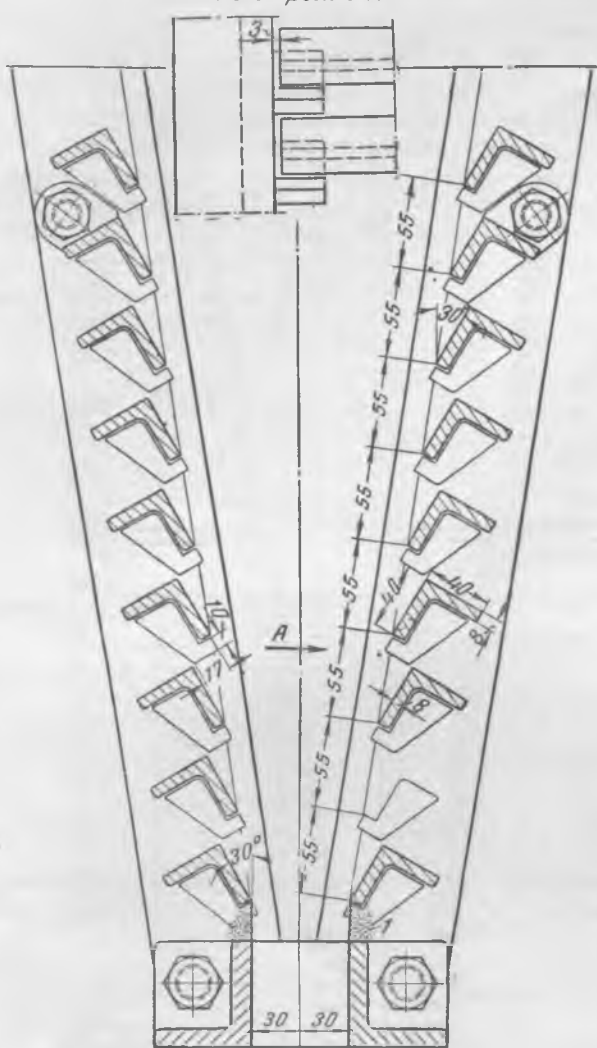


Рис. 3. Нижняя часть жалюзийной решетки.
1 — асбестовая масса.

При применении чугунных жалюзей взамен стальных, толщина полки которых по условиям отливки может быть не менее 7—8 мм, можно значительно увеличить длину жалюзи. Практика эксплуатации показала хорошую устойчивость жалюзи длиной 734 мм при толщине полки угольника 8 мм (рис. 3) и температуре газов 450°С. При более низкой температуре длина жалюзи может быть доведена до 1 м; при этом прирост в весе чугунных решеток компенсируется меньшим количеством продольных полос-тетив, устанавливаемых по ширине котла.

Для суждения об эффективности золоуловителя были проведены испытания в эксплуатационных условиях⁴ при максимальной и пониженной концентрациях золы и различных скоростях газов, что достигалось работой на одной угольной пыли подмосковного угля при паропроизводительности котла 70—100 т/час и на смеси пыли с доменным газом. При этом к. п. д. золоуловителя определялся как отношение веса уловленной пыли к весу пыли, подведенной к золоуловителю с дымовыми газами. Расход сожженного топлива определялся методом обратного теплового баланса котлоагрегата.

⁴ Испытания были проведены инж. Б. С. Волковицким и Р. А. Рабинович.

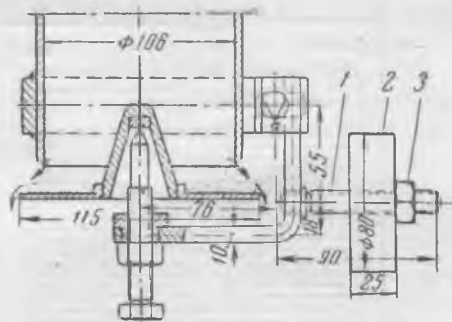


Рис. 4. Призматическая мигалка для золы конструкции ВТИ.
1 — рычаг; 2 — груз; 3 — гайка.

Испытания показали, что к. п. д. золоуловителя при температуре газов 450°С находится в пределах до 50%, но может быть значительно повышен, так как при его установке были допущены отклонения, существенно снизившие к. п. д. золоуловителя. Так, в конце решетки между последним уголком и отсосной щелью отсутствовало асбестовое уплотнение, в результате чего значительное количество отсепарированной пыли проникало в зону очищенных газов. Кроме того, в силу местных условий нельзя было создать необходимую длину прямого участка — от циклона до мигалки, что также повлияло на снижение к. п. д. золоуловителя. Гидравлическое сопротивление установки находилось в пределах расчетного ($\Delta p = 40$ мм вод. ст.).

Интенсивно изнашивается нижняя горизонтальная часть короба, отводящего уловленную золу к циклону, вследствие чего значительная часть уловленной золы просыпается в зону очищенных газов, снижая к. п. д. решетки. Золоотводы, выполненные из листовой стали толщиной 5 мм, изнашиваются в течение 3 мес. Поворот под углом 90° от бункера решетки к циклону, осуществленный в виде «каблука» с целью устранения износа на повороте, полностью себя оправдал. Этот принцип защиты золоотводов от износа путем организации трения «золы по золе» будет перенесен и на горизонтальную часть короба.

Другой жалюзийный золоуловитель, смонтированный в полном соответствии с техническими условиями и нормальным расположением мигалки, установлен до вращающегося воздухоподогревателя прямооточного котла высокого давления номинальной паропроизводительностью 45 т/час, работающего на пыли отсевов донецкого газового угля, сжигаемого в камерных топках с аэробильными мельницами.

Испытания этого золоуловителя⁵ при температуре газов до 400°С показали, что его к. п. д. находится в пределах 60—86% при небольшой запыленности дымовых газов перед золоуловителем (3,5—7,1 г/м³), что можно видеть из таблицы.

Колебания значений к. п. д. золоуловителя в широких пределах в основном определялись работой мигалок, которые периодически самопроизвольно разрегулировались вследствие отхода гайки груза (рис. 4). Установка груза мигалки

⁵ Испытания проводились под руководством инж. М. К. Лина.

Наименование	Опыты					
	1	2	3	4	5	6
Длительность опыта, час.	6,0	5,3	6,3	4,8	5,7	3,5
Расход топлива, кг/час	5 600	5 810	5 000	4 170	6 560	4 937
Содержание золы в топливе, %	12,25	11,45	9,75	13,25	14,2	15,6
Температура газов, °С	307	308	298	291	400	—
Количество газов, м ³ /час	107 500	130 000	92 500	86 000	162 000	96 000
Запыленность газов, г/м ³ :						
перед золоуловителем	7,10	4,15	4,62	3,51	6,03	7,85
за золоуловителем	1,37	0,82	1,80	0,63	0,85	1,43
выбрасываемых в атмосферу	1,39	0,84	1,80	0,57	1,05	—
Количество золы (золовой баланс), %:						
в топливе	100	100	100	100	100	100
в шлаке	12,9	17,8	21,2	40,7	10,6	10,0
в уносе под пароперегревателем	7,0	10,1	3,5	8,9	0,9	1,0
уловленной золоуловителем	58,7	58,3	44,8	43,5	75,5	75,0
унесенной в трубу	21,4	13,8	30,5	6,9	13,0	14,0
К. п. д. золоуловителя, %	78,0	81,0	59,5	83,0	86,0	84,0
Сопротивление золоуловителя, мм вод. ст.	63,0	80,0	54,0	37,7	94,0	36,0

Выводы

в соответствующее положение резко повышала к. п. д. золоуловителя.

Концентрация уноса в газах за золоуловителем находилась в пределах 0,5—2,0 г/м³, что соответствует сравнительно небольшой запыленности.

Эффективность работы золоуловителей находится в прямой зависимости от размеров частиц уноса перед ними, в свою очередь являющихся функцией тонины помола угольной пыли, находившейся в пределах $R_{88} = 11,0—32\%$ и $R_{200} = 4,8—13,5\%$.

Через циклоны отсасывалось 11—12% газов, причем распределение отсасываемых газов по отдельным циклонам было почти равномерным. Высокий к. п. д. циклонов (согласно данным испытаний 97—98%) достигался благодаря надежному уплотнению золопускной трубы мигалками ВТИ.

Сопротивление золоуловителя оказалось выше проектного (32 мм вод. ст.) и при расчетной нагрузке котла 45 т/час составило $\Delta p = 50—55$ мм вод. ст.

Результаты испытаний показывают, что в дымовую трубу уносилась зола исключительно мелкого дисперсного состава $R_{88} = 1,0—8,0\%$ и $R_{200} = 0,0—2,5\%$. Частиц такого размера жалюзийный золоуловитель не улавливает.

1. Выпущенную проектную нормаль жалюзийного золоуловителя «ВТИ-53» следует заменить другой, так как она значительно снижает основные преимущества этого золоуловителя.

2. Жалюзийные решетки или уголки необходимо изготавливать только из чугуна. Для температуры газов выше 500°С решетки должны изготавливаться из алитированного чугуна.

Для температур газов до 500°С предпочтительно изготавливать жалюзи из модифицированного чугуна как наиболее износоустойчивого.

3. Разработанная конструкция решетки со съемными чугунными жалюзи обладает несомненными преимуществами в эксплуатационном отношении, а также при ее монтаже и ремонтах. Она позволяет сохранить малогабаритность, высокий к. п. д. и расширить область применения этого золоуловителя как против золососа износ трубок экономайзеров, так и в санитарных целях.

4. Как показывают данные испытаний, к. п. д. золоуловителя при сравнительно небольшой запыленности газов до него находится в пределах до 86% при пылевидном сжигании угля. Высокий к. п. д. достигнут благодаря тщательному монтажу установки и надежному уплотнению золопускных труб мигалками ВТИ.

5. Призматические мигалки ВТИ работают вполне удовлетворительно, но требуют более надежного крепления груза на рычаге.



Пути повышения экономичности тягодутьевых установок

Инж. А. П. Купцов

Значительную долю электроэнергии, расходуемой на собственные нужды электростанций, потребляют тягодутьевые установки. Поэтому снижение удельного расхода электроэнергии на тягу и дутье имеет важнейшее значение.

Распространенные на электростанциях дымососы, например, типов Д-190 и Д-300/400 по заводским характеристикам имеют к. п. д. около 63—65%. В эксплуатационных условиях к. п. д.

этих дымососов колеблется в пределах от 25 до 57% и редко достигает 60%. Ниже будет показано, что такое колебание к. п. д. зависит от качества изготовления и ремонта, а также условий эксплуатации.

Очевидно, что замена дымососов с таким низким к. п. д. новыми с более высоким к. п. д. должна дать значительный эффект по снижению удельного расхода электроэнергии на тягу. Это

и являлось одним из стимулов для реконструкции старых машин.

В последние годы на наших электростанциях было реконструировано несколько сот старых вентиляторов и дымососов, замененных более экономичными машинами — по преимуществу типа ЦАГИ — с к. п. д., полученными на моделях, порядка 66—75%.

В основу этой работы был положен принцип пересчета по подобию характеристик, полученных на моделях.

Вместе с тем по имеющимся опытным и эксплуатационным данным к. п. д. многих реконструированных машин в эксплуатационных условиях гораздо ниже, чем по испытаниям моделей, и нередко составляет ~ 57%, а при выключении одного из двух параллельно работающих вентиляторов он иногда снижается примерно до 40%.

На основе большого количества проведенных опытов и обследований тягодутьевых установок всех типов можно дать общую оценку основных причин, влияющих на перерасход электроэнергии, и наметить пути повышения экономичности дымососов и вентиляторов.

Снижение экономичности любой тягодутьевой установки вызывается:

- 1) плохим качеством изготовления дымососов и вентиляторов;
- 2) несоответствием между напором, развиваемым тягодутьевой машиной, и сопротивлением газо-воздушного тракта при расчетной производительности;
- 3) недостаточной плотностью газового тракта, включая всасывающие короба, дымосос, регулирующие заслонки на всасе и заслонки прямого хода;
- 4) неправильной методикой выбора тягодутьевых машин при реконструкции.

Многие дымососы и вентиляторы выполняются в мастерских электростанций или на ремонтно-механических заводах недостаточно тщательно, иногда с большими отступлениями от проекта. Особенно сильному искажению подвергаются дымососы в период капитальных ремонтов, который на некоторых электростанциях, страдающих от золотого износа, производится несколько раз в году.

За правильным перелопачиванием ротора технический персонал электростанций часто не наблюдает. Это целиком передается на усмотрение электросварщика. Шаг между лопатками при

перелопачивании не выдерживается, углы входа и выхода получаются отличными от проектных. Характеристика дымососа после такого ремонта изменяется, и к. п. д. его понижается.

Всасывающие воронки, даже у новых дымососов, выполненных на ремонтно-механических заводах, часто имеют большие отступления от проекта по размерам и форме. У старых дымососов, прошедших не один капитальный ремонт, эти детали выполнены из отдельных сегментов различной длины. Это приводит к тому, что зазоры между воронкой и колесом увеличиваются и достигают 30—80 мм. Через эти зазоры перетекает газ, на что непроизводительно затрачивается часть мощности.

Часто из-за накладки новой брони на изношенную старую внутренняя спиральная стенка кожуха получается ступенчатой. Такая броня создает дополнительное сопротивление внутри кожуха.

Большое влияние на экономичность тягодутьевых установок оказывает способ регулирования расхода газа. Некоторые дымососы и вентиляторы до сих пор регулируются самым неэкономичным прибором — дросселем.

Дымососы типов Д-190 и Д-300/400 оборудуются трехлопаточным направляющим аппаратом, установленным на входе (рис. 1). Этот направляющий аппарат размещен на расстоянии 1 500—2 000 мм от оси входной воронки, что приводит к некоторой потере на закручивание при входе в колесо.

При трех лопатках влияние крайних лопаток ухудшает движения газа через направляющий аппарат. Когда направляющий аппарат прикрыт, газ проходит в основном только по двум средним каналам. Канал 1 практически закрыт, а канал 4 представляет собой «мешок», где завихривается большое количество газа при ширине лопатки около 700 мм.

Все это приводит к тому, что при глубоком регулировании отодвинутым от входной воронки трехлопаточным направляющим аппаратом экономия в потребляемой мощности (по сравнению с обычным дроссельным регулированием) получается меньшей, чем можно было бы получить при рациональных установке и схеме аппарата.

Для улучшения таких направляющих аппаратов персонал электростанций и устанавливает их ближе ко всасывающим воронкам, отгибая крайние лопатки (показано пунктиром на рис. 1). Но эти меры с аэродинамической точки зрения не оправдались.

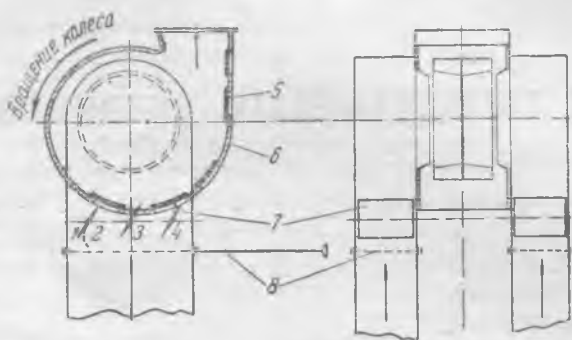


Рис. 1. Дымосос Д-190 с трехлопаточным направляющим аппаратом.

1 ÷ 4 — каналы; 5 — новая броня; 6 — броня кожуха;
7 — трехлопаточный направляющий аппарат; 8 — отсекаль.

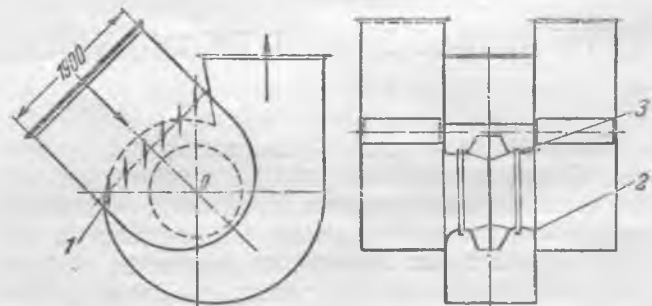


Рис. 2. Дымосос типа ЦР-40 с шестилопаточным направляющим аппаратом 1, плавным всасывающим коллектором 2 и уплотнением зазоров 3.

На рис. 2 показана схема нового дымососа типа ЦР-40, оборудованного более экономичным шестилопаточным направляющим аппаратом, установленным непосредственно перед всасывающими воронками.

Крайние лопатки и в этом направляющем аппарате ухудшают его работу при регулировании, но при шести лопатках это ухудшение менее значительно, чем при трех.

Сопоставление потребляемой мощности при регулировании дымососа дросселем и упрощенным направляющим аппаратом

Наименование величин	Способ регулирования расхода газа			
	временно установленным дросселем		направляющим аппаратом упрощенного типа	
	Режимы	Режимы	Режимы	Режимы
	1	2	1	2
Нагрузка котла, $t/час$	92,8	74,8	90,84	72,2
Мощность ¹ , потребляемая электродвигателем A , $квт$	98,63	90,75	72,3	58,2
То же электродвигателем B , $квт$	86,0	80,25	82,7	65,7
Суммарная потребляемая мощность, $квт$	184,63	171	155	123,9
Удельный расход электроэнергии, $квтч$ t пара	2,0	2,29	1,71	1,71
Экономия электроэнергии, $квтч/t$ пара	—	—	0,29	0,58

¹ Потребляемая мощность измерялась двумя ваттметрами, включенными по схеме Арона.

В таблице даны результаты опытов по регулированию дымососа направляющим аппаратом упрощенного типа и дросселем в установке, показанной на рис. 3.

Данные этих опытов подтверждают, что замена дроссельного регулирования направляющими аппаратами упрощенного типа дает возможность получить существенную экономию электроэнергии на привод дымососов.

Заводам, выпускающим дымососы с дроссельным регулированием и трехлопаточными направляющими аппаратами, необходимо обратить на это серьезное внимание и принять для производства направляющие аппараты с большим числом лопаток, которым целесообразно, кроме того, придать обтекаемую форму.

В проектах Оргрэнс применяются пять лопаток при ширине всасывающей коробки 1 900 мм и шесть лопаток при 2 300—2 500 мм.

На рис. 4 показана дымососная установка, где спиральная всасывающая коробка закручивает поток газа в сторону, обратную вращению колеса, вместо того, чтобы подкручивать его в ту же сторону. Такое закручивание потока увеличивает теоретический напор, развиваемый колесом, и потребляемую мощность, практически не увеличивая эффективного (действительного) напора.

На рис. 5 показана установка, в которой поворот всасывающей коробки создает закручивание потока газа по направлению вращения колеса. Но в этом случае не на месте и неправильно установлен направляющий аппарат. Лопатки при уменьшении производительности дымососа прикрывались от вертикального положения вправо, что приводило не к закручиванию, а к спрямлению потока. Это явилось причиной перегрузки



Рис. 4. Неправильная установка спиральной коробки: закручивание потока производится в сторону, обратную вращению колеса.

1—спиральная всасывающая коробка; 2—колесо.

Рис. 3. Дымосос типа ЦВ-32 с направляющим аппаратом упрощенного типа 1 и временно установленным дросселем 2.

электродвигателя при уменьшении производительности дымососа. Такая дымососная установка работала на одной электростанции несколько лет, перерасходуя 0,8 $квтч/t$ пара.

В дутьевых установках сопротивление, создаваемое стойками подшипников, подшипниками и рециркуляционными воздухопроводами, часто настолько велико, что вызывает снижение напора примерно на 100 мм вод. ст. Снижения потерь на входе в вентилятор можно достичь устранением загромождения рециркуляционными воздухопроводами, что легко осуществляется путем подвода воздуха по окружности всасывающей воронки; в случае необходимости приходится прибегать и к переделке привода — отодвиганию подшипника или переходу на консольное расположение.

Несоответствие между напором, развиваемым тягодутьевой машиной, и сопротивлением тракта при данной производительности, если $H_{вент} > > S_{сети}$, влечет за собой перерасход мощности на дросселирование избыточного давления. Это относится главным образом к тем электростанциям, где установлены дымососы типов Д-190, Д-190-1, Д-300/400 и Д-192.

На рис. 6 показаны характеристики дымососа и газового тракта котлоагрегата одной электростанции.

Из этого рисунка видно, что при полной нагрузке котлоагрегата сопротивление газового

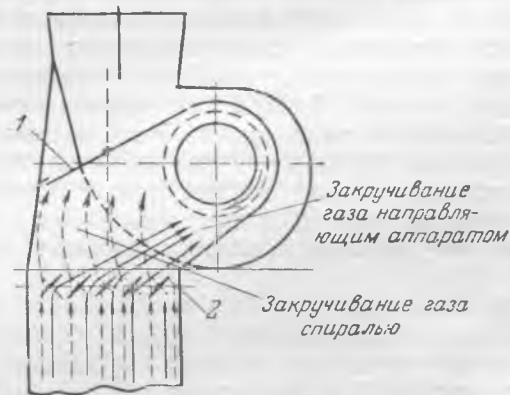


Рис. 5. Дымосос со спиральной всасывающей коробкой и направляющим аппаратом.

1 — шибер прямого хода; 2 — направляющий аппарат.

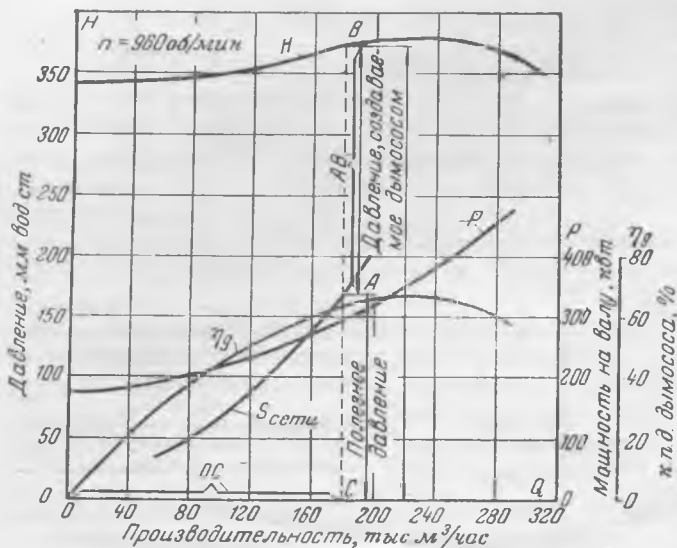


Рис. 6. Характеристика дымососа типа Д-190 и газового тракта котла.

тракта $S_{сети}$ составляет 168 мм вод. ст., а дымосос создает сопротивление 372 мм вод. ст. Избыточное давление АВ, равное 204 мм вод. ст., должно быть погашено дросселем, на что тратится мощность:

$$P = \frac{Q \cdot \Delta P}{102 \eta_0} \text{ кВт},$$

где η_0 — к. п. д. дымососов при режиме, соответствующем точке С.

Коэффициент полезного действия этого дымососа, подсчитанный по его полному давлению, равен 60,5%, а его к. п. д., подсчитанный по действительному сопротивлению газового тракта 168 мм вод. ст., равен лишь 27,5%. Следует такой дымосос реконструировать с учетом существующих сопротивлений газового тракта или понизить скорость вращения дымососа.

В снижении удельного расхода электроэнергии борьба с присосами воздуха по газовому тракту имеет важнейшее значение. Персонал электростанций хорошо знает о влиянии присосов на перерасход мощности, но устранение присосов не всегда проводится своевременно и правильно.

При испытании дымососов установлено, что на ряде электростанций анализ газов на определение RO_2 производится только за котлом, а за дымососом анализ газа обычно не производится. Значительные присосы воздуха имеют место в изношенных золотой всасывающих коробах и самих кожухах дымососов. Кроме того, имеются присосы через зазоры между валом и стенками всасывающих коробов. Зазоры эти, предназначенные для охлаждения вала, иногда очень велики.

Практика показывает, что валы не требуют охлаждения, поэтому зазоры нужно уплотнять герметически при помощи асбестового уплотнения, что многими электростанциями и выполнено.

Своевременное устранение присосов в дымососе, включая всасывающие короба, снижает потребляемую мощность и иногда позволяет увеличить нагрузку котлоагрегата.

Кроме присосов воздуха, на перегрузку дымососов оказывает большое влияние рециркуляция (перетекание) газа.

Рециркуляция газа имеет место во всех дымососных установках, где установлены два дымососа на котел или один дымосос при наличии обходного газохода с отключающим шибером.

При двух дымососах рециркуляция происходит через неплотности направляющих аппаратов остановленного дымососа. Количество перетекающего газа иногда бывает очень большим, что является причиной перерасхода энергии и приводит к уменьшению паропроизводительности котла.

Коэффициент полезного действия дымососов, определенный в этих условиях работы, всегда оказывается пониженным, так как количество рециркулирующего газа при определении к. п. д. не учитывается.

Чтобы свести к минимуму перетекание газа через направляющие аппараты, необходимо следить за их исправным состоянием и плотностью. К сожалению, на практике этого часто не делают и сам вопрос считается второстепенным.

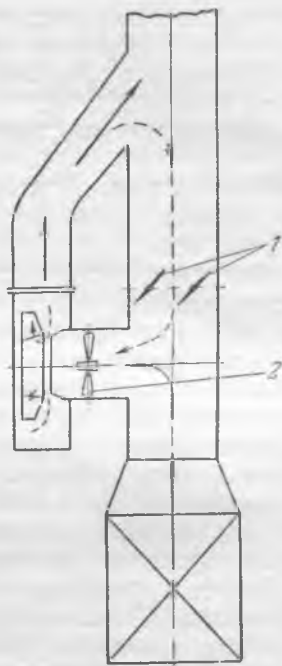
Для полного устранения перетекания газа там, где возможно, надо ставить отсекатели, как показано на рис. 1 пунктиром.

Особенно велик перерасход мощности на рециркуляцию газа там, где имеются шиберы прямого хода, сохранившиеся еще в старых установках. Эти шиберы бывают очень больших размеров и обычно покороблены. Иногда за этими шиберами вообще не следят, а перерасход мощности на тягу относят за счет других причин.

Пример подобного перерасхода электроэнергии встретился в котлоагрегатах, схема газового тракта которых показана на рис. 7.

При обследовании дымососных установок этих котлоагрегатов производительностью 15—20 т/час оказалось, что удельный расход электроэнергии только на тягу равен 11—13 квтч/т пара. Годовой перерасход электроэнергии на трех котлах составляет свыше 2 млн. квтч.

Электродвигатели мощностью 150 квт каждый были полностью загружены при нагрузке котлов 10—12 т/час и сопротивлении газового тракта всего лишь 100—150 мм вод. ст.



— Движение газа
- - - Рециркуляция газа

Из этого примера видно, как велико влияние рециркуляции газа и присосов воздуха на перерасход электроэнергии. Как выяснилось, персонал этой тэц никогда не вел учета потребляемой электроэнергии на тягу и дутье, в связи с чем в течение многих лет имеют место громадный перерасход мощности и недогрузка котлоагрегатов.

Рис. 7. Газовый тракт с прямым ходом газа и шиберами прямого хода. 1 — шиберы прямого хода; 2 — осевой направляющий аппарат.

Плотность газового тракта никогда не проверялась, а шиберы прямого хода совсем не закрывались.

Выбор дымососов и вентиляторов производится обычно из условия обеспечения двумя параллельно работающими дымососами (вентиляторами) максимальной нагрузки котла.

Практика показала, что персонал электростанций часто переходит на работу с одним дымососом (вентилятором); второй становится при этом резервным. Такой переход оказался вполне возможным, так как один дымосос (вентилятор) при раздельной работе часто обеспечивает по производительности и давлению эксплуатационную длительную нагрузку котла, составляющую, как правило, около 80% максимальной.

Однако при такой большой нагрузке дымосос (вентилятор) будет работать на режиме, сдвинутом далеко вправо по характеристике, в зоне очень низкого к. п. д. Это, безусловно, является причиной перерасхода электроэнергии из-за работы одним дымососом (вентилятором) длительное время в году.

Поэтому персоналу электростанций, где имеется возможность раздельной работы дымососов и вентиляторов длительное время в году, необходимо опытным путем установить нагрузки, при которых раздельная работа экономичнее параллельной.

К сожалению, это важное обстоятельство не учитывается на станциях, тем более что ранние проекты ОргрЭС не сопровождались необходимыми разъяснениями и характеристиками, позволяющими находить экономичную эксплуатацию дымососов и вентиляторов.

Автор предлагает выбирать тягодутьевые машины, исходя из условия обеспечения одним дымососом (вентилятором) максимально длительной нагрузки котла, равной обычно ~ 80% макси-

мальной, при работе на оптимальном режиме. При более высокой нагрузке включается вторая машина.

Такой выбор позволяет длительное время в году иметь резерв по тяге-дутью и работать на режимах с более высоким к. п. д. Но при этом размеры выбираемых машин, их стоимость, стоимость поддерживающих устройств, а также габариты установок увеличиваются, а требования к условиям входа и выхода из машины, а также к «плотному» отключению неработающей машины становятся более жесткими. Несмотря на это, перерасходы в капитальных затратах очень быстро окупятся более экономичной эксплуатацией.

Выводы

1. Вопрос о радикальной реконструкции нужно ставить после того, как будут использованы все возможности для повышения экономичности существующих дымососных и вентиляторных установок.

2. При составлении задания на реконструкцию необходимо правильно установить наиболее длительную в году нагрузку котлоагрегата и соответствующие ей параметры.

3. Для правильной и экономичной эксплуатации дымососов и вентиляторов, установленных на электростанциях, необходимо путем испытаний выявить ту «критическую» нагрузку, при которой целесообразен переход к параллельной работе на работу с одной машиной.

4. Реконструкцию целесообразно производить при условии обеспечения каждым из двух установленных дымососов (вентиляторов) максимальной длительной эксплуатационной нагрузки котлоагрегата, что дает экономию электроэнергии, хотя и приводит к увеличению размеров машин и их стоимости.

ОТ РЕДАКЦИИ

Предложение А. П. Купцова выбирать тип и размер дымососа или вентилятора (при двух машинах) не на половинную нагрузку, как это было принято до сих пор, а на нагрузку около 80% номинальной, обеспечиваемой двумя параллельно работающими машинами, может быть рекомендовано лишь в определенных случаях.

Вопрос о правильном выборе основного расчетного режима требует рассмотрения характеристик вентилятора (при совместной работе и выключении одной из машин), условий работы котельного агрегата и, наконец, учета особенностей компоновки машин в данной конкретной установке.

Необходимо иметь в виду, что при отключении одного из дымососов, во-первых, возникает рециркуляция газов через неработающий дымосос и, во-вторых, в линии нагнетания при переходе потока в общий для обеих машин участок тракта площадь проходного сечения удваивается, с чем связана потеря напора.

Имеют место и другие неблагоприятные явления, которые в меньшей степени отражаются на характеристике.

Необходимо также иметь в виду, что выбор вентилятора по нагрузке, составляющей около 80% номинальной, увеличивает первоначальные капиталовложения из-за увеличения стоимости тягодутьевых установок.



Еще о технико-экономических показателях проектируемых тепловых сетей

Инж. Е. П. Шубин

В существующей системе технико-экономических показателей, применяемых при проектировании тепловых сетей, материальная характеристика, расход электроэнергии на перекачку сетевой воды и тепловые потери при сравнении различных сетей между собой относятся к суммарному максимально-часовому отпуску тепла из сети; фактор расположения потребителей тепла относительно источника теплоснабжения не учитывается. Критикуя эту систему, автор настоящей статьи предложил другую систему, при которой те же показатели относятся к обороту тепла, т. е. сумме произведений из расходов тепла отдельными потребителями на их расстояние до источника теплоснабжения¹. Если это расстояние в одном случае измерено по выбранной трассе сети, а в другом — по прямой линии, то отношение полученных таким образом оборотов тепла

$$x = \frac{S_{\text{макс}}^{\text{т.с}}}{S_{\text{макс}}^{\text{пр}}} \text{ можно назвать коэффициентом конфигурации сети.}$$

Кроме него, в новую систему входят следующие показатели:

1. Удельная материальная характеристика сети, отнесенная к обороту тепла по трассе сети,

$$m = \frac{M}{S_{\text{макс}}^{\text{т.с}}}$$

2. Удельные тепловые потери сети, отнесенные к этому обороту,

$$\bar{q} = \frac{Q_{\text{год}}^{\text{пот}}}{S_{\text{год}}^{\text{т.с}}}$$

3. Удельный расход электроэнергии на перекачку сетевой воды

$$\mathcal{E} = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{S_{\text{макс}}^{\text{т.с}}}$$

Критике описанной системы посвящена статья Н. Ф. Нестеровича², в которой подсчитываются экономические материальные характеристики по формулам проф. Б. Л. Шифринсона для сети простейшей конфигурации с двумя потребителями, а также используются расчеты Б. Л. Шифринсона по выбору наилучшей конфигурации сети со многими потребителями³ и делаются следующие выводы:

а. Сеть с двумя потребителями и значением коэффициента конфигурации, большим единицы, в некоторых случаях может быть более экономичной, чем со значением этого коэффициента, равным единице, а поэтому он не характеризует экономичности сети.

