

621.311(05)

э-45

ЖК3987

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

7-12



**ГОСЭНЕРГОИЗДАТ**

Вологодская областная универсальная научная библиотека

[www.booksite.ru](http://www.booksite.ru)

**1952**

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

# 7

ИЮЛЬ  
1952

Орган Министерства электростанций СССР

23-й ГОД ИЗДАНИЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

Письмо товарищу И. В. Сталину от рабочих, работников, инженеров, техников и служащих строительства Каховской гидроэлектростанции . . . . .	3	<b>ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ</b>	
Д. А. Ермаков и Ю. Н. Ковалев — Каширской электростанции — 30 лет . . . . .	4	В. С. Коклик — Новая конструкция крепления зажигательного пояса . . . . .	52
М. А. Дуэль и Н. Р. Литвак — Эксплуатация автоматики горения гидравлической системы . . . . .	6	Э. Д. Кузнецова и Л. Н. Климентов — Приварка изолированных крючков . . . . .	53
Т. Х. Маргулова — Промывание пара высокого давления для уменьшения уноса кремниевой кислоты . . . . .	10	Л. Д. Гинзбург-Шик — Определение мощности электродвигателя трубогибочного станка . . . . .	54
Г. А. Мурин — Измерение температуры отработавшего пара . . . . .	14	С. И. Сурков — Из опыта скоростного монтажа электрической части тепловой электростанции . . . . .	55
П. А. Денисов — Водоснабжение тепловых электростанций смешанной водой . . . . .	16	<b>ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ</b>	
Б. К. Грант — Применение бетононасоса Б-15 на строительстве электростанции . . . . .	20	Б. И. Радошинский — Неполладки в работе цепных решеток . . . . .	56
Г. М. Вайнштейн — Подбор состава бетонной смеси при применении бетононасосов	26	М. М. Шильдкрет — Недостатки работы шахтных мельниц с жалюзийными сепарационными решетками . . . . .	57
А. В. Миролубов и С. С. Рокотян — Линия электропередачи 400 кв Куйбышев — Москва . . . . .	29	В. З. Любацкий — Авария с турбиной высокого давления . . . . .	58
Г. М. Павлов — Устройство, реагирующее на скорость изменения частоты в энергосистеме . . . . .	34	Е. М. Французов — Автоматическое повторное включение электродвигателей . . . . .	59
И. А. Сыромятников — Об испытании электрических машин повышенным напряжением . . . . .	37	Я. Я. Тесленко — Повреждение магнитопровода мощного трансформатора . . . . .	60
Л. Г. Мамиконянц — Профилактические испытания синхронных генераторов . . . . .	39	Г. П. Кошелев — Ошиновка шинных мостов целым проводом . . . . .	61
Э. Г. Файнштейн — Самосинхронизация гидрогенератора с агрегатом возбуждения . . . . .	43	А. П. Филинов — Защита двух линий одним комплектом реле . . . . .	61
Г. Е. Туркия, Г. И. Цагарейшвили и С. Р. Элькин — Автоматическая самосинхронизация гидрогенераторов . . . . .	45	Н. М. Шипов — О грозозащите линии электропередачи . . . . .	62
Г. Н. Тер-Газарян и Б. Б. Тимофеев — Несимметричный режим крупного гидрогенератора . . . . .	48	<b>ХРОНИКА</b>	
		Новые стандарты на паротурбинные и гидротурбинные генераторы — Г. С. Плис . . . . .	63
		О приеме в аспирантуру ВТИ . . . . .	64



ЖС-3987

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

Главный редактор Д. Г. Чижов

---

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

Вологодская областная универсальная научная библиотека  
[www.booksite.ru](http://www.booksite.ru)

От рабочих, работниц, инженеров, техников и служащих строительства  
Каховской гидроэлектростанции

## ПРЕДСЕДАТЕЛЮ СОВЕТА МИНИСТРОВ СОЮЗА ССР Товарищу СТАЛИНУ Иосифу Виссарионовичу

Дорогой Иосиф Виссарионович!

Мы, строители Каховской гидроэлектростанции, шлем Вам, великому вождю и учителю, вдохновителю и организатору побед советского народа, гениальноймоздчему коммунизма, свой пламенный сердечный привет.

Под руководством партии Ленина — Сталина, под Вашим мудрым водительством советский народ осуществляет величественную программу коммунистического строительства, успешно борется за дальнейший подъем всех отраслей народного хозяйства, культуры и улучшение благосостояния трудящихся.

Сооружение Каховской гидроэлектростанции, осуществляемое по Вашей инициативе, является ярким выражением ленинско-сталинской национальной политики большевистской партии, свидетельством нерушимой ленинско-сталинской дружбы народов нашей Советской Родины, ярчайшим примером братской помощи украинскому народу со стороны всех народов Советского Союза и, в первую очередь, великого русского народа.

Героический, самоотверженный труд советских людей с каждым днем приближает нашу Родину к великой цели — построению коммунизма в нашей стране.

В то время как империалисты Америки, Англии и других капиталистических стран ведут бешеную подготовку новой мировой войны, вкладывают колоссальные средства в производство орудий уничтожения человечества, советские люди под Вашим руководством проводят величайшую созидательную работу по созданию экономической базы коммунистического общества, строят гигантские электростанции и каналы, названные народом великими стройками коммунизма.

Мы выражаем глубокую благодарность коммунистической партии, Советскому правительству и лично Вам, дорогой товарищ Сталин, за то, что нам оказано доверие осуществлять строительство одной из этих великих строек — Каховской гидроэлектростанции, сооружение которой позволит превратить засушливые степи Юга Украины и Севера Крыма в цветущий плодородный край.

Докладываем Вам, дорогой Иосиф Виссарионович, что план строительного-монтажных работ 1951 года коллективом строителей Каховской ГЭС выполнен на 100,8 процента, план первого квартала 1952 года — на 100,6 процента и по вводу жилья — на 101,1 процента.

За 1951 год и первый квартал 1952 года построено и сдано в эксплуатацию свыше 25 тысяч квадратных метров жилой площади. В короткий срок на строительстве вырос город Новая Каховка. Построены и введены в эксплуатацию тепловая электростанция, бетонный завод, лесопильный цех, железнодорожная линия Федоровка — Каховка протяженностью 154 километра и линия электропередачи Кривой Рог — Новая Каховка протяженностью 140 километров с понижающей подстанцией. Построена автобаза на 500 автомашин и 30 километров автодорог. Выполнение большого объема проектно-исследовательских работ и создание производственно-технической базы позволило в этом году начать работы по выемке котлована под здание гидроэлектростанции.

На строительстве создан коллектив рабочих, инженерно-технических работников и служащих, готовый к выполнению задач, поставленных перед строительством в 1952 году, выросли кадры стахановцев — новаторов производства. Каменщики Тельник и Цирульников, бригадир комплексной бригады Василенко, плотник Руденко, экскаваторщик Баденков, бульдозерист Нечаев, шоферы Шевякин, Ястребова и многие другие показывают образцы стахановского труда.

Этих успехов мы добились благодаря всенародной помощи, заботе нашей родной большевистской партии, Советского правительства и лично Вашей, Иосиф Виссарионович.

Родина щедро снабжает строителей всем необходимым для выполнения правительственного задания по сооружению Каховского гидроузла. Из Москвы и Ленинграда, Киева и Минска, Урала и Сибири, Поволжья и Закарпатья непрерывным потоком идут материалы и оборудование в адрес нашей стройки.

*Обсуждено и принято на собраниях рабочих, работниц, инженеров, техников и служащих строительства Каховской гидроэлектростанции*

*(„Правда“ от 1 июня 1952 г.)*

Однако в нашей работе имеются еще серьезные недостатки. Мы не выполнили в 1951 году задание по вводу в эксплуатацию жилой площади и культурно-бытовых зданий, не добились полного использования всех возможностей по увеличению темпов, улучшению качества и снижению стоимости строительства.

Обещаем Вам, товарищ Сталин, в кратчайший срок устранить имеющиеся недостатки и сделать нашу стройку образцовой.

В 1952 году нам предстоит выполнить большой объем строительного-монтажных работ, широко развернуть работу по строительству основных гидротехнических сооружений и к концу года приступить к укладке бетона в сооружение плотины, гидроэлектростанции и шлюза.