¹ Е. П. Шубин, О технико-экономических показателях проектируемых тепловых сетей, „Электрические станции“, 1952, № 4.

² Н. Ф. Нестерович, О технико-экономических показателях проектируемых тепловых сетей, „Электрические станции“, 1953, № 8.

³ Б. Л. Шифринсон, Основной расчет тепловых сетей, Госэнергоиздат, 1940, стр. 110—126.

б. При сравнении двух вариантов выбора конфигурации сети меньшие значения удельной материальной характеристики или годового расхода электроэнергии на перекачку сетевой воды, отнесенные к обороту тепла по трассе сети, могут не соответствовать тому варианту, который является оптимальным по формулам технико-экономического расчета сетей.

в. Показатели в новой системе при переходе от одной конфигурации сети к другой изменяются в разных направлениях, например при снижении коэффициента конфигурации может возрастать удельная материальная характеристика сети или расход электроэнергии, отнесенный к обороту тепла по трассе сети.

Исходя из этого, Н. Ф. Нестерович считает предложенную систему показателей нецелесообразной, а существующую систему вполне приемлемой для сравнения различных конфигураций тепловой сети.

Между тем в критикуемой статье речь шла именно о правильном сопоставлении между собой показателей для сетей, находящихся в разных условиях, т. е. отличающихся друг от друга расположением потребителей относительно источника теплоснабжения. В своей статье Н. Ф. Нестерович применил предложенную нами систему показателей к решению совершенно иной задачи, а именно выбора оптимальной конфигурации сети при заданном расположении потребителей. Легко показать, что такое применение было сделано им неправильно, а потому и привело к ошибочным выводам.

Действительно, при заданном расположении потребителей и выборе конфигурации сети оборот тепла по прямой линии является заданной, а по трассе сети — искомой величиной. Поэтому при решении подобных задач показатели работы сети надо относить только к обороту тепла по прямой линии в отличие от задач, разобранных в нашей статье, где рассматриваются сети, отличающиеся друг от друга расположением и тепловыми нагрузками потребителей.

Удельные показатели для материальной характеристики и годового расхода электроэнергии, отнесенные к обороту тепла по прямой линии, легко получаются из тех же показателей, отнесенных к обороту тепла по трассе сети, путем их умножения на коэффициент конфигурации, а именно:

$$m_{\text{пр}} = \frac{M}{S_{\text{макс}}^{\text{пр}}} = \frac{M}{S_{\text{макс}}^{\text{т.с}}} \cdot \frac{S_{\text{макс}}^{\text{т.с}}}{S_{\text{макс}}^{\text{пр}}} = mx;$$

$$\mathcal{E}_{\text{пр}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{S_{\text{год}}^{\text{пр}}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{S_{\text{год}}^{\text{т.с}}} \cdot \frac{S_{\text{год}}^{\text{т.с}}}{S_{\text{год}}^{\text{пр}}} = \mathcal{E}x.$$

Поэтому при выборе оптимальной конфигурации сети надо исходить из минимальных значений для показателей $m_{\text{пр}} = mx$ и $\mathcal{E}_{\text{пр}} = \mathcal{E}x$, а не m и \mathcal{E} . Это простое соотношение вполне подтверждается результатами расчетов по выбору

наивыгоднейшей конфигурации сетей, произведенных проф. Б. Л. Шифринсоном и пересчитанных Н. Ф. Нестеровичем по новой системе показателей.

Таким образом, используя показатели, отнесенные к постоянному для всех вариантов обороту тепла по прямой линии, можно судить об экономичности того или иного варианта конфигурации сети. Для решения этой задачи, очевидно, новая система показателей эквивалентна старой, при которой показатели относятся к постоянному для всех вариантов суммарному расходу тепла всеми потребителями сети.

Далее, Н. Ф. Нестерович считает дефектом новой системы то обстоятельство, что при сравнении двух вариантов первый может оказаться выгоднее второго (например, по удельной материальной характеристике) и наряду с этим менее выгодным по другому показателю, например по удельному расходу электроэнергии на перекачку. Между тем это обстоятельство является неизбежным при любой системе показателей, так как если бы все они при переходе от одного варианта к другому всегда изменялись в одном направлении, то вообще отпала бы необходимость в системе показателей, а достаточно было бы лишь одного показателя, который полностью характеризовал бы степень совершенства данного варианта. Общеизвестным является тот факт, что путем увеличения капитальных затрат по сети можно добиться снижения ее эксплуатационных расходов. В частности, варианту с большим значением удельной материальной характеристики обычно соответствует меньшее значение удельного расхода электроэнергии на перекачку воды.

Более того, те же соображения имеют силу и в отношении коэффициента конфигурации сети. Нетрудно установить, что приближение этого коэффициента к единице, начиная с некоторого предела, сопряжено с ростом материальной характеристики сети и, следовательно, для каждого заданного расположения потребителей относительно источника теплоснабжения существует оптимальный коэффициент конфигурации, существенно больший единицы. Для сети с двумя потребителями это показано в расчетах Н. Ф. Нестеровича, но для сети с большим количеством потребителей, распределенных по всем направлениям вокруг источника теплоснабжения, без всяких подсчетов ясно, что сеть с коэффициентом конфигурации, равным единице, т. е. состоящая из большого количества лучей, соединяющих каждого потребителя с источником теплоснабжения, будет заведомо дороже сети, в которой к одному лучу будет присоединено несколько близлежащих

потребителей. В приведенном Н. Ф. Нестеровичем примере оптимальному варианту соответствует коэффициент конфигурации, равный $\kappa = 1,28$. Очень близкие к этому значения, а именно $\kappa = 1,24 \div 1,30$, были получены мною путем обработки данных реальных проектов тепловых сетей. Таким образом, повидимому, следует считать, что снижение коэффициента конфигурации сети ниже значений $\kappa = 1,20 \div 1,25$, как правило, экономически уже не оправдывает себя. Это обстоятельство ни в коей мере не умаляет значения коэффициента конфигурации как единственного объективного показателя, характеризующего степень излишнего транзита тепла в сети.

Таким образом, только путем определения показателей m , \mathcal{E} и κ для всех рассматриваемых вариантов можно дать им всестороннюю оценку.

Наконец, следует отметить, что предложенная проф. Б. Л. Шифринсоном и использованная в статье Н. Ф. Нестеровича методика выбора оптимальной конфигурации сети практически не нашла применения при проектировании тепловых сетей⁴. Это объясняется тем, что такая методика не в состоянии учесть всего разнообразия местных условий, которые являются решающими при выборе трассы сети. Более того, самый принцип оценки сети по ее материальной характеристике, соответствующей экономически наивыгоднейшим диаметрам труб на всех участках, практически является неполноценным, так как по ряду причин в реальных сетях диаметры труб на многих участках принимаются значительно отличающимися от экономических.

По этим причинам задача выбора наивыгоднейшей конфигурации сети представляется гораздо менее актуальной, чем рассмотренная в нашей статье задача объективного сравнения показателей для различных сетей с самыми разнообразными конфигурациями и ориентациями потребителей относительно источника теплоснабжения.

Именно для решения этой задачи нами была предложена новая система показателей для сетей, основанная на их отнесении не к суммарному расходу тепла потребителями, а к суммарному обороту тепла по трассе сети и предназначенная в основном для сравнения сетей разных городов и районов. Однако эта же система применима и к решению задачи выбора оптимальной конфигурации для сети с заданным расположением потребителей, но в этом случае все показатели должны быть отнесены к обороту тепла по прямой линии, а не по трассе сети.

⁴ См., например, Б. Л. Шифринсон и Т. К. Лютыева, "Электрические станции", 1950, № 3.

ОТ РЕДАКЦИИ

Из опубликованных материалов дискуссии видно, что для выбора наивыгоднейшей конфигурации тепловой сети при заданном расположении потребителей и источника теплоснабжения является вполне приемлемой общепринятая в настоящее время система показателей. При указанных условиях система показателей, предлагаемая Е. П. Шубиным, ничего нового не дает для решения задачи о наивыгоднейшей конфигурации сети. Преимущество системы показателей, предлагаемой Е. П. Шубиным, заключается в возможности более объективного сравнения тепловых сетей разных городов и районов. Такое сравнение выходит за пределы обычного проектирования и является задачей специальных исследований в области технико-экономических показателей тепловых сетей.



Закрепление поверхности золоотвалов многолетними травами

Канд. сельхоз. наук Б. Я. Сигалов

Крупнейшим достижением советской теплотехники является широкое практическое применение эффективных способов сжигания различных видов низкосортного топлива малой калорийности, высокой влажности и большой зольности. Образующиеся при этом в большом количестве зола и шлак сбрасываются на золовые поля или золоотвалы, площадь которых достигает при каждой тепловой электростанции десятков гектаров.

В сухом состоянии поверхность золоотвалов превращается в источник громадного количества тончайшей пыли, легко разносимой ветром даже незначительной силы. В результате населению районов, прилегающих к золоотвалам, наносится большой вред.

Для предотвращения пыления золы необходимо тем или иным способом закреплять поверхность золоотвалов растительным покровом.

Для задернения золы перед посевом трав обычно рекомендуется засыпать поверхность золоотвалов слоем почвы в 15—20 см. При этом на 1 га золоотвала требуется насыпать от 1 500 до 2 000 м³ почвы. Из-за большого объема земляных работ и отсутствия во многих случаях почвенного слоя в таком количестве этот способ не применяется и золовые поля, как правило, остаются открытыми.

Растениеводческая практика свидетельствует о том, что растения для своего произрастания из питательных веществ больше всего требуют наличия в почве азота, фосфора и калия. Эти питательные вещества доступны культурным растениям в виде очень слабых растворов минеральных солей. Как показали агрохимические анализы, зола, взятая непосредственно из котельных подмосковных тэц, содержит незначительное количество подвижных форм азота (2,3—2,8 мг на 100 г золы) и фосфора (до 2,5 мг на 100 г золы), но имеется большое количество калия (37—42 мг на 100 г золы). В поверхностном слое золоотвалов в результате вымывания питательные вещества находятся в несколько меньших количествах. Реакция среды — слабо щелочная: рН солевой вытяжки колеблется около 7,4.

По механическому составу золоотвалы характеризуются содержанием частиц следующих размеров: больше 10 мм — 0,3 ÷ 1,0%; от 10 до 2 мм — 0,9 ÷ 5,5%; от 2 до 0,05 мм — 56,2 ÷ 90,1%; от 0,05 до 0,005 мм — 6,1 ÷ 38,9%; меньше 0,005 мм — 0,2 ÷ 1,0%.

Недостаток азота и фосфора, а также слабая микробиологическая деятельность являются, вероятно, главными причинами того, что золоотва-

лы электростанций, сжигающих уголь, обычно оголены и в естественных условиях не заселяются растениями.

С целью определения видов растений, наиболее пригодных для закрепления угольной золы, а также видов и норм органических удобрений в 1952 г. были проведены рекогносцировочные опыты в открытом грунте с 32 видами травянистых растений¹. Травы выращивались в различных агротехнических условиях с применением поливов.

Эти опыты показали, что при предварительном внесении в золу органических удобрений (100 ÷ 200 м³ или 60 ÷ 120 т на 1 га) хорошо произрастают применяемые в Центральных областях Европейской части СССР злаково-бобовые травосмеси.

Многолетние злаковые травы наиболее приемлемы для закрепления поверхности золоотвалов. Их мочковатая корневая система густо пронизывает верхний слой золы, и из корней создается войлокообразная сеть. Подземная сеть корней вместе с травяным покровом образует дернину, которая скрепляет поверхность золы и предохраняет ее от выдувания пылеватых частиц.

Другую роль выполняют бобовые травы. Поселяющиеся на их корнях клубеньковые бактерии усваивают азот из воздуха и накапливают его, улучшая этим условия роста и развития злаковых трав. Кроме того, глубоко идущий стержневой корень бобового растения служит скреплением верхних горизонтов золы с лежащими ниже.

В 1953 г. был проведен вторичный посев злаковых и бобовых трав с целью проверки полученных результатов на более мощном слое золы. В чистом и смешанном видах были высеяны: овсяница луговая, овсяница красная, райграс пастбищный и клевер красный. Посев был произведен в оранжерейных условиях в начале апреля.

Для постановки опытов применены вегетационные сосуды-ящики². Ящики имеют высоту 1,2 м, площадь для посева — 2 500 см². Одна из сторон ящика, закрываемая темной дверцей, имеет наклонную стеклянную поверхность, наличие которой позволило вести наблюдения за ди-

¹ Изыскания проводились Главным ботаническим садом АН СССР в содружестве с Теплоэлектропроектом МЭС. (Е. Я. Германовым и А. А. Маликовым).

² С. С. Шайн, Вегетационные сосуды-ящики для изучения динамики роста корней в глубину почвы, «Вестник сельскохозяйственной науки», Кормодобывание, вып. 3, Сельхозгиз, 1941.

Углубление корневой системы при посеве злаковых и бобовых трав на угольной золе (см)

Дата определения	Виды трав и способы удобрения золы											
	Зола				Зола + плодородная почва				Зола + осадки сточных вод			
	О. Л.	К. К.	Р. П.	Тр.	О. Л.	К. К.	Р. П.	Тр.	О. Л.	К. К.	Р. П.	Тр.
30 апреля	Не обнаружено	5	2	9	7	5	7	11	Не обнаружено	Не обнаружено	10,2	7
5 мая	7	6,5	13	12	8	8,5	12	15,6	8,5	То же	14	11,5
11 "	11	6,5	15,5	15,5	8	9	13	24	13,5	16	14	12
15 "	11	6,5	17	16	19	15	17	28,5	13,5	16	14	17
20 "	11	13	17	18	22,5	27	26	29	14,5	17	16	18
26 "	13,5	13	18	19	28	31	27,5	37	18,5	21	25	22
30 "	13,5	13	20	25	34	31	30	37	25	21	25	27

Примечание. О. Л. — овсяница луговая; К. К. — клевер красный; Р. П. — райграс пастбищный; Тр. — травосмесь из овсяницы луговой, райграса пастбищного, овсяницы красной и клевера красного. Углубление корневой системы высевной овсяницы красной не могло фиксироваться по техническим причинам.

намикой углубления и характером распространения корневой системы.

Три вегетационных сосуда-ящика были засыпаны чистой золой, взятой на золоотвале одной тэц в Москве. Для удобрения золы применены плодородная почва слоем 1 см (из расчета 100 м³ на 1 га) и осадки сточных вод слоем 0,75 см. Зола одного ящика для контроля не удобрялась. Плодородная почва и осадки сточных вод взяты для удобрения золы потому, что они наиболее доступны в условиях электростанций.

Посев семян был произведен 6 апреля 1953 г. После посева и через каждые последующие 5 дней производился полив по 2—3 л воды на каждый ящик. Травы, высевные на удобренной золе, по достижению высоты 20—25 см срезались на высоте 4—5 см, высевные же на чистой золе не срезались. Других мер ухода не проводилось.

Первыми появились всходы красного клевера: единичные — на 5-й день, а массовые — на 8-й день после посева. У злаковых трав единичные всходы появились на 11-й день, а массовые — на 12—14-й день после посева.

Травы, высевные на удобренной золе, образовали хорошие наземные и подземные органы. Они хорошо противостояли многократным срезаниям. Так, например, на золе, удобренной плодородной почвой, через 13 дней после первого срезания, сделанного 22 мая, травостой отрос на 14—15 см. Несмотря на шестикратное срезание травы в течение 7 мес., вегетации были вполне удовлетворительного качества.

Из культур чистого посева райграс пастбищный образует наибольшее число побегов благодаря высокой энергии вегетативного возобновления. Одновременно он является быстрорастущим злаком. Благодаря этому введение райграса пастбищного в травосмеси по задернению золы способствует ускорению образования дернины в первый год вегетации; одновременно он служит покровной культурой для защиты от солнечных ожогов молодых всходов других, медленно растущих трав.

На чистой золе в течение первых месяцев травы значительно отстали в своем росте и были сильно ослаблены. Побеги имели блеклозеленую окраску со значительным пожелтением. По внешнему виду казалось, что они вскоре погибнут. Однако через 3 мес. вегетации они окрепли и

к концу вегетации были в удовлетворительном состоянии.

Качество дернового покрова, создаваемого на золоотвалах, определяется количеством образующей травяной корневой массы, густотой стояния трав и продолжительностью их жизни при выращивании на золе. В первые годы все эти показатели лучше всего характеризуются числом побегов злаковых трав на единицу площади, их изменением в течение и по годам вегетации. Это объясняется тем, что у злаковых трав в результате кущения с каждым новым наземным побегом образуется своя корневая система. Поэтому чем больше побегов травы образуют на поверхности, тем больше накапливается корневой массы и, следовательно, лучшей является образованная дернина³.

Четырехкратный в течение вегетации учет числа побегов злаковых трав при их посеве в смеси с бобовыми показывает, что даже по самому низкому числу побегов (33—36 побегов на 100 см² к концу вегетации) полученную дернину по общепринятой оценке следует считать вполне удовлетворительной.

Корни многолетних трав служат аппаратом для питания растений водой и растворенными в ней солями, а также местом накопления пластических веществ. Часть корневой системы, отмирая и разлагаясь при участии бактерий, является источником питания для вновь появляющихся в результате кущения трав побегов. От степени разветвления корневой системы в верхних горизонтах, а также проникновения ее в глубину зависит прочность закрепления золы.

Динамика углубления фиксировалась по появлению кончиков корней на наклонной стеклянной поверхности, имевшейся у каждого сосуда-ящика. Измерения делались по вертикальным делениям в течение 1 мес. (табл. 1).

Из табл. 1 видно, что наиболее интенсивно углубление происходило у корней травосмесей злаковых и бобовых трав. Заметной разницы в углублении корней отдельных культур чистых посевов не проявилось.

³ С. П. Смелов, Установление объективных показателей качества дернины на летних полях, «Сборник материалов по агротехнике и маскировке летних полей», вып. 5, Сборгиз, 1943.

В конце вегетационного периода зафиксированы максимальное углубление корней и зоны их наибольшего распространения в зависимости от способа удобрения золы (табл. 2).

Таблица 2

Углубление корней и зоны их распространения в зависимости от удобрения золы (см)

Варианты удобрения золы	Максимальное углубление корней	Зона наибольшего распространения корней
Чистая зола	103	0 ÷ 25
Зола с плодородной почвой	99	0 ÷ 45
Зола с осадками сточных вод	77	0 ÷ 40

Из этой таблицы следует, что наибольшего углубления корней достигли травы, посеянные на

чистой золе. Но корни у трав, высеянных на чистой золе, были тоньше, разветвление слабое, а в целом масса корней была значительно меньше, чем на удобренной золе.

Таким образом, проведенные опыты показали принципиальную возможность создания на угольной золе устойчивого травяного покрова из злаково-бобовых травосмесей при внесении на 1 га вместо рекомендуемых 1500—2000 всего лишь 100 м³ плодородной почвы или органических удобрений (осадки сточных вод, конский навоз) и применения поливов.

В данное время начаты опыты по задержанию золы в производственных условиях. Подтверждение полученных результатов даст возможность широко развернуть работы против пыления золы и послужит скорейшему улучшению условий жизни трудящихся в районах, прилегающих к тепловым электростанциям.



Пути увеличения долговечности подземных теплопроводов¹

Канд. техн. наук А. А. Скворцов

Дальнейшее развитие теплофикации в нашей стране, предусмотренное директивами XIX съезда партии, в ближайшее время потребует большого количества стальных труб.

Значительная часть ежегодно выделяемых на нужды теплофикации стальных труб идет вместо строительства новых теплопроводов на замену старых теплопроводов, преждевременно вышедших из строя вследствие коррозионных повреждений стенок.

В теплосетях имеют место два вида коррозии труб: внутренняя и наружная.

Интенсивность процесса коррозии внутренней поверхности теплопроводов зависит от химического состава воды, прокачиваемой по трубам, и содержания кислорода в ней. В настоящее время благодаря разработке эффективных способов обескислороживания воды, поступающей в сеть (деаэрация подпиточной воды), внутренняя коррозия труб сведена к минимуму и практически больше не ограничивает срока службы теплопроводов.

Значительно сложнее борьба с коррозией наружной поверхности подземных теплопроводов. Недостаточно полное изучение процесса коррозии подземных сооружений затрудняет разработку эффективных мер борьбы с ней.

Многочисленные исследования были проведены по изучению главным образом коррозии подземных трубопроводов, вызываемой так называемыми «блуждающими» электрическими токами. Эти исследования позволили разработать и прак-

тически осуществить ряд достаточно надежных мер защиты.

Более распространена в тепловых сетях почвенная коррозия, представляющая собой сложный электрохимический процесс, еще не вполне изученный.

Трубопроводы тепловых сетей по условиям своей работы значительно отличаются от других подземных трубопроводов, например от водоводов сетей водоснабжения, нефте- или газопроводов. Вследствие этого ряд испытанных способов защиты от коррозии водоводов и газопроводов оказывается совершенно непригодным для теплопроводов.

Такой распространенный способ защиты от коррозии подземных стальных газопроводов, как покрытие поверхности труб битумной мастикой, неприменим для теплопроводов вследствие неизбежного размягчения битума на нагретой поверхности трубы и его быстрого перерождения. Применение специальных лаков, например кузбасслака, также не дало положительных результатов по причине разрушения пленки лака при длительном воздействии нагрева. Результаты внедрения лака № 177 (по ОСТ 5631-51) пока не известны.

В настоящее время установлено, что эффективной мерой борьбы с наружной коррозией подземных теплопроводов и разрушением теплоизоляции является снижение влажности окружающей их среды (грунта или воздуха в каналах) и теплоизоляционной конструкции с одновременной заменой коррозионно-активного грунта в засыпке траншей грунтом, не вызывающим коррозии.

¹ Печатается в порядке обсуждения. Ред.

При этом должно быть запрещено применение теплоизоляционных материалов, способных вызвать коррозию стальных труб, например содержащих серу (шлаков, шлаковой ваты, некоторых видов торфа и т. п.).

Снижение влажности может быть достигнуто:

а) переходом теплосетей на круглогодовой график работы посредством дальнейшего развития горячего водоснабжения, так как многочисленные наблюдения показывают, что увлажнение теплоизоляции происходит главным образом во время летних перерывов в работе теплосетей;

б) применением неувлажняющихся теплоизоляционных материалов, например пеностекла с замкнутыми порами, или конструкций, надежно защищенных от увлажнения, например теплопроводов типа «труба в трубе», в оболочке из железобетонных центрифугированных труб заводского изготовления, обладающих водонепроницаемостью.

Увеличение долговечности подземных теплопроводов может быть также достигнуто путем применения труб, изготовленных из коррозионно-устойчивых (в условиях подземной укладки) материалов.

Асбоцементной промышленностью разработана технология производства труб со стальными тонкостенными сердечниками, так называемых армированных асбоцементных труб, которые полностью защищены от наружной почвенной коррозии. Для производства подобных труб сконструирована специальная машина².

Асбоцементный слой наносится при этом на металлическую тонкостенную трубу, которой сообщается одновременно поступательное и вращательное движения. Толщина асбоцементной стенки изготавливаемой трубы может быть получена любой заданной величины.

Преимущество асбоцементных труб с сердечником по сравнению с обычными асбоцементными трубами заключается в том, что они не нуждаются в муфтовом соединении. Стальные сердечники, очевидно, могут быть сварены встык обычным способом, после чего на оголенные места должен быть нанесен асбоцементный раствор.

Экономия металла при внедрении армированных асбоцементных труб в строительстве подземных теплопроводов будет достигаться за счет уменьшения толщин стенок стального трубчатого сердечника примерно в 2 раза по сравнению с нормальной стальной трубой. Фактически она будет еще больше, если учесть увеличение срока службы теплопровода, надежно защищенного от коррозии. Устройство тепловой изоляции необходимо, так как теплоизолирующего действия слоя асбоцемента недостаточно. Однако требования к теплоизоляционным материалам и конструкциям (некоторые из них были сформулированы выше) могут быть значительно снижены.

Совершенно очевидна большая будущность таких труб. Свойственное цементам прочное сцепление с металлом обеспечивает надежную связь

² И. В. Бородин, Применение асбоцементных труб при сооружении газопроводов, Гостоптехиздат, 1951.

асбоцементного слоя с металлическим сердечником. Асбоцемент, как известно, допускает нагрев до $\sim 500^{\circ}\text{C}$, т. е. значительно выше тех температур, которые имеют место в теплопроводах.

Промышленный выпуск асбоцементных труб со стальным сердечником представляет большой интерес для использования их при строительстве подземных теплосетей.

Еще больший технико-экономический эффект может дать замена стальных труб подземных трубопроводов асбоцементными.

Первые попытки использования асбоцементных труб для указанных целей были сделаны более 20 лет назад во ВТИ. Уже тогда на лабораторной установке во ВТИ была полностью подтверждена пригодность этих труб для транспортирования перегретой воды с температурой $120\text{—}130^{\circ}\text{C}$. Однако при испытании опытного участка (где была применена несовершенная конструкция соединения труб в виде жесткого муфтового стыка, зачеканенного цементным раствором) обнаружилась утечка воды через стыки.

Неплотности в соединениях труб, как оказалось, были обусловлены в значительной мере несоблюдением правил ведения монтажных работ при сооружении опытного участка.

Основной причиной предубеждения, существующего против применения асбоцементных труб в качестве теплопроводов, служит ошибочное мнение о невозможности их надежного соединения. Это надолго задержало проведение опытных работ, не говоря уже о задержке практического внедрения указанных трубопроводов в строительство теплосетей.

В настоящее время в строительстве водопроводных магистралей из асбоцементных труб нашел широкое применение гибкий муфтовый стык с уплотнением из резиновых колец. Этот стык достаточно испытан в эксплуатации и принят в качестве стандартного соединения труб. Он полностью обеспечивает высокую герметичность соединения труб, даже при давлениях, достигающих 20 атм.

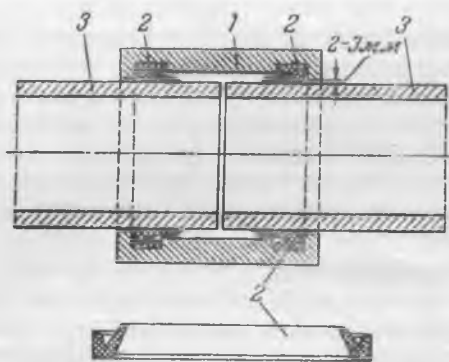
Стык обладает и другим ценным качеством: он допускает некоторое перемещение концов труб относительно друг друга как в осевом направлении, так и при их повороте на угол до $3\text{—}5^{\circ}$, благодаря чему отпадает необходимость в установке компенсаторов тепловых удлинений асбоцементного трубопровода при его использовании для перекачки нагретых жидкостей или транспортировании пара. Однако качество муфтового стыка в сильной степени зависит от качества применяемых резиновых колец и их правильной установки на трубах в процессе монтажа трубопровода.

Большое значение имеют также механические свойства резины (ее достаточная эластичность) и строгое соответствие размеров резиновых колец диаметру стыкуемых труб и их муфт.

Кольца, вполне отвечающие указанным выше требованиям, изготавливаются нашей резинотехнической промышленностью по ГОСТ 5228-50, но они пригодны только до максимальной температуры $50\text{—}60^{\circ}\text{C}$, а потому соединение на муфтах с кольцами может быть использовано только для обратных водоводов систем теплофикации.

Перспектива замены стальных труб асбоцементными, что уже осуществлено в широких масштабах в водопроводных сетях, вполне реальна и для тепловых сетей, по крайней мере для канальных прокладок и в первую очередь для внутриквартальных разводящих сетей.

Для этого, однако, еще необходимо провести экспериментальную работу по выбору наиболее рациональной конструкции гибкого стыка с резиновым уплотнением. Очевидно, что для подающих теплопроводов должна быть применена термостойкая резина, способная длительно сохранять свои механические свойства при нагреве до 150—200° С. Такая резина уже производится нашей резинотехнической промышленностью, но она вследствие своей малой эластичности совершенно непригодна для изготовления уплотнительных колец, употребляемых для стандартного муфтового соединения водопроводного типа. Термостойкая резина (листовая) с успехом применяется в качестве прокладок для фланцевых соединений и набивки сальников (компенсаторов). Она может быть применена и для изготовления манжет к гибкому соединению, разработанному ВОДГЕО (см. рисунок).



Манжетное соединение конструкции ВОДГЕО.

1 — асбоцементная муфта; 2 — резиновая манжета, вставляемая внутрь муфты; 3 — соединяемые асбоцементные или стеклянные трубы.

Манжетные соединения обладают ценным свойством увеличивать свою плотность с ростом внутреннего давления жидкости в трубопроводе. Чем больше внутреннее давление, тем плотнее прижимается манжета к трубе и муфте.

Сравнивая между собой основные достоинства и недостатки гибких и жестких муфтовых стыков, можно отметить:

1. Соединения асбоцементных труб с резиновыми уплотнениями (гибкие) сохраняют герметичность и при непредвиденных деформациях подземного трубопровода, вызванных, например, неравномерной осадкой грунтового основания, тогда как при осадке основания под трубопроводами с жесткими стыками может произойти их поломка.

2. Гибкие соединения позволяют избежать установки компенсаторов тепловых удлинений, которые являются обязательными в трубопроводах с жесткими стыками.

3. Соединения с жесткими стыками (например, на муфтах с зачеканкой) значительно более просты в монтаже, чем соединения на резиновых кольцах.

Поэтому от экспериментальной разработки рациональной конструкции жесткого стыка не следует отказываться, тем более что присоединения к асбоцементному трубопроводу стальных фасонных частей (отводов, тройников, крестовин), а также арматуры требует применения жесткого стыка.

В первую очередь следует испытать опытную конструкцию жесткого стыка, выполненного путем сварки стальных патрубков, которые надежно укреплены тем или иным способом на концах асбоцементных труб.

Сварка обеспечивает полную водонепроницаемость стыка при условии надежной заделки патрубков в стенках асбоцементных труб, которая должна производиться в заводских условиях в процессе изготовления труб.

В настоящее время стеклольной промышленностью освоено производство толстостенных стеклянных труб. Ввиду установленной пригодности их в качестве заменителя металлических труб при сооружении технологических трубопроводов, водопроводов (надземных), канализации и т. п. и их невысокой стоимости своевременно поставить вопрос о целесообразности использования этих труб также в тепловых сетях. Стеклянные трубы изготавливаются диаметром 15—102 мм с толщиной стенки от 3,5 до 10 мм*, они пригодны для прокладки трубопроводов с внутренним давлением до 8 ат. Длина труб находится в пределах 1 ÷ 3 м.

Разработана также технология изготовления труб большего диаметра (150 мм), выпуск которых осваивается на опытном заводе ВНИИстекла.

Стеклянные трубы обладают рядом ценных качеств:

- а) они коррозиестойки;
- б) имеют гладкую внутреннюю поверхность, позволяющую снизить напор насосов по сравнению с сетями из стальных трубопроводов и тем самым уменьшить расход энергии на перекачку теплоносителя;
- в) они легко очищаются от осадков путем промывки;
- г) стоимость стеклянных труб значительно ниже стоимости стальных;
- д) они пригодны для работы при нагреве до 150° С.

Однако при перекачке нагретых жидкостей требуется соблюдение условия, чтобы в пусковом режиме не происходило быстрого нагрева стенок труб более чем на 40° С.

Заполнение труб, изготовленных из обычного (нетермостойкого) стекла, жидкостями с температурой, превышающей более чем на 40° С начальную температуру стенок труб, недопустимо; оно возможно только при условии предварительного прогрева трубопровода.

Трубы из термостойкого стекла, выпуск которых организуется для нужд химической промышленности, допускают более резкий перепад температур в пределах до 100° С, однако следует учи-

* „Временное руководство по монтажу и прокладке стеклянных трубопроводов“, Госиздат по строительным материалам, 1952.

тивать их дороговизну по сравнению с трубами из обычного стекла.

Испытания стеклянных труб указывают, что их прочность на раздавливание и изгиб при статической нагрузке близка к прочности асбоцементных труб, при условии если в процессе изготовления был выдержан установленный технологическими правилами режим термической обработки (отжига).

Наибольшие затруднения в вопросе промышленного внедрения стеклянных труб вообще и в строительстве тепловых сетей в частности вызывает отсутствие результатов проверки качества конструкций их соединений в эксплуатационных условиях.

В ближайшее время трудно рассчитывать на внедрение сварки толстостенных стеклянных труб. Сварка таких труб, изготовленных из обычного стекла, наталкивается на большие затруднения ввиду возникновения больших внутренних напряжений в их стенках под влиянием местного нагрева и охлаждения, вызывающих растрескивание стекла.

Однако, если вопрос сварки стеклянных труб в полевых условиях и был бы решен, все же более рациональным способом их соединения для подземных прокладок следует признать гибкий стык, предложенный ВОДГЕО (см. рисунок), с манжетой из термостойкой резины.

Как уже указывалось, гибкие соединения допускают деформации отдельных звеньев трубопровода, вызываемые неравномерной осадкой грунта. В то же время при сварном трубопроводе осадка основания легко может повлечь за собой поломку хрупких сварных стыков стеклянных труб. Кроме того, сварной стеклянный трубопровод потребовал бы устройства компенсаторов тепловых удлинений, так как коэффициент линейного теплового удлинения стеклянных труб близок по величине к коэффициенту удлинения стальных труб. Трубопровод с муфтовым соединением указанного типа позволяет избежать установки

компенсаторов, чем значительно упрощаются его устройство и эксплуатация.

Целесообразность применения стеклянных труб в тепловых сетях может быть установлена только после проведения соответствующих опытов с манжетными соединениями труб, которые следует организовать в лабораторных условиях и на опытных участках. В первую очередь стеклянные трубы могли бы быть использованы в качестве конденсаторопроводов, где стальные трубы подвержены наиболее быстрому износу вследствие коррозии внутренней поверхности стенок.

Выводы

1. Коррозия подземных теплопроводов из стальных труб, несмотря на применяемые меры борьбы, приводит к большим дополнительным затратам металла и снижению долговечности теплосетей.

2. Развитие в СССР асбоцементной промышленности, вырабатывающей асбоцементные трубы высокого качества, а также разработка и внедрение достаточно надежных соединений их делают перспективным вопрос частичной замены теплопроводов из стальных труб (при канальной прокладке) асбоцементными или асбоцементными со стальным тонкостенным сердечником.

3. Отраслевым научно-исследовательским институтам необходимо провести опытную работу по изготовлению и испытанию стыков асбоцементных труб, пригодных для транспортировки нагретых жидкостей.

4. Следует организовать укладку опытных участков теплосетей (например, во внутриквартальной разводке и на ответвлениях) из асбоцементных труб при различных конструкциях их стыков.

5. Представляется перспективным использование после проведения соответствующих опытных работ стеклянных труб, в первую очередь в качестве конденсаторопроводов.



Теплостойкая изоляция для обмоток роторов крупных турбогенераторов

Инж. Ф. Ф. Овчаров и инж. А. Г. Петраков

До последнего времени в качестве витковой и корпусной изоляции роторов турбогенераторов применяются слюдяные материалы (микалента, миканит), состоящие из трех компонентов: слюды, бумаги и связующего лака, в большинстве случаев глифталевого.

Слюда, отвечая в основном высоким требованиям, предъявляемым к изоляции, является, как известно, остро дефицитным материалом и может применяться только в сочетании с бумагой и связующими лаками.

Бумаги и связующие лаки весьма сильно подвержены старению вследствие воздействия высоких температур, что является основной причиной сравнительно низкой теплостойкости миканита и микалента.

Изыскание новых видов изоляции для обмоток турбогенераторов ведется по линии увеличения теплостойкости, механической прочности и влагостойкости их. Наиболее удачным видом такой изоляции следует считать стеклянную, пропитанную теплостойкими лаками.

В настоящей статье на основании работ, проведенных отделом электрической изоляции ВЭИ и трестом «Союзэнергоремонт» в 1946—1951 гг., освещается опыт применения новых видов изоляционных материалов для обмоток турбогенераторов.

Краткая характеристика новых изоляционных материалов

Стеклоянная ткань и лента изготовляются из бесщелочного стекловолокна толщиной 5—7 *мкм*. Соответствующей текстильной переработкой стекловолокон на ткацких станках получают стеклоткани и стеклоленты толщиной 0,06—0,1 *мм*.

Не пропитанная лаками стеклоткань имеет малую диэлектрическую прочность, определяемую величиной пробивного градиента воздушных промежутков между отдельными волокнами и нитями.

В целях устранения указанных недостатков и повышения диэлектрической прочности стеклоткань и стеклолента подвергаются специальной пропитке теплостойкими лаками.

До 1947 г. стеклоткань пропитывалась лаками органического происхождения на глифталево-масляной основе. При этом она приобретала высокую эластичность и электрическую прочность. Однако электрическая прочность стеклоленты, пропитанной такими лаками, по мере увеличения температуры резко снижается, уменьшаясь вдвое при нагреве от 20 до 150° С.

С разработкой рецептуры и промышленным освоением кремнийорганических лаков марок ЭФ-3, ЭФ-5, К-40 и т. д. стало возможным использование стеклоленты, пропитанной такими лаками, в качестве изоляции для обмоток роторов турбогенераторов, работающих при высоких температурах и больших механических нагрузках.

Различные марки кремнийорганических лаков дают удовлетворительную пленку, высыхающую при 150—180° С. При рабочих температурах в роторе пленка лака сохраняет свою эластичность даже после запечки ее.

Весьма характерно, что даже в неполностью запеченном состоянии пленка кремнийорганических лаков имеет большие пробивные градиенты. В запеченном состоянии ее электрическая прочность с повышением температуры несколько падает, тем не менее пробивной градиент этой пленки в рабочих режимах значительно выше, чем у глифталевых лаков.

Технология пропитки стеклоткани кремнийорганическими лаками практически ничем не отличается от пропитки обычных хлопчатобумажных тканей за исключением необходимости создания более высокой температуры подсушки ткани после пропитки. Получающаяся при этом пропитанная стеклоткань обладает хорошей липкостью, эластичностью, большой механической прочностью, достаточным пробивным градиентом, теплостойкостью и влагостойкостью, т. е. является весьма качественным изоляционным материалом.

С разработкой и освоением в 1950 г. в заводских условиях нового вида теплостойкого формовочного миканита на кремнийорганических лаках, допускающего длительную работу при температурах до 180° С, был также решен вопрос применения этого вида изоляционного материала для корпусной изоляции.

Опыт применения новых изоляционных материалов

В 1946 г. впервые была применена стеклолента для витковой изоляции при перематке обмоток роторов турбогенераторов на одной электростанции Казанской энергосистемы. Специалистами Союзэнергоремонта была выполнена полная перематка обмотки ротора турбогенератора завода «Электросила» мощностью 10 тыс. *квт*, 3000 об/мин с комбинированной изоляцией витков, состоявшей из полос миканита и стеклоткани, пропитанной теплостойким лаком на глифталево-масляной основе, изготовленным по рецептуре ВЭИ.

В 1947—1948 гг. на одной электростанции Мосэнерго при перемотке обмоток роторов двух турбогенераторов завода «Электросила» мощностью 3 000 и 1 000 *квт*, 3 000 об/мин в качестве витковой изоляции была применена чистая стеклотента без слюды¹, пропитанная кремнийорганическим лаком. Гильзы роторного паза для этих роторов изготовлялись из нормального формовочного миканита.

В течение последующих 3 лет велись работы по улучшению свойств кремнийорганических лаков, а также изучалось поведение новой стеклянной изоляции в эксплуатации.

В 1951 г. трестом «Союзэнергоремонт» была применена стеклотента на кремнийорганических лаках для витковой изоляции при перемотке роторов фирмы АЕГ 50 тыс. *квт*, 3 000 об/мин на одной электростанции Донбассэнерго и фирмы Сименс-Шуккерт 35 тыс. *квт*, 3 000 об/мин на одной электростанции Ивэнерго.

В отличие от прежних ремонтов в данных случаях роторные гильзы были выполнены из нового вида теплостойкого миканита, изготовленного на кремнийорганическом лаке.

При перемотке ротора турбогенератора 50 тыс. *квт* фирмы АЕГ после промывки витков катушек авиационным бензином медь промазывалась тонким слоем кремнийорганического лака марки ЭФ-3 и на каждый виток катушки накладывался один слой липкой стеклотенты вполуперекрой.

Высокая механическая прочность стеклотенты позволяла производить хорошую утяжку наложенной изоляции и облегчала обращение с лентой.

Изолированная катушка покрывалась помощью кисти тонким слоем лака марки ЭФ-3 и поступала на сушку.

Сушка изолированных катушек производилась при температуре 155—165° С. Через 40—45 час. сушка катушек заканчивалась, так как пленка лака на изоляции в горячем состоянии не давала отлипа.

Для изготовления гильз из теплостойкого миканита на кремнийорганических лаках была применена утепленная прессформа, при помощи которой прежде изготовлялись гильзы из обычного миканита.

Запечка гильз производилась при 170—180° С в течение 1 часа. Все гильзы подвергались испытанию напряжением 10 *кв* переменного тока в течение 1 мин.

Приемы укладки обмотки в пазы при применении нового вида витковой и корпусной изоляции не отличаются от таковых при работе с обычной изоляцией, так как высокая механическая прочность стеклотенты позволяет свободнее обра-

щаться с витковой изоляцией при укладке и формовке витков.

При установке постоянных клиньев в лобовых частях ротора указанного генератора была выявлена слабая склеиваемость отдельных витков между собой, вследствие чего монолитность лобовых частей обмотки была недостаточной и размеры катушек по высоте оказывались увеличенными по сравнению с проектными; это затрудняло подгонку постоянных клиньев, крепящих лобовые части обмотки. Слабая склеиваемость витков частично обуславливалась, по видимому, недостаточной сушкой изоляции.

Подбандажная изоляция была выполнена из одного слоя стеклоткани толщиной 0,1 *мм*, накладываемой непосредственно на лобовые части обмотки, шести слоев миканита на кремнийорганическом лаке толщиной 0,5 *мм* каждый и одного слоя стеклотекстолита толщиной 0,5 *мм*. Общая толщина подбандажной изоляции составляла 3,6 *мм* на сторону.

Каждый слой изоляции при укладке на лобовые части смазывался тонким слоем кремнийорганического лака марки К-40. Опрессовка подбандажной изоляции производилась при температуре 140° С.

После посадки роторных бандажей сопротивление изоляции обмотки ротора, испытанное напряжением 2 000 *в* в течение 1 мин., составляло 600 *мгом*. Такое высокое значение сопротивления изоляции следует отнести в основном за счет качества кремнийорганических лаков, которые даже в незапеченном виде дают высокие диэлектрические показатели.

По окончании сборки ротора была произведена запечка изоляции обмотки в течение 24 час. при температуре меди 180° С.

Выводы

Проведенные в 1946—1951 гг. работы по перемотке обмоток роторов с применением липкой стеклотенты и теплостойкого миканита на кремнийорганических лаках явились первыми серьезными экспериментами по промышленному внедрению нового вида изоляции для крупных турбогенераторов.

Эксплуатация в течение нескольких лет после перемотки этих роторов и проведенные обследования состояния их изоляции в период капитальных ремонтов позволяют утверждать, что промышленное применение стеклянной изоляции и кремнийорганических лаков для роторов мощных турбогенераторов безусловно себя оправдало и является прогрессивным и перспективным мероприятием.

Высокая диэлектрическая прочность, теплостойкость и хорошие механические свойства стеклянной изоляции на кремнийорганических лаках выдвигают ее в число лучших современных изоляционных материалов.



¹ По предложению инж. Л. А. Миренбурга.

Автоматическая самосинхронизация гидроагрегатов с крутыми разгонными характеристиками

Канд. техн. наук И. С. Курдиани, инж. В. И. Сааков и инж. Н. А. Черняев

При включении генераторов на параллельную работу время самосинхронизации и величина понижения напряжения зависят не только от величины скольжения, но и от величины и знака ускорения, развиваемого агрегатом в момент включения генератора.

Задача подбора момента включения по величине скольжения удовлетворительно решается при помощи реле разности частот ИРЧ-01*, разработанного ЦНИЭЛ и выпускаемого серийно заводом. Более сложной является задача подбора таких разгонных характеристик и, следовательно, таких способов пуска агрегатов, которые сами по себе должны исключать появление значительных

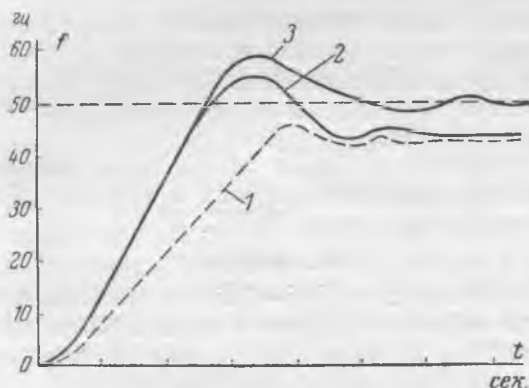


Рис. 1. Разгонные характеристики гидроагрегатов.

1 — сниженная характеристика при $a_{пуск} < a_{x, x}$ и нижнем положении МРС; 2 — то же, при $a_{пуск} > a_{x, x}$; 3 — характеристика разбега при $a_{пуск} > a_{x, x}$ и среднем положении МРС.

ускорений в момент подхода агрегата к синхронной скорости вращения.

При осуществлении ручной самосинхронизации соблюдение обоих требований (малое скольжение и малое ускорение) обычно легко осуществимо, так как момент включения подбирается персоналом не в процессе разгона, а после стабилизации скорости вращения подключаемого агрегата и, следовательно, не зависит от крутизны и вида разгонной характеристики.

При автоматической (или полуавтоматической) самосинхронизации, когда подбор момента включения осуществляет реле, вид разгонных характеристик предопределяет и величину ускорения в момент подключения генератора.

Для снижения величины ускорения до допустимого значения (ниже 0,5 гц/сек) ЦНИЭЛ ре-

комендует осуществлять пуск турбин по сниженной разгонной характеристике, т. е. с предварительной установкой механизма регулирования скорости (МРС) в крайнее нижнее положение¹. При этом способе учитывается возможность снижения частоты в системе и имеется в виду, что скорость агрегата стабилизируется на заданном МРС сниженном уровне, не превысив и даже не достигнув в процессе разбега скорости вращения, соответствующей минимальному значению частоты в системе (кривая 1 на рис. 1).

Между тем при экспериментальном изучении пусковых условий турбин разных типов и мощностей (до 3 000 квт), проведенном на ряде сельских гэс, было установлено, что на некоторых агрегатах независимо от предварительной установки МРС разгонные характеристики пересекают прямую номинальной скорости вращения с большой относительной крутизной (кривые 2 и 3 на рис. 1).

Такой вид имеют разгонные кривые на агрегатах, у которых пусковое открытие направляющего аппарата турбин, необходимое для их трогания с места, существенно выше открытия холостого хода, т. е.

$$a_{пуск} > a_{x, x}$$

У таких агрегатов крутизна разгонных характеристик и, следовательно, величина ускорений в области подсинхронных частот предопределяются в основном величиной пускового открытия направляющего аппарата, а не положением МРС. Последнее оказывает влияние только на величину установившейся скорости вращения агрегата.

На крутизну разгонных кривых оказывает также влияние общее состояние регулятора скорости и самой турбины (особенно ее направляющего аппарата). Способ последующего управления ограничителем открытия (с момента трогания агрегата) и недостаточно точная установка направляющего аппарата на пусковое открытие также влияют на вид разгонных кривых.

Часто пуск агрегатов осуществляется путем открытия турбинного затвора с предварительной установкой направляющего аппарата в положение пускового открытия. При таком пуске крутизна характеристик и вероятность их пересечения с прямой номинальной скорости сильно зависят от типа и конструкции турбинного затвора и привода к нему, а если управление пуском осу-

* М. Г. Портной и Ю. М. Элькин, Реле разности частот индукционного типа для самосинхронизации генераторов, „Электричество“, 1951, № 9.

¹ Ю. М. Элькин, „Электрические станции“, 1952, № 3; ЦНИЭЛ, Включение на параллельную работу синхронных генераторов способом самосинхронизации, Госэнергоиздат, 1952.

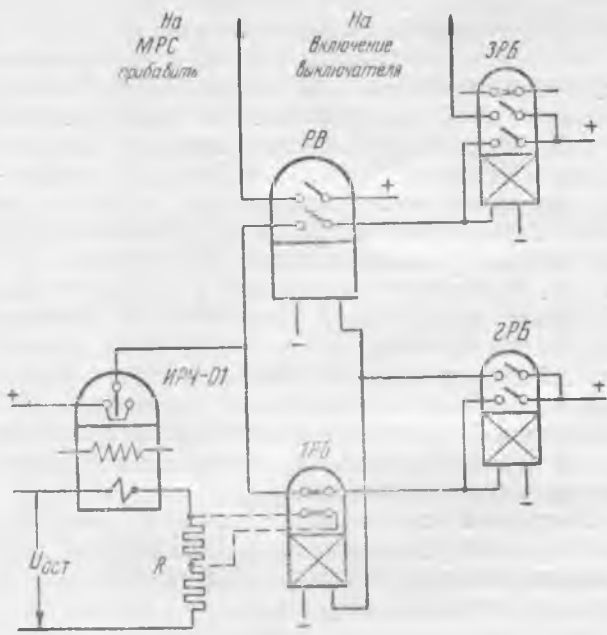


Рис. 2. Принципиальная схема устройства для автоматической самосинхронизации.

1РБ, 2РБ, 3РБ — блокирующие промежуточные реле мгновенного действия серии ЭП-100; РВ — реле времени с двумя контактами и одинаковой уставкой до 10 сек.; ИРЧ-01 — реле разности частот.

ществляется вручную, то и от действия обслуживающего персонала.

Благодаря отмеченным особенностям агрегатов малой и средней мощности осуществление автоматической самосинхронизации генераторов на сельских гЭС по рекомендованным способам² не всегда оказывается возможным. Поэтому для агрегатов, турбины которых требуют большого пускового открытия направляющего аппарата, должны быть использованы специальные схемы, исключающие включение генераторов при больших ускорениях. При разработке такой схемы одновременно была поставлена задача отказа от использования датчика оборотов.

В предлагаемой схеме (рис. 2) блокировка от включения при больших ускорениях осуществляется при помощи реле времени, а вместо датчика оборотов для запуска схемы используется то же реле ИРЧ-01, которое осуществляет контроль величины скольжения подключаемого генератора.

Если сниженная разгонная характеристика пересекает прямую номинальной скорости (рис. 3), что имеет место, как было отмечено выше, при $\alpha_{\text{пуск}} > \alpha_{x,x}$, то в момент a (соответствующий допустимому скольжению в 1,5–2%) сработает реле ИРЧ-01 и через нормально замкнутый контакт блокировочного промежуточного реле 1РБ включит реле 2РБ. Через некоторый промежуток времени, соответствующий принятой уставке на реле РВ, начинается посылка ускоряющих импульсов „прибавить“ на МРС

² ЦНИЭЛ—МЭС, Включение на параллельную работу синхронных генераторов способом самосинхронизации, Госэнергоиздат, 1952; ЦНИЭЛ—МЭС—ВИЭСХ, Самосинхронизация синхронных генераторов мощностью до 300 квт, Госэнергоиздат, 1953.

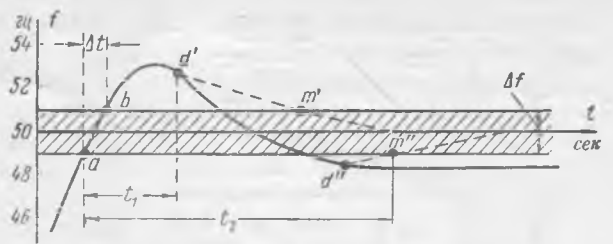


Рис. 3. Сниженная разгонная характеристика при $\alpha_{\text{пуск}} > \alpha_{x,x}$.

a — момент запуска схемы; d' (d'') — момент начала посылки ускоряющих импульсов; m' (m'') — момент включения генератора.

подключаемого агрегата. Разгонная характеристика начинает следовать пунктирной кривой $d'm'$ (или $d''m''$). В момент m' (или m'') снова сработает реле ИРЧ-01 и обеспечит посылку импульса на включение выключателя генератора через контакт 3РБ. Уставка времени t_1 соответствует включению генератора при подходе к синхронной скорости „сверху“, а уставка t_2 соответствует включению при подходе „снизу“. Уставки эти следует выбирать из условия

$$\Delta f = 2\%; \left(\frac{d\omega}{dt}\right)_{\text{донуст}} = 0,5 \text{ гц/сек}; \Delta t = 4 \text{ сек.}$$

(участок ab на рис. 3).

Если ускорения при подходе „сверху“ невелики, что имеет место в большинстве случаев, то можно рекомендовать $t_1 = 5$ сек.; в противном случае уставку реле РВ следует повышать до $t_2 = 10 - 15$ сек.

Когда разгонная характеристика устанавливается на сниженном уровне, не достигая скорости вращения, при которой может сработать реле ИРЧ-01 с нормальной уставкой по скольжению (рис. 4), возникает необходимость в контроле скорости вращения. Для запуска схемы без датчика оборотов можно использовать реле ИРЧ-01. Увеличением тока в токовой катушке реле расширяется зона его действия до $\Delta f' = 10\%$. Ток увеличивается до $0,5 \div 1,0 \text{ а}$ вместо 50 ма путем закорачивания части добавочного сопротивления R в цепи остаточного напряже-

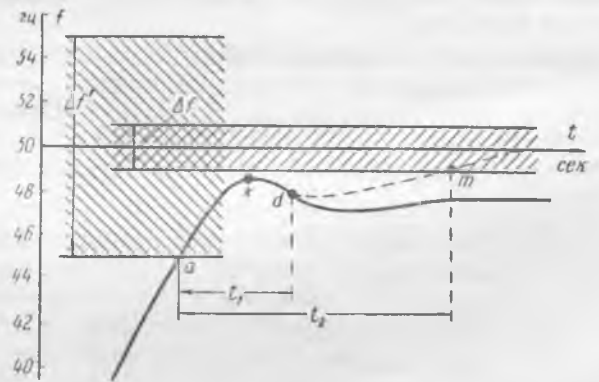


Рис. 4. Сниженная разгонная характеристика при $\alpha_{\text{пуск}} \leq \alpha_{x,x}$ с уставкой скольжения, увеличенной до $\Delta s = 10\%$ (Δf — зона действия ИРЧ с нормальной уставкой $\Delta s = 2\%$; Δf_1 — расширенная зона действия ИРЧ).

a — момент запуска схемы от ИРЧ; d — момент начала посылки ускоряющих импульсов; m — момент включения генератора.

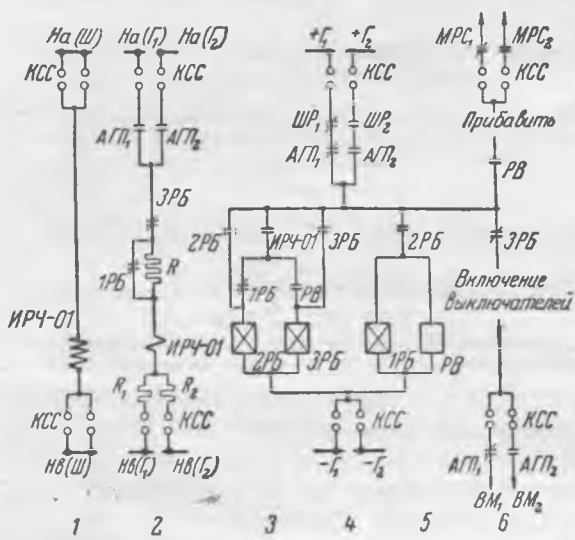


Рис. 5. Развернутая схема автоматической самосинхронизации для двух агрегатов.

□ □ □

О совместном рассмотрении графиков активных и реактивных нагрузок при электротехнических расчетах

Канд. техн. наук Л. Я. Дзевенцкий

Ряд электротехнических расчетов при эксплуатации и в проектировании проводится на момент максимума активной нагрузки. При этом не учитывается возможное несовпадение по времени максимумов активной и реактивной нагрузок. Между тем различные режимы работы электроустановок часто вызывают такое несовпадение.

В качестве примера рассмотрим графики нагрузки районной подстанции, обеспечивающей электроэнергией часть большого города с развитой промышленностью и значительным потреблением электроэнергии на коммунально-бытовые нужды (рис. 1).

В вечерние часы прироста активной нагрузки реактивная нагрузка падает. Причиной этого являются рост осветительной нагрузки и снижение промышленной за счет окончания работ односменных предприятий и уменьшения количества

работы при помощи нормально замкнутого контакта ИРБ (показано пунктиром на рис. 2).

Тогда при достижении кривой разбега точки *a* рис. 4 сработает реле ИРЧ-01 и запустит схему. Контакты ИРБ размыкаются, и зона действия ИРЧ-01 восстанавливается, снижаясь до нормального значения ($\Delta f = 2\%$). Посылку ускоряющих импульсов желательнее начинать после перегиба характеристики в точке *K* или *d*, после чего характеристика следует пунктирной кривой *dm*. Включение происходит в момент *t* при небольших ускорениях, зависящих от частоты и длительности посылаемых импульсов „прибавить“. Уставку времени можно и здесь принимать в пределах 5÷10 сек.

На рис. 5 приведена полная схема автоматической самосинхронизации, на которой указаны общепринятые блокировки.

Описанная схема после испытания на ряде действующих установок была внедрена на двух сельских гэс с агрегатами 2000 и 3000 ква и показала хорошие результаты.

работающего электросилового оборудования на двух- и трехсменных предприятиях.

Аналогичную картину можно наблюдать и на графиках некоторых промышленных предприятий, когда на круглосуточную нагрузку электрических печей, ванн и т. п. в вечернее время накладывается нагрузка электроосвещения, а силовая нагрузка от станочного оборудования имеет максимум в наиболее загруженной дневной смене (рис. 2).

Несовпадение по времени максимумов активной и реактивной нагрузок, если его не учитывать, может служить источником ряда неточностей и ошибок в электротехнических расчетах.

Рассмотрим два случая:

1. Определение расчетных нагрузок подстанций. В настоящее время максимальная расчетная нагрузка подстанций опре-

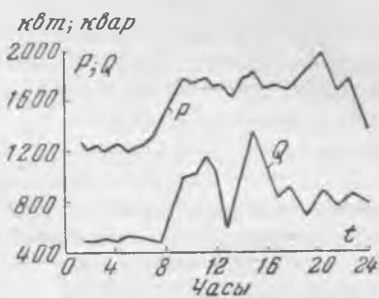


Рис. 1.

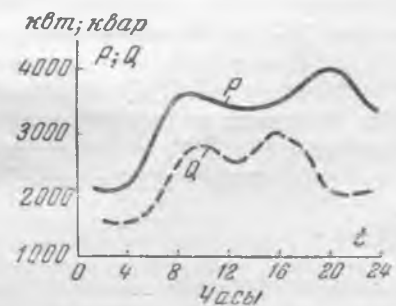


Рис. 2.

делается как геометрическая сумма максимумов активной и реактивной мощностей, потребляемых всеми присоединенными к подстанции приемниками по следующей формуле:

$$S_{\max} = \sqrt{(\Sigma P_{\max})^2 + (\Sigma P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi)^2},$$

где P_{\max} — максимум потребляемой активной мощности каждой группы потребителей;

$P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi$ — максимум потребляемой реактивной мощности, определяемой по $\cos \varphi$ каждой группы.

Принимается, что в графиках нагрузок потребителей максимумы активной и реактивной нагрузок совпадают.

Если этот метод применить к подстанциям с графиками нагрузок, соответствующими рис. 1 и 2, то он может привести к ошибкам в сторону увеличения расчетной нагрузки приблизительно на 10%.

Пример. По графику нагрузки рис. 1 определяем:

$$P_{\max} = 4000 \text{ квт}; \quad Q_{\max} = 3000 \text{ квар.}$$

Если определение расчетных нагрузок (кВА) вести с учетом совпадения по времени P_{\max} и Q_{\max} , получим:

$$S_{\max} = \sqrt{4000^2 + 3000^2} = 5000 \text{ кВА.}$$

Посмотрим, действительно ли эта величина является реальным максимумом для случая, когда P_{\max} и Q_{\max} не совпадают по времени.

В часы максимальной активной нагрузки (20 час.) результирующая величина будет:

$$S_{20} = \sqrt{P_{\max}^2 + Q_{20}^2} = \sqrt{4000^2 + 2000^2} = 4470 \text{ кВА,}$$

где Q_{20} — реактивная нагрузка в момент P_{\max} , равная 2000 квар.

Нагрузка в часы максимума реактивной мощности (16 час.) составит:

$$S_{16} = \sqrt{P_{16}^2 + Q_{\max}^2} = \sqrt{3400^2 + 3000^2} = 4540 \text{ кВА,}$$

где P_{16} — активная нагрузка в момент Q_{\max} , равная 3400 квт.

Из указанного видно, что фактически максимальная нагрузка приходится на часы максимума реактивной нагрузки и является по величине значительно меньшей, чем при расчете по принятой в настоящее время методике.

Величина ошибки будет $5000 - 4540 = 460 \text{ квт}$, т. е. в данном случае она достигает примерно до 10% в сторону увеличения расчетной нагрузки.

Как показывает пример, при проектировании необходимо составить вероятный график нагруз-

ки, рассчитать нагрузку (кВА) для моментов P_{\max} и Q_{\max} , выбрать из двух результатов тот, который окажется большим и на нем основывать все расчеты.

2. Расчет потери напряжения. Расчет потери напряжения проводится, как правило, на момент максимума активной нагрузки по формуле

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U},$$

где U — линейное напряжение;

P и Q — активная и реактивная нагрузки;

R и X — активное и реактивное сопротивления.

Однако в ряде случаев наибольшая потеря напряжения будет соответствовать не максимуму активной, а максимуму реактивной нагрузки. Особенно это касается потери напряжения в трансформаторах, реактивное сопротивление которых во много раз превышает активное.

Проверим, например, потери напряжения по существующему методу, т. е. в часы максимума активной нагрузки, на предприятии, график работы которого изображен на рис. 2.

На заводской подстанции установлен трансформатор 3200 кВА, 35/6,3 кВ. Активное и реактивное сопротивления равны соответственно: $R = 4,42 \text{ ом}$ и $X = 26,4 \text{ ом}$. По графику рис. 2 максимум активной нагрузки в 20 час. составляет $P_{20} = 2000 \text{ квт}$, а реактивная нагрузка $Q_{20} = 850 \text{ квар}$.

Максимум реактивной нагрузки в 15 час. составляет $Q_{15} = 1350 \text{ квар}$, активная нагрузка $P_{15} = 1880 \text{ квт}$.

Потеря напряжения в трансформаторе в момент максимума активной нагрузки (20 час.)

$$\Delta U_{20} = 0,89 \text{ кв.}$$

Потеря напряжения в момент максимума реактивной нагрузки (15 час.)

$$\Delta U_{15} = 1,24 \text{ кв.}$$

Таким образом, максимальные потери напряжения оказались не в 20 час. при P_{\max} , а в 15 час. при Q_{\max} , т. е. расчет по обычно принятому методу дал бы ошибку в 40%.

Выводы

Для предприятий и узлов электропотребления энергосистем, у которых по режиму работы электроустановок суточные максимумы активных и реактивных нагрузок не совпадают друг с другом по времени, электротехнические расчеты следует проводить, исходя из фактических или проектируемых графиков нагрузки по двум режимам: по максимуму активной нагрузки и второй раз — по максимуму реактивной нагрузки. Окончательное решение следует принимать, исходя из обоих расчетов, т. е. принимать максимальные или минимальные значения в зависимости от поставленной задачи.

Определение места повреждения кабельных линий

Инж. Г. М. Шалыт

В условиях крупных промышленных городов к методике определения места повреждения в силовых кабельных линиях предъявляются следующие требования:

1) высокая точность: погрешность не должна превышать ± 3 м, что обусловлено трудностью раскопок при расположении кабельных линий под усовершенствованными покрытиями;

2) быстрота определения: время определения места повреждения не должно превышать нескольких часов, что обусловлено необходимостью скорейшего ввода в эксплуатацию кабельной линии;

3) высокая надежность применяемых аппаратов;

4) безопасность производства работ.

Существующие методы определения места повреждения силовых кабельных линий целесообразно разделить на две группы: относительные методы, позволяющие определять расстояние от места измерения до места повреждения, и абсолютные методы, позволяющие указывать место повреждения непосредственно на трассе (географически).

При сколь угодно высокой точности определения расстояния до места повреждения нельзя, однако, гарантировать точность этого места для раскопок на трассе без проверки абсолютным методом, так как даже наличие точных планов не отражает изменения глубины траншеи, незначительных уклонов поверхности и т. п.

В соответствии с изложенным для определения места повреждения необходимо применение не менее двух методов: относительного и абсолютного.



Рис. 1.

Вологодская областная универсальная научная библиотека

Относительный метод обеспечивает быстроту ориентировочного определения места повреждения, куда должен отправиться оператор и уже абсолютным методом уточнить место для раскопок над повреждением кабельной линии.

В одной энергосистеме, имеющей разветвленную кабельную сеть, в настоящее время в качестве относительных методов применяются: импульсный, колебательного разряда (прибор ОЖО-2) и петлевой, а в качестве абсолютных методов — индукционный¹ и акустический².

Ниже приводится описание опыта применения этих методов в указанной кабельной сети.

Относительные методы. Принцип работы прибора для определения места повреждения кабельных линий импульсным методом, разработанного ЦНИЭЛ, основан на посылке в поврежденную линию зондирующего импульса и измерении интервала времени между моментом подачи этого импульса и моментом прихода отраженного импульса.

Если обозначить через v скорость распространения импульса в кабельной линии, то расстояние до точки, где имеет место отражение, определится как

$$l_x = \frac{t_x}{2} v,$$

где t_x — время пробега импульса до точки отражения и обратно.