Обсудив на общих собраниях рабочих, инженерно-технических работников и служащих задачи, поставленные перед строителями Каховской ГЭС в 1952 году, и учтя наши возможности, мы берем на себя следующие обязательства:

1. Досрочно, к 7 ноября с. г., выполнить государственные план строительного-монтажных работ 1952 года.
2. Во втором квартале с. г. широко развернуть работы по основным сооружениям и к концу года выполнить 4 миллиона кубометров земляных работ, в том числе способом гидромеханизации 3,7 миллиона кубометров, и к концу года подготовить котлован под укладку бетона.
3. Досрочно, к первому октября 1952 года, выполнить годовой план по строительству жилья и сдать в эксплуатацию 40 тысяч квадратных метров жилой площади. Строительство жилья осуществлять поточно-скоростными методами.
4. Построить и ввести в действие 14 подсобных предприятий и культурно-бытовые объекты, намеченные планом 1952 года.
5. Построить и сдать в эксплуатацию два автоматизированных бетонных завода общей производительностью 4 тысячи кубометров бетона в сутки.
6. Повысить производительность труда на 5 проц. против уровня, достигнутого в 1951 году.
7. Выполнить годовой план автоперевозок на 105 проц. и снизить их себестоимость на 5 проц.
8. Решительно улучшить качество строительного-монтажных работ. Законченные строительством основные сооружения, подсобные предприятия, жилые дома и соцкультурно-бытовые здания сдавать государственной комиссии с оценкой на «отлично» и «хорошо».
9. Максимально механизировать все строительного-монтажные и погрузо-разгрузочные работы. Повысить использование механизмов и машин на 5 проц. против плана, сократить расход горючего и смазочных материалов на 3 проц. против нормы, продлить межремонтный срок службы каждой машины и механизма на 5 проц. против установленных норм.
10. Путем экономного расходования материалов, топлива и электроэнергии, дальнейшего улучшения организации работ, внедрения новой строительной технологии, передовых методов труда и максимальной механизации снизить стоимость строительного-монтажных работ на 0,5 проц.
11. Подготовить в 1952 году через учебную сеть, а также путем производственно-технического обучения 2100 квалифицированных рабочих.

Дорогой Иосиф Виссарионович!

Выполняя Ваше указание не успокаиваться на достигнутом и сознавая всю глубину ответственности за то высокое доверие, которое оказано нам, мы заверяем Вас, что приложим все усилия, весь свой опыт и обеспечим перевыполнение взятых нами обязательств.

Желаем Вам, дорогой Иосиф Виссарионович, долгих лет жизни на благо нашего народа и всего прогрессивного человечества.

Да здравствует наша Советская Родина — Союз Советских Социалистических Республик!

Да здравствует вдохновитель и организатор наших побед! — Всесоюзная коммунистическая партия большевиков!

Да здравствует мудрый вождь и учитель советского народа и всего прогрессивного человечества, наш родной и любимый товарищ Сталин!

## Каширской электростанции — 30 лет

Инж. Д. А. Ермаков и инж. Ю. Н. Ковалев

В июне 1952 г. у каширских энергетиков большой праздник. Тридцать лет назад, 4 июня 1922 г., состоялся пуск электростанции.

Строительство Каширской электростанции велось в тяжелые годы гражданской войны. В декабре 1918 г. специальная комиссия, созданная по указанию В. И. Ленина, избрала место для постройки станции на лесистом берегу р. Оки, в 4 км от г. Каширы.

Весной 1919 г. на строительство прибыли первые землекопы, плотники, каменщики. Владимир Ильич Ленин внимательно следил за ходом строительства, руководил им и постоянно помогал в техническом снабжении, обеспечении кадрами, строительными материалами, продовольствием, оборудованием.

В мае 1922 г. строительство Каширской электростанции (первая очередь) было в основном завершено. 4 июня состоялось торжественное открытие ее. Это был праздник советских людей, одержавших крупную победу на хозяйственном фронте, добившихся нового успеха в осуществлении великого ленинского плана электрификации России.

Страна с каждым годом требовала все больше электрической энергии. В 1928 г. началось строительство второй очереди грэс, а в 1932 г. станция была пущена на полную мощность, превышающую первоначальную более чем в 16 раз.

С первых дней существования станции каширские энергетики повели упорную борьбу за технический прогресс, за лучшее использование имеющихся мощностей. На первых порах в центре внимания работников станции была проблема рационального сжигания многозольного подмосковного угля. Сжигание его на целных решетках являлось чрезвычайно трудным делом и давало малый эффект. Еще в 1925 г. один из котлов переоборудовали для сжигания подмосковного угля в виде пыли. Тогда это был первый в Советском Союзе агрегат, работавший на пылевидном топливе.

Благоприятные результаты эксплуатации его послужили мощным толчком для модернизации и расширения электростанции, постройки ряда других крупных электростанций, сжигающих уголь в виде пыли. Опыт каширских энергетиков был использован впоследствии на Сталиногорской грэс, электрических станциях Донбасса и других промышленных центров страны.

В сложный период освоения нового оборудования бывший директор Каширской грэс Герой социалистического труда В. В. Вахрушев организовал коллектив на борьбу за надежную и экономичную работу, за высокую культуру эксплуатации электростанции.

Из года в год повышались технико-экономические показатели, росла культура производства. В 1939 г. за выдающиеся производственные успехи, за широкое развитие стахановского движения и освоение новых типов электрооборудования Указом Президиума Верховного Совета СССР коллектив электростанции был награжден орденом Ленина. Одновременно правительственные награды получили лучшие работники грэс.

В годы Великой Отечественной войны работники грэс направляли все усилия на помощь фронту, на разгром врага.

В июне 1942 г. коллектив электростанции выступил инициатором Всесоюзного социалистического соревнования энергетиков. В первый же месяц он вышел победителем в этом соревновании и завоевал переходящее Красное Знамя Государственного Комитета Оборона. В течение всех лет войны ему неоднократно присуждалась эта высокая награда. Переходящее Красное Знамя Государственного Комитета Оборона передано коллективу станции на вечное хранение.

В апреле 1945 г. за успешное выполнение заданий партии и правительства коллектив электростанции награжден вторым орденом — орденом Трудового Красного Знамени.

После победоносного окончания Великой Отечественной войны коллектив грэс вместе со всем советским народом включился в борьбу за выполнение плана послевоенной сталинской пятилетки.

В цехах электростанции с новой силой развернулось социалистическое соревнование. Работники грэс подхватывали и развивали все новое, передовое, прогрессивное, что возникало на других предприятиях страны. Это позволило коллективу в послевоенные годы добиться новых производственных успехов.

Попрежнему в центре внимания коллектива Каширской грэс стоит задача всемерного улучшения технико-экономических показателей. Работа в этом направлении проводится целеустремленно. Особенность ее заключается в том, что на каждом этапе работники станции ставят перед собой вполне конкретную, определенную задачу по снижению удельных расходов топлива и электроэнергии. Так, в послевоенной пятилетке коллектив решил довести к 1950 г. удельный расход топлива до 500 г/квтч. Эта задача была решена уже в 1949 г.

Затем энергетики поставили целью снизить удельный расход топлива до 480 г/квтч, добиться наилучших показателей среди конденсационных электростанций, работающих на среднем давлении пара.

С этой целью хозяйственное руководство, партийные и профсоюзные организации провели глу-

боее изучение производственного процесса во всех его звеньях, направили внимание коллектива на выявление внутренних резервов. Затем был разработан комплекс технических мероприятий, обеспечивающих успешное использование скрытых резервов. Это дало хорошие результаты. Были осуществлены оригинальные решения новаторского характера. Так, на станции стали использовать тепло уходящих газов посредством котлов-утилизаторов низкого давления. Был коренным образом улучшен рабочий процесс турбин мощностью в 50 тыс. квт, что позволило сэкономить много топлива и увеличить выработку электроэнергии. В последнее время усовершенствованы конденсаторы и подогреватели турбин, реконструированы хвостовые поверхности нагрева котлов, модернизировано насосное хозяйство и т. д. Все эти мероприятия позволяют экономить за год около 18 тыс. т условного топлива; за 5 мес. текущего года расход топлива снижен до 484 г/квтч, а расход электроэнергии на собственные нужды доведен до 6,05%.

На станции широко внедряется автоматизация производственных процессов. В котельной второй очереди полностью автоматизированы процессы горения, питания котлов, регулирования температуры перегретого пара. Автоматизированы пылеуловительные мельницы. На одном из турбогенераторов установлен и эксплуатируется кольцевой регулятор нового типа. За разработку и внедрение его группе работников Московского энергетического института им. Молотова и электростанции присуждена Сталинская премия.

В послевоенные годы развилось и окрепло сотрудничество работников науки и производства. Совместная работа коллектива Каширской грэс с научными сотрудниками Всесоюзного теплотехнического института и Московского энергетического института позволила найти наиболее правильные и эффективные решения, обеспечивающие повышение надежности и экономичности эксплуатации оборудования.