Работа, проделанная на большом количестве кабельных линий, показала, что скорость распространения коротких (менее 2 мксек) импульсов в кабельных линиях 6—10 кв есть величина постоянная, равная 160 м/мксек (с отклонениями от —1 до +2,5 м/мксек), а для кабельных линий низкого напряжения 160 м/мксек (с отклонениями от —1 до +5 м/мксек). Зависимость величины скорости распространения импульса от сечения кабеля незначительна.

Таким образом, приближенно можно считать:

$$l_x = 160 \frac{t_x}{2}.$$

Прибор ИКЛ-3 (рис. 1), разработанный ЦНИЭЛ, имеет импульсный генератор, вырабатывающий зондирующий импульс экспоненциальной формы длительностью 0,3 или 2 мксек. Уменьшение длительности импульса целесообразно для улучшения разрешающей способности, т. е. возможности измерений на более коротких линиях. При длительности импульса 0,3 мксек можно получать удовлетворительные результаты измерения на кабелях длиной не менее 70 м. Для измерений в длинных линиях требуется увеличение длительности импульса.

¹ А. И. Лурье, Электрические измерения в сетях сильного тока, Госэнергоиздат, 1948, стр. 162—168.

² А. К. Манн, Акустический метод определения места повреждения изоляции кабелей, „Электрические станции“, 1953, № 1.

Как показал опыт эксплуатации, прибор ИКЛ-3 позволяет определять место повреждения кабельных линий длиной от 70 до 10 000 м.

Метод колебательного разряда в том виде, как он применяется в настоящее время, разработан ЦНИЭЛ³. Принцип действия метода основан на измерении периода собственных колебаний в линии в момент пробоя. Этот период пропорционален расстоянию от места измерения до места повреждения:

$$T = \frac{4l_x}{v} \text{ мксек,}$$

где v — скорость распространения волн в кабеле.

Прибор типа ОЖО-2 позволяет измерить период колебания T ; тогда расстояние до места пробоя определится как

$$l_x = T \cdot \frac{v}{4}.$$

Для кабельных линий длиной до 1,5 км можно считать $v = 160 \text{ м/мксек}$, тогда $l_x = 40 T$.

Измерение прибором ОЖО-2 производится как с фотоприставкой, так и без нее на глаз. Основным преимуществом метода колебательного разряда является возможность определения расстояния до места повреждения с одного пробоя.

Для петлевого метода используются мосты класса точности 0,2 и гальванометры чувствительности 10^{-6} а/мм .

Абсолютные методы. При индукционном методе место повреждения прожигается с помощью специальной передвижной установки до короткого замыкания между двумя фазами. От однофазного машинного генератора (3 квт, 110—220 в, 1 000 гц) с независимым возбуждением, сидящего на одном валу с асинхронным электродвигателем, на кабель по двум фазам подается ток высокой частоты $12 \div 30 \text{ а}$. С помощью рамки с разомкнутым стальным сердечником, включаемой на вход усилителя типа «звук В», и низкоомного телефона оператор, продвигаясь вдоль трассы кабельной линии, устанавливает место повреждения с точностью $\pm 0,5 \text{ м}$.

При акустическом методе не требуется прожигания кабеля. В каждой передвижной измерительной установке смонтировано по 2 конденсатора типа РЛ-32,5-0,25 ($U_{раб} = 32,5 \text{ кВ}_{эф}$, $C = 0,25 \text{ мкф}$), соединенных параллельно.

Для создания искрового разряда в месте повреждения с низким переходным сопротивлением применяется простой разрядник, состоящий из двух изоляторов типа АО-10, на верхних фланцах которых укреплены латунные стержни.

Для прослушивания искровых разрядов над местом повреждения используется тот же усилитель типа «звук В» с низкоомным телефоном, причем на вход усилителя включается пьезоэлемент, укрепленный на деревянном цилиндре, имеющем свинцовый и латунный экраны, разделенные прокладками из пористой резины. Пьезоэлемент с экранами заключен в общий корпус с усилителем и батарейками питания (рис. 2), причем имеется переключатель входа с рамки на пьезоэлемент.

³ В. К. Спиридонов, Определение места замыкающего пробоя в изоляции кабеля методом колебательного разряда, «Электрические станции», 1953, № 1.



Рис. 2.

Погрешность при применении акустического метода, как правило, не превышает $\pm 3 \text{ м}$.

Степень использования различных методов определения места повреждения видна из таблицы. Поскольку все повреждения определялись не менее, чем двумя методами, в таблице приведены цифры, относящиеся к методу, на основании которого делалось окончательное заключение о месте повреждения кабельной линии. 69% всех мест повреждения определялись как относительными, так и абсолютными методами и лишь 31% — только относительными методами.

Окончательный метод	Кабельные линии, %	
	высокого напряжения	низкого напряжения
Импульсный	17,3	20,5
Колебательного разряда	3,0	—
Петлевой	11,7	30
Емкостный	0,7	4,5
Индукционный	50	63,5
Акустический	8,3	—
Другие	9,0	8,5

Следует иметь в виду, что в 14,5% случаев характер повреждения, выявляемый при испытании кабельной линии, с большой определенностью указывал на наличие его в соединительной муфте. В этих случаях уточнение места повреждения на трассе необязательно, так как расположение муфт известно.

В таблице «другие» методы относятся к явным повреждениям концевых воронок или кабелей на открытых трассах, а также выявленным с помощью контрольной лампы повреждениям вводных муфт низковольтных кабелей.

Начиная с конца 1952 г., за основной относительный метод определения места повреждения кабельных линий был принят импульсный (более 80% всех поврежденных кабельных линий измеряется прибором типа ИКЛ-3).

Основные преимущества этого метода:

1) абсолютный характер измерений, т. е. в противоположность петлевому методу за основу не принимаются длина линий, сечения ее участков и тому подобные факторы, вносящие погрешности, а непосредственно по экрану отсчитывается расстояние до места повреждения;

2) возможность измерений при любом сколь угодно сложном характере повреждения (исключая лишь так называемые «заплывающие пробы»);

3) возможность определения длины кабельной линии;

4) удобство и простота измерений, отсутствие необходимости в установке закороток.

Используя прибор ИКЛ-3 при измерениях на кабельных линиях низкого напряжения, удалось установить возможность решения с его помощью таких задач, которые не ставились (да и не могли ставиться) при разработке этого прибора. В настоящее время прибор типа ИКЛ-3 используется для определения места повреждения в разветвленных цепях. Подавляющая часть кабельной сети низкого напряжения представляет собой магистрали с отпайками при помощи тройниковых муфт для вводов в здания. Определение места обрыва жилы в такой сети раньше возможно было лишь приближенно (выделялся участок между двумя вводами). Отражение импульса от места разветвления и от вводов на первый взгляд не позволяло производить импульсные измерения. Однако оказывается, что если по схеме сети заранее учесть все возможные отражения и преломления импульса, произвести измерения из ближайших вводов и сравнить «волновые картины» (характеристики неравномерностей волнового сопротивления) на поврежденной и неповрежденной фазах, то можно определять прибором место повреждения и в разветвленной сети.

Исследования, проведенные на большом количестве кабельных линий разных напряжений, показали, что «волновая картина» одинакова на всех фазах неповрежденного кабеля. Это дает возможность в случае повреждения одной или двух фаз применять метод сравнения.

В первом полугодии 1953 г. были измерены импульсным методом 22 разветвленные кабельные линии низкого напряжения, причем имела место лишь одна ошибка на 12 м. Поскольку расстояния между вводами на кабельных линиях низкого напряжения во многих случаях меньше 35 м, то разрешающая способность прибора ИКЛ-3 оказывается недостаточной. Необходимо, чтобы ЦНИЭЛ разработал прибор ИКЛ с разрешающей способностью $3 \div 5$ м.

Метод колебательного разряда использовался в кабельной сети для определения мест заплывающего пробоя, хотя в принципе он применим для всех случаев пробоя изоляции кабельных линий, когда может появиться искровой разряд в месте повреждения.

При использовании осциллографа ждущей однократной развертки (ОЖО-2) с фотоприставкой удалось установить, что скорость распространения волн в кабелях зависит от частоты, т. е. в конечном счете от расстояния до места повреждения. Однако для расстояний до $1500 \div 2000$ м можно, приняв $v = 160$ м/мксек, иметь погрешность не более ± 20 м. Для больших расстояний следует принимать меньшие скорости; так, например, для $l = 3000$ м скорость $v = 150$ м/мксек. Малое количество измерений на

длинных линиях пока не дало возможности построить градуировочную кривую.

Во всех случаях заплывающие пробы имели место в соединительных муфтах и концевых воронках, что позволяет снизить требования к точности отсчета.

Если при испытании в изоляции кабельной линии имеют место стабильные пробы, то после измерения прибором ОЖО-2 очень успешно применяется акустический метод; при одиночных пробоях приходится ограничиться измерением методом колебательного разряда.

Внедрение новых, более совершенных методов привело к тому, что петлевой способ (метод моста сопротивлений) приобрел вспомогательное значение, а емкостный со II квартала 1953 г. вовсе перестал применяться.

Сравнительно высокий процент применения петлевых измерений, указанный в таблице, объясняется тем обстоятельством, что имеющимися в кабельной сети двумя приборами ИКЛ-3 не успевают обслужить всю сеть.

В настоящее время в этой сети основным абсолютным методом является индукционный. Применение нового акустического метода встречает ряд трудностей, заключающихся в следующем:

1. Для предварительного измерения прибором ИКЛ-3 требуется прожигание изоляции в месте повреждения до сопротивления не более 100 ом, что противоречит условиям возникновения искрового разряда, который прослушивается на трассе (условие возникновения искрового разряда — $R_{\text{новр}} > 100$ ом).

2. Несмотря на двойную экранировку в акустическом приборе имеют место индуктированные помехи.

3. В местах движения транспорта очень высок уровень акустических помех.

Этими обстоятельствами, а также отсутствием опыта у персонала объясняется малое количество измерений акустическим методом (8,3%). Кроме случаев нахождения мест заплывающего пробоя, в это число включено определение мест однофазного повреждения после измерений петлевым методом и мест обрыва после измерений прибором ИКЛ-3.

На зону слышимости искрового разряда сильно влияет вид покрытия (асфальт, шлак, песок, глина и т. п.), причем зона может быть от 2 до 30 м. Было установлено, что в открытых трассах зона слышимости столь велика, что указать место повреждения не представляется возможным.

Если место повреждения прожигается газотроном, то зона слышимости становится переменной (то разрушается, то восстанавливается проводящий мостик в поврежденной изоляции) и это может привести к ошибкам. В кабельной сети были две ошибки при использовании акустического метода (одна из-за индуктированных помех, другая — из-за неустойчивой зоны слышимости).

Внедрение импульсного искателя ИКЛ-3, метода колебательного разряда и акустического метода позволило резко сократить время на производство работ по отысканию повреждений в кабельных линиях и повысить точность измерений

ДИСКУССИЯ

О применении синхронных электродвигателей

ОТ РЕДАКЦИИ

Помещая четыре статьи о применении синхронных электродвигателей для электропривода в различных областях промышленности, редакция отмечает, что расширение области применения синхронных электродвигателей и решительное увеличение их доли в силовой нагрузке являются одним из важнейших вопросов в деле улучшения работы энергетических систем.

Синхронный электродвигатель является наиболее экономичным источником реактивной мощности как по первоначальным вложениям, так и по эксплуатационным расходам. Применение таких двигателей обеспечивает наиболее рациональную выработку реактивной мощности и рациональный режим в отношении напряжения. Синхронные двигатели повышают устойчивость работы энергетических систем и в этом отношении имеют значительное преимущество перед статическими конденсаторами.

Упрощения, предложенные в схемах пуска этих электродвигателей, сделали управление ими и их обслуживание столь же простыми, как и асинхронных двигателей.

Новые схемы возбуждения электродвигателей позволяют рассчитывать, что и по простоте конструкции они в ближайшее время очень близко подойдут и к асинхронным двигателям.

Редакция считает долгом каждого энергетика содействовать всеми имеющимися средствами расширению области применения синхронных электродвигателей. Одной из важнейших задач электромашиностроения должно быть такое расширение их производства, чтобы потребность энергосистем в них была полностью удовлетворена.

В статье И. А. Сыромятникова отражена точка зрения Технического управления МЭС, которая полностью разделяется редакцией.

Значение синхронных электродвигателей для экономичной и надежной работы энергосистем

Доктор техн. наук И. А. Сыромятников

Широкое применение автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов и компенсаторов значительно повысило надежность работы энергосистем. Прекратились аварии с полным нарушением работы энергосистем из-за нарушения устойчивости вследствие так называемой «лавины напряжения». Прекратились также массовые самоотключения потребителей во всей энергосистеме, вызванные снижением напряжения при коротких замыканиях. Однако такие отключения еще имеют место в отдельных точках энергосистемы в тех случаях, когда короткие замыкания отключаются с выдержкой времени. В этих случаях в местах, близких к короткому замыканию, напряжение сильно снижается, в результате чего после отключения короткого замыкания асинхронные двигатели успеют заметно снизить свою скорость. Спротивление их при этом значительно уменьшится и после отключения короткого замыкания вследствие больших пусковых токов напряжение не сможет восстановиться до достаточной величины и двигатели будут продолжать уменьшать свою скорость; затем произойдет их отключение.

Напряжение же в удаленных от места короткого замыкания точках сети благодаря автоматическому регулированию возбуждения синхронных

машин сохраняется на достаточном уровне, а после отключения короткого замыкания быстро восстанавливается до нормального значения.

Хотя отключение двигателей при коротком замыкании в настоящее время происходит не во всей энергосистеме, а только в отдельной ее части, но и такое нарушение работы потребителей недопустимо. Предотвращение таких самоотключений потребителей может быть достигнуто путем широкого применения синхронных двигателей, снабженных автоматическим регулированием возбуждения, хотя бы самого простого типа, в виде релейной форсировки возбуждения или компаундирования.

При этом крайне важно, чтобы синхронные двигатели были размещены по всей энергосистеме, а не были сосредоточены в какой-либо ее части. Кроме того, на отдельных предприятиях энергосистемы синхронные двигатели должны устанавливаться вместе с асинхронными двигателями с короткозамкнутым ротором. Так, например, на каждой из компрессорных станций следует устанавливать синхронные двигатели и асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором. При этом преимущества синхронных двигателей будут использованы наиболее рационально.

Значительно худшие результаты будут иметь

место в том случае, если на одних компрессорных станциях будут установлены только асинхронные, а на других — только синхронные двигатели.

При рассредоточенной установке синхронных двигателей как по всей энергосистеме, так и по отдельным предприятиям будет получен наибольший эффект.

Мощность синхронных двигателей, устанавливаемых на данном предприятии, должна выбираться, исходя из условия получения наиболее выгоднейшего в данном месте энергосистемы коэффициента мощности.

Основное преимущество синхронных двигателей по сравнению со статическими конденсаторами состоит в том, что, используя форсировку возбуждения, можно в критические для устойчивости системы моменты значительно повысить отдаваемую синхронным двигателем реактивную мощность и тем самым улучшить режим напряжения в переходные периоды в системе или отдельных ее участках.

В настоящее время синхронные двигатели выпускаются в недостаточном количестве. В результате имеет место абсурдное положение, когда для новых установок приобретают асинхронные двигатели с фазным ротором и синхронизируют их.

Наша электропромышленность должна резко увеличить выпуск синхронных двигателей, освоенных заводами. Кроме того, следует начать разработку новых типов синхронных двигателей для

полного удовлетворения потребностей народного хозяйства.

Следует расширить область применения синхронных двигателей для механизмов общего применения, которые поставляются в настоящее время с асинхронными двигателями. К таким механизмам относятся: центробежные насосы и вентиляторы, газодувки, компрессоры, дробилки, мельницы, поршневые насосы и т. п.

Необходим выпуск синхронных двигателей, предназначенных для работы в помещениях с большим содержанием пыли.

При разработке новых типов синхронных двигателей необходимо учесть требования эксплуатации в части диапазона мощностей, параметров, схем пуска, релейной защиты и автоматики.

Ряд типов синхронных двигателей не обеспечивает втягивания их в синхронизм с полной нагрузкой, что не дает возможности обеспечить ресинхронизацию после выпадения их из синхронизма. Возбудители некоторых типов синхронных двигателей имеют малые значения потолочного возбуждения.

Применяемые заводами схемы пуска и релейной защиты отличаются неоправданной сложностью и ненадежны в эксплуатации.

Широкое применение синхронных двигателей повысит надежность работы энергосистем и наиболее экономичным образом повысит коэффициент мощности.

Электрический привод конусных дробилок

Инж. М. В. Грейсух

Конусные дробилки, применяемые для дробления твердых пород в цехах среднего и мелкого дробления обогатительных фабрик и аналогичных предприятий, принадлежат к числу наиболее мощных и ответственных механизмов и от них в значительной степени зависят нормальная работа предприятия и его энергетические показатели. Конусные дробилки работают в тяжелых условиях пыльной среды цеха, и правильный выбор для них электрического привода имеет первостепенное значение.

Уралмашзаводом выпускаются конусные дробилки производительностью $50 \div 750$ т/час, для привода которых заводом рекомендуются электродвигатели мощностью $45 \div 230$ квт со скоростью вращения 750 и 500 об/мин.

Выбор напряжения электродвигателей

Выбор для конусных дробилок электродвигателей высокого напряжения вызывает следующие существенные недостатки:

а) Высоковольтные электродвигатели менее надежны при работе в пыльной среде по сравнению с низковольтными.

б) Усложняется схема коммутации питающей подстанции, так как для высоковольтных элек-

тродвигателей требуется сооружение распределительного устройства 6 (3) кв, в то время как при низком напряжении трансформаторы подстанции, обычно сооружаемой при дробильном цехе, можно питать от шин центральной подстанции радиальными кабельными линиями.

в) Стоимость и вес электродвигателей высокого напряжения на 20—50% выше, а к. п. д. соответственно на 1,5% (при 3 кв) и 2,5% (при 6 кв) ниже, чем двигателей низкого напряжения той же мощности.

Чтобы показать выгодность применения для наиболее мощных конусных дробилок (типов 1650 и 2100) электродвигателей низкого напряжения, автором определены капитальные затраты, потери энергии и эксплуатационные расходы в случае выбора электродвигателей высокого и низкого напряжения при числе дробилок от двух до семи. Расчеты произведены для чаще встречающейся схемы питания дробилок (рис. 1).

По этой схеме при высоком напряжении электродвигатели дробилок питаются от шин 6 (3) кв подстанции при дробильном цехе, а для питания остальных потребителей на подстанции установлены два трансформатора 6 (3)/0,4 кв: 1 000 ква (при дробилках типа 2100) или 560 ква (при дробилках типа 1650), средняя загрузка которых принята 80%.

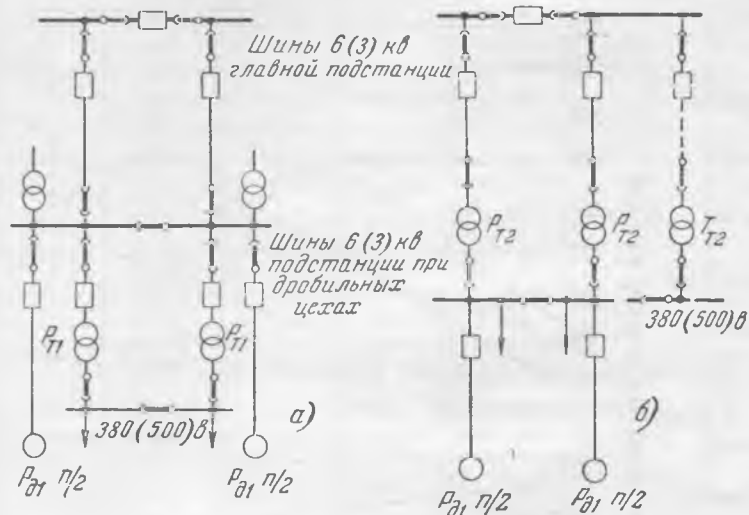


Рис. 1. Схемы питания дробилок при высоком (а) и низком (б) напряжении электродвигателей.

Кривые, показывающие изменение разницы в капитальных затратах при установке высоковольтных и низковольтных электродвигателей относительно низковольтных в зависимости от устанавливаемого числа конусных дробилок типов 2100 и 1650, приведены на рис. 2.

Из кривых видно, что при установке низковольтных электродвигателей капитальные затраты будут всегда ниже, чем высоковольтных. Для дробилок типа 2100 при наиболее распространенном напряжении сети 6 кВ уменьшение капитальных затрат, приходящихся на один электродвигатель, в среднем составляет 12—15 тыс. руб., а для дробилок типа 1650 (при напряжении сети 3 кВ) — $18 \div 22$ тыс. руб.

Потери мощности при низковольтных электродвигателях будут несколько выше, чем при высоковольтных. Однако для дробилок типа 2100 при напряжении сети 6 кВ с увеличением числа дробилок свыше четырех разница в потерях резко уменьшается и составляет в среднем 0,7—1 квт, а для дробилок 1650 — 2 квт на одну дробилку.

Эксплуатационные расходы при низковольтных электродвигателях, как правило, будут ниже в сравнении с эксплуатационными расходами при высоковольтных.

Выбор мощности и основного типа электродвигателей

При установленной мощности электродвигателя 220 квт потребляемая им мощность при работе дробилки вхолостую составляет только $57 \div 59$ квт, или 27% от установленной мощности. При работе дробилки, загруженной рудой, нагрузка электродвигателя имеет неравномерный характер, при котором отдельные пики достигают 120—130 квт, или 55—60% от установленной мощности, а средняя нагрузка составляет 80 квт. Наконец, максимальная мощность, потребляемая электродвигателем из сети при пуске дробилки, не превышает 270 квт, или 120% от установленной мощности электродвигателя (рис. 3). Анало-

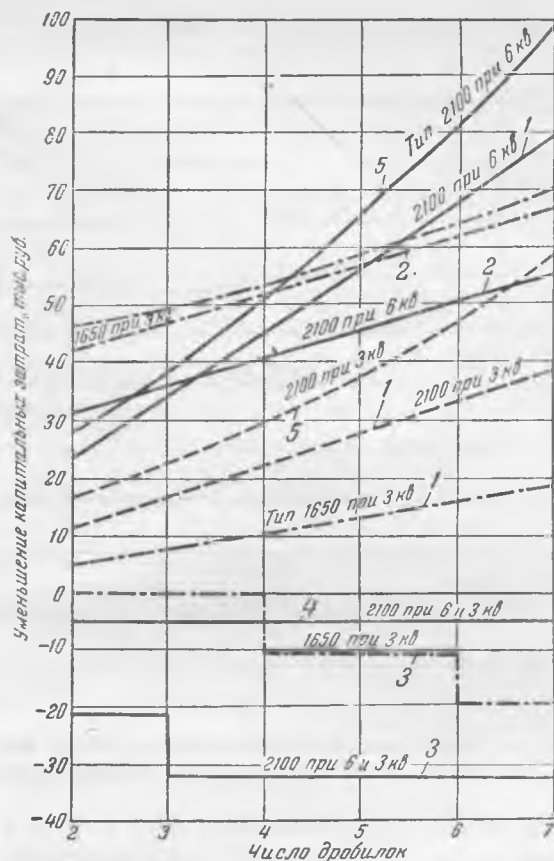


Рис. 2. Уменьшение капитальных затрат в случае применения для конусных дробилок типов 1650 и 2100 низковольтных асинхронных электродвигателей в сравнении с высоковольтными электродвигателями (при напряжении сети 6 и 3 кВ). 1—разница в капитальных затратах на электродвигатели; 2—тоже на пусковую аппаратуру; 3—то же на трансформаторы; 4—то же на кабели; 5—общая разница.

гичные результаты получены при испытании других конусных дробилок.

Длительный опыт эксплуатации конусных дробилок также показывает, что их установленная мощность значительно выше требуемой и коэффициент спроса для электродвигателей этих дробилок не превышает 0,4—0,5.

Выбор для конусных дробилок электродвигателей повышенной мощности обычно обосновывается тяжелыми условиями пуска¹, хотя пуск конусных дробилок, загруженных рудой, как правило, не допускается и после аварийной остановки они должны быть очищены от руды.

Как показали испытания, проведенные автором в 1940 г. на одной обогатительной фабрике, начальный статический момент незагруженной конусной дробилки типа 2100 равен 190 кгм, что составляет 43,5% от номинального момента, развшиваемого электродвигателем 220 квт.

Значительная недогрузка электродвигателя дробилок является причиной низкого коэффициента мощности при применении асинхронных электродвигателей (0,48—0,55)¹ и ухудшения коэффициента мощности всего предприятия (особенно при отсутствии тихоходных мельниц с приводом от синхронных электродвигателей), что

¹ Д. И. Беренов, Дробилки, мельницы, питатели Машгиз, 1948.

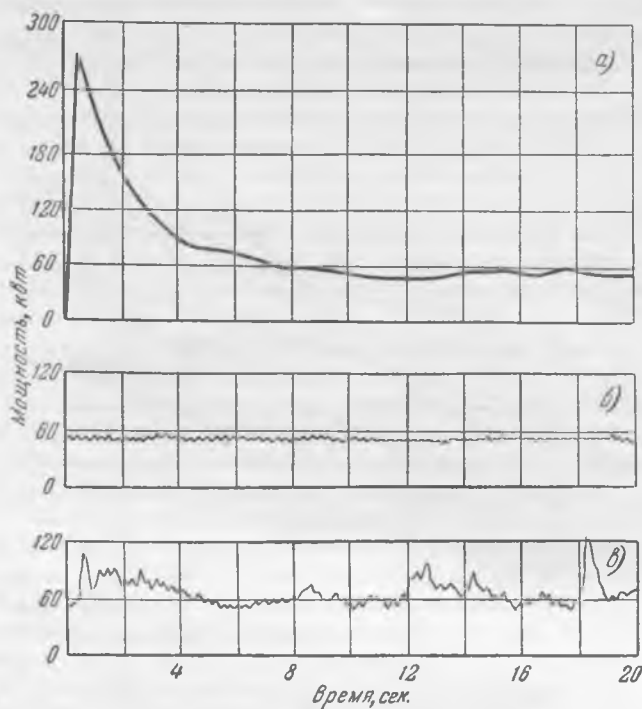


Рис. 3. Расход мощности нормальной дробилки типа 2100. а — при пуске; б — при холостом ходе; в — при нормальной работе.

влечет за собой увеличение потерь в сети, а также установленной мощности трансформаторов.

Так как конусные дробилки ошибочно относятся к категории механизмов с тяжелыми условиями пуска, то в качестве привода для них, как правило, выбираются электродвигатели с фазовым ротором. Уралмашзавод — часто вопреки требованиям потребителей — продолжает комплектовать конусные дробилки электродвигателями с фазовым ротором.

Для конусных дробилок могут быть рекомендованы синхронные электродвигатели 380 (500) в мощностью 45—250 кВт.

Преимущества синхронных электродвигателей в случае применения их для привода конусных дробилок заключаются в следующем:

а) Увеличенный зазор обеспечивает большую надежность работы по сравнению с асинхронными электродвигателями, резко сокращает число повреждений обмоток от срабатывания подшипников, вызываемого запыленностью дробильных цехов и толчковой нагрузкой дробилок.

б) Завышенная мощность синхронного электродвигателя не ухудшает (как это имеет место при асинхронном электродвигателе), а улучшает коэффициент мощности всей установки, так как позволяет работать с опережающим коэффициентом мощности ниже номинального.

в) Коэффициенты полезного действия синхронных и асинхронных электродвигателей (750 об/мин) низкого напряжения практически одинаковы, но дополнительные потери в трансформаторах при синхронных электродвигателях низкого напряжения будут ниже, чем при асинхронных такого же напряжения; поэтому разница в потерях мощности для случаев применения синхронных электродвигателей низкого и высокого напряжения будет всегда меньше, чем при асинхронных электродвигателях.

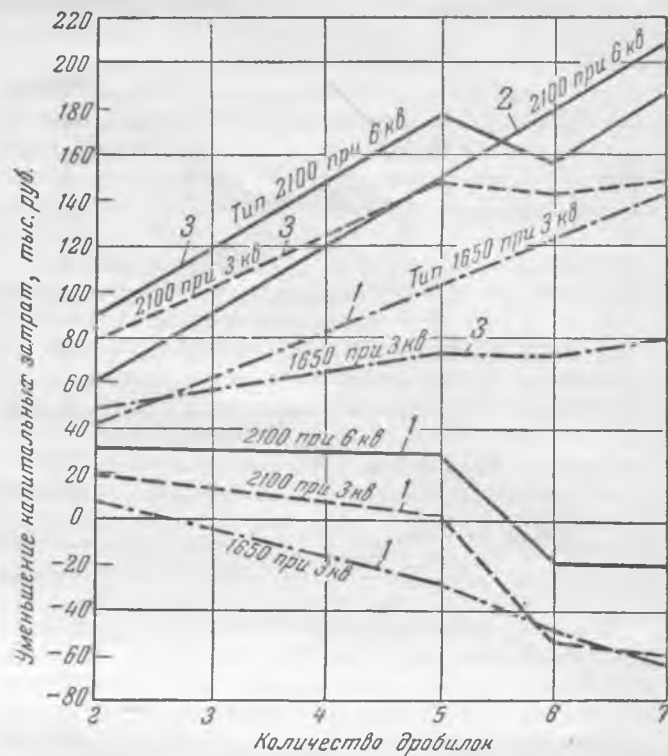


Рис. 4. Уменьшение капитальных затрат в случае применения для конусных дробилок типов 2100 и 1650 низковольтных синхронных электродвигателей в сравнении с асинхронными электродвигателями 6 и 3 кв.

1 — разница в капитальных затратах (без учета стоимости компенсирующей установки для асинхронных электродвигателей); 2 — стоимость статических конденсаторов; 3 — общая стоимость.

г) Применяемые в настоящее время схемы пуска синхронных электродвигателей достаточно просты, и эксплуатация их не сложнее эксплуатации асинхронных электродвигателей (может быть применена схема пуска с подключенным возбудителем, исключающая необходимость в дополнительной пусковой аппаратуре).

д) Капитальные затраты при низковольтных синхронных электродвигателях для крупных дробилок типов 2100 и 1650 с учетом стоимости компенсирующей установки значительно ниже капитальных затрат при применении высоковольтных асинхронных электродвигателей (рис. 4).

Синхронные электродвигатели с успехом могли бы быть применены для всех типов конусных дробилок мощностью от 45 кВт, однако промышленность еще не выпускает их.

Выводы

1. В качестве привода конусных дробилок, применяемых для мелкого и среднего дробления, в связи с отсутствием промышленного выпуска соответствующих по мощности синхронных электродвигателей необходимо выбирать асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором; продолжающееся до настоящего времени комплектование заводами этих дробилок асинхронными электродвигателями с фазовым ротором должно быть прекращено.

2. При определении мощности электродвигателей конусных дробилок необходимо исходить из загрузки электродвигателей при нормальных

условиях эксплуатации; рекомендуемые Уралмаш-заводом мощности приводных электродвигателей должны быть снижены не менее чем на 15—20%.

3. Электродвигатели крупных дробилок типов 2100 и 1650 независимо от напряжения питающей сети рекомендуется выбирать на напряжение 380 (500) в.

4. В качестве основного привода для крупных

дробилок типов 2100 и 1650 рекомендуется применять синхронные электродвигатели низкого напряжения.

5. Необходимо поставить вопрос перед электромашиностроительной промышленностью о необходимости разработки и выпуске серии синхронных двигателей, начиная с мощности 45 кВт со скоростью вращения 750 об/мин и выше.

Синхронный электропривод главных трансмиссий мукомольных заводов

Канд. техн. наук Б. М. Плющ, канд. техн. наук М. А. Эсибян
и канд. техн. наук В. О. Сарнисян

Главные трансмиссии мукомольных заводов являются крупными потребителями электрической энергии: необходимая мощность на валу достигает 600 кВт.

Важной особенностью приводов трансмиссий является их непрерывная работа. Поэтому вопрос выбора экономичного привода этих трансмиссий является весьма актуальным.

Обычно трансмиссии приводятся в движение асинхронными электродвигателями с фазным ротором. Применение же вместо них синхронных электродвигателей позволит улучшить коэффициент мощности и повысить к. п. д. установки, что даст большой экономический эффект.

На одной из главных трансмиссий размольного отделения мукомольного завода по рекомендации кафедры электропривода и электрооборудования промышленных предприятий АЗИИ в 1950 г. была произведена замена асинхронного электродвигателя типа АМ 1710-16 (600 кВт, 6 кв, к. п. д. — 0,905, $\cos \varphi = 0,82$) синхронным типа МС 323-6/16 (630 кВт, 6 кв, 375 об/мин, к. п. д. — 0,929, $\cos \varphi = 0,8$, кратность пускового момента 1,25 и кратность момента при скольжении 5% — 75% номинального).

Маховой момент механизма, приведенный к валу электродвигателя, равен 5 520 кгм² (по опытным данным). Маховой момент синхронного электродвигателя 3 500 кгм².

Момент нагрузки при установившейся работе и полной загрузке всех механизмов составляет 1 440 кгм (100%). Момент при нормальном пуске и номинальной скорости вращения составляет 40—50% момента при полной нагрузке (нормально пуск производится при раздвинутых вальках вальцевых станков, но при рабочем положении других механизмов и загрузке их зерном).

Управление электродвигателем осуществляется по схеме пусковой станции типа Б 2003-311. Пуск производится непосредственно от сети с обмоткой возбуждения, включенной на разрядное сопротивление. Возбудитель находится на одном валу с электродвигателем. Включение осуществляется вручную выключателем.

После ввода электродвигателя в работу были произведены следующие исследования: пуск вхолостую; отключение и повторное включение вхолостую; нормальный пуск (с раздвинутыми

вальками вальцевых станков); отключение, повторное включение и пуск под полной нагрузкой трансмиссии (со сдвинутыми вальками вальцевых станков). Результаты наблюдений при пусках двигателя в различных условиях приведены в табл. 1.

Таблица 1

Условия пуска	Напряжение при пуске, кв	Ток статора, а			Длительность пуска до установившейся скорости, сек
		при пуске	перед подачей возбуждения и при работе с установившейся скоростью	Мощность, потребляемая при установившейся скорости, квт	
Механизм отсоединен .	5,56	385	78,5	—	1,5
Нормальная схема с раздвинутыми вальками и при рабочем положении прочих механизмов (с зерном) .	5,35	362	81 ÷ 102	300	4,2
Полная нагрузка, вальки сдвинуты (с зерном) .	—	—	104 ÷ 132	585	6,0

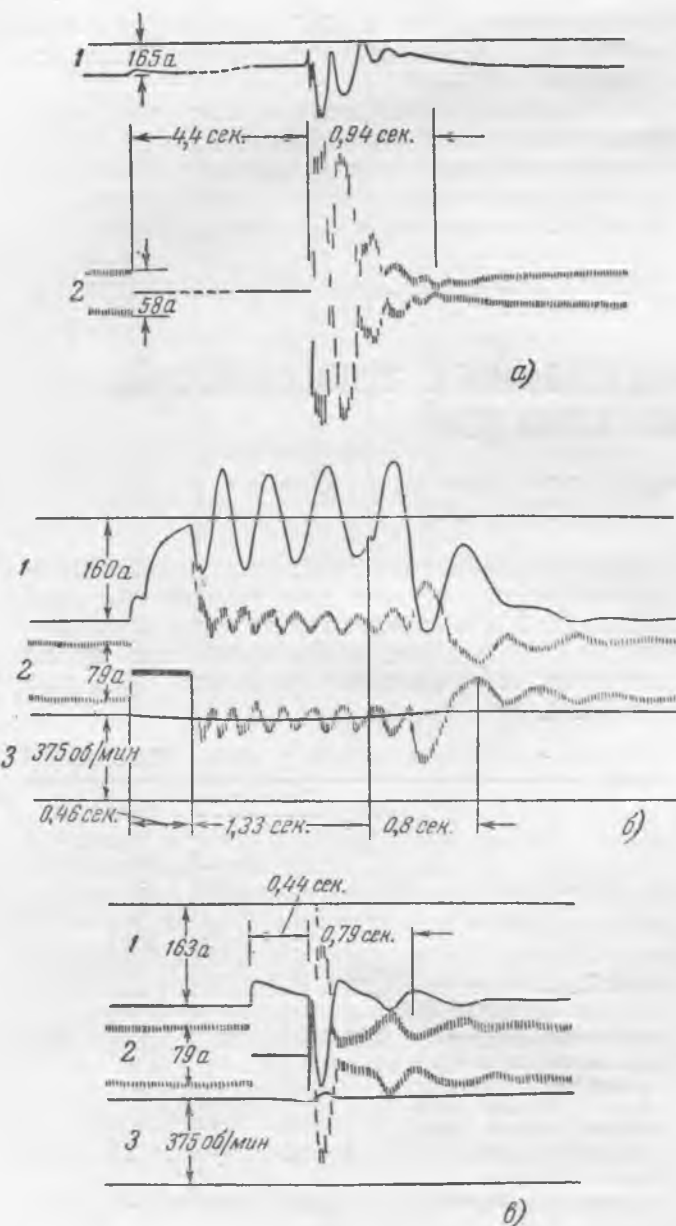
При всех опытах реостат возбуждения находился в рабочем положении (установившийся ток возбуждения 155—160 а, номинальный ток возбуждения 167 а). Время нарастания напряжения на возбудителе при пуске электродвигателя без механизма равно 7,3 сек.

Таким образом, возбуждение нарастает медленнее, чем достигается установившаяся скорость, даже при пуске под нагрузкой.

Пуск электропривода, до этого работавшего с полной нагрузкой, а затем отключенного от сети, показал, что после полной его остановки и включения без какого-либо изменения рабочего положения механизмов электродвигатель втягивается в синхронизм.

Время выбега синхронного электродвигателя, работавшего без механизма, — 14 мин., а при полной нагрузке — 7,2 сек.

Весьма важным является исследование поведения электродвигателя при автоматических повторных включениях после кратковременных перерывов в электроснабжении. Опыты в этом направлении производились в следующем порядке:



Самозапуск синхронного электродвигателя при кратковременном перерыве питания.

a — холостой ход электродвигателя (обмотка ротора замкнута на якорь возбудителя); *б* — с полной нагрузкой (обмотка ротора замкнута на разрядное сопротивление); *в* — с полной нагрузкой (обмотка ротора замкнута на якорь возбудителя).

1 — ток ротора; 2 — ток статора; 3 — скорость вращения.

ке: отключался выключатель и через определенный интервал времени повторно включался. При этом опыты проводились как с отключением автомата гашения поля, так и без отключения, когда обмотка ротора оставалась присоединенной к якорю возбудителя.

Результаты наблюдений приведены в табл. 2. Осциллограммы токов ротора и статора при повторных включениях напряжения на выбеге электродвигателя при работе в различных режимах приведены на рисунке.

Как видно из таблицы и приведенных осциллограмм, после кратковременного исчезновения напряжения и повторного его появления электродвигатель, несущий нагрузку, быстро вновь входит в синхронизм как с обмоткой ротора,

замкнутой на якорь возбудителя, так и замкнутой на разрядное сопротивление.

В первом случае вследствие более высокого остаточного напряжения на электродвигателе ток статора в момент включения выше, чем во втором. Следует отметить, что зарегистрированные осциллографом симметричные составляющие токов статора не превышали пусковых значений (ток записывался для одной фазы).

В момент подключения возбужденного электродвигателя в сеть ощущается удар. Однако, учитывая, что в эксплуатации автоматическое повторное включение имеет место только при аварийном отключении, оставление возбуждения при таких включениях следует считать допустимым.

Проведенные испытания и эксплуатационный опыт работы установленного синхронного электродвигателя, а также опыт применения его на мельничном комбинате имени С. М. Кирова показали, что привод главных трансмиссий мукомольных заводов вполне может осуществляться синхронными электродвигателями.

Установленный синхронный электродвигатель, имеющий кратность максимального момента 2,4, может кратковременно работать при полной нагрузке трансмиссии, доходящей до 560 кВт на валу, при напряжении сети 37% номинального. При форсировке возбуждения устойчивость работы будет еще выше. Асинхронный же электродвигатель при напряжении сети 60% номинального уже должен остановиться. Исследования также подтвердили устойчивость и высокую надежность работы синхронных электродвигателей при кратковременных перерывах питания, что весьма важно в связи с широким внедрением в сетях энергоснабжающих организаций автоматического повторного включения.

Пуск главной трансмиссии может произойти автоматически под полной нагрузкой, даже после остановки привода. Однако из соображений безопасности обслуживающего персонала такой автоматический пуск может быть допущен только в том случае, если электродвигатель запускается сейчас же после остановки. В противном случае он должен быть отключен.

Таблица 2

Условия повторного пуска	Потребляемая мощность из сети, кВт	Длительность перерыва питания, сек.	Сколько раз повторным включением, отн. ед.ин.	Симметричная составляющая тока статора при повторном включении	
				<i>a</i>	отн. ед.ин.
Механизм отсоединен (обмотка ротора замкнута на якорь возбудителя)	—	0,95	0,007	115	1,4
При полной нагрузке (обмотка ротора замкнута на якорь возбудителя)	585	4,4	0,12	360	4,4
		6,9	0,15	126	1,6
При полной нагрузке (обмотка ротора замкнута на разрядное сопротивление)	588	0,44	0,06	285	3,5
При полной нагрузке (обмотка ротора замкнута на разрядное сопротивление)	588	0,46	0,07	185	2,3

Для защиты электропривода установлено реле ИТ-82/1, включенное на геометрическую разность токов двух фаз. Реле осуществляет защиту от коротких замыканий (отсечка) и перегрузок. Кратность тока отсечки по отношению к номинальному току электродвигателя равна 9; 7-кратный ток трогания отсечки оказался недостаточным при работе в режиме отключения и повторного включения при включенном контакторе возбуждения (было два случая работы защиты).

Ток трогания защиты от перегрузки был установлен 1,15 номинального тока двигателя; выдержка времени в независимой части характеристики — 6 сек.

Реле с такими уставками обеспечивает защиту от перегрузки и асинхронного хода при работе электродвигателя с нормальной нагрузкой.

При работе электродвигателя с раздвинутыми валками вальцевых станков, т. е. в процессе нормального пуска трансмиссии, токовая защита не обеспечивает надежного отключения электродвигателя в случае работы без возбуждения, так как ток при этом недостаточен для трогания реле. Однако, учитывая, что пуск трансмиссии производится квалифицированным персоналом и режим с разведенными валками является кратковременным, такую защиту можно допустить в эксплуатации.

В целях повышения устойчивости работы электродвигателя при глубоких посадках напряжения в энергосистеме, а также для поддержания напряжения в энергосистеме следует применять форсировку возбуждения электродвигателя. Это может быть осуществлено путем закорачивания оставшегося неотключенным сопротивления в цепи возбуждения возбуждателя при помощи установки дополнительного контактора. Цепь катушки контактора может замыкаться контактом реле напряжения, включаемого через трансформатор напряжения к 6-кВ цепи двигателя.

Замена асинхронного электродвигателя синхронным дала значительный экономический эффект. В результате достигнуто повышение средневзвешенного коэффициента мощности завода с $0,77 \div 0,78$ до $0,98 \div 0,99$, благодаря чему потери энергии в энергосистеме уменьшились на 208 тыс. кВтч в год.

Кроме того, уменьшился расход энергии непосредственно по заводу на 95 тыс. кВтч благодаря более высокому к. п. д. синхронного электродвигателя по сравнению с асинхронным. Таким образом, вся экономия электрической энергии составит 303 тыс. кВтч.

Выводы

1. Для привода главных трансмиссий мукомольных заводов целесообразно устанавливать синхронные электродвигатели с пуском от полного напряжения сети.

2. Электродвигатели допускают самозапуск при полной нагрузке не только при незначительном снижении скорости, но и после полной остановки привода. Из соображений безопасности обслуживающего персонала самозапуск после полной остановки может быть допущен, если он последует немедленно за остановкой; в противном случае электродвигатель должен быть автоматически отключен.

3. Защита от работы электродвигателя в асинхронном режиме может быть в ряде случаев осуществлена основной максимальной защитой электродвигателя от перегрузки (например, при помощи реле ИТ-82) без применения других специальных защит.

4. Замена асинхронных электродвигателей синхронными на главных трансмиссиях мукомольных заводов дает большой экономический эффект. При замене одного электродвигателя достигнута экономия энергии 303 тыс. кВтч в год.

Упрощение пуска синхронных электродвигателей

Инж. Л. И. Шуфман

На преобразовательной подстанции кинофабрики был подвергнут испытанию преобразовательный агрегат, состоящий из синхронного электродвигателя типа СТ-16Б-5-8 435 кВА, 6 кВ, 750 об/мин с возбуждателем типа ТТ-14 10,84 кВт, 55/14 в, 197/68 а на общем валу и генератора постоянного тока МП-552-3/9 325 кВт. Генератор служит для питания светотехнических устройств при киносъемках.

До 1941 г. пуск электродвигателя осуществлялся через автотрансформатор с применением выключателей (схема Корндорфера).

В последующем схема пуска была пересмотрена и был осуществлен прямой пуск от полного напряжения сети, что позволило освободить оборудование и помещение.

Целью испытания являлось дальнейшее упрощение схемы пуска в части присоединения обмотки ротора.

При испытании электродвигателя пуск осуществлялся по трем вариантам: с обмоткой ротора, замкнутой на разрядное сопротивление; с присоединенным возбуждателем и включением в обмотку ротора двигателя добавочного сопротивления и наглухо присоединенным возбуждателем.

В задачи испытания входило: проверка пуска по указанной схеме, проверка изменения пускового тока в статоре и роторе и проверка коммутации возбуждателя в процессе пуска и протекания по якорию переменного тока. Пуск агрегата осуществлялся по схемам рис. 1 и 2.

Результаты наблюдений по приборам в начальный период пуска приведены в таблице на стр. 46.

Добавочное сопротивление в цепи ротора при пуске по схеме рис. 2,а равно 0,2 Ом, что составляет 80% сопротивления ротора. Разрядное сопротивление при пуске по схеме рис. 1—1,45 Ом, что составляет 580% сопротивления ротора.

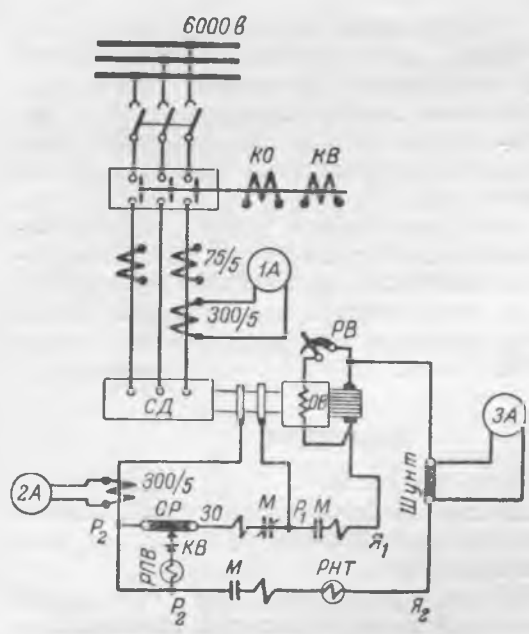


Рис. 1. Схема пуска синхронного электродвигателя 435 ква, 5 кв от полного напряжения сети (панель управления П-2204 включена).

При пуске по схемам рис. 2, а и б реостат возбуждения заранее устанавливался в положение, обеспечивающее в цепи ротора двигателя ток, равный или меньший 115—120% тока холостого хода.

Пусковой ток в статоре практически не менялся при различных схемах пуска и составлял во всех случаях 243 а, т. е. 5,8 номинального. Переменный ток в обмотке ротора не превышал 115 а при пуске по схеме рис. 2, б, мало отличаясь от тока при пуске по схеме рис. 1, равного 95 а. Время вхождения двигателя в синхронизм во всех случаях составляло 2—3 сек.

Напряжения на кольцах ротора в момент пуска с приключенным возбудителем не превышало 20 в, что для возбудителя совершенно безопасно; каких-либо искрений коллектора при этом не отмечалось.

Результаты наблюдений за начальным периодом пуска

Схема пуска	Значения токов		
	Ток статора начальный, а	Ток ротора начальный (переменная составляющая), а	Ток ротора, установившийся в конце пуска, а
Обмотка ротора замкнута на разрядное сопротивление, равное 5,8 сопротивления ротора (рис. 1)	243	95	30
Обмотка ротора замкнута на якорь возбудителя и дополнительное сопротивление, равное 0,8 сопротивления ротора (рис. 2,а)	243	108	30
Обмотка ротора замкнута на якорь возбудителя (рис. 2,б)	243	115	30

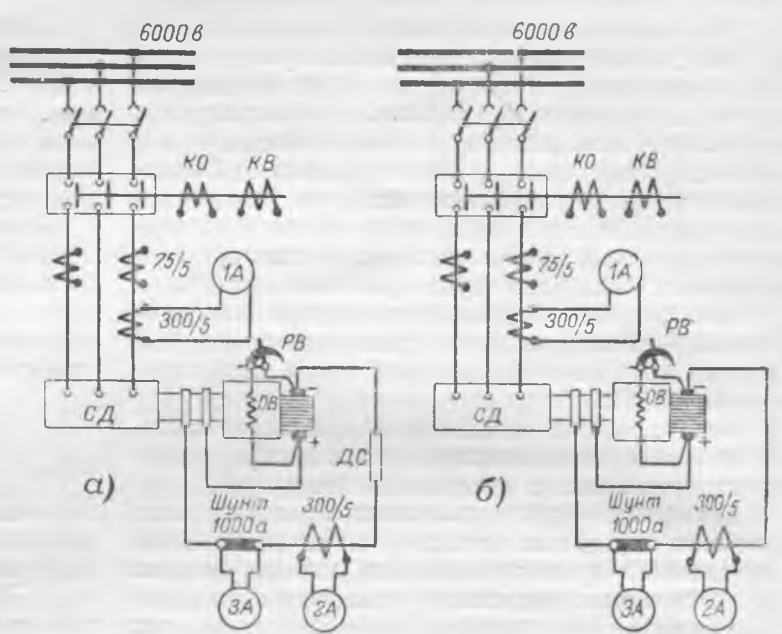


Рис. 2. Схемы пуска синхронного электродвигателя 435 ква, 6 кв с введенным в цепь ротора добавочным активным сопротивлением (а) и наглухо подключенным возбудителем (б) (панель управления П-2204 отключена).

КО — катушка отключения; KB — катушка включения; СД — синхронный электродвигатель; РВ — реостат возбуждения (шунтовой); ОВ — обмотка возбуждения (шараллельная); ДС — добавочное сопротивление 0,2 ом, 150 а.

Напряжение на кольцах ротора при пуске электродвигателя с разрядным сопротивлением составляло 250 в.

Проведенные испытания подтвердили целесообразность перехода на упрощенную схему пуска (схемы рис. 2).

Были подсчитаны примерная стоимость высвобождаемых оборудования и аппаратуры и уменьшение стоимости монтажных работ при переходе с автотрансформаторного пуска на прямой и с подачи возбуждения в момент достижения подсинхронной скорости на непосредственное соединение (напрямую) возбудителя с ротором (без магнитной станции).

В ценах, введенных с 1 июля 1950 г., такое упрощение составит для одного электродвигателя мощностью до 500 ква, 6 кв, 750 об/мин более 17 тыс. руб. Фактическая экономия даст большую сумму, так как при подсчете не учитывались начисления на оборудование, материалы и монтаж, а также транспортные расходы. Кроме того, не учитывалась экономия от сокращения кубатуры здания при применении упрощенной схемы. Например, на кинофабрике, где проводились испытания, перевод на прямой пуск синхронных электродвигателей непосредственно от полного напряжения сети вместо существовавшего пуска с автотрансформаторами дал возможность освободить для производственных нужд фабрики второй этаж преобразовательной подстанции, ранее занятой пусковой аппаратурой.

Проведенное испытание лишней раз подтвердило, что пуск синхронных электродвигателей с легкими условиями пуска следует осуществлять с постоянно подключенным к обмотке ротора возбудителем напрямую, без контактора возбуждения.

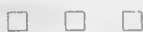
В случае необходимости следует предусматривать гашение поля в цепи возбуждения возбуждателя¹.

Опыт эксплуатации электродвигателей после перехода с автотрансформаторного пуска на пря-

¹ См. эксплуатационный циркуляр Технического управления Министерства электростанций, № 7/Э от августа 1952 г.

мой подтверждает, что ненормальных явлений в обмотке статора не наблюдается.

Необходимо систематизировать работу по изучению и обобщению опыта эксплуатации схем пуска синхронных электродвигателей с наглухо приключенными возбудителями, привлечь заводы-изготовители электрических машин к применению таких схем и наладить выпуск аппаратуры по упрощенным схемам пуска.



Опыт применения самозапуска для ответственных электродвигателей

Инж. Н. Х. Наспаров

На одном химическом заводе за последнее время был проведен ряд технических мероприятий по повышению надежности работы электрооборудования.

Широкое распространение на подстанциях и в технологических цехах завода получил автоматический ввод резерва. Одновременно было осуществлено автоматическое повторное включение трансформаторов 6/0,5 кв.

Включению в эксплуатацию АВР и АПВ предшествовали работы по выявлению возможности самозапуска всех асинхронных электродвигателей напряжением 6 кв и ряда электродвигателей 500 в.

Испытания по самозапуску проводились в первую очередь на электродвигателях таких агрегатов, остановка которых (даже кратковременная) вызывала аварийную остановку ряда взаимосвязанных цехов, входящих в единый непрерывный технологический цикл. Так, например, остановка воздухоподувки в головном цехе сопровождалась полной остановкой взаимосвязанных цехов. Восстановление нарушений технологии занимает около 50—80 мин., в результате чего потери полуфабриката и готовой продукции бывают всегда велики.

Чрезвычайно ответственными являются электродвигатели, приводящие во вращение триплекс-насосы двух типов: подающие масло в гидравлическую систему, при помощи которой осуществляется автоматическое ведение технологического процесса, и подающие специальный раствор для очистки газа от вредных примесей.

Увеличение количества примесей может вызвать порчу («отравление») катализатора с длительным (5—7 дней) снижением нагрузки по заводу, а при особо неблагоприятных условиях может даже привести к полной остановке предприятия на большой срок.

Поэтому естественно, что технологи особенно тщательно следили за работой этих агрегатов и не допускали возможности кратковременной их остановки.

Триплекснасос, применяемый для очистки газа, представляет собой трехплунжерный насос поршневого типа мощностью 136 л. с., 100 об/мин; он подает жидкость с удельным весом 1,2 под давлением более 100 ат в скрубберы, в которых производится отмывка газа от вредных примесей. В качестве привода насоса применяется асинхронный короткозамкнутый электродвигатель 100 квт, 730 об/мин, связанный с насосом через ременную передачу с натяжным роликом.

Технологи опасались, что при исчезновении напряжения насос мгновенно остановится и подача раствора в скрубберы прекратится, что вызовет немедленную остановку производства. Кроме того, ими оспаривался сам факт возможности пуска электродвигателя при открытых задвижках насоса на всасе и нагнетании.

Проведенные опыты доказали ошибочность этих опасений: выбег агрегата под нагрузкой длился 7 сек. (рис. 1) и осуществление самозапуска насосов при открытых задвижках на всасе и нагнетании оказалось возможным; так, при отключении на 4 сек. электродвигателя триплекс-насоса, работающего с нагрузкой, и обратном включении в сеть насос развернулся, как при обычном пуске.

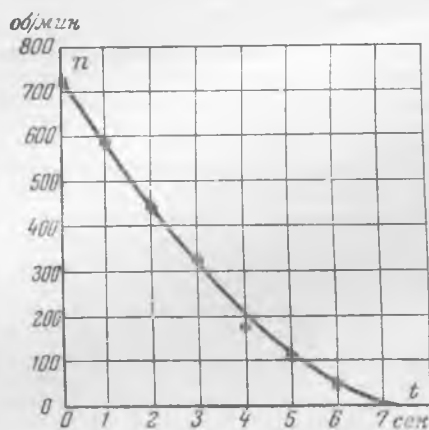


Рис. 1.

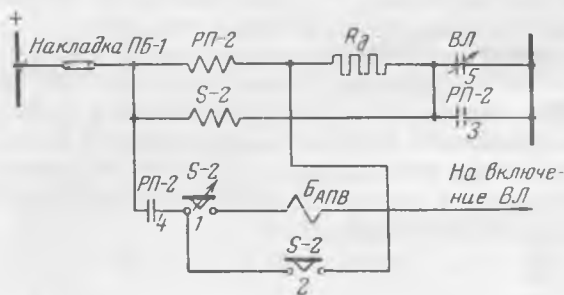


Рис. 2.

Таким образом, применение самозапуска для двигателей триплекснасосов вполне возможно и целесообразно.

Аналогичные испытания были проведены на всех ответственных агрегатах, приводимых во вращение асинхронными электродвигателями 500 в и всеми электродвигателями 6 кв. Сюда относятся триплекснасосы производительностью 5 м³/час с напором 50 ат (привод через зубчатую передачу); эксгаустеры для транспортировки газа (напор 450 мм вод. ст.), воздуходувки для подачи воздуха в газогенераторы (напор 800 мм рт. ст.), зульцер-насосы, компрессоры и др. Перерыв питания при опыте осуществлялся в течение 6 сек. во время работы агрегатов по нормальной технологической схеме с неизменным положением задвижек и вентиляей. После подачи напряжения все механизмы вошли в нормальный эксплуатационный режим, не вызывая каких-либо перерывов в технологическом процессе или ненормальностей в своей работе.

На основании проведенных испытаний все электродвигатели ответственных агрегатов были оборудованы устройством для самозапуска. На асинхронных электродвигателях напряжением 6 кв время действия защиты минимального напряжения было повышено до 10 сек.

На подстанциях 6 кв были смонтированы и включены в работу АВР питающих линий. АВР осуществлено по типовой схеме, предусматривающей перевод на резервный ввод через 2,8 сек. после понижения напряжения на шинах.

Введение АВР и самозапуска не обеспечивало надежного питания на шинах 500 в.

Аварийные отключения силовых трансформаторов 6/0,5 кв попрежнему сопровождались полной остановкой завода, так как осуществить АВР на трансформаторах оказалось невозможным из-за отсутствия выключателей на 2 000 а.

Учитывая, что случаи выхода из строя трансформаторов крайне редки, что отключение трансформаторов происходит, как правило, из-за неправильных оперативных переключений и реже из-за неселективной работы защиты и что АПВ трансформаторов 6/0,5 кв почти в 95% всех случаев отключения позволяет восстановить напряжение, было принято решение осуществить автоматическое повторное включение однократного действия на всех силовых трансформаторах. Схема АПВ приведена на рис. 2.

При отключении линейного выключателя ВЛ трансформатора проскальзывающий контакт 5 подаст импульс на катушку реле РП-2, которое самоблокируется. При этом работает реле S-2, которое через 0,5 сек. замыкает через проскальзывающий контакт 1 цепь на включение отключившегося выключателя ВЛ. Реле S-2 (модернизированное реле ЭВ-182) продолжает работать и через 10 сек. замыкает контакт 2, шунтируя тем самым катушку реле РП-2, и схема придет в исходное положение.

В случае, если выключатель снова отключится, повторного включения уже не произойдет, так как контакт 1 будет разомкнут.

Контакт 4 необходим для того, чтобы не произошло повторного включения при возврате реле S-2 в исходное положение.

Недостаток применения АПВ трансформаторов заключается в возможности повторного включения на «короткое» и, как следствие, в увеличении повреждения оборудования. Однако такие случаи редки и в практике завода не наблюдались.

Осуществление АВР питающих линий и АПВ силовых трансформаторов на всех подстанциях завода в сочетании с внедренным самозапуском ответственных агрегатов позволило обеспечить более надежное электроснабжение цехов.



ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Из опыта монтажа порталного крана-углеперегрузателя

На одной уральской электростанции в течение 1952 г. при помощи специального фермоподъемника монтировался порталный кран-перегрузатель грузоподъемностью 30 т. Кран имел следующие основные параметры:

Высота крана на гибкой опоре от головки рельсов до верхнего пояса моста	36,18 м
Высота крана на жесткой опоре от головки рельсов до верхнего пояса моста	32,68 м
Пролет крана в свету	76,2 м
Вылет консоли гибкой опоры	21,7 м
Вылет консоли жесткой опоры	30,5 м
Общая длина моста крана	128,4 м
Вес металлоконструкций крана	~700 т
Вес механизмов крана	~250 т
Общий вес крана	~950 т
Грузоподъемность крана	30 т
Скорость передвижения крана	29,2 м/мин
Скорость передвижения тележки	230 м/мин
Скорость подъема и замыкания грейфера	65 м/мин

Основные, самые тяжелые части крана — мост и грейферная тележка — расположены на высоте более 25 м от головки рельсов, поэтому в проекте организации работ была принята схема крупноблочного монтажа, при котором крупные блоки крана собираются внизу, а затем при помощи фермоподъемника поднимаются в свое проектное положение. Схема членения крана на блоки приведена на рис. 1.

На рис. 2 показан план организации монтажной площадки.

Консоли как жесткой, так и гибкой опор собирались несколько в стороне от монтажного стыка, что вызвано было для жесткой опоры необходимостью не нарушать подачи угля в разгрузочный сарай, а для гибкой — вести строительные работы по сооружению железобетонной эстакады.

В связи с тем, что отметка головок рельсов путей крана под жесткой опорой на 3,5 м выше соответствующей отметки под гибкой опорой, пролетное строение собиралось на специально сооруженных деревянных подмостях, расположенных в пределах угольного склада между гибкой и жесткой опорами.

Консоли как гибкой, так и жесткой опор собирались на деревянных клетках, расположенных на предварительно спланированной поверхности земли.

Сборка пролетного строения производилась башенным краном СБК-1 грузоподъемностью 1,5—3 т. Использование для сборки пролетного строения имевшегося башенного крана себя полностью оправдало. Вес элементов моста, за исключением нескольких, не превышал 3 т; кран вступил в работу, как только был готов небольшой участок путей, и осуществлял подачу леса на подмости, разгрузку подаваемых металлоконструкций, сборку подмостей, сортировку металлоконструкций и самую их сборку.

Сборка металлоконструкций гибкой и жесткой опор была осуществлена мачтами, поскольку в районе гибкой опоры отсутствовала еще железобетонная эстакада с железнодорожным путем, а в районе жесткой опоры железнодорожный кран при поворотах перекрывал действующие пути разгрузочного сарая.

Сборка металлоконструкций гибкой и жесткой консолей была проведена по тем же причинам также мачтами.

Гибкая и жесткая опоры собирались непосредственно на путях крана в вертикальном положении. Для придания устойчивости опорам в процессе сборки и последующей передвижки под поднятый мост как к гибкой, так и к жесткой опорам были пристроены контргрузы специальной конструкции, изготовленные на месте.

Крупные блоки после сборки в нижнем положении выверялись и полностью клепались, а затем окрашивались. Этим заканчивалась подготовка самих блоков к подъему.

Как уже упоминалось, подъем всех блоков вверх в проектное положение осуществлялся фермоподъемником. Фермоподъемник состоял из трех порталов каждый высотой 47 м и грузоподъемностью 160 т. В районе жесткой опоры были установлены два портала, соединенных между собой двумя ригелями, и в районе гибкой опоры — один портал. К мощному ригелю каждого портала подвешены два спаренных полиспаста по 40 т каждый. Каждая пара спаренных полиспастов запасована тросом, изготовленным по специальному заказу, диаметром 24 мм и длиной 1 200 м в одном куске, с временным сопротивлением $R = 200 \text{ кг/см}^2$, и обслуживалась двумя электролебедками по 8,5 т.

Для оснащения фермоподъемника потребовалось: около 10 000 м троса разных диаметров; шесть электролебедок по 8,5 т; 14 ручных лебедок по 3—5 т; 58 блоков по 15—40 т; 30 блоков по 5—10 т; 600 сжимов для троса.

Вес металлоконструкций фермоподъемника — мачт, ригелей и балансирных устройств — приближается к 120 т. Вес такелажа около 80 т. Таким образом, общий вес укомплектованного такелажем фермоподъемника составил около 200 т.

Монтаж фермоподъемника представлял очень сложную задачу.

Проектом организации работ была разработана схема подъема блоков при помощи фермоподъемника, схема же монтажа фермоподъемника в проекте отсутствовала. Между тем по условиям места и сроков, а также вследствие необходимости одновременного производства работ по сборке пролетного строения и монтажу фермоподъемника порталы пришлось монтировать раздельно. Каждая из двух мачт портала собиралась перпендикулярно оси крана и из горизонтального положения приводилась в вертикальное. Сначала были подняты мачты по одну сторону от оси крана, затем три мачты по другую сторону от крана.

Первые мачты поднимались при помощи башенного крана, передвигавшегося вдоль пролетного строения. Для этого ниже поворотного устройства башни крана была встроена специальная конструкция, через которую был перекинут глухой конец подъемного полиспаста, поднимающего мачту портала. Для подъема мачты башенный кран своим ходом подходил к месту подъема и закреплялся временными рсчалками.

Соединение двух мачт в портал ригелем, который весил 6,5 т, на высоте 47 м решено было следующим образом.