В текущем году будет осуществлен еще ряд мероприятий, которые обеспечат экономию около 8 тыс. т условного топлива в год.

Большая заслуга в усовершенствовании производства принадлежит нашим рационализаторам — кадровым работникам электростанции

т. Хрипунову, Долгову, Прохорову, Суслину, Васильеву, Соколову, Касимову и другим, являющимся авторами ряда весьма эффективных предложений.

Серьезных успехов добились работники по ремонту. Применяя передовые методы труда, они систематически сокращают простой оборудования в ремонте. В прошлом году половина основных агрегатов была отремонтирована скоростным методом. Увеличился межремонтный период работы оборудования. Все это дало возможность выработать в 1951 г. дополнительно 15 млн. квтч электроэнергии.

За прошедшие тридцать лет в корне изменился облик станции. Вокруг нее вырос новый социалистический город Каганович с многоэтажными благоустроенными домами. В городе имеются большой клуб, фабрика-кухня, больница, поликлиника, несколько школ, детских домов, парк.

Коллектив электростанции гордится передовиками своего производства. На Каширской грэс — замечательные кадры. Многие из энергетиков работают со времени ее строительства. Вот, к примеру, т. Тарасов. В 1920 г. он пришел на строительство бригадиром слесарей, сейчас т. Тарасов — начальник механического цеха. Тридцать и более лет проработали на станции начальник смены пылеприготовительного цеха т. Смирнов, заместитель директора грэс. т. Климанов, начальник планового отдела т. Калинин и многие другие.

За выполнение условий соревнования ведущих профессий системы Мосэнерго в 1952 г. 42 стахановца удостоены почетного звания «Лучший по профессии». Среди них — машинисты турбинного цеха тт. Панин и Назарова, щитовой кочегар т. Павлов, слесарь турбинного цеха т. Судариков и другие.

В обстановке большого трудового подъема встречаются работники грэс 30-летие станции. Развертывается социалистическое соревнование за комплексную экономию топлива и электроэнергии. Каширские энергетики полны решимости еще более самоотверженно трудиться на благо своей любимой социалистической Родины, внести еще больший вклад в дело мира, в дело построения коммунизма в нашей стране.

(„Московская правда“ от 4 июля 1952 г.)



# Эксплуатация автоматики горения гидравлической системы

Инж. М. А. Дуэль и инж. Н. Р. Литвак

Ниже приводится описание автоматики горения завода «Теплоавтомат», установленной на электростанции с шестью котлоагрегатами, из которых четыре (№ 1—4) оснащены автоматикой довоенного выпуска, восстановленной в 1949 г., и два более мощных агрегата (№ 5 и 6) — автоматикой нового типа, работающей с 1950—1951 г. Мельничные системы всех котлоагрегатов оборудованы в 1950—1951 гг. автоматикой загрузки мельниц того же завода. Питание водой всех котлоагрегатов автоматизировано.

## Особенности автоматики горения и загрузки мельниц

Котлоагрегаты производительностью 85 т/час, давлением 35 атм и температурой перегрева 425° С работают на антрацитовом штыбе. Схема пылеприготовления двухвентиляторная с одной тихоходной мельницей типа Ш-16 с промбункером. Топка с тремя фронтowymi горелками и дисковыми питателями пыли. Каждый агрегат оборудован двумя дымососами и дутьевым вентилятором.

Схема автоматизации горения приведена на рис. 1. В отличие от схемы с главным регулятором и тахометрической установкой она имеет индивидуальный регулятор нагрузки, действующий параллельно на регуляторы топлива и воздуха. Обратная связь у регулятора нагрузки выполнена по положению группового реостата. Лекала обеспечивают необходимые изменения воздействия регулятора нагрузки на регуляторы топлива и воздуха. Регулятор тяги действует независимо по импульсу от разрежения в топке.

Усовершенствование схемы регулирования горения по сравнению со старой схемой завода «Теплоавтомат» в основном заключается в следующем:

1. Положение струйной трубки гидравлического усилителя сделано вертикальным вместо горизонтального, что увеличило ее чувствительность с 18 ÷ 20 до 6 ÷ 7 г.

2. Поршневой манометр заменен гармониковой мембраной, что обеспечило повышенную чувствительность регулятора нагрузки (его нечувствительность не превышает 0,1 ÷ 0,2 ата).

3. Применены дроссельные клапаны, позволяющие регулировать скорость перемещения поршней сервомоторов.

4. Введены шунтирующие краны, с помощью которых обеспечивается возможность ручного

(резервного) управления регулирующими органами.

5. Введены обратные клапаны (в схеме не показаны) на линиях слива в вертикальных маслопроводах, что исключает попадание в них воздуха. Это позволяет поднимать сервомоторы на 25 ÷ 30 м выше маслонасосной установки, чем исключаются громоздкие и длинные сочленения.

6. Лучше расположен корректор, что позволяет в широких пределах изменять соотношение усилий на струйную трубку от мембраны ( $P_1$ ) и механизма настройки ( $P_2$ ), как показано на рис. 2.

7. Кожаные мембраны заменены специальной латексманой. Благодаря этому нечувствительность мембраны регулятора воздуха при диаметре 250 мм составляет 1,0 ÷ 1,5 мм вод. ст., а нечувствительность мембраны регулятора тяги при диаметре 550 мм составляет 0,1 ÷ 0,2 мм вод. ст.

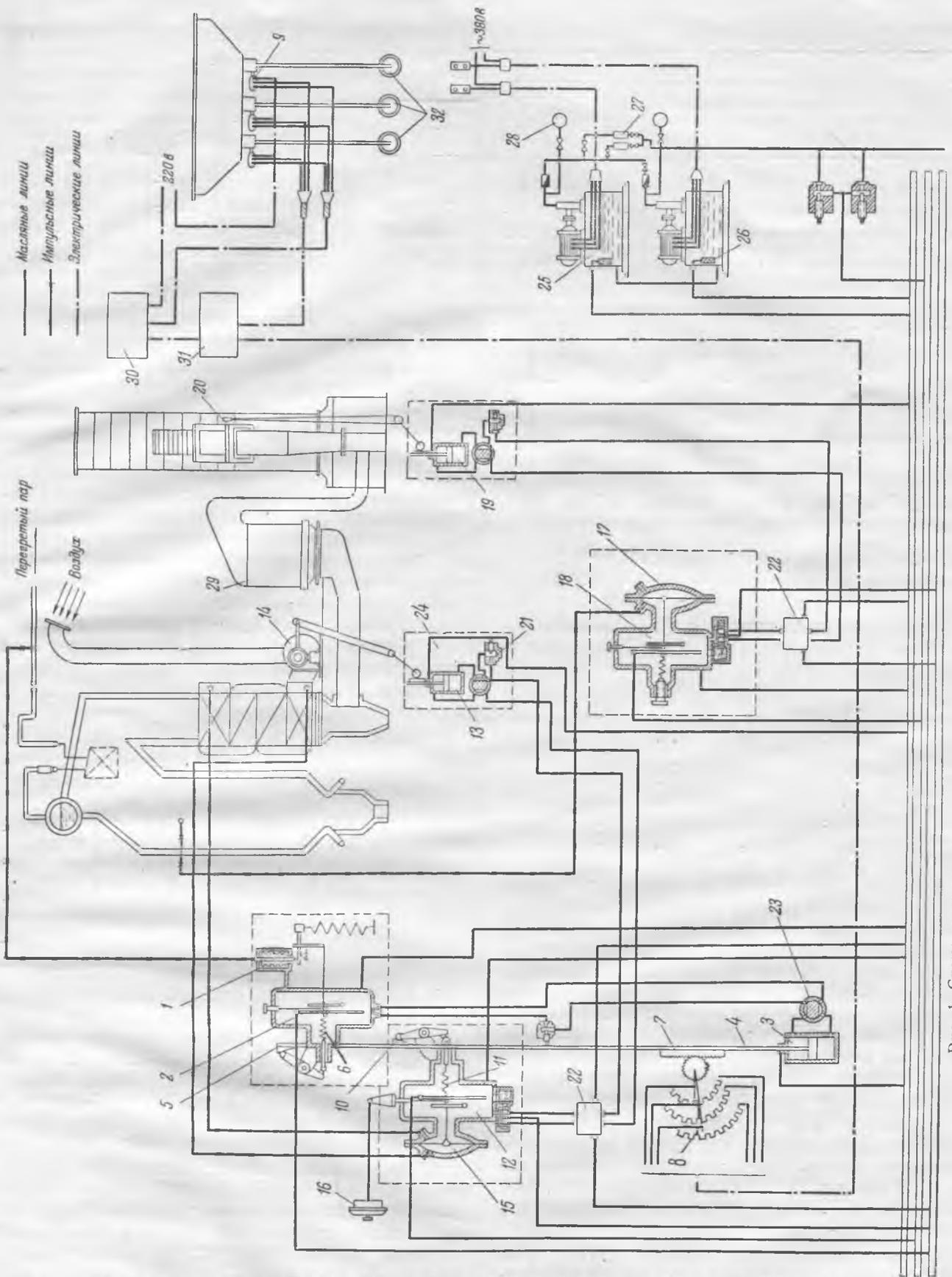
Вся аппаратура автоматики собрана в компактном щите, на фронте которого расположены органы управления и настройки.