К одной из двух мачт портала внизу, в горизонтальном положении, при помощи монтажного шарнира прикреп-

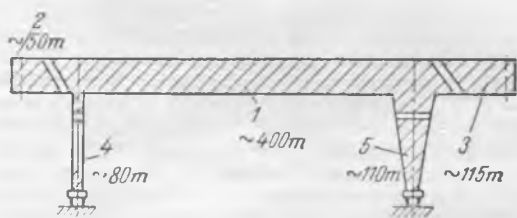
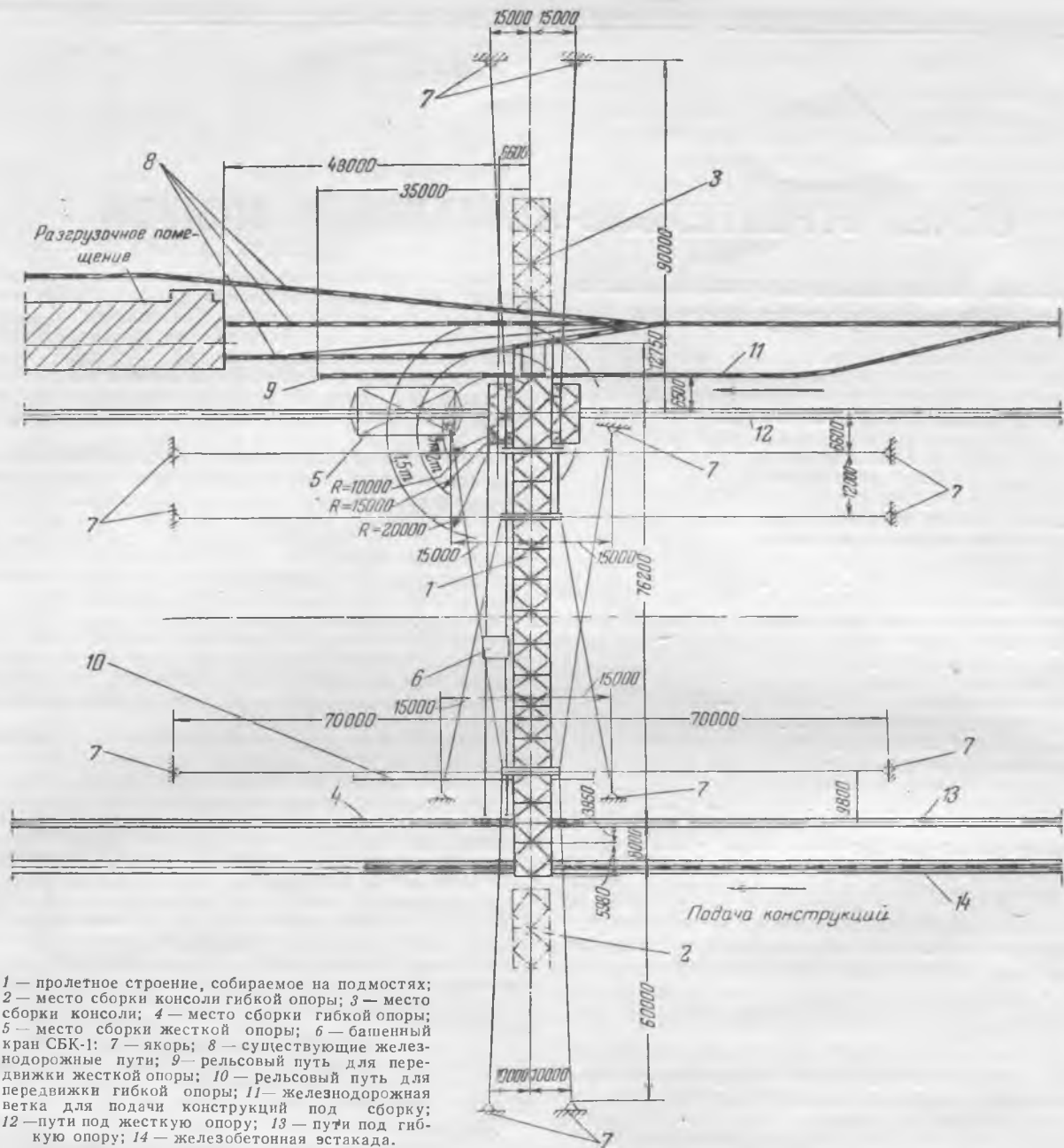


Рис. 1. Схема членения крана на блоки.

1 — пролетное строение крана; 2 — консоль гибкой опоры; 3 — консоль жесткой опоры; 4 — металлоконструкция гибкой опоры; 5 — металлоконструкция жесткой опоры.



1 — пролетное строение, собираемое на подмостях; 2 — место сборки консоли гибкой опоры; 3 — место сборки консоли; 4 — место сборки гибкой опоры; 5 — место сборки жесткой опоры; 6 — башенный кран СБК-1; 7 — якорь; 8 — существующие железнодорожные пути; 9 — рельсовый путь для передвижки жесткой опоры; 10 — рельсовый путь для передвижки гибкой опоры; 11 — железнодорожная ветка для подачи конструкций под сборку; 12 — пути под жесткую опору; 13 — пути под гибкую опору; 14 — железобетонная эстакада.

Рис. 2. План монтажной площадки.

лялся ригель. После того как поднятые мачты (одна с ригелем, другая без ригеля) были расчалены, ригель, висевший на одной мачте, путем вращения на монтажном шарнире приводился в горизонтальное положение и опирался на головы как одной, так и другой мачт. Для этого на голове каждой мачты были установлены еще до подъема специальные порталчики, к которым подвешивался одно-рольный блок с подъемным тросом.

Поскольку монтаж фермоподъемника необходимо было производить последовательно, так как четыре расчалки каждой мачты не дают возможности одновременно поднимать вторую мачту, а также потому, что на площадке угольного склада работы производились как строителями, так и эксплуатационным персоналом (по разгрузке угля), на монтаж каждой мачты требовалось 7—10 дней. Все работы по монтажу фермоподъемника (устройство якорей, оснований под подъемные лебедки и мачты, подъем мачт, монтаж такелажа и запасовка всех полиспастов) заняли 2,5 мес., в течение которых было затрачено около 2000 чел.-дней.

Конструкция фермоподъемника, его расположение в плане и схема подъема пролетного строения показаны на рис. 3.

По условиям поставки такелажа и троса заводами-изготовителями все работы по подготовке фермоподъемника

к подъему пролетного строения были завершены к концу ноября, когда морозы доходили до $-30 \div -35^\circ \text{C}$. В первых числах декабря температура поднялась до $-18 \div -20^\circ \text{C}$, и было решено приступить к подъему.

Согласно предписанию об испытании такелажа перед подъемом при помощи электротензометров было произведено опробование ригелей порталов, балансирных балок и троса.

При испытании пролетное строение неоднократно отрывалось от подмостей. Несмотря на низкую температуру, результаты оказались удовлетворительными. Пролетное строение было поднято в проектное положение при температуре -18°C . Подъем длился 8 час., и пролетное строение весом 400 т без каких-либо осложнений было поднято на высоту 25 м. За это же время под мост были подведены гибкая и жесткая опоры. Посадка на опоры и стыковка пролетного строения с опорами заняли 48 час. На рис. 4 показан подъем консолей гибкой (блока 2) и жесткой (блока 3) опор.

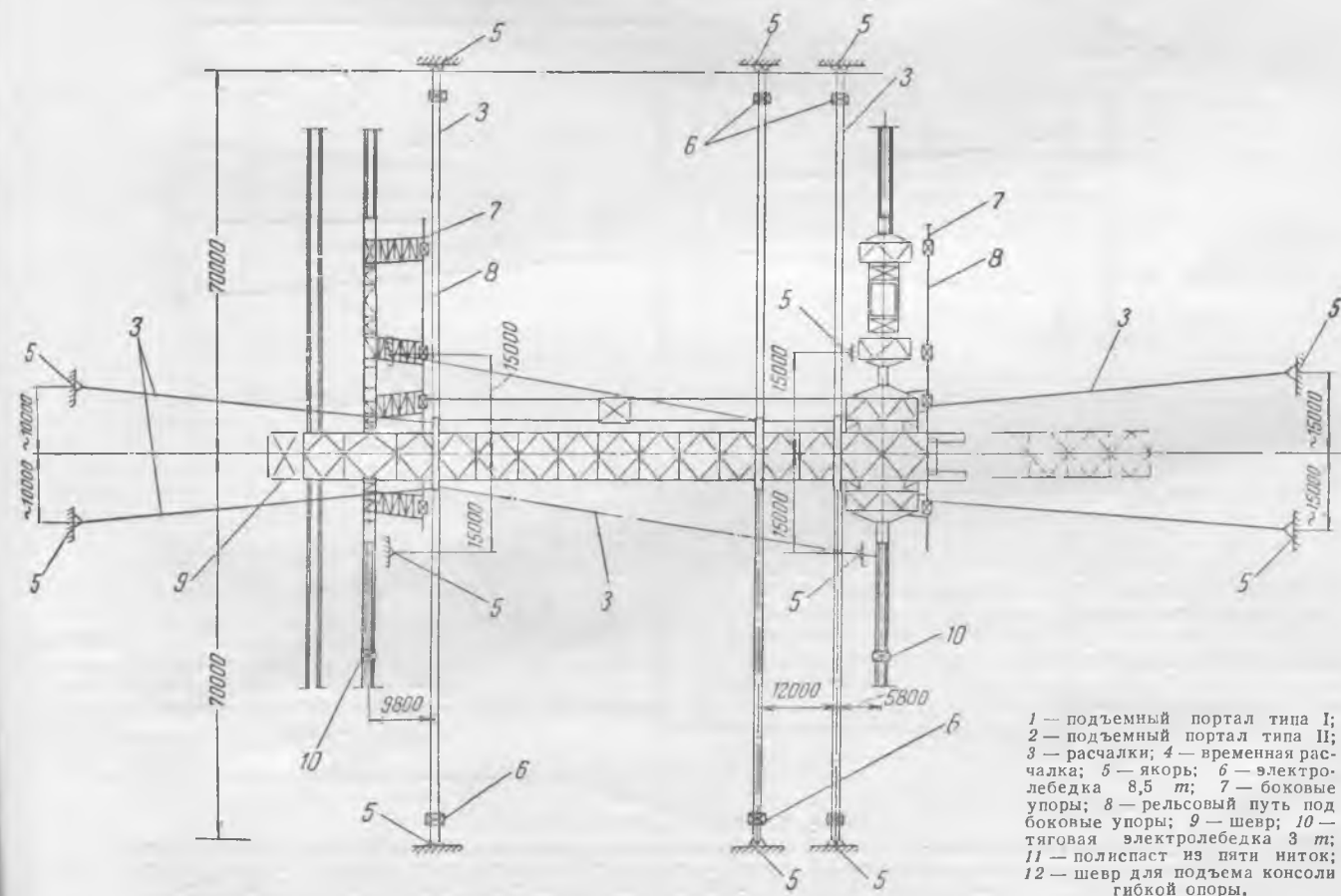
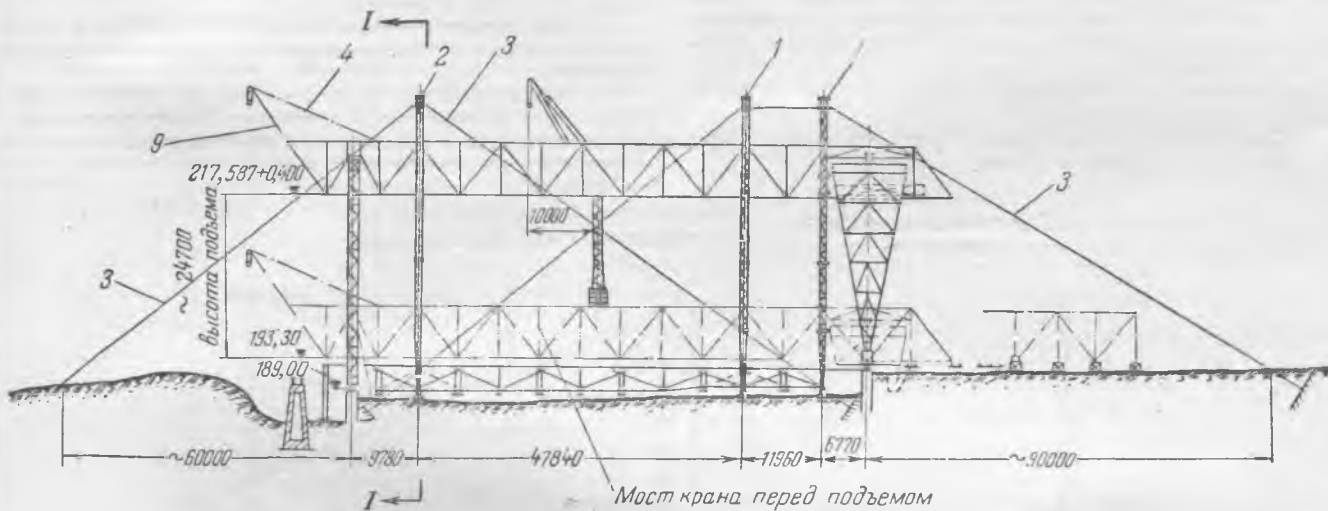
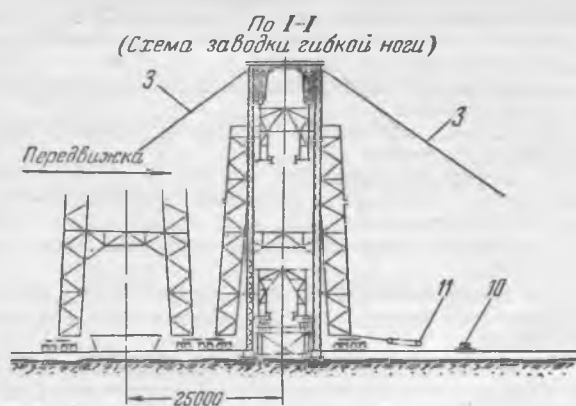
Подъем блока 2 при помощи шевра грузоподъемностью 50 т никаких затруднений не встретил и длился в продолжении 4 час. Стыковка консоли с пролетным строением заняла 32 часа.

Подъем блока 3 проектом организации работ предусмотрен был одним порталом, который демонтируется у гибкой опоры и вновь монтируется для подъема блока 3 у жесткой опоры.

Демонтаж портала, его подача под консоль и монтаж на новом месте заняли 1 мес. Так как операции демонтажа, транспортировки и монтажа на новом месте идут только последовательно, использовать большое количество рабочих не представляется возможным. Затрата рабочей силы определена в 500 чел-дней.

Вес консоли жесткой опоры, равный около 68 т, не отвечает грузоподъемности портала (160 т). Кроме того, сам подъемный портал с такелажом весит 80 т. Поэтому было решено установить на консоли раму тележки с редукторами, скатами и другими деталями и довести вес блока до 115 т.

Как видно из рис. 4, консоль жесткой опоры собиралась в стороне, за железнодорожными путями разгрузочного сарая. Там же был установлен подъемный портал.



- 1 — подъемный портал типа I;
- 2 — подъемный портал типа II;
- 3 — расчалка; 4 — временная расчалка;
- 5 — якорь; 6 — электролебедка 8,5 т; 7 — боковые упоры; 8 — рельсовый путь под боковые упоры; 9 — шевр; 10 — тяговая электролебедка 3 т;
- 11 — полиспаст из пяти ниток;
- 12 — шевр для подъема консоли гибкой опоры.

Рис. 3. Схема подъема моста крана.

Консоль была собрана на расстоянии ~ 12 м от своего проектного положения, поэтому до подъема консоли на 25 м вверх ее нужно было сдвинуть на эти 12 м до сопряжения с пролетным строением. Эта операция была осуществлена в четыре приема:

1. Портал, наклоненный в сторону лежащей консоли, поднял ее на высоту 1,5 м.

2. Портал из наклонного положения в сторону лежащей консоли был повернут в наклонное положение в сторону пролетного строения.

3. Консоль была поднята по вертикали выше проекта на 0,5 м.

4. Путем манипуляций полиспастами вант и грузовыми полиспастами консоль наведена была в стык с пролетным строением.

Подъем консоли жесткой опоры производился двумя спаренными полиспастами, каждый из которых был запасован одним тросом длиной 1200 м. Каждый спаренный полиспаст состоял из 16 ниток. Чтобы улучшить работу этих полиспастов, каждый конец троса был запасован на отдельную лебедку, что привело фактически к работе четырех отдельных полиспастов, ходовые нитки которых двигались с одинаковой скоростью, поскольку тяговые лебедки были все одной конструкции и одной грузоподъемности (8,5 т).

Подъем блока 3 продолжался 6 час., стыковка консоли с пролетным строением — 48 час.

Кроме подъема пяти крупных блоков, интерес представляет подъем кабины грейферной тележки, где сосредоточено все управление краном.

Вес кабины вместе с электрооборудованием (один агрегат «Леонардо» весит 14 т) составлял 30 т. Поскольку кабина была полностью смонтирована внизу, а каркас кабины представлял собой недостаточно жесткую конструкцию, подъем кабины вверх на 25 м потребовал принятия мер предосторожности.

Были изготовлены специальные жесткие хомуты, охватывавшие кабину с двух сторон, и двумя полиспастами, прикрепленными к этим хомутам, кабина без всяких осложнений была поднята и подвешена к тележке.

Выводы

Анализируя опыт монтажа крана-перегрузателя при помощи фермоподъемника, можно прийти к следующему:

1. Трудность монтажа крана-перегрузателя заключается в сложности монтажа самого фермоподъемника, который в комплекте весит 200 т.

2. Сам подъем крупных блоков при тщательной и технически грамотной подготовке никаких трудностей не представляет.

3. Подъем консоли жесткой опоры при помощи фермоподъемника не может быть оправдан, ибо для этого приходится монтировать такелажных приспособлений по весу и сложности больше, чем конструкций самой консоли.

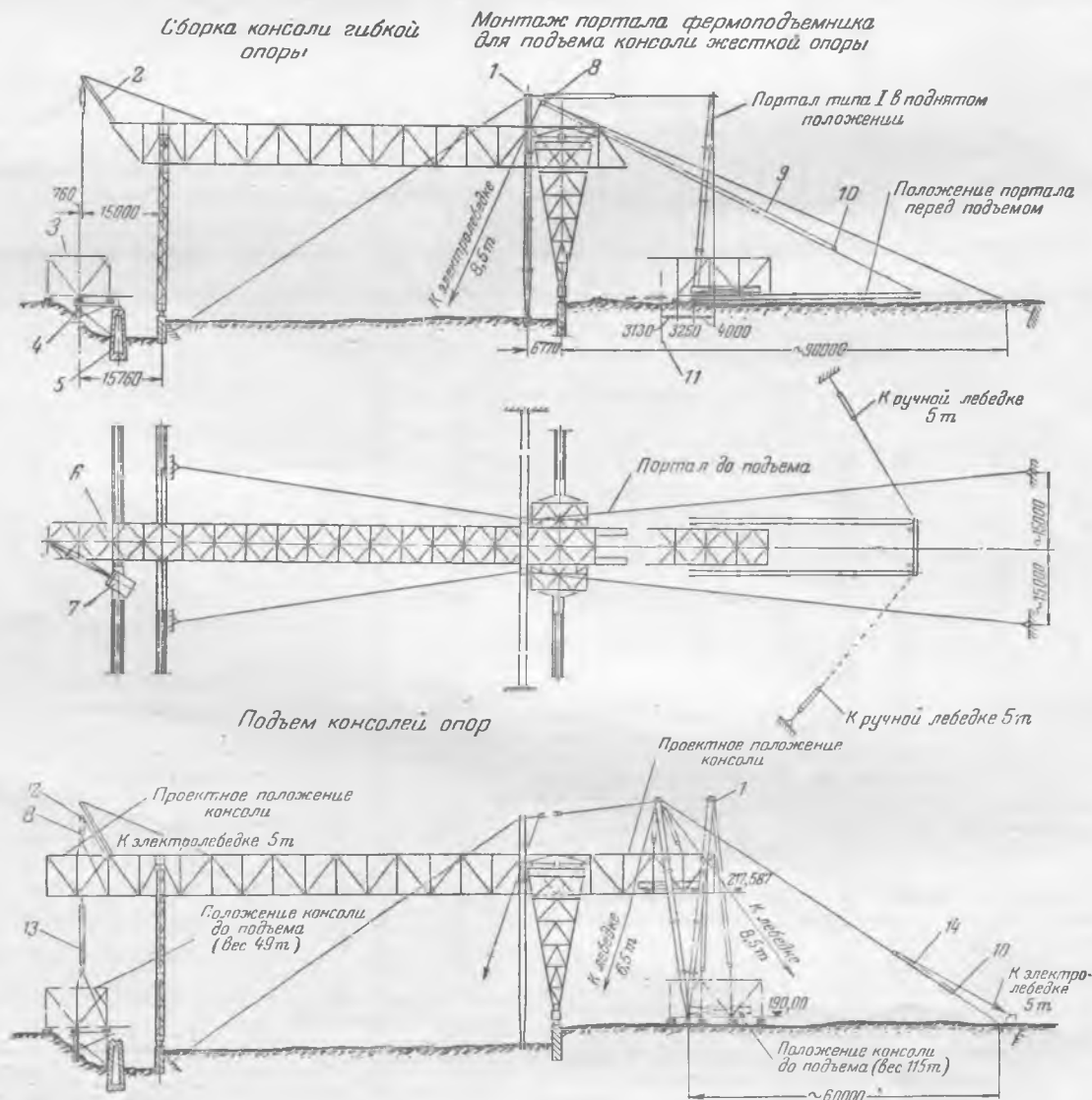


Рис. 4. Схемы подъема консолей.

1 — подъемный портал типа I; 2 — шевр для подъема консоли; 3 — временная монтажная связь — два тавра № 12; 4 — подмости для сборки консоли гибкой опоры; 5 — железобетонная разгрузочная эстакада; 6 — шевр (условно не показан); 7 — железнодорожный кран; 8 — трехрольный блок; 9 — два полиспаста по 20 т; 10 — двухрольный блок; 11 — ось обходного железнодорожного пути; 12 — четырехрольный блок; 13 — два полиспаста по 25 т (по семь ниток); 14 — два полиспаста по 15 т (по четыре нитки).

Кроме того, следует отметить, что если на монтажной площадке, предназначенной для монтажа крана-перегрузачеля, нет железнодорожных путей, пересекающих продольную ось крана, сборка консолей как гибкой, так и жесткой опор несколько упрощается, но трудоемкость по монтажу портала остается такой же. Поэтому при всех условиях нет никакого смысла вести монтаж консоли жесткой опоры при помощи фермоподъемника; монтаж следует производить навесной сборкой.

Если же при помощи фермоподъемника осуществлять только подъем пролетного строения, то целесообразно поднять пролетное строение с обеими консолями, с собранной грейферной тележкой и другими деталями крана, расположенными внутри пролетного строения. В этом случае вес поднимаемого блока приблизится к 600—650 т.

Инж. Л. Я. Альтерман

О количестве расчалок для мачтовых кранов

По существующему положению мачтовый кран большой грузоподъемности (типа Г-образного 25/15) расчалывается шестью расчалками. Между тем анализ этого положения показывает, что при закреплении крана четырьмя расчалками, кроме прямой экономии в тросе, в материалах для якорей и соответственно в рабочей силе, расчалки работают в более благоприятных условиях, чем при шести расчалках.

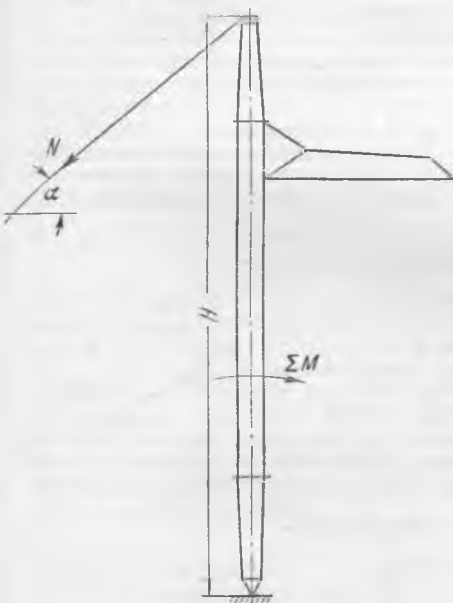


Рис. 1.

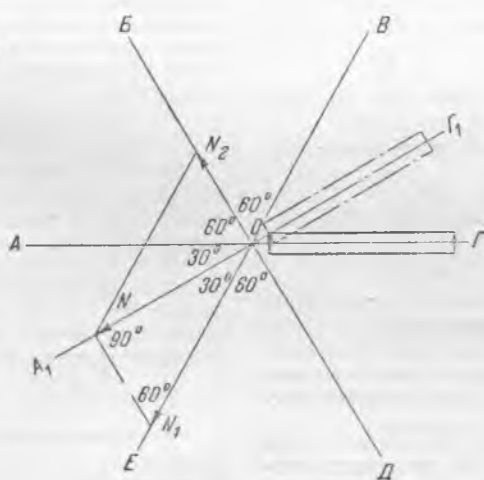


Рис. 2.

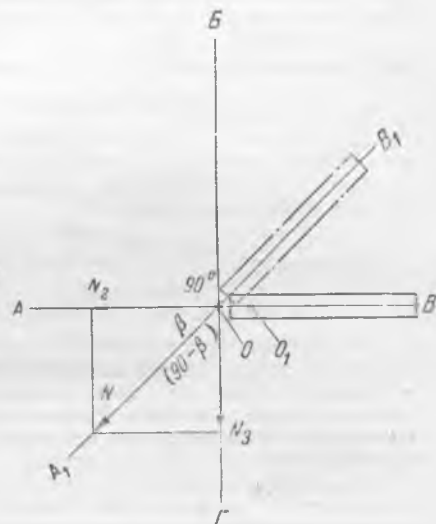


Рис. 3.

Не следует также забывать о значительном облегчении условий размещения якорей расчалок на территории строительства вследствие сокращения их числа.

Обычно при определении нагрузок на расчалки принимают, что воспринимает их только одна расчалка, причем величина нагрузки определяется (рис. 1) по формуле

$$N = \frac{\Sigma M}{H \cdot \cos \alpha} \text{ кг},$$

где ΣM — сумма опрокидывающих моментов, кгм;

H — высота ствола крана от пяты до расчалочного диска;

$\cos \alpha$ — косинус угла, образуемого направлением расчалки и линией горизонта.

Справедливость этого расчета остается в силе, когда хобот крана расположен на направлении А—Г и расчалка А натянута сильнее других (рис. 2).

В том же случае, если одна из расчалок, расположенных в противоположном хоботу секторе, слабо натянута, нагрузка, естественно, передается на ближайшие, более натяннутые расчалки. Когда хобот крана расположен на направлении А₁—Г₁, совпадающем с биссектрисой угла ВОГ, и расчалка А ослаблена, на расчалку Е приходится нагрузка

$$N_1 = \frac{N}{\cos 30^\circ} = 1,15N \text{ кг}.$$

Таким образом, одна из расчалок крана перегружается на 15% против расчета.

Другая картина наблюдается при четырех накрест расположенных расчалках (рис. 3).

При положении хобота крана на направлении А—В и слабо натянутой расчалке А вершина крана свободно отклоняется в направлении В, вследствие чего расчалка А принимает на себя расчетную нагрузку.

Отклонение оголовка мачты из положения О в положение О₁ может доходить до 0,6 м, не вызывая опасной перегрузки расчалок Б и Г. В этом можно убедиться, вычислив разность длин расчалки до и после отклонения оголовка, которая не превышает 1—2 см.

Удлинение расчалки на 1—2 см осуществляется за счет незначительного уменьшения нормального провисания тро-

са; следовательно, нагрузка на расчалку увеличится незначительно по сравнению с первоначальным натяжением.

Что же касается нагрузки на расчалки А и Г при положении хобота на направлении А₁—В₁, то на каждую из них приходится

$$N_2 = N \cos \beta \leq N \text{ кг};$$

$$N_3 = N \cos (90 - \beta) \leq N \text{ кг}.$$

При четырех расчалках другого распределения нагрузок быть не может, так как всегда в секторе, противоположном расположению хобота, имеются одна или две расчалки, которые автоматически натягиваются до восприятия соответствующих нагрузок.

Инж. И. И. Бендерский
и инж. З. А. Сапожников



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Ангренский бурый уголь

Ангренский уголь, добыча которого была начата в годы Великой Отечественной войны, находит все большее применение в народном хозяйстве Узбекистана и других среднеазиатских республик.

Благодаря мощным запасам и открытому способу добычи ангренинский уголь стал наиболее перспективным по добыче среди других среднеазиатских углей.

В настоящее время ангренинский уголь добывается в шахте и на разрезе. Около 30% добываемого угля рассортировывается на два класса с размером кусков: > 50 мм и < 50 мм.

Ангренский уголь характеризуется буро-черным цветом и малой плотностью. Очень редко встречаются многозольные образования серовато-черного цвета, переходящие в углистые сланцы. Небольшую часть составляют полудлестящие угли плотного сложения с повышенной зольностью и сажистый уголь рыхлого землистого сложения. В угле встречаются гнезда и прослойки колчедана, что увеличивает содержание в нем серы. Уголь не прочен и при высыхании на открытом воздухе легко распадается в мелочь. Пористость ангренинского угля колеблется в пределах от 15 до 35%, удельный вес — в пределах от 1,5 до 1,7, объемный вес — от 1,0 до 1,4 и насыпной вес — от 0,80 до 0,90.

Влажность

Характерной особенностью ангренинского угля является значительная рабочая влажность, достигающая 40%.

Согласно ГОСТ 1308-52 ангренинский уголь имеет следующие нормы влажности:

	W ^P средняя, %	W ^P предельная, %
Шахта	31,0	34,0
Разрез	37,5	40,0

Уголь легко теряет влагу. Согласно опытам Среднеазиатского политехнического института при солнечной сушке в течение 6—8 час. влажность ангренинского угля снижается примерно вдвое. Влажное топливо трудно раскалывается, но подсыхающий уголь уже на третий день начинает растрескиваться во всех направлениях.

При рабочей влажности до 31% уголь полностью сохраняет свою сыпучесть. При большей же влажности происходит налипание угля, замазывание дробилок и пересыпных рукавов, а также зависание угля в бункерах.

Учитывая, что в товарном угле более мелкие куски угля имеют более высокую влажность, следует полагать, что при добыче угля происходит дополнительное его увлажнение в мокрых выработках. Таким образом, основным мероприятием по подсушке угля является осушение выработок, являющееся, по видимому, вполне возможным, если учесть, что уголь, добываемый в шахте, значительно менее влажен, чем добываемый в разрезе.

Изменение качества горючей массы ангренинских углей по мере развития их добычи

Источник данных о качестве угля	C ² , %	H ² , %	N ² , %	O ² , %	V ² , %	Q _d ² , ккал/кг
Нормы расчета котлоагрегата (составлены ВТИ в 1944 г.)	74,0	3,8	0,9	18,4	40,0	6 625
Справочник машиностроителя, т. I, Машгиз, 1950 г. (данные ВТИ)	75,0	3,9	0,9	18,3	37,0	6 750
Характеристики горючей массы (рекомендуемые авторами, 1953 г.)						
для шахты	76,0	3,8	0,9	16,4	—	6 930
для разреза	77,5	3,8	0,9	14,9	—	7 090

Зольность

В первые годы эксплуатации Ангренинского месторождения добыча угля производилась из пласта «Подвержного», а также попутно при проходке шахт. Зольность товарного угля в этот период была высокой и достигала 35% и более. В дальнейшем разработка пласта «Подвержного» была прекращена, и шахта и разрез разрабатывали только малозольный пласт «Мощный».

Соответствующий этому периоду ГОСТ 1308-52 регламентировал следующую зольность ангренинского угля:

	A ^c средняя, %	A ^c предельная, %
Шахта	17,2	19,7
Разрез	12,3	14,8

В дальнейшем можно ожидать повышения зольности ангренинского угля, так как вводится новый сорт угля под названием «Техкомплекс», состоящий из смеси зольного угля пласта «Подвержного» и малозольного «Мощного» пласта. В будущем предполагается разработка более зольных участков пласта «Мощного». По данным Ленгипромшахт при обогащении угля с пласта и «Подвержного» зольность его снижается с 40 до 15%, но выход малозольного концентрата незначителен (20—28%). Необходима разработка более эффективного способа обогащения угля пласта «Подвержного».

Горючая масса

По мере развития добычи угля на Ангрениском месторождении изменяться и другие показатели качества ангренинского угля, в частности его горючая масса, что можно видеть из приводимой здесь таблицы.

Как видно из этой таблицы, в результате отработки участков с окисленными углями на выходах пластов и перехода на добычу менее зольных углей качество горючей массы ангренинских углей улучшается, в частности теплота сгорания горючей массы увеличивается на 400—450 ккал/кг.

Хранение

Распространенное мнение о невозможности хранения ангренинского угля в связи с легкой его самовозгораемостью не соответствует данным практики.

Опыт Ташкентской тэц показывает возможность хранения ангренинского угля в открытых крупных штабелях. Аналогичный опыт имеется и у других организаций при хранении малых (до 3 000 т) количеств этого угля в ямах.

Для хранения в открытых больших штабелях лучше применять рядовой уголь, уплотняя катками каждый полуметровый слой его. Нижнюю часть откосов для устранения самовозгорания рекомендуется засыпать землей или угольной мелочью слоем 20—30 мм.

Целесообразно закладывать штабели перед осенне-зимними дождями. Дождевые воды смывают мелкие частицы угля, которые заполняют поры и создают на поверхности штабеля плотную корку. В дальнейшем дождевая вода скатывается по плотным откосам штабеля. Промокание угля в штабеле обычно бывает на глубину не более 250 мм. Штабель, спокойно простоявший зиму, никогда не загорается летом.