Схема автоматизации мельниц (рис. 3) состоит из регулятора загрузки, получающего импульс от сопротивления мельницы и действующего на нож питателя угля, и регулятора постоянства расхода воздуха, получающего импульс по перепаду на диафрагме, установленной на подводе воздуха к мельнице. Регулятор управляет поворотной заслонкой. Вся аппаратура схемы также собрана в отдельном щите, а ее отдельные элементы аналогичны вышеописанным элементам схемы автоматики горения.

## Экономический эффект, полученный после внедрения автоматики, и анализ ее работы

За счет автоматизации процессов горения давление в главном паропроводе стало поддерживаться значительно равномернее. При ручном регулировании колебания давления составляли  $\pm 1$  ат и более, а при автоматизации они снизились до  $\pm 0,3$  ÷ 0,5 ат (рис. 4). При этом на повышение к. п. д. турбин влияет не только само уменьшение колебаний, а также возможность повышения среднего давления пара перед турбинами за счет этого уменьшения.

Более экономичным стал и процесс горения. Большое значение для сжигания антрацитового штыба, являющегося основным топливом в данной установке, имеет автоматическое поддержание соотношения топливо—воздух.



1—импульсное устройство с гармониковой мембраной; 2—усилитель регулятора нагрузки; 3—сервомотор регулятора нагрузки; 4—штанга; 5—лекало регулятора нагрузки; 6—пружина обратной связи регулятора нагрузки; 7—ребка; 8—двигатель пылепитателя; 9—лекало регулятора воздуха; 10—пружина регулятора воздуха; 11—пружина регулятора воздуха; 12—сервомотор регулятора воздуха; 13—сервомотор регулятора воздуха; 14—дутьевые вентиляторы; 15—мембрана; 16—корректор настройки; 17—мембрана низкого давления; 18—усилитель регулятора тяги; 19—сервомотор регулятора тяги; 20—дымоклапан; 22—кран дистанционного управления; 23—шатуни; 24—прибор дистанционного управления; 25—маслонасос; 26—сливной фильтр; 27—напорные фильтры; 28—манометры; 29—мультиклапан; 30—пусковые шунтовые выключатели; 31—универсальный переключатель; 32—реле.

Рис. 1. Схема автоматического регулирования горения с индивидуальным регулятором нагрузки.

Наименование показателей	Мельницы:			
	1		2	
	до автоматизации	после автоматизации	до автоматизации	после автоматизации
Разрежение перед мельницей, мм вод. ст. . . . .	50÷70	40÷45	40÷65	35÷40
Сопrotивление мельниц, мм вод. ст. . . . .	210÷240	210÷215	190÷230	200÷210
Температура за мельницей, °С . . . . .	80÷100	105÷110	85÷105	100÷105
Тонкость помола ( $R_{88}$ ), % . . . . .	7,5÷12,5	8,2÷9,2	8,0÷11,5	8,7÷9,5

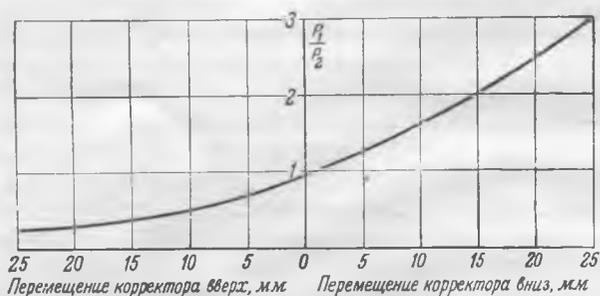


Рис. 2. Зависимость соотношения усилий, приложенных к струйной трубке, от положения корректора.

Ниже приводится прирост к. п. д. котлоагрегатов после их автоматизации (по эксплуатационным данным).

Котлоагрегаты	Дп
1 . . . . .	1,16
2 . . . . .	2,34
3 . . . . .	2,59
4 . . . . .	1,04
5 . . . . .	1,60
6 . . . . .	1,43

Доля повышения к. п. д., приходящаяся на автоматизацию процессов, для этих агрегатов еще не определена. Но полученный качественный эффект позволяет считать, что эта доля значительна. При этом качество регулирования настолько удовлетворительно, что вряд ли целесообразно введение в схему регулирования горения какого-либо корректора экономичности. Это тем более верно, что имеющийся задатчик корректора регулятора воздуха (рис. 1) позволяет изменять соотношение топливо—воздух в требуемую сторону.

Разрежение в топках котлоагрегатов с новой автоматикой благодаря мембранам с большой чувствительностью поддерживается с отклонениями  $\pm 0,5$  мм вод. ст., т. е. с отклонениями, вдвое меньшими, чем на котлоагрегатах с автоматикой довоенного выпуска.

Автоматизация загрузки мельниц улучшила их работу. Хотя оптимальные режимы автоматизированных мельниц еще не уточнены, тем не менее уже сейчас поддержание заданных параметров обеспечивается несравненно лучше. В табл. 1 приведено сравнение показателей работы однотипных мельниц до и после автоматизации.

В течение года, когда последовательно автоматизировались все мельницы, удельный расход

электроэнергии на помол непрерывно снижался и за год понизился на 1,4 квтч/т помола.

Ввод автоматики загрузки мельниц потребовал ликвидации скольжения угля в питателях, тщательного уплотнения горловины мельниц, улучшения конструкций ножей и т. п.

В результате автоматизации обеспечивается поддержание более равномерных параметров и их соотношений; резко облегчены условия труда обслуживающего персонала, что позволило расширить зону обслуживания; повышена общая культура эксплуатации и квалификация обслуживающего персонала.

Особо следует подчеркнуть, что автоматизация способствовала также общему повышению надежности работы электростанции. Уже свыше 1 года станция работает без аварий.

В табл. 2 приведен коэффициент использования автоматики в 1951 г.

Таблица 2

Регуляторы	Кварталы:				За год
	I	II	III	IV	
Питания . . . . .	0,980	0,972	0,975	0,977	0,976
Горения . . . . .	0,872	0,820	0,832	0,860	0,846
Загрузки мельниц . . .	0,920	0,908	0,910	0,926	0,916

## Выводы

1. Сравнение новой и старой схем автоматики завода «Теплоавтомат» показывает, что новая схема имеет ряд преимуществ как конструктивных, так и в качестве регулирования. В старой схеме необходимо перейти на параллельное регулирование топлива и воздуха и заменить тахометрическую установку жесткой обратной связью по полсжению группового реостата.

2. Надежность работы новой гидравлической автоматики и ее компактность с избытком возмещают несколько меньшую ее чувствительность по сравнению с электромеханической и электрической системами автоматики.

3. Новая автоматика, скомпонованная в щитах, дает по сравнению с другими типами автоматики гораздо меньший объем монтажа, который сводится в основном к прокладке импульсных линий и маслопроводов.

4. Благодаря своей простоте, компактности и наглядности эта автоматика требует меньшего обслуживания и ухода.

1 — мембрана регулятора загрузки; 2 — струйная трубка регулятора загрузки; 3 — пружинный задатчик с ручной настройкой; 4 — сопловая плитка; 5 — сервомотор регулятора загрузки; 6 — нож питателя; 7 — поршень изодрома; 8 — изодромное устройство; 9 — рычаг; 10 — пружина задатчика; 11 — дросселирующий вентиль; 12 — пружина изодрома; 13 — диафрагма; 14 — мембрана регулятора воздуха; 15 — струйная трубка регулятора воздуха; 16 — пружинный задатчик; 17 — сервомотор регулятора воздуха; 18 — заслонка; 19 — напорный коллектор; 20 — маслосос; 21 — электродвигатель; 22 — маслобак; 23 — редукционный клапан; 24 — напорные фильтры; 25 — сливной коллектор; 26 — сливной фильтр; 27 — манометр; 28 — пускатель; 29 — кнопка «пуск — стоп»; 30 — краны дистанционного управления; 31 — запорные клапаны; 32 — дроссельные клапаны; 33 — шунтирующие краны.

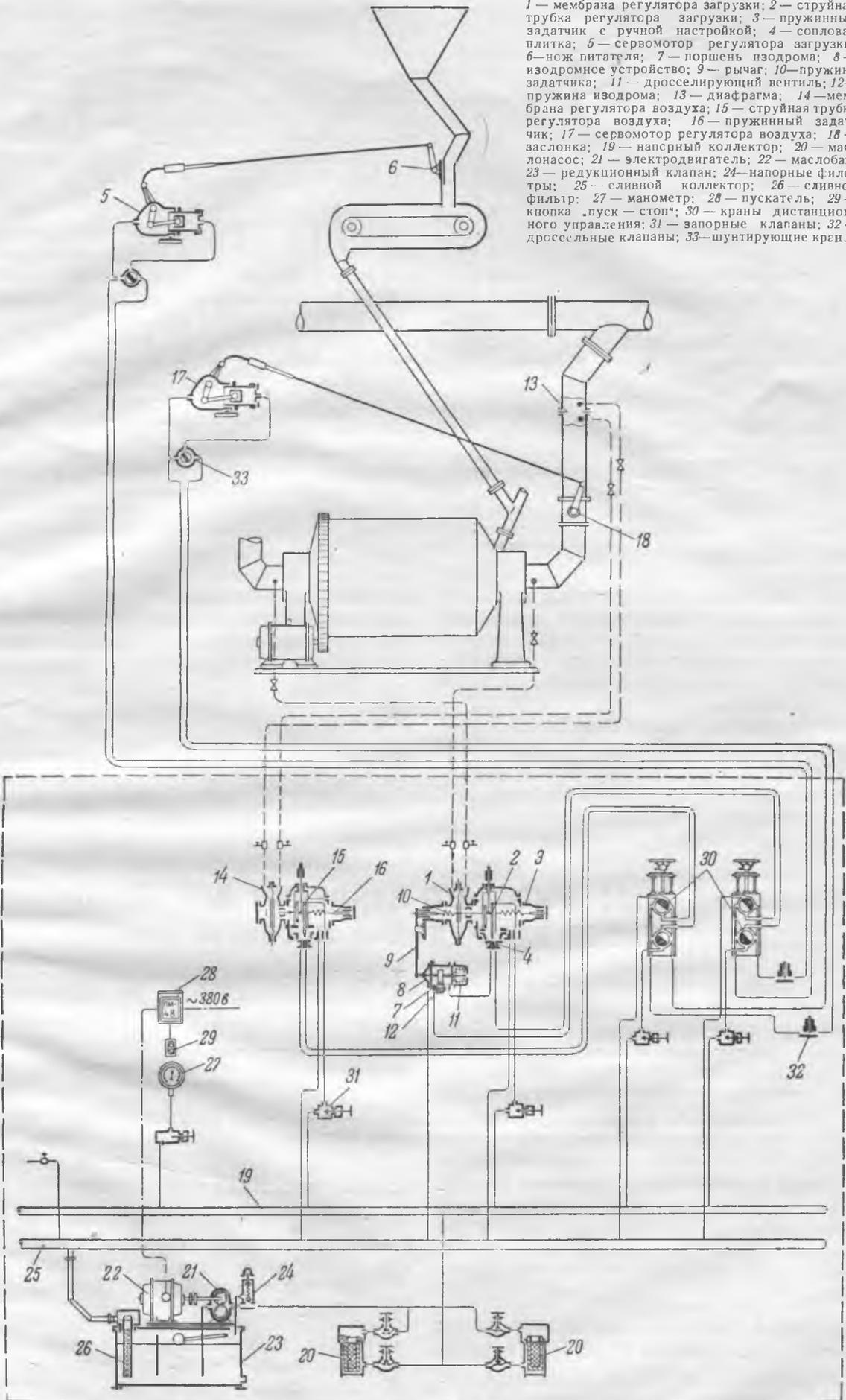


Рис. 3. Схема автоматического регулирования загрузки мельниц.

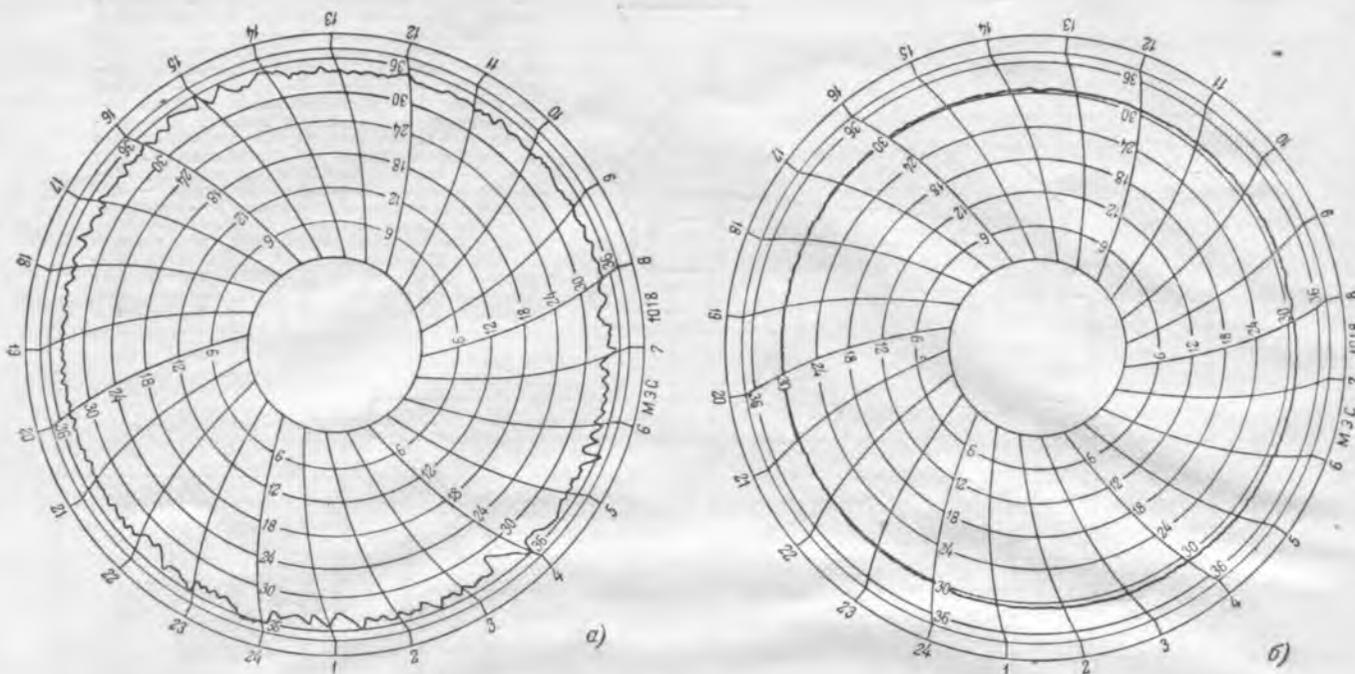


Рис. 4. Поддержание давления в главном паропроводе котельной при ручном (а) и при автоматическом (б) регулировании.

5. Опыт трехлетней эксплуатации позволяет сделать вывод, что гидравлическая автоматика горения и загрузки мельниц оказалась вполне работоспособной даже на таком трудноразмалываемом и сжигаемом топливе, каким является антрацитовый штыб.

6. Ввод автоматики вызвал значительный рост культуры эксплуатации благодаря улучшению

состояния оборудования и повышению квалификации персонала.

7. При дальнейшем совершенствовании гидравлические авторегуляторы смогут охватить более широкую область автоматизации тепловых процессов на электростанциях, чем это имеет место в настоящее время.

□ □ □

## Промывание пара высокого давления для уменьшения уноса кремниевой кислоты

Доктор техн. наук Т. Х. Маргулова

ОТ РЕДАКЦИИ

Публикуемая ниже статья Т. Х. Маргуловой является откликом на статью А. А. Кот «Унос кремниевой кислоты паром высокого давления», опубликованной в № 12 журнала за 1951 г.

В связи с серьезным влиянием уноса кремниевой кислоты с паром на эксплуатацию котлов и турбин высокого давления редакция обращается к читателям с просьбой высказаться по этому, еще не вполне ясному вопросу.

Кремниевая кислота может попадать в насыщенный пар высокого давления, по нашему мнению, через капельный унос котловой воды и непосредственно путем растворения ее в сухом насыщенном паре.

Обозначим через  $k_{\text{SiO}_2}$  — общий коэффициент уноса кремниевой кислоты с насыщенным паром;  $\omega$  — влажность насыщенного пара;  $k_{\text{SiO}_2}^{\text{МОЛ}}$  — коэффициент уноса кремниевой кислоты в результате ее растворения в сухом насыщенном паре;  $(\text{SiO}_2)_n$  — общее содержание кремниевой кислоты в насы-

щенном паре;  $(\text{SiO}_2)_k$  — содержание ее в котловой воде;  $(\text{SiO}_2)_n^{\text{МОЛ}}$  — содержание кремниевой кислоты в насыщенном паре, связанное с непосредственным растворением ее в паре высокого давления.

Пользуясь этими обозначениями, можно написать равенства:

$$k_{\text{SiO}_2} = \omega + k_{\text{SiO}_2}^{\text{МОЛ}} \%$$

$$\text{или } \frac{(\text{SiO}_2)_n}{(\text{SiO}_2)_k} 100 = \omega + \frac{(\text{SiO}_2)_n^{\text{МОЛ}}}{(\text{SiO}_2)_k} 100 \%$$

Чем выше давление, тем значительно превышает коэффициент выноса кремниевой кислоты над влажностью пара, т. е. тем выше растворяющая способность насыщенного пара, что может быть объяснено увеличением его плотности. Для того чтобы выявить растворяющую способность насыщенного пара в отношении кремниевой кислоты, можно вести экспериментальное исследование либо в условиях практически полного отсутствия капельного уноса — при этом будет иметь место равенство  $k_{\text{SiO}_2} = k_{\text{SiO}_2}^{\text{во}}$ , либо измерять влажность пара и определять коэффициент уноса кремниевой кислоты, связанной с непосредственным растворением ее в паре, как  $k_{\text{SiO}_2}^{\text{во}} = k_{\text{SiO}_2} - \omega\%$ .

Первый путь использован в экспериментальном исследовании ЦКТИ, второй — в исследованиях МЭИ.

Работа ЦКТИ была проведена для давлений от 100 до 200 ат, в условиях, исключающих сколько-нибудь ощутимый капельный унос: подъемная скорость пара изменялась в пределах от 0,00085 до 0,0034 м/сек, высота парового объема была от 490 до 510 мм, напряжение парового объема поддерживалось от 6 до 24 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> час. В таких условиях можно считать, что насыщенный пар получался практически сухим, тем не менее коэффициенты уноса кремниевой кислоты получились весьма существенными. Так, при рН = 10 коэффициент уноса кремниевой кислоты  $k_{\text{SiO}_2}$  составил для 100 ат — 1,2%, а для 200 ат — 12% (!). Увеличение рН до 12 снижало унос кремниевой кислоты, но он попрежнему оставался значительным — для 100 ат — 0,3%, а для 200 ат — 6,5%.

В опытах МЭИ, проведенных для 110 и 185 ат, скорости пара изменялись в пределах от 0,015 до 0,06 м/сек, т. е. были несколько выше, чем в опытах ЦКТИ. В связи с этим, наряду с определением общего коэффициента уноса кремниевой кислоты с паром  $k_{\text{SiO}_2}$ , определялась также влажность пара, причем коэффициенты уноса кремниевой кислоты значительно превышали величину влажности пара. Это превышение возрастало с повышением давления; при 185 ат оно составляло по опытам МЭИ от 6,6 до 7,3% в зависимости от рН котловой воды.

Таким образом, имеющийся экспериментальный материал свидетельствует о том, что основным путем попадания кремниевой кислоты в насыщенный пар является непосредственное растворение ее в паре, связанное с повышением плотности пара. Поэтому, признавая, как и А. А. Кот, что кроме давления пара на коэффициент уноса кремниевой кислоты влияет состав котловой воды — главным образом величина рН котловой воды, нельзя согласиться с ним в том отношении, что «на степень уноса кремниевой кислоты влияют также конструктивные особенности котлов и сепарационных устройств». Влияние сепарационных устройств может сказываться только на уносе кремниевой кислоты, связанном с влажностью пара. Но влажность пара современных мощных котлов составляет доли процента (0,05 : 0,1%), а коэф-

фициент уноса кремниевой кислоты равняется около 1% для высокого давления (110 ат) и значительно больше для сверхвысоких давлений.

Что же касается конструктивных особенностей, то они могут оказывать влияние на состав котловой воды, через которую барботирует пар перед выходом в паровой объем. К содержанию кремниевой кислоты именно в этой воде и следует относить содержание кремниевой кислоты в насыщенном паре для определения коэффициента ее уноса. При этом будет обнаружено, что «конструктивные особенности котла» не оказывают никакого влияния на коэффициент уноса кремниевой кислоты. Приведенный А. А. Кот пример с уменьшением коэффициента уноса кремниевой кислоты в случае подачи питательной воды над дырчатым щитом этого никак не опровергает. А. А. Кот получил уменьшение коэффициента уноса в этом случае лишь потому, что содержание кремниевой кислоты, в насыщенном паре он относил к ее содержанию в продувочной воде, а не в воде, находящейся над дырчатым щитом, т. е. котловой воде, через которую насыщенный пар проходит перед поступлением в паровой объем.

Что касается уменьшения коэффициента уноса кремниевой кислоты для соленых отсеков при ступенчатом испарении, то это возможно в связи с большей щелочностью котловой воды соленых отсеков. Однако в примере, приведенном А. А. Кот, это объясняется в значительной мере тем, что в эксплуатационных условиях трудно обеспечить отбор пробы пара только соленого отсека. Отобранная проба в той или иной мере будет являться смесью пара чистого отсека и второй ступени испарения. Поэтому при отнесении содержания кремниевой кислоты в этой пробе к содержанию кремниевой кислоты в котловой воде второй ступени испарения и получается заниженный коэффициент уноса. Как указывает А. А. Кот, на котле ТП-230 «пробы пара отбирались в пароводящих трубах из середины основного барабана и из правой его половины (рядом с соленым отсеком). Как показали дальнейшие исследования, пар в последней точке поступает преимущественно (подчеркнуто нами. — Т. М.) из соленого отсека». В таких условиях нет достаточных оснований для утверждения о значительном уменьшении коэффициента уноса кремниевой кислоты для соленого отсека.

Таким образом, главной причиной попадания кремниевой кислоты в насыщенный пар является непосредственное растворение ее в насыщенном паре<sup>1</sup>. Если это так, то за счет совершенствования сепарационных устройств невозможно добиться сколько-нибудь существенного уменьшения содержания кремниевой кислоты в паре высокого давления.

Для уменьшения содержания в насыщенном паре веществ, непосредственно в нем растворяющихся и прежде всего кремниевой кислоты, необходимо уменьшать содержание этих веществ

<sup>1</sup> Это подтверждается также и данными статьи А. А. Кот (табл. 2), свидетельствующими о практически одинаковом содержании кремниевой кислоты в насыщенном и перегретом паре.

в воде, через которую проходит пар перед выходом в паровой объем. Этого можно добиться, применяя ступенчатое испарение и промывание пара питательной водой. При этом оба эти метода дают также и уменьшение содержания примесей, связанных с капельной влагой, так как концентрация примесей во влаге, уносимой паром, будет меньше.

При промывании пара питательной водой концентрация примесей в воде, через которую насыщенный пар выходит в паровой объем, будет существенно меньше, чем при ступенчатом испарении. Поэтому промывание пара является наиболее эффективным методом обеспечения чистоты насыщенного пара, особенно в отношении веществ, непосредственно в нем растворенных. Несмотря на это, до настоящего времени экспериментального материала по исследованию промывания пара очень мало. В связи с этим в Котельной лаборатории МЭИ было проведено исследование эффективности промывания пара для удаления из него кремниевой кислоты. Опыты проводились на котле и стенде сверхвысоких давлений.

Наиболее целесообразным методом промывания следует признать барботаж пара через воду. Такой способ может быть осуществлен как в барабане котла, так и в промывочных колонках; его преимуществами являются простота и незагроможденность барабана, с чем связаны доступность барабана для осмотра и возможность организации хорошей осушки промывочного пара в паровом пространстве. Поэтому исследование эффективности промывки для удаления из пара кремниевой кислоты, непосредственно растворенной в нем, проводилось при барботаже пара через промывочную воду.

На рис. 1 приведены результаты экспериментального исследования, проведенного для давлений 110 и 185 ата. Котел и промывочная колонка были заполнены конденсатом, в который затем были введены жидкое стекло, щелочь и радиоактивный препарат. Концентрации кремниевой кислоты в котловой воде котла и промывочной колонки поддерживались различными<sup>2</sup>. Пар котла осушался в паровом объеме и поступал в промывочную колонку под уровень воды. Промытый пар осушался в паровом объеме колонки, конденсировался полностью в теплообменнике, и конденсат его возвращался в котел.

Отбирались пробы котловых вод котла и промывочной колонки, а также пробы пара котла и конденсата пара после промывочной колонки. Во всех этих пробах определялись содержание кремниевой кислоты и активность проб. По соотношению активностей проб конденсата пара и котловой воды определялась влажность пара, к которой приравнивался унос кремниевой кислоты, связанный с капельным уносом. Унос кремниевой кислоты, непосредственно растворенной в паре,  $(\text{SiO}_2)_n^{*01}$  мг/кг, определялся по разности между полным уносом и уносом, связанным с влажностью пара. Котловая вода 23/X была нейтральной, а 25/X — слабощелочной.

<sup>2</sup> Концентрации кремниевой кислоты в промывочной воде приняты значительными для большей точности определений содержания кремниевой кислоты в промытом паре.

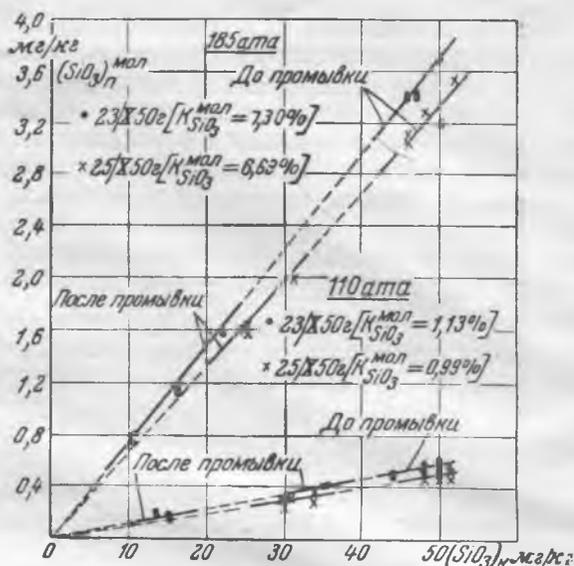


Рис. 1. Уменьшение содержания кремниевой кислоты в насыщенном паре в результате его промывания.

Из рис. 1 следует, что коэффициенты уноса кремниевой кислоты при непосредственном растворении ее в паре получились одинаковыми как при получении пара, так и при его промывании. Это означает, что к. п. д. промывания практически был равен единице. Скорость пара при барботаже его через воду не повлияла на к. п. д. промывания, во всяком случае в исследованных пределах ( $w_{\text{прив}} = 0,015—0,04$  м/сек при 185 ата и  $w_{\text{прив}} = 0,020—0,06$  м/сек при 110 ата).

Необходимо, однако, оговорить, что к. п. д. промывания, равный единице, был получен при большой высоте слоя промывочной воды — 600 мм, т. е. при значительном времени контактирования. Несомненно, что высота слоя промывочной воды оказывает влияние на к. п. д. промывания, но это влияние должно ощущаться лишь в области весьма малых высот воды, которых следует избегать. Давление пара не влияет на к. п. д. промывания.

Наряду с экспериментальным исследованием в МЭИ для котлов высокого давления было проведено расчетное исследование с целью выявления возможности отказа от декремнизации добавка очищенной воды, при осуществлении промывания пара. В этих расчетах (рис. 2) определялось максимально допустимое содержание кремниевой кислоты в питательной воде при условии, что допустимое ее содержание в паре составляет 0,05 мг/кг, а коэффициент уноса равен  $k_{\text{SiO}_2}^{\text{мол}} = 1,1\%$  (110 ата). При расчетах схем со ступенчатым испарением принято, что пар второй ступени испарения промывается через котловую воду чистого отсека, т. е. выявлялось наибольшее воздействие ступенчатого испарения на унос кремниевой кислоты.

Из рис. 2 следует, что при промывании пара может быть допущено значительное содержание кремниевой кислоты в питательной воде, что позволяет отказаться от декремнизации очищенной воды даже для тэс с добавлением ее 20—30% (в зависимости от содержания кремниевой кислоты в исходной воде), в то время как применение только ступенчатого испарения позволяет отка-

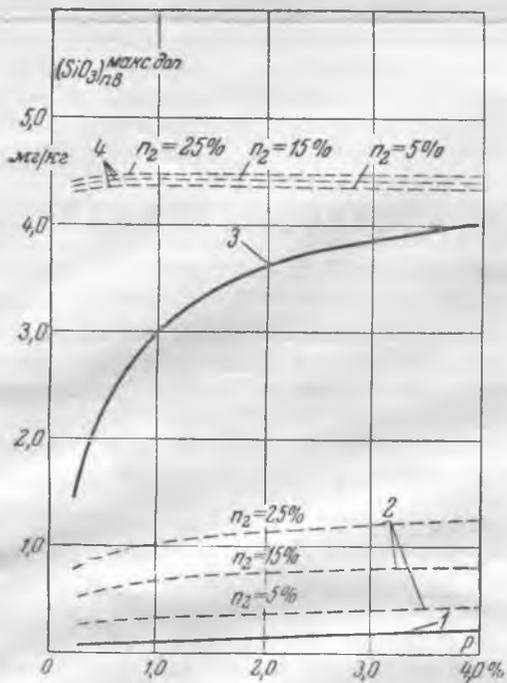


Рис. 2. Максимально допустимое содержание кремниевой кислоты в питательной воде для котла высокого давления (110 атм) при различных схемах организации водного режима, в зависимости от величины продуктивности котла ( $\rho$ %) и паропроизводительности второй ступени испарения ( $\eta_2$  %).

- 1 — без ступенчатого испарения, без промывания пара;  
 2 — со ступенчатым испарением, без промывания пара;  
 3 — без ступенчатого испарения, с промыванием пара;  
 4 — со ступенчатым испарением, с промыванием пара.

заться от декремнизации лишь для тэс с добавлением очищенной воды не более 8—10%.

Из рис. 2 следует также, что одновременное применение и ступенчатого испарения и промывания всего пара позволяет еще значительно увеличить допустимое содержание кремниевой кислоты в питательной воде. В этом случае обращает на себя внимание слабая зависимость допустимого содержания кремниевой кислоты в питательной воде от паропроизводительности второй ступени испарения. В связи с этим, при одновременном осуществлении промывания всего пара и ступенчатого испарения, паропроизводительность второй ступени испарения может быть принята небольшой (порядка 5%), что позволит организовать сепарацию ее пара вне барабана, в выносных циклонах.

При осуществлении сепарации пара второй ступени испарения вне барабана появляется возможность организации промывания пара только для данной ступени. При этом эффект получается несколько меньшим, чем при промывании всего пара, но допустимое содержание кремниевой кис-

лоты в питательной воде существенно возрастает в сравнении с применением только ступенчатого испарения.

## Выводы

1. В связи с серьезным влиянием содержания кремниевой кислоты в насыщенном паре на эксплуатационные показатели станции необходимо, чтобы в инструкции по контролю за качеством пара и котловой воды было бы внесено указание об обязательном повседневном контроле содержания кремниевой кислоты в насыщенном паре и котловой воде для котлов высокого давления.

2. Промывание пара является весьма эффективным средством для удаления веществ, непосредственно растворенных в паре, в частности кремниевой кислоты. Снижая содержание кремниевой кислоты в промывочной воде, можно пропорционально уменьшить содержание ее и в паре. Наименьшее содержание кремниевой кислоты в паре получится при промывании пара конденсатом. Однако достаточно высокий эффект получается и при промывании пара питательной водой.

3. Промывание пара питательной водой позволяет для подавляющего большинства станций высокого давления отказаться от декремнизации очищенной воды.

4. Применение ступенчатого испарения для уменьшения уноса кремниевой кислоты дает гораздо меньший эффект, чем промывание пара питательной водой. Это объясняется существенным превышением содержания примесей в котловой воде чистого отсека в сравнении с питательной водой. Однако применение ступенчатого испарения в дополнение к промыванию пара целесообразно.

5. Необходимость обеспечения довольно значительного слоя промывочной воды означает, что промывание пара питательной водой должно быть организовано вне сепарационного барабана, в отдельных промывочных устройствах (промывочный барабан, промывочные колонки). Последнее решение может быть принято в случае ступенчатого испарения и промывания пара только второй ступени испарения. Промывание всего пара потребует отдельного промывочного барабана.

6. В котлах высокого давления ТП-230 и ТП-170 оба барабана используются как сепарационные. Правильнее было бы использовать один из барабанов в качестве сепарационного, а другой — как промывочный.

7. Промывание пара питательной водой (для всего пара или только для пара второй ступени испарения) должно быть предусмотрено в конструкциях серийных котлов высокого давления.



# Измерение температуры отработавшего пара

Инж. Г. А. Мурин

Температура отработавшего в турбине пара служит важным эксплуатационным показателем экономичности и надежности работы теплосило-вой установки.

При эксплуатации паротурбинных установок обычно измерение температуры отработавшего пара производят при помощи ртутного (техниче-ского) стеклянного термометра, защищенного термометрической гильзой. Этот термометр уста-навливают в какой-либо произвольно выбранной точке выхлопного патрубка турбины. Иногда для контроля параллельно с ртутным термометром помещают медный термометр сопротивления, соединенный с показывающим или самопишущим логометром. Часто шкалу такого логометра градуируют в процентах вакуума, отнесенного к среднему барометрическому давлению.

Из многократных наблюдений над различны-ми турбоагрегатами следует, что показания тер-мометров, установленных в выхлопном патрубке турбины при помощи термометрических гильз, в сильной мере зависят от выбора места распо-ложения приборов, а также от режима работы тур-боагрегата.

В опытах ВТИ<sup>1</sup> на одной из промышленных установок (рис. 1) были произведены измерения температуры отработавшего пара в двух различ-ных пунктах — 1 и 2, распо-ложенных в выхлопном патрубке турбины. В качестве контрольного изме-рения определялось давл-ение отработавшего па-ра по показаниям ртут-ных приборов — вакуум-метра и барометра. Опы-ты проводились при двух начальных темпера-турах охлаждающей во-ды  $t_{1в}$ , равных 2 и 19°С (зимний и летний перио-ды работы установки). Расход охлаждающей во-ды  $W$  оставался при испытании постоянным;

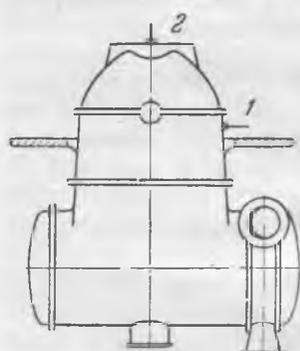


Рис. 1. Турбоагрегат с указанием мест измерения температуры отрабо-тавшего пара (пункты 1 и 2).

изменялась лишь удельная паровая нагрузка конденсатора  $d_k$  в пределах от 20 до 65  $кг/м^2$  час.

На рис. 2 сплошными линиями показаны ре-зультаты первой части опытов, проведенных при  $t_{1в} = 2°С$ . Как видно из этого графика, показа-ния термометров в пунктах 1 и 2 заметно откло-няются от температуры насыщения, найденной по

давлению отработавшего пара. Весьма характер-ным для этих данных является то, что показание термометра в пункте 1 меньше действительной температуры пара, и в пункте 2 — больше этой величины. С другой стороны, при уменьшении паровой нагрузки конденсатора наблюдается

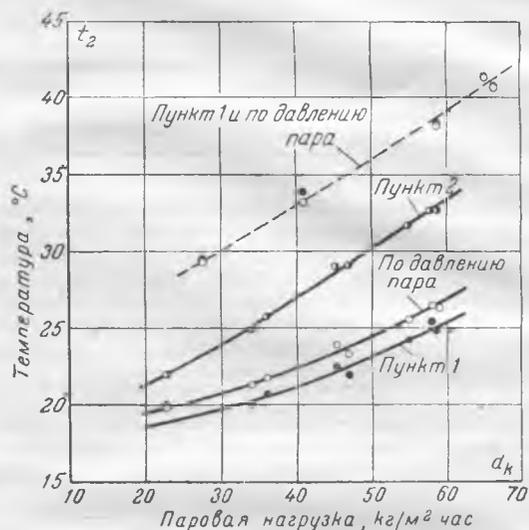


Рис. 2. Результаты измерения температуры отработавшего пара в выхлопном патрубке тур-бины при  $t_{1в} = 2°С$  (сплошные линии) и при  $t_{1в} = 19°С$  (пунктир).

○ — по давлению; ● — по измерению в пункте 1.

сближение показаний обоих термометров с дей-ствительным значением температуры пара.

Причиной расхождения показаний термомет-ров в пунктах измерения 1 и 2 является влияние, оказываемое на эти приборы температурой стен-ок корпуса выхлопной части турбины. В различ-ных местах выхлопного патрубка отклонение температуры его стенок от температуры насыще-ния отработавшего пара зависит, главным обра-зом, от двух факторов — притока тепла по кор-пусу турбины от передней, более нагретой, ее части и отвода тепла в стороны относительно холодных водяных камер конденсатора. В неко-торых случаях, в особенности при небольших на-грузках агрегата, на температуру стенок выхлоп-ного патрубка могут оказывать влияние темпера-туры пара или воды, подводимых к заднему уплотнению вала турбины.

Таким образом, если термометр с защитной гильзой установлен в стенке выхлопного патруб-ка вблизи водяной камеры конденсатора (пункт 1), то показания этого термометра будут заниже-ны вследствие отвода тепла от термометра по стенкам гильзы. В другом случае, когда термо-метр установлен в верхней части выхлопного па-

<sup>1</sup> В проведении опытов принимала участие инж. Е. И. Ме-щанинова.

трубка (пункт 2), его показания, наоборот, будут завышены, так как при этом имеет место сообщение тепла термометру по стенкам гильзы от передней части корпуса турбины.

Особенно значительное завышение показания термометра, полученное в пункте измерения 2, объясняется отчасти тем, что этот прибор был установлен в небольшом углублении (кармане), находящемся в верхней части патрубку, где условия вентиляции паром были явно неудовлетворительными.

Сближение показаний термометров при снижении паровой нагрузки конденсатора, в особенности, уменьшение погрешности измерения термометром, установленным в пункте 2, объясняется уменьшением притока тепла по стенкам корпуса турбины вследствие смещения зоны повышенных температур корпуса ближе к передней части турбины.

На рис. 2 даны также результаты второй части опытов (пунктирная линия), проведенных при  $t_{16} = 19^\circ \text{C}$ . На этом графике сравниваются показание термометра в пункте 1 и температура насыщения, найденная по давлению отработавшего пара. Вследствие значительного повышения начальной температуры охлаждающей воды и тем самым уменьшения начального температурного напора в конденсаторе  $t_1 - t_2 - t_{2a}$  ( $t_2$  — температура отработавшего пара,  $t_{2a}$  — конечная температура охлаждающей воды) отвод тепла по стенкам выхлопного патрубка заметно понизился, что практически привело к устранению погрешности показания термометра.

С целью исключения влияния температуры стенок выхлопного патрубка турбины на показание ртутного термометра в пункте измерения 1 был установлен при помощи обычного сальникового уплотнения незащищенный

(голый) ртутный термометр, т. е. без применения термометрической гильзы (рис. 3).

Измерение температуры отработавшего пара, произведенное голым термометром, дало очень хорошее совпадение, в пределах  $\pm 0,2^\circ \text{C}$ , с температурой насыщения этого пара, полученной по давлению, измеренному ртутными приборами.

Результаты этой, третьей, части опытов показаны на рис. 4. Ввиду плохой теплопроводности стекла влияние температуры выхлопного патрубка на показание голого термометра практически уменьшилось до нуля.

Измерение температуры пара во всех упомянутых опытах производилось лабораторными ртутными термометрами с ценой деления шкалы  $0,1^\circ \text{C}$ .

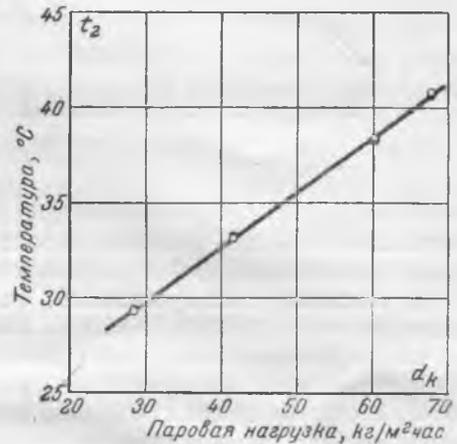


Рис. 4. Результаты измерения температуры отработавшего пара незащищенным ртутным термометром. ○ — по давлению насыщающегося пара; ● — по голому термометру.

## Выводы

1. Измерение температуры отработавшего пара в выхлопном патрубке турбины при помощи термометров с металлическим защитным приспособлением (термометрической гильзой, чехлом и т. п.) не может обеспечить большую точность определения этой температуры. На показание таких термометров