С жигание

Ангреский уголь наиболее эффективно можно сжигать в шахтно-мельничных топках, тепловое напряжение которых должно быть в пределах 110—140 тыс. ккал/м³ час. Оптимальная толщина помола (R_{88}) рекомендуется в пределах 55—60%. При влажности не более 31% и зольности до 16% транспорт угля, его размол и сушка, зажигание и горение осуществляются нормально. При более высокой зольности резко увеличивается расход металла на билы.

Опыты по сжиганию ангреского угля в шахтно-мельничных топках производились ВТИ в 1941 и 1946 гг. и Оргрессом в 1952 г. Результаты этих испытаний могут быть рекомендованы для использования, так как они полностью подтверждены опытом эксплуатации.

Согласно данным Ташкентского института инженеров транспорта в топках малоомощных котлов рекомендуется принимать тепловое напряжение ручной плоской колосниковой решетки 700—900 тыс. ккал/м² час. Тепловое напряжение топочного объема — 225—250 тыс. ккал/м³ час; давление воздуха под решеткой 30 мм вод. ст. и толщина слоя топлива 250 ÷ 300 мм.

Инж. Г. В. Иванов, инж. Д. В. Иванов
и инж. Н. С. Коломейцев

ОТ РЕДАКЦИИ

Впредь до дальнейшего уточнения качественных характеристик ангреского угля можно рекомендовать пользоваться следующими данными (по последним материалам ВТИ):

$W_{\text{средн}}^p$	35,0%	N^2	0,7%
$W_{\text{предельн}}^p$	40,0%	O^2	15,5%
$A_{\text{средн}}^c$	17,0%	V^2	34,0%
$A_{\text{предельн}}^c$	25,0%	Q_6^2	7 050 ккал/кг
$S_{\text{об}}^c$	2,3%	Q_n^2	6 780 ккал/кг
S_a^c	0,1%	$Q_{n, \text{средн}}^p$	3 450 ккал/кг
S_n^2	1,1%	$K_{\text{ло}}$	1,9
S_x^2	1,3%	Плавокость золы	
$S_{\text{ор}}^2$	1,3%	t_1	1 120° С (1 040—1 240° С)
C^2	77,5%	t_2	1 210° С (1 100—1 360° С)
H^2	3,7%	t_3	1 240° С (1 190—1 375° С)

Регуляторы уровня в конденсаторе турбины

На одной электростанции с начала 1953 г. на трех турбинах типа АК-25 и одной АП-25 для поддержания уровня конденсата в конденсаторе установлены простейшие регуляторы уровня прямого действия поплавкового типа, выпускаемые Барнаульским котельным заводом для применения на деаэраторах (рис. 1). Регулятор уровня имеет следующую характеристику: $D_y = 150$ мм; $p_y = 6$ кг/см²; клапан двухседельчатый с диаметрами 85 и 83 мм и ходом 15 мм.

После установки регулятора уровня на первой турбине и эксплуатации его в течение 2—3 недель выяснилось, что уплотнение валика, выполненное посредством резиновых манжет, недостаточно плотно, вследствие чего имелись подсосы воздуха в сальниках. Увеличение затяжки сальниковых уплотнений не давало повышения плотности, а лишь увеличивало нечувствительность регулятора. Для устранения

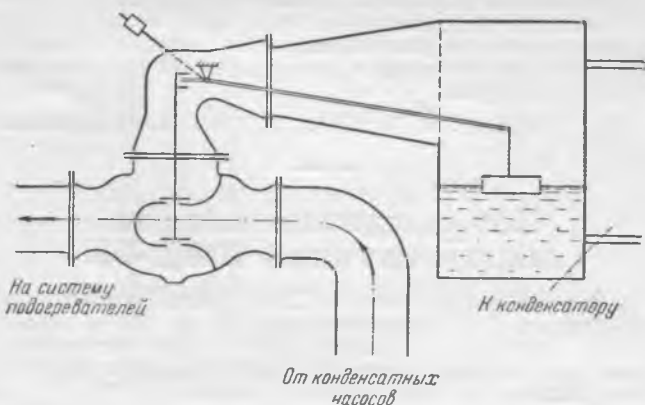


Рис. 1. Компоновка регулятора.

указанного недостатка в работе уплотнений они были переделаны (рис. 2) следующим образом: растачивался корпус (углублялись гнезда для уплотнительных манжет), резиновые манжеты надевались на валик разрезом наружу и под буртик манжет подкладывались металлические кольца тол-

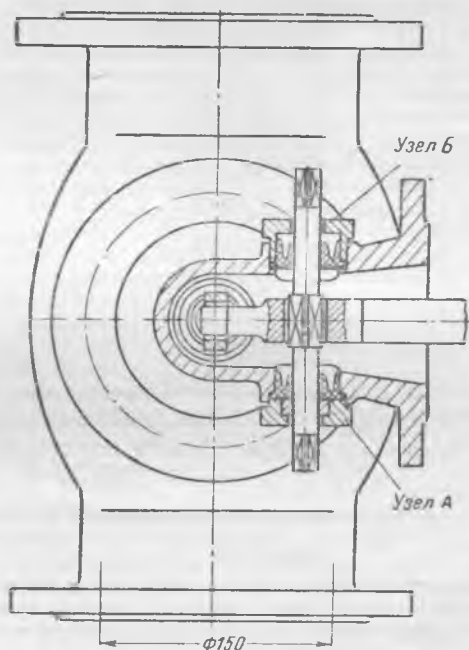


Рис. 2. Уплотнения регулятора до переделки (узел А) и после переделки (узел Б).

щиной около 1,5 мм; изготовлены были новые нажимные тулочки с удлиненными буртиками, прижимающими манжеты к корпусу.

Годичный опыт эксплуатации этих регуляторов показал, что они работают безотказно с коэффициентом использования 1,0 и поддерживают уровень в пределах ± 50 мм вод. ст.; заедания и подсосы отсутствуют.

В регулирование работы конденсатных насосов помощник машиниста совершенно не вмешивается, но рабочее место это не ликвидировано, так как не закончена автоматизация ряда других агрегатов, обслуживаемых помощником машиниста.

Для повышения чувствительности регулятора целесообразно несколько увеличить диаметр поплавка, который по чертежам завода-изготовителя выполняется диаметром 300 мм из бетона в жестяной рубашке. Следует улучшить конструкцию поплавка, так как его рубашка из черной жести толщиной 0,8—1,0 мм сильно корродируется.

Регулирующий клапан имеет обводную линию с задвижкой и отключающие задвижки с двух сторон; имеются также отключающие задвижки на трубах, соединяющих бачок поплавка с конденсатором, что дает возможность отключать регулятор и осматривать его при работе турбины.

Описанные регуляторы просты по конструкции, а также в монтаже и обслуживании и могут быть с указанными выше переделками рекомендованы как наиболее простой и надежный тип регуляторов для поддержания уровня в конденсаторах турбин.

Инж. Н. А. Горбунов и инж. М. И. Дзалаев

Повреждение вводов выключателей ВМД-35

В одной энергосистеме в 1952 г. были получены три выключателя ВМД-35 напряжением 35 кв, 600 а завода «Уралэлектроаппарат» выпуска 1951 г. Два выключателя были установлены и включены в эксплуатацию в 1952 г. и один выключатель был оставлен в резерве.

В июле 1953 г. при капитальном ремонте оборудования подстанции на одном из установленных выключателей были обнаружены на обоих вводах средней фазы и на правом крайнем вводе со стороны привода вертикальные трещины фарфоровой рубашки изоляторов. Трещины проходили от нижнего фланца изолятора вверх до 4-й юбки (см. рисунок). В этот же день на другой подстанции при



осмотре оборудования дежурным персоналом были обнаружены трещины на фарфоре другого выключателя этой же партии на среднем и левом крайнем вводах со стороны привода.

Это обстоятельство заставило осмотреть и третий выключатель, находящийся в резерве. При осмотре оказалось, что у этого выключателя, хотя и не бывшего в эксплуатации, также появилась трещина на рубашке изолятора крайней правой фазы (дальней) со стороны привода, причем характер трещины, аналогичный трещинам вводов первых двух выключателей.

За период с момента включения в эксплуатацию и до июля 1953 г. первые два выключателя были загружены в пределах 20—40% их номинального тока.

После снятия и обследования вводов было установлено следующее.

1. Трещины — сквозные по всей толщине фарфора.
2. Первоначально трещины имели не сквозной характер, а только на половину толщины фарфора. Это подтверждено тем, что при расколе фарфора скол имел следы просочившейся внутрь трещины мастики, не доходившей до наружной поверхности.

Вследствие выхода из строя большого количества вводов масляных выключателей выпуска 1951 г. были сделаны рентгеновские снимки вводов, не имеющих наружных видимых повреждений фарфора. На полученных снимках были обнаружены темные полосы в теле фарфора рубашки, причем полосы начинались с внутренней стороны фарфора и не выходили на внешнюю его поверхность. После раскола этих вводов были обнаружены трещины с проникшей внутрь заливочной массой.

Находившиеся в эксплуатации первые два выключателя проходили профилактические испытания в мае 1953 г., результаты которых по измерению $\text{tg} \delta$, токов утечки и по испытанию повышенным напряжением не выходили из норм, установленных директивными указаниями Министерства. Поверхность мастики у головок изоляторов не имела трещин и следов отслоения. Поверх мастики у головок

имеется свободное пространство, дающее возможность мастике расширяться без давления. После удаления с ввода поврежденной фарфоровой рубашки оказалось, что армирующая масса, имеющая в своем составе цемент, заполняет не только пространство между фарфором и фланцем, но и пространство между фарфоровой рубашкой и бакелитом ввода, причем высота этого слоя достигает уровня у разных вводов от 2 до 12 см, т. е. до уровня первой юбки фарфора.

В период выхода из строя вводов выключателей температура наружного воздуха колебалась в пределах от $+35^\circ$ днем до $+14^\circ$ С ночью.

На основании проведенных анализов поврежденных вводов выключателей можно сделать предположение, что вводы имели заводской дефект — внутренние трещины фарфора, которые образовались до заливки ввода мастикой, так как мастика могла проникнуть только в расплавленном состоянии. Внутренние трещины в результате неправильной армировки при резком изменении температуры перешли в сквозные и были обнаружены на некоторых вводах в июле 1953 г.

Инж. В. М. Благоняев

ОТ РЕДАКЦИИ

Случаи выпуска недоброкачественной продукции заводом «Уралэлектроаппарат» имели место неоднократно. Главэнергопрому МЭП необходимо принять меры к улучшению контроля за качеством продукции, выпускаемой этим заводом.

Самопогашение дуги в трансформаторе

На одной электростанции произошло повреждение трехфазного трехобмоточного трансформатора МТЗ ТЦТНГ-40500/110 40,5 тыс. кв, $110 \pm 5 \times 2,5\%$ ($10,5 \pm 5\%$), 6,6 кв (соединение звезда — треугольник — треугольник) с принудительной циркуляцией масла. Трансформатор был смонтирован в 1949 г.

Для охлаждения масла был использован спирально-воздушный охладитель, взятый с импортного трансформатора. Воздухоотделитель в схеме циркуляции не был предусмотрен ни заводом, ни проектной организацией.

Трансформатор оборудован дифференциальной отсечкой, максимальной и газовой защитами. Однако вследствие систематического выделения воздуха из трансформатора газовое реле было включено только на сигнал.

При осмотре трансформатора с выемкой сердечника после монтажа никаких ненормальностей или загрязнений выемной части и кожуха не было обнаружено. Циркуляционная система была при монтаже промыта маслом, прогоняемым с помощью фильтрпресса малой производительности.

С момента установки трансформатор капитального ремонта не проходил. В процессе эксплуатации наблюдалось быстрое окисление масла. Других ненормальностей с маслом не наблюдалось.

Для поддержания нормальной кислотности масла в систему его циркуляции периодически включался адсорбер по схеме рис. 1. По этой же схеме циркуляции масла трансформатор работал и перед повреждением.

Профилактические измерения тангенса угла диэлектрических потерь и токов утечки обмоток, произведенные во время эксплуатации трансформатора в 1952 г., не указывали на повреждения, засоренность или какие-либо неисправности обмоток (при 30° С — $\text{tg} \delta$ обмоток: 110 кв — 0,8%; 10 кв — 0,8%; 6 кв — 0,1%; ток утечки обмоток: 110 кв при 40 кв — 63 мка; 10 кв при 10 кв — 28 мка и 6 кв при 10 кв — 25 мка).

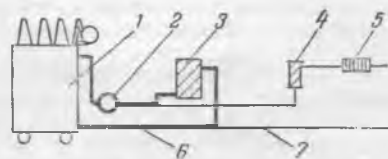


Рис. 1. Схема циркуляции масла трансформатора.

1 — трансформатор; 2 — маслонасос; 3 — маслоохладитель; 4 — адсорбер; 5 — фильтрпресс (без насоса); 6 — основной маслопровод; 7 — маслопровод очистки.

Перед повреждением обмотка 6 кв трансформатора была включена на шины электростанции, от которой питались кабельная сеть и нагрузка собственных нужд; обмотка 10 кв через шины электростанции также питала кабельную сеть (обмотка 110 кв была связана с сетью мощной энергосистемы четырьмя линиями электропередачи).

Повреждению трансформатора предшествовали выделение воздуха из кожуха и работа газового реле на сигнал в течение двух дней.

При работе трансформатора по описанной выше схеме во время вхождения электростанции в вечерний максимум нагрузки в ноябре 1953 г. дежурным персоналом был услышан глухой удар со стороны открытого распределительного устройства и одновременно был получен сигнал от газовой защиты трансформатора. Толчков напряжения или колебания нагрузки на электростанции, а также в энергосистеме замечено не было; ни одна из защит в действие не пришла и не работали также автоматические осциллографы на близлежащих точках системы.

Дежурный персонал при осмотре трансформатора обнаружил повреждение вводов 110 кв, через разрушенный фарфор которых вытекало масло. Мембрана выхлопной трубы была выбита и через нее произошел выброс масла. В таком состоянии трансформатор в течение 13 мин. оставался в работе, неся нагрузку. В газовом реле был обнаружен бесцветный горючий газ.

Измерения омических сопротивлений и коэффициентов трансформации на всех положениях переключателя не указывали на внутреннее повреждение. Были измерены также потери холостого хода по методу Ашрятова, которые соответствовали заводским данным.

Осмотром сердечника через люк кожуха повреждение не было обнаружено вследствие малых расстояний между сердечником и стенками бака.

После же выемки сердечника и детального осмотра его было обнаружено следующее:

1. Следы трехфазного короткого замыкания на голых шинных отводах 6 кв в самой их низкой точке — в узле сопряжения концов *x, y, z* обмоток с вертикальными шинами, подходящими к выводам на крышке трансформатора (рис. 2, а). При этом деревянная планка, крепящая эти шины, была сломана. Замыкание, таким образом, произошло на шинах к выводам 6 кв трансформатора (рис. 2, б) в масле.

Оплавления на шинах оказались незначительными — площадью до 15×8 мм и глубиной до 1 мм.

Расчетные значения тока и мощности короткого замыкания в данной точке системы составляют соответственно 21 ка и 2,3 млн. квт.

2. Большое количество отложений на горизонтальных плоскостях креплений, магнитопровода, обмоток и конструкций.

В отложениях обнаружено до 70% железистых соединений (окалина, ржавчина) в виде мельчайших крупинок и чешуек, которые легко и прочно притягиваются постоянным магнитом. На дне бака было собрано около 5 кг отложений, большая часть которых находилась около входного отверстия напорного маслопровода. Среди отложений на дне бака было также и много крупных частиц монтажно-строительного мусора: огарков электродов, лепешек от капель сварки, гравия, кусков резины и т. п.

Происхождение отложений с большим количеством железистых частиц точно не установлено, но есть все основания считать, что они были занесены в трансформатор из маслопроводов, плохо очищенных перед включением его в работу прокачиванием масла фильтрпресом небольшой производительности. Безусловно, что подобный способ очистки маслопроводов, из-за незначительной скорости движения масла, не может дать должного результата. Кроме того, такие отложения могли образоваться и за счет коррозии системы охлаждения, которая имела постоянный подсос воздуха.

3. Вспучивание бака и отрыв по сварке наружного ребра жесткости на длине до 80 мм против короткого замыкания внутри бака.

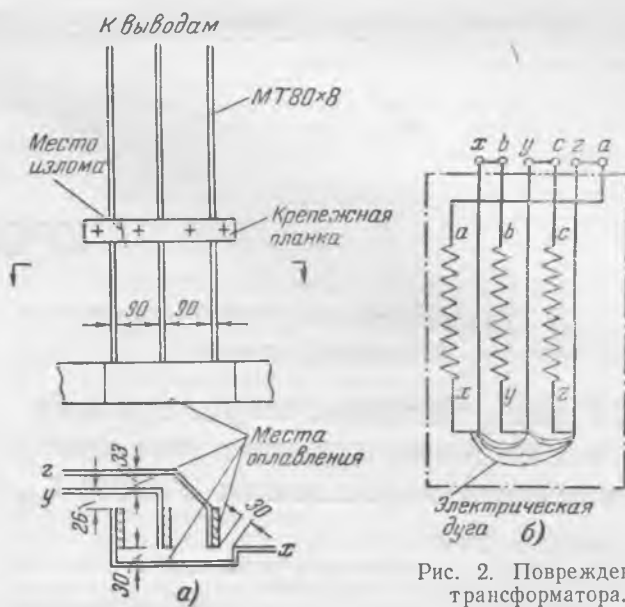


Рис. 2. Повреждение трансформатора.

Анализ масла после повреждения показал снижение температуры его вспышки на 4°C против температуры вспышки до повреждения (со 146° до 142°C).

Причиной перекрытия на шинных отводах внутри трансформатора, по всей вероятности, послужил заброс воздушного пузыря или воздушно-масляной эмульсии на узел голых отводов из маслонапорной трубы, расположенной в непосредственной близости от трансформатора. При незначительных междофазовых расстояниях (26—33 мм) этого узла в воздушном пузыре и возникло перекрытие. Вероятно также, что перекрытию способствовали и железистые отложения на частях сердечника, которые могли попасть и в воздушный пузырь, или скопление воздушно-масляной эмульсии.

В рассмотренном случае повреждения представляет интерес то обстоятельство, что дуга, возникшая между отводами, погасла.

Время горения дуги не превышало 5 периодов, так как собственное время дифференциальной отсечки, которая в момент короткого замыкания не пришла в действие, составляет примерно 0,1 сек. Это время можно оценить также и по величине повреждений от дуги — они оказались незначительными.

Выводы

1. Во избежание заноса в трансформатор ржавчины и других частиц из маслопроводов их следует перед включением в эксплуатацию самым тщательным образом очищать, с последующей промывкой маслом, а также добиться самого лучшего уплотнения.

2. Подтверждается необходимость вскрытия и осмотра сердечников трансформаторов с принудительной циркуляцией масла после первого года эксплуатации.

3. Заводам-изготовителям необходимо пересмотреть для данного типа трансформаторов минимальные расстояния между голыми шинными отводами в сторону увеличения или их изолирование лакотканью. Это вполне допустимо, так как температура нижних слоев масла не превышает $25\text{--}30^\circ\text{C}$.

Изолирование отводов следует произвести также на всех действующих трансформаторах в очередные капитальные ремонты.

4. Система охлаждения трансформаторов с принудительной циркуляцией масла должна быть оборудована воздухоотделителями.

В. Л. Смольников



ХРОНИКА

*В Техническом управлении
Министерства*

Об исправлении перегородок в соленых отсеках котлов высокого давления ТП-170-1

На котле ТП-170-1 Таганрогского котельного завода при проведении теплотехнических испытаний ОргрЭС обнаружил в сепарационных устройствах соленых отсеков основных барабанов недостаточный по размерам проход к опускаемым трубам для воды, циркулирующей во второй ступени испарения. Циркулирующая вода поступает из разделительного барабана по водоперепускным трубам в камеру, имеющую донный лист и глухой торцевой лист. Длина камеры от перегородки между отсеками до торцевого листа 1500 мм.

Длина донного листа заводом ошибочно указана 1350 мм. При этой длине листа ширина отверстия (окна) для прохода воды к опускаемым трубам составляет только 150 мм, чего недостаточно для пропуска всего количества воды. В результате уровень воды в соленом отсеке малого барабана повышается из-за значительного сопротивления проходу воды в большом барабане. Это приводит к перебросу части воды с паром по пароперепускным трубам в пароприемную камеру соленого отсека большого барабана и к ухудшению качества пара, выходящего из соленых отсеков.

На одном котле ТП-170-1 оказалось, что указанное отверстие (окно) отсутствует. Это произошло из-за ошибочной сборки устройств соленого отсека при монтаже. Пар, выходящий из соленого отсека этого котла, даже при питании последнего конденсатом, оказался ухудшенного качества и по показаниям солемера. Вырезка в донном листе отверстия (окна) размером 250 × 400 мм значительно улучшила качество пара.

Техническое управление предлагает (эксплуатационный циркуляр № 54/Т от апреля 1954 г.) всем электростанциям, имеющим котлы ТП-170-1, выполнить следующие мероприятия:

1. При ближайшем ремонте котла проверить по месту размеры отверстия (окна) для прохода воды в донном листе.

2. Расширить это отверстие до размеров 800 × 400 мм, оставив от донного листа часть длиной 700 мм, соприкасающуюся с торцевым листом со стороны лаза и проверив жесткость перегородок соленых отсеков при увеличенных размерах отверстий (окно).

3. Прорезать в самом верху торцевых листов со стороны лазов отверстия размерами 100 × 100 мм для выпуска из камеры пара, могущего при некоторых режимах работы котла проходить по водоперепускным трубам.

4. Устройства для забора воды непрерывной продувки поставить так, чтобы их водоприемные отверстия находились примерно против середины отверстия для пропуска циркулирующей воды к опускаемым трубам соленого отсека.

5. Результаты осмотра и произведенных изменений в размерах отверстий и положении устройств для непрерывной продувки, а также влияние этих мероприятий на качество пара оформить актом, копию которого выслать в ОргрЭС.

О внешних искровых промежутках трубчатых разрядников 35 кВ

В ряде энергосистем необоснованно занижаются внешние искровые промежутки на трубчатых разрядниках 35 кВ, что приводит к их частому срабатыванию (как во время грозы, так и при замыканиях на землю в сети) и к авариям. В связи с этим Техническое управление предлагает (эксплуатационный циркуляр № 3/Э от февраля 1954 г.) внешние искровые промежутки трубчатых разрядников 35 кВ, смонтированных в начале тросового подхода (РТ₁ со стороны линий), как правило, принять равными 100 мм и в конце тросового подхода (РТ₂ у подстанции) — 120 мм.

Разрешается установка внешних промежутков трубчатых разрядников 35 кВ меньше 100 мм, но не ниже 60 мм, причем такая установка внешних промежутков должна быть обоснована в каждом отдельном случае.

Совещание по электро- снабжению строительств крупных гидростанций

В декабре 1953 г. в Куйбышеве состоялось научно-техническое совещание по электроснабжению строительств крупных гидроэлектростанций, организованное Куйбышевским отделением ВНИТОЭ.

В работе совещания приняли участие представители Куйбышевгидростроя, Сталинградгидростроя, Ангаргэстроя, строительств Каховской и Горьковской гэс, Технического управления МЭС, Гидроэнергопроекта и других организаций.

На совещании был заслушан 21 доклад, из которых следует отметить важнейшие:

«Куйбышевская гидроэлектростанция» — начальника строительства Куйбышевской гэс т. Комзина.

«Рациональная схема электроснабжения крупных гэс» — инж. Предтеченского (Гидропроект, Москва).

«Опыт освещения котлованов под здание гэс» — проф. Соколова (Академия наук СССР, Москва).

«Типовые электрические подстанции для электроснабжения строительных площадок» — инж. Хейфеца (Гидэп, г. Москва).

«Электропривод электрических землесосных снарядов» — инж. Чеботарева (Управление гидромеханизации Министерства морского и речного флота СССР, Москва).

«Проект правил устройства временных электроустановок» — инж. Ферштера (Тяжпромэлектропроект, Куйбышев) и др.

Представители гидростроительств выступили с докладом об опыте эксплуатации энергохозяйства своих строительных; работала секция по обмену опытом эксплуатации земснарядов.

Совещание приняло решение, в котором обобщен накопленный опыт в области проектирования, монтажа и эксплуатации. Выдержки по вопросам проектирования и эксплуатации приводятся ниже.

По вопросам проектирования

1. Совещание отмечает, что проектные организации и особенно Гидроэнергопроект сделали многое по разработке различных типовых подстанций (созданы комплектные,

передвижные и другие подстанции) для целей временного электроснабжения гидротехнических сооружений.

Считает, что применяемые в настоящее время схемы внешнего электроснабжения 110 кВ строительных площадок часто излишне усложняются, что значительно удорожает установки без существенного увеличения надежности.

Находит необходимым максимально упростить проектируемые схемы электроснабжения строительства и конструкции распределительных устройств с целью снижения стоимости установок и увеличения надежности.

Совещание рекомендует проектным организациям МЭС:

- а) допускать применение подстанций с одним выключателем на два трансформатора в цепи 110 или 35 кВ;
- б) применять подстанции без выключателей на стороне питания с закорачивающими одно- или двухполюсными и автоматическими трехполюсными разъединителями (при обязательном наличии устройств АПВ на питающей подстанции);
- в) более широко применять схемы с присоединением подстанций «отпайкой» от линии, в том числе без выключателей;
- г) широко осуществлять глубокие вводы на строительные площадки на напряжения 110 и 154 кВ;
- д) допускать определение пропускной способности линий электропередачи и распределительных сетей строительства не по экономической плотности, а по допустимой плотности тока с проверкой на потерю напряжения;
- е) главные трансформаторы заказывать с широкой регулировкой напряжения под нагрузкой;
- ж) применять схемы 6 и 10 кВ без масляных выключателей (с ВМП-16 или предохранителями), распространив их на 35 и 110 кВ после освоения промышленностью выключателей нагрузки и предохранителей на эти напряжения;
- з) на линиях 6 кВ от специальных подстанций, питающих гидромеханизацию по блочной схеме, не ставить выключателей;
- и) не применять выключателей с тяжелыми соленоидными приводами, требующими больших аккумуляторных батарей;
- к) проектировать защиту и сигнализацию на оперативном переменном токе для всех подстанций 6—10 и 35 кВ и для подстанций 110 кВ, где это допустимо;
- л) в целях повышения надежности электроснабжения строительства широко внедрять АПВ линий и трансформаторов при отсутствии резервного трансформатора и АВР (включая линии 6 кВ), а при наличии резервного питания — и АВР;
- м) как правило, предусматривать в проектах подстанций сборные распределительные устройства наружной установки с выключателями ВМБ-10 и ВМГ-133, разработанные Гидроэнергопроектом;
- н) максимально использовать передвижные подстанции 35/6 и 6/0,4 кВ различных типов (пловучие, передвижные на железнодорожных платформах, большегрузных автоприцепах и саях), а также сборные металлические (инвентарные) подстанции и распределительные устройства.

Применение деревянных мачтовых подстанций допускать лишь в исключительных случаях:

- а) для всех мощных механизмов, не требующих регулирования скорости вращения, в том числе для землесосных снарядов, независимо от мощности в качестве основного типа двигателя принять синхронный двигатель с прямым и в крайнем случае реакторным пуском, с обмоткой ротора, жестко подключенной к возбудителю;
- б) при проектировании временных сетей 6—10 кВ и 380/220 В обращать особое внимание на сокращение кабельных участков;
- в) при производстве железобетонных работ с бетонных эстакад считать целесообразным для распределения электроэнергии на напряжении 380/220 В применение шинно-проводов вдоль эстакады с подведением потребителей через передвижные и стационарные питательные пункты.

2. Дополнительно к имеющимся типовым проектам Гидроэнергопроекта считать необходимым разработать:

- а) подстанцию с одним и двумя двух- и трехмоточными трансформаторами мощностью 20 и 31,5 тыс. кВА;
- б) инвентарные сборно-разборные подстанции 110 и 35 кВ;
- в) все варианты передвижных подстанций (пловучие, на автоприцепах) применяющихся на строительных площадках мощностей и напряжений;

г) считать необходимым разработать типовые здания для закрытых распределительных устройств 6 и 10 кВ и щитов управления на крупных подстанциях из сборного железобетона.

3. Просить Министерство транспортного и тяжелого машиностроения разработать типовые проекты стационарных газотурбинных и дизельных установок для временного энергоснабжения.

4. Просить институт «Гидроэнергопроект» разработать схемы электроснабжения водоотлива котлованов основных сооружений, используя опыт Мосэнерго, по двухлучевой схеме.

5. Просить Министерство электростанций обязать гидротехнические строительства осуществить автоматизацию глубинного водоотлива, рассматривая это мероприятие как средство высвобождения большого количества рабочей силы и сокращения стоимости строительства.

6. С целью снижения капитальных затрат и потерь электроэнергии Совещание рекомендует в качестве основного распределительного напряжения для строительства принять 10 вместо 6 кВ. В связи с этим вновь выпускаемые земснаряды гидромеханизации должны быть оборудованы электродвигателями 10 кВ.

7. С целью максимального сокращения затрат считать целесообразным устройства внешнего электроснабжения гидростроительства, а также сети и подстанции поселков, портов и постоянных заводов проектировать и строить как постоянные сооружения для длительного использования их после окончания строительства. Отказ от этого положения может быть допущен лишь в исключительных случаях, при наличии веских обоснований.

8. В проекте организации работ в числе подсобных предприятий строительства предусматривать электромеханические мастерские, обеспечивающие ремонт электрооборудования с учетом потребности электромонтажных работ.

9. На всех синхронных электродвигателях предусматривать автоматическое регулирование и форсировку возбуждения, рекомендовать широкое внедрение жесткого подключения обмотки возбуждения двигателей к возбудителю для тех работающих синхронных электродвигателей, у которых это возможно. При составлении технических условий на синхронные двигатели включать требования о пуске с жестко подключенным возбудителем для вновь заказываемых двигателей.

10. Обратить внимание проектных организаций на необходимость при разработке проекта организации работ учитывать специфику мощных земснарядов 1000-80 и обеспечивать их работу, как правило, на 4-й скорости с наименьшим количеством перестановок, так как несоблюдение этих условий ведет не только к снижению производительности механизмов, но и к большим потерям электроэнергии.

11. Считать необходимым при разработке электрооборудования экскаваторов всемерно сокращать цикл экскавации, в частности путем применения современных схем управления и автоматизации, с использованием электромагнитных усилителей.

По вопросам эксплуатации

1. С целью повышения надежности работы электроустановок гидротехнических сооружений Совещание считает необходимым принять следующие положения:

а) все синхронные машины (генераторы, компенсаторы и двигатели) должны иметь автоматическое регулирование возбуждения (форсировку возбуждения) с обязательным использованием потолочного тока возбудителя;

б) все синхронные двигатели должны работать в режиме перевозбуждения с номинальным током ротора;

в) резервный источник питания должен автоматически включаться при исчезновении напряжения по любым причинам, в том числе при коротком замыкании на шинах;

г) автоматическое повторное включение должно применяться для всех воздушных и кабельных линий; следует также применять автоматическое повторное включение шин и трансформаторов при отсутствии резервного трансформатора и АВР;

д) для ответственных двигателей должен быть обеспечен самозапуск, осуществляемый путем рациональной настройки релейной защиты сети и двигателей;

е) самосинхронизация должна широко применяться для включения на параллельную работу синхронных генераторов и компенсаторов;

ж) для синхронных двигателей следует применять пуск с жестко подключенным возбудителем, там где это возможно для существующих двигателей;

з) все вновь устанавливаемое электрооборудование должно периодически подвергаться испытаниям повышенным напряжением переменного тока; испытание электрических машин повышенным напряжением должно проводиться сразу же после вывода в ремонт, до очистки от грязи и пыли;

и) широко применять новые способы определения увлажненности трансформаторов, которые в ряде случаев дают возможность отказаться от сушки и контрольного нагрева;

к) электрические машины с компаундированной изоляцией класса В в большинстве случаев могут включаться в работу без сушки;

л) внедрить на гидротехнических строительствах опыт торфяных предприятий по профилактическим испытаниям резиновых кабелей.

2. С целью повышения безопасности эксплуатации Советское правительство считает необходимым на линиях, питающих экскаваторы, предусматривать защиту от замыкания на землю, действующую на отключение, а также подвешивать четвертый, заземляющий провод на воздушных линиях 6 кв в условиях плохо проводящих грунтов.

3. Обратит внимание строительств на необходимость полного использования синхронных электродвигателей земснарядов гидромеханизации для выдачи реактивной мощности, а асинхронных электродвигателей с фазокомпенсаторами — в их нормальной схеме с включенными фазокомпенсаторами. В случае надобности своевременно монтировать специальные дополнительные компенсирующие установки.

4. Все земснаряды доукомплектовать установкой счетчиков активной и реактивной электроэнергии.

5. Считать нецелесообразным длительную работу земснарядов типа 1000-80 на пониженных скоростях при реостатном регулировании в связи с большими потерями энергии и низким коэффициентом мощности. Советское правительство рекомендует использовать опыт Молотовского стройуправления треста «Гидромеханизация» в части перехода на работу при коротких (до 1 км) пульповодах на сменные насосные колеса меньшего диаметра посредством обрезки лопаток существующих колес на 100—300 мм по диаметру, что обеспечивает работу двигателя в нормальном режиме на 4-й скорости с фазокомпенсатором.

Использовать результаты работ ЦНИЭЛ МЭС по испытанию и установлению экономичных режимов синхронных двигателей СМ 3000-500 земснарядов 500-60 и двигателей СМ-1150-500 земснарядов 300-40, проведенных в Куйбышевском стройуправлении гидромеханизации. Учитывая опыт Молотовского и Каховского управлений гидромеханизации, считать целесообразным проведение Куйбышевским индустриальным институтом исследовательской работы по выявлению предельного рабочего режима машин.

6. Советское правительство считает необходимым потребовать от треста «Гидромеханизация» разработки и внедрения мероприятий по существенному выравниванию графиков нагрузок групп земснарядов путем правильной организации их работы, в частности за счет введения диспетчерского управления.

7. С целью улучшения обслуживания земснарядов, повышения их производительности и снижения удельных расходов электроэнергии Советское правительство считает необходимым обеспечить полную ответственность и преемственность в работе смен, повысить организованность передачи смен, а также содействовать внедрению безэстакадного намыва.

Н. М.



ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Линии электропередачи в США

Опубликованный в США обзор статистических данных по линиям электропередачи, построенным за последние 10—15 лет, учитывает 281 линию, которые разбиваются по напряжению, числу их и протяженности следующим образом (см. таблицу):

Напряжение линии, кв	Число линий	Общая протяженность линий, км	Средняя длина линии, км	Наибольшая протяженность линии, км
110	119	7 560	63	256
132	113	5 744	50,8	437
154—161	17	2 320	137	429
220	28	3 504	125	416
287	1*	420	—	—
300	1	121	—	—
330	1	100	—	—
345	1	Не указана	—	—

Из 281 линии 102 выполнены на металлических опорах; остальные — на деревянных или смешанных опорах. Так, например, шесть линий 132 кв имеют деревянные траверзы при металлических опорах и семь линий 110 кв — металлические траверзы на деревянных опорах.

Деревянные опоры находят преимущественное применение для напряжений до 161 кв; при более высоких напряжениях применены металлические опоры. Так, из всех линий напряжением 110—132 кв: на деревянных опорах — 105, на металлических — 79, а при напряжении 220 кв: на деревянных опорах — 5, на металлических 22.

* Три цепи Гувер-Дам — Лос Анжелос. Длина дана по одной цепи.

Деревянные опоры в большинстве случаев выполнены П-образными. В обзоре приведено 17 вариантов исполнения опор, отличающиеся в основном выполнением верхней части (под траверзой) и наличием раскосов. Х-образные раскосы применены в семи вариантах.

Наибольшее распространение имеют простые П-образные опоры без раскосов с тросовой траверзой, затем опоры с Х-образными раскосами и жесткими связями середины и концов траверзы с вершинами тросовых повышений. Все опоры выполнены без пасынков.

Одноствоечных деревянных опор с расположением проводов треугольником приведено семь вариантов и с вертикальным односторонним расположением проводов (три концевые траверзы) — один вариант.

Металлические опоры (всего 23 варианта) делятся по существу на три типа: двухцепные опоры (14 вариантов), широкобазая рюмка (шесть вариантов) и порталные опоры, близкие по конфигурации к так называемому свирскому типу.

Двухцепные опоры имеют в большинстве случаев расположение проводов «бочкой» и, как исключение, — вертикальное. «Прямая» или «обратная елка» в приведенных схемах отсутствует.

Линии 300 и 345 кв сооружены на опорах типа «рюмка» с поворотным основанием; линия 330 кв сооружена на двухцепных опорах.

Горизонтальное расположение проводов применено на 60—70% линий напряжением до 220 кв.

Расстояние между проводами по горизонтали составляет в среднем:

для линий 110 кв	4,14 м
132 "	4,5 "
154 "	4,87 "
230 "	7,68 "
287 "	9,14 "

Расстояние между проводами по вертикали несколько меньше и соответственно увеличивается с увеличением напряжения. В среднем оно составляет 3,35 м для линий 110 кВ и 6,55 м для линий 220 кВ.

Вынос среднего провода при расположении их «бочкой» составляет:

для линий 110 кВ	0,97 м
» » 330 »	1,52 »

На большинстве линий повешен сталеалюминиевый провод (211 линий). На 52 линиях повешен медный провод.

На 45% линий установлены антивибрационные устройства, в большинстве типа Стокбриджа.

Большинство линий защищено двумя тросами по всей длине. 47 линий защищены одним тросом, одна линия имеет защитный трос только на подходах. 18 линий не имеют защитных тросов (из них 13 работают при напряжении 110 кВ).

Стальной трос применен на 60%, медно-стальной (коп-первельд) — на 25% и сталеалюминиевый провод (как грозозащитный трос) — на 12% всех линий.

Защитный угол троса в среднем составляет 30° и колеблется для отдельных линий от 9 до 40°.

Уровень импульсной прочности в среднем равен: для линий на деревянных опорах 7—9-кратному и для линий на металлических опорах 4—6-кратному рабочему напряжению. Так, для линии 330 кВ он равен 1 625 кВ.

О применении трубчатых разрядников упоминается лишь для 5% линий.

В подавляющем большинстве случаев (95%) линии работают при глухом заземлении нейтрали. Одна линия 110 кВ оборудована заземляющими устройствами и одна линия 138 кВ — с изолированной нейтралью.

Время отключения линии колеблется от 3 до 8 периодов и более: средним для линий 110—154 кВ являются 5 периодов, выше 200 кВ — обычно 3 периода.

20% линий имеет автоматическое повторное включение с наиболее часто применяемой выдержкой 18—20 периодов.

Большее половины (57%) всех линий оборудовано выскоочастотной защитой (El. World, т. 140, № 8, 24/VIII, 1953 г.).

Обраб. инж. Ю. Е. Григорьев



КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

В. В. Лукницкий. Тепловые электрические станции промышленных предприятий, Госэнергоиздат, 1953, 472 стр.

Книга В. В. Лукницкого «Тепловые электрические станции промышленных предприятий» служит учебником для студентов энергетических и политехнических вузов для соответствующих факультетов (энергетических или промышленной теплоэнергетики) и является переработанным и дополненным изданием книги «Теплосиловые установки железнодорожного транспорта», Трансжелдориздат, 1940 г.

Необходимо отметить, что действующие учебные планы энергетических факультетов (промышленная энергетика) даже не имеют такого курса «Тепловые электрические станции промышленных предприятий», поэтому выход в свет учебника проф. В. В. Лукницкого особенно нужно приветствовать, так как он может соответствующим образом повлиять на изменение действующих учебных планов.

В рецензируемой книге убедительно показывается значение промышленной энергетики, о чем говорится и в директивах XIX съезда КПСС по пятому пятилетнему плану.

В книге в достаточно сжатой, но научной форме изложены все теоретические вопросы теплоэлектростанций промышленных предприятий, даны краткие сведения по вопросам проектирования и экономичной эксплуатации их. Она совершенно правильно не содержит в себе справочного материала и конструктивных форм отдельных элементов оборудования. Избежав обычных стремлений авторов осветить в книге все, что выпускается в данное время заводами, автор создал книгу, которая заслуженно носит название учебника для студентов высших учебных заведений.

Книга состоит из восьми частей (29 глав). В конце указана литература, которая будет полезна при более глубоком изучении отдельных вопросов курса.

Ниже приводятся некоторые замечания, связанные с изложением отдельных разделов учебника.

Во введении показаны достижения советской энергетики и роль русских и советских ученых и инженеров, научно-исследовательских организаций и заводов. Особо подчеркнута ведущая роль Коммунистической партии в развитии энергетики, этой ведущей отрасли советской промышленности.

Классификация тепловых электростанций дана по слишком большому количеству признаков, а именно: 1) по виду отпускаемой энергии; 2) по типу двигателей; 3) по характеру потребителей и месту расположения. Поэтому от нее не остается цельного и четкого представления. Удобней было бы классифицировать все электростанции только по энергетическим признакам.

Всякая электростанция обязана снабжать своих потребителей электрической или электрической и тепловой энергией и эти основные положения и должны быть приняты в основу классификации. С методической точки зрения эта классификация является наиболее наглядной. Необходимо также учесть, что такая классификация будет соответство-

вать и историческому развитию электростанций — от отопительных котельных — до современных теплоэлектроцентралей.

В главе 1 на стр. 26 дается термин «Максимальная кратковременная (перегрузочная) мощность», хотя тут же по смыслу объяснений указывается, что этот термин не подходит к турбинам с отбором пара. Удобней было бы применить термин «максимальная мощность» и расшифровать его для разных типов двигателей.

В разделе «графики нагрузок» удобней было бы вывести все коэффициенты для графиков потребления, в частности для характерных видов промышленности (электрические и тепловые), и отдельно вывести коэффициенты для электростанций, связав их с потреблением.

Весьма важно было бы дать специальный раздел «соотношение электрического и теплового потребления для отдельных видов промышленности», что определяет не только тип изолированных электростанций, но и электростанций, работающих в системе.

Поскольку данный учебник предназначен для промышленно-энергетической специальности, цифровой материал по соотношению электрического и теплового потребления был бы весьма полезен и позволил бы более обоснованно и критично подходить к вопросу о выборе мощности тэц.

В главе 2 несколько подробней следовало бы остановиться на надстройках и пристройках высокого давления (стр. 62), так как директивы XIX съезда КПСС предусматривают: «Использовать расширение существующих предприятий (а значит, и электростанций — Рецензенты) как важнейший резерв увеличения производства при наименьших затратах».

Теоретические обоснования и практические возможности осуществления надстроек (в частности, на тэц), а также расширений за счет агрегатов высокого давления необходимо было дать более развернуто, так как сейчас эти вопросы широко ставятся нашими ведущими техническими журналами, проектными институтами и научно-исследовательскими организациями.

В главе 4 подробно с соответствующими выводами даются диаграммы режимов конденсационных турбин, причем диаграммы режимов турбин с одним регулируемым отбором пара по существу разбираются только на примерах.

Опыт педагогической работы показывает, что диаграммы режимов турбин с отбором пара усваиваются студентами с большим трудом, поэтому следовало бы, пользуясь уравнением мощности, последовательно вывести все уравнения, определяющие режим работы турбины (конденсационный, противодавленческий, с минимальным пропуском пара в конденсатор, с постоянным пропуском пара в конденсатор и с постоянным отбором) с графическим нанесением диаграммы режимов. Необходимость четкого знания диаграмм режимов студентами требует более полного и методичного изложения этой главы.

В главе 5 имеются некоторые неточности. Так, на стр. 103 говорится о том, что из общего количества тепла $i_{10} - ct_{1к}$ в работу превращается 30%, а „остальное тепло уносится с охлаждающей водой при конденсации пара за исключением небольшого количества его, возвращаемого конденсатом“. Очевидно, что последнее не соответствует исходному положению $q = i_0 - ct_{к}$. По существу в работу превращается 30% не тепла, подведенного к турбине, равного Di_0 , а тепла, расходуемого на получение пара $D(i_0 - ct_{к})$.

На стр. 106 приводятся диаграммы TS и TD для неравномерного подогрева воды в ступенях регенерации, в то время как равномерный подогрев является наиболее выгодным, о чем указано на стр. 124—125.

При рассмотрении выгодности применения парового привода механизмов собственных нужд (стр. 131) необходимо было указать на имеющийся расход пара на разогрев турбин резервных питательных турбонасосов, что может повлиять на выбор привода питательных насосов.

В изложении материала главы 6 имеется ряд неточностей. Неправильным является утверждение автора (стр. 137), что при недостаточной продувке испарителей может быть получен дистиллат по качеству хуже поступающей в испаритель воды. Ошибочно также утверждение автора о том, что при последовательном питании ступеней и при одинаковой производительности обох корпусов двухступенчатой испарительной установки качество пара не улучшится. В действительности, при производительности второй ступени испарителя порядка 10—20% получается наиболее чистый пар (при определенном солесодержании в ней и в продувке).

Нельзя согласиться с утверждением автора о возможности питания испарителей химически очищенной недеаэрированной водой, так как это может привести к загрязнению конденсата, и без того обычно невысокого качества, продуктами коррозии.

Автор приводит лишь значение внутростанционных потерь согласно § 425 «Правил технической эксплуатации» в размере $\alpha = 2,5\%$. Необходимо было бы наряду с этим указать, что для обеспечения надежной работы электростанции в периоды пуска I и II очереди (когда неизбежны повышенные потери пара и конденсата при расчетах и выборе оборудования водоподготовки) рекомендуется принимать $\alpha = 5 \div 6\%$. О таком же проценте потерь говорится и в утвержденных для электростанций малой и средней мощности «Основных положениях...» (§ 64).

В формулах для определения количества идущей в продувку воды не учтен возврат пара в систему питания из расширителей непрерывной продувки, хотя в следующей главе последние и рассматриваются, и указывается, что возврат составляет 10—30% от количества продувочной котловой воды.

Недостаточно подробно рассмотрен метод H-Na-катионитового умягчения. В частности, даже не упоминают о совместном H-Na-катионировании, являющемся весьма перспективным для значительной части тепловых электростанций промышленных предприятий.

Указывая, что иногда приходится прибегать к обескремниванию катионированной добавочной воды (стр. 149), автор приводит самый нераспространенный метод удаления SiO_2 — фторидный, который может конкурировать с другими лишь при необходимости глубокого химического обескремнивания добавочной воды. В качестве примера можно было бы привести метод магnezийного обескремнивания, который согласуется с одной из рекомендуемых в тексте схем водоочистки с известкованием.

В табл. 6-1 (стр. 151) единственным критерием для выбора способа водоподготовки указан сухой остаток добавочной воды. Этого недостаточно. Следовало бы указать и на другой критерий — содержание сульфатного и хлоридного ионов ($SO_4^{2-} + Cl^-$) и оговориться в отношении содержания SiO_2 .

Преждевременно считать, что сталестружечные фильтры успешно справляются с дегазацией питательной воды. В действительности такие фильтры поглощают кислород недостаточно и неравномерно, а кроме того, увеличивают содержание окислов железа в питательной воде.

Также спорно указание о достаточности запаса конденсата и воды в баках промышленных электростанций на 15—20 мин. Для надежной работы таких электростанций, характеризующихся обычно резко колеблющейся нагрузкой, нужно иметь запас воды на 30—40 мин.

В главе 7 необходимо отметить одну существенную неточность. Обработку воды для добавки в тепловую сеть с непосредственным водоразбором по методу проф. С. Ф. Копьева в настоящее время применять не рекомендуется вследствие того, что она не обеспечивает должного качества подпиточной воды. Промэнергопроект для этого случая применяет схемы: а) коагуляция — фильтрация — подкисление — термическая дегазация и б) коагуляция — H-катионирование части воды — смешение с остальной осветленной водой.

В главе 8 содержатся краткое описание и изложение принципов расчетов вспомогательных элементов тепловой схемы электростанций, что следует считать достоинством учебника. Освещение в нем этих вопросов тем более ценно, что в ряде вышедших учебных пособий они совсем опущены.

Относительно содержания главы 9 имеется следующее замечание. В учебнике не следовало приводить тепловую схему электростанции с дыхательными баками. Она не характерна для современных тепловых электростанций, снижает экономичность установок и не отвечает «Основным положениям», в силу чего на ряде действующих электростанций она должна быть изменена.

В главе 11, судя по названию, должна быть описана полная (развернутая) тепловая схема электростанций. Фактически же она посвящена принципиальной тепловой схеме и ее расчету, и только некоторые вопросы, относящиеся к полной тепловой схеме, вскользь затрагиваются в этой главе. Странным кажется то, что в книге, посвященной тепловым электростанциям промышленных предприятий, глава, относящаяся к полным тепловым схемам, совершенно не касается специфических тепловых схем электростанций промышленных предприятий. Эти схемы должны быть увязаны по технологическому процессу с технологическим процессом предприятия (турбовоздуходувки, регенерация, другие производственные потребители, связанные по схеме с тепловой электростанцией). Характерными в этом отношении являются схемы электростанций машиностроительных заводов.

В главах 12 и 13 (часть третья) с достаточной подробностью изложены вопросы, связанные с использованием отработавшего пара и аккумулярованием тепловой энергии. С особой тщательностью разработаны вопросы экономичности при использовании отработавшего тепла, что является особенно важным, так как необходимо научить студентов определять и сопоставлять вопросы экономичности.

Материал, приведенный в главе 15, без ущерба мог бы быть значительно сокращен. В данном учебнике нет необходимости подробно описывать схему работы ковша грейфера.

Но вместе с тем, в данном разделе учебника следовало сказать об устройствах для взвешивания топлива (так как они связаны с элементами топливозадачи) хотя бы в таком же объеме, как это имеет место в «Основных положениях...» (§ 100).

В главе 16 следовало бы указать о распределении очаговых остатков по котлоагрегату для слоевого и камерного способов сжигания и для различных (характерных) топлив.

В главе 17 следовало сказать хотя бы кратко о применении топок с жидким шлакоудалением, которые в ряде случаев наилучшим образом разрешают вопросы как золоулавливания, так и золowego износа поверхностей нагрева.

В главе 19 кратко изложены основные принципы компоновки паротурбинных электростанций.

Вызывает удивление, что в учебнике нет ссылки на «Основные положения по проектированию промышленных тепловых электростанций средней и малой мощности и тепловых сетей», которые являются основным документом, утвержденным Министерством электростанций в 1946 г. В этой главе не указана разбивка сети колонн, что является чрезвычайно важным при проектировании главного здания электростанций, не дается понятия котельной ячейки. Некоторые приведенные компоновки явно нерациональны, что не подчеркивается автором. Недостаточно подчеркнута, что при разработке компоновки электростанций особое внимание следует обращать на условия труда эксплуатационного и ремонтного персонала, что, к сожалению, не всегда учитывается при разработке компоновок и мощных электростанций.

Поскольку компоновка главного корпуса электростанций является одним из серьезнейших и сложных вопросов, то нам кажется, что объем этой главы мог бы быть рас-

ширен, в частности можно было бы привести некоторые сравнительные характеристики разных типов компоновок.

Автор совершенно правильно указывает, что при разработке компоновок малых и средних электростанций, как правило, копируют компоновки крупных электростанций, но не указывает основных направлений при компоновке небольших электростанций, которые дали бы возможность избежать допускаемых до сих пор ошибок, вызывающих удорожание строительства.

Глава 20 очень кратко излагает «Выбор места для постройки тепловой электростанции и генерального плана участка». В качестве примера приведены два генеральных плана для мощных электростанций, поскольку они имеют разветвленную сеть железных дорог, солидные водоохлаждающие устройства и выдают электроэнергию с напряжением 110 кв. Интереснее было бы описание рациональных компоновок генерального плана для малых электростанций.

Давая некоторые сведения о коэффициенте застройки, автор не приводит основной формулы, определяющей необходимую площадь для электростанции. На основании выполненных проектов и построенных электростанций можно было бы дать цифровые значения по занимаемой площади, что было бы весьма полезно для студентов.

Недостатком главы 21 является то, что в соответствии с назначением книги не сделано увязки работы механизмов собственных нужд электростанции с производственными требованиями основных предприятий, а это часто играет существенную роль при проектировании электростанций промышленных предприятий, так как в этом случае часто технологические процессы электростанций и промышленных предприятий оказываются органически связанными и вопросы приходится решать комплексно. В главе совершенно не говорится о приводе сетевых насосов теплоэлектроцентралей.

Недостатками главы 22 являются нечеткость некоторых определений и излишняя растянутость. Так, например, на стр. 366 при определении расхода пара на выработку энергии для собственных нужд котельной $D_{сн}^{ст} = \partial_{сн}^k \cdot d_{\partial}$ не указывается, какой удельный расход пара d_{∂} должен здесь подставляться (с учетом регенерации или без нее, с учетом коэффициента отпуска турбинного цеха или без учета и т. д.).

При определении абсолютного к. п. д. теплового двигателя (стр. 367) расход тепла определяется как количество тепла, содержащееся в расходуемом теплоносителе без учета возврата тепла с питательной водой или иным рабочим телом, что неточно. Пункт 2 в § 22-1 для читателей, прослушавших курсы поршневых двигателей и турбин, дается упрощенно и вообще мог бы в данном курсе не приводиться. § 22-3 можно было бы существенно сократить без ущерба для учебника, особенно п. 2, посвященный коэффициенту использования тепла топлива, который, по словам самого автора, не дает возможности вычисления удельных расходов топлива на выработку электроэнергии и тепла и не применяется в официальной отчетности.

Глава 23 правильно и достаточно полно освещает вопрос об отклонении действительных расходов пара и топлива на тепловых электростанциях от гарантийных.

В главах 24 и 25 (часть четвертая) освещаются электростанции с паровыми локомотивами и двигателями внутреннего сгорания. Уделено особое внимание вопросам повышения экономичности установок за счет использования отработавшего тепла.

Типовые компоновки зданий с локомотивами и двигателями внутреннего сгорания иллюстрируют работу наших проектных организаций. Желательно было бы дать компоновку электростанции с локомотивами при жесткой связи генератора с валом машины. Эта компоновка была бы более рациональной с точки зрения занимаемого места.

В главе 27 очень кратко с некоторыми примерами излагаются основы технико-экономических расчетов. Поскольку эти вопросы освещаются в ряде смежных курсов, краткость изложения вполне обоснована.

В главах 28 и 29 (часть шестая) излагаются основные принципы автоматизации тепловых электростанций и основные указания по их эксплуатации. В очень краткой и сжатой форме указаны требования, предъявляемые к автоматизации, и ее значение, а также мероприятия, обеспечивающие безаварийную работу электростанций. Объем данного раздела вполне соответствует объему учебника.

Необходимо указать на некоторые недостатки редактирования книги. Так, в ней имеется разнобой в терминологии,

например, в тексте применяется термин «дегазер», а в компоновках электростанций и в подписях под ними «деаэратор».

Совершенно непонятно, почему во многих случаях вместо русских вполне понятных слов «постоянная» и «переменная» используются выражения «const», «var».

В заключение необходимо еще раз отметить, что доктору техн. наук В. В. Лукницкому удалось создать действительно учебник для студентов высших учебных заведений по энергетической и промышленно-энергетической специальности по курсу «Тепловые электрические станции промышленных предприятий». Хотя эта книга вышла в конце 1953 г., она уже нашла широкое распространение как учебник.

Отмеченные выше недостатки книги не снижают общего достоинства ее как учебника и могут быть учтены при подготовке следующего издания.

Канд. техн. наук В. И. Коновалов,
инж. Г. А. Ушаков
и канд. техн. наук Б. И. Шапошников

Книга В. В. Лукницкого «Тепловые электрические станции промышленных предприятий» предназначается в качестве учебника для студентов энергетических и политехнических вузов, специализирующихся по промышленной теплоэнергетике.

Совершенно естественно, что в учебнике, задачей которого является подготовка инженеров для промышленности, все вопросы, относящиеся к организации надежной эксплуатации и к применению современного оборудования на электростанциях, полностью отвечающего своему назначению, должны быть изложены с учетом всех достижений в данной отрасли отечественной науки и техники и знакомить студента с ними.

Известно, что вопрос очистки дымовых газов от золы в теплоэнергетических установках у нас давно уже перестал быть второстепенным.

Ввод в эксплуатацию тепловых электростанций и отдельных котлоагрегатов в целях улучшения санитарно-гигиенических условий населенных мест производится, как правило, с золоулавливающими устройствами.

Кроме того, при сжигании многозольных топлив нормальная эксплуатация котельного оборудования — хвостовых поверхностей нагрева, газоходов, дымососов и др. без тщательной очистки дымовых газов от золы, практически невозможна.

Таким образом, очистка дымовых газов на тепловых электростанциях в настоящее время является необходимым процессом как по требованиям технологии, так и по условиям санитарии.

Необходимо отметить, что материал главы 27 «Очистка промышленных газов» учебника В. В. Лукницкого совершенно не отвечает своему назначению.

Разделу газоочистки на электростанциях автор из 472 стр. книги отводит всего 11 стр., что следует считать явно недостаточным. К тому же и приведенный в этой главе материал вызывает серьезные возражения.

Говоря, например, о золоулавливающих аппаратах, применяемых на электростанциях, автор не приводит ни теоретических основ процесса золоулавливания в данном типе золоуловителя, ни каких-либо, хотя бы ориентировочных, методов их расчета, что необходимо для того, чтобы дать студенту возможность качественно оценить применяемый тип золоуловителя.

Описывая золоуловители циклонного типа, автор вместо того, чтобы остановиться на отечественных конструкциях циклонов: типа НИИОГАЗ, ЛИОТ, являющихся наиболее эффективными циклонными золоуловителями, рекомендует к применению на электростанциях, описывает весьма несовершенный циклон иностранной фирмы Давидсон, обладающий малой эффективностью и не рекомендуемый к применению. За последние годы циклоны Давидсона, установленные на старых электростанциях, постепенно заменяются более совершенными золоуловителями отечественных конструкций.

В разделе, посвященном батарейным циклонам, автор описывает конструкцию циклона типа ЦГ-1 треста «Газочистка» и ЦКТИ, снятую с производства с 1940 г. и не рекомендуемую к применению.

В СССР уже лет десять применяются батарейные циклоны с более совершенными элементами, чем элементы ЦГ, а автор в учебнике, который призван подготавливать молодых специалистов и знакомить их с современной отечественной техникой, помещает описание отживших, извлеченных из архивов аппаратов.

Совершенно неправдоподобные, ничего общего с действительностью не имеющие сведения сообщает автор студенту в разделе главы, посвященном электрофильтрам. Так, например, на стр. 305 говорится, что: «В зависимости от конструкции электродов электрофильтры называются трубчатыми или камерными». В действительности в зависимости от конструкции электродов электрофильтры называются трубчатыми или пластинчатыми (а не камерными). Осадительные электроды электрофильтра автор почему-то называет «осаждающими» электродами.

Автор указывает, что обычная длина труб электродов в золотых электрофильтрах равна 3—4 м, диаметр 150—250 мм. В действительности ни на одной электростанции в СССР нет электрофильтров с трубчатыми круглыми электродами. До войны устанавливались электрофильтры с соевыми осадительными электродами, а не трубчатыми круглыми, длина их 4—4,9 м.

В этом же разделе автор утверждает, что электрофильтры для очистки дымовых газов работают при температуре 200—300°С. В действительности электрофильтры на электростанциях работают обычно в интервале температур 120—180°С, так как они устанавливаются после хвостовых поверхностей нагрева котлоагрегата — экономайзеров и воздухоподогревателей — и соединены с ним газопроводами значительной длины

В этом же разделе автор утверждает, что «В последнее время появились электрофильтры нового типа, в которых комбинируется действие электрического поля с механическим отделением пыли под действием центробежной силы. Электрофильтры этого типа (карманные) могут работать с высокими скоростями газов — до $3 \div 5$ м/сек...»

Все это не соответствует действительности.

На самом деле электрофильтры с карманными осадительными электродами являются обычными электрофильтрами пластинчатого типа и работают как электрические золоуловители без применения в них центробежных сил. Карманы же у осадительных электродов служат для вывода уловленной из газового потока пыли.

Указанные типы электрофильтров работают при скоростях газового потока $1,5 \div 1,7$ м/сек, а не $3 \div 5$ м/сек, как указывается в книге.

Серьезному вопросу — очистке дымовых газов от окислов серы — автор отводит всего 10 строк. Он утверждает: «В настоящее время вполне практически проверенным методом является известковый...» В действительности, в настоящее время единственно проверенным в промышленном масштабе методом для очистки дымовых газов от окислов серы является аммиачно-циклический, осуществленный в промышленности на одной из московских тэп.

Из всего сказанного следует, что материал главы 27 «Очистка дымовых газов» не отвечает своему назначению, написан без необходимого знания данного вопроса и не может быть рекомендован в качестве учебного материала для студентов высших учебных заведений.

Для последующих изданий учебника эту главу необходимо написать заново, с учетом сделанных замечаний.

Инж. В. Н. Ужов



ПОПРАВКИ

В № 5 журнала „Электрические станции“ за 1954 г. в статье И. В. Никифорова „Опыт совмещения строительных и монтажных работ“ на стр. 29, правая колонка, вторую строку снизу следует читать: «... от трехтонных порталных кранов и на них дополнительный — ...».

В № 6 журнала в статье В. М. Королева и С. В. Татищева „О расчете соплового пневматического заброса топлива“ на стр. 8, левая колонка, 13 строку снизу следует читать:

$$\text{«... формуле } R = \frac{V_m}{\psi_{im}} (V_m \text{ — объем частицы; } \psi_{im} \text{...»}$$

В том же номере в статье Л. Д. Бермана „Построение эксплуатационных характеристик пароструйных эжекторов по данным испытаний на сухом воздухе“ на стр. 15, левая колонка, в формулах (8) и (9) вместо p_n следует читать p_n .



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, а также давать 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 подрисуночную подпись.

Чертежи и фото в текст не вклеивать, а прилагать 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 Советском Союзе меры длины, веса и др.

6. Рукопись в конце должна иметь подпись автора, полностью имя, отчество и фамилию, домашний адрес, место работы, должность и год рождения.

7. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, К-12, Б. Черкасский пер., д. 2, редакция журнала «Электрические станции».

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

ВЫШЛИ ИЗ ПЕЧАТИ

Май 1954 г.

- Бахчисарайцева М. Э.**, Энергетика (на англ. яз.), изд. 2-е испр. и дополн., допущ. Главным управлением высшего образования Министерства культуры СССР в качестве учебного пособия для энергетических вузов и факультетов. 1954, 218 стр., тир. 15 000, ц. 8 руб.
- Васильев А. В.**, Руководство по анализу топочных газов. 1954, 124 стр., тир. 10 000, ц. 3 р. 50 к.
- Вульфсон Б. И.**, Энергетическая оценка тепловых потоков в энергоустановках. 1954, тир. 3 000, ц. 5 р. 50 к.
- Высоковольтное аппаратостроение. Сборник статей, под ред. А. М. Залеского. 1954, 308 стр. + 1 вкл., тир. 4 000, ц. 11 р. 75 к.
- Справочник по котлонадзору, изд. 2-е, перераб., под общей ред. лауреата Сталинской премии Г. А. Буркова. 1954, 568 стр., тир. 10 000, ц. 35 р. 50 к.
- Гольдрейер И. Г.**, Ламповый каскад с обратной связью. 1954, 87 стр. (Массовая радиобиблиотека, вып. 201), тир. 25 000, ц. 2 руб.
- Гульденбалк В. В. и др.** Сооружение линий электропередачи 35—220 кв. 1954, 360 стр., тир. 10 000, ц. 8 р. 70 к.
- Дуэль М. А. и Рабинович Г. А.**, Гидравлические авторегуляторы системы завода «Теплоавтомат». 1954, 103 стр. + 1 вкл., тир. 4 000, ц. 3 р. 25 к.
- Ивашев В. В.**, Ремонт трансформаторов, изд. 2-е. 1954, 240 стр. + 4 вкл., тир. 20 000, ц. 10 р. 50 к.
- Инженерно-геологические исследования при проектировании и строительстве гидроэнергетических сооружений. Методическое пособие для техникумов-геологов (2-е, исправл. изд.). 1954, 408 стр. + 2 вкл. (Упр. капит. строительства МЭС СССР), тир. 3 000, ц. 15 р. 75 к.
- Капчинский И. М.**, Методы теории колебаний в радиотехнике. 1954, 352 стр., тир. 6 000, ц. 11 р. 50 к.
- Копьев С. Ф.**, Вспомогательное оборудование машинных цехов электростанций. 1954, 296 стр. + 1 вкл., тир. 7 000, ц. 11 р. 95 к.
- Мелентьев Л. А.**, Основные вопросы промышленной теплоэнергетики. 1954, 427 стр., тир. 7 000, ц. 17 р. 25 к.
- Муляров М. Я.**, Электронно-лучевые приборы. 1954, 248 стр., тир. 7 000, ц. 9 р. 80 к.
- Нормы времени и расценки на ремонт оборудования электрических станций и сетей. Сборник № 3. Ремонт оборудования котельных установок и котлоочистительные работы. 1954, 312 стр. (МЭС СССР), тир. 12 000, ц. 17 р. 50 к.
- Ойфа И. Л.**, Переговорное громкоговорящее устройство. 1954. 15 стр. (Массовая радиобиблиотека, вып. 202), тир. 15 000, ц. 40 коп.
- Попов В. С., Мансуров Н. Н., Николаев С. А.**, Электротехника, изд. 3-е стереотипное, допущ. Управлением средних специальных учебных заведений Министерства культуры СССР в качестве учебника для неэлектротехнических техникумов. 1954, 528 стр., тир. 25 000, ц. 11 р. 75 к.

Продажа в книжных магазинах и киосках книготоргов.
Издательство никаких заказов не выполняет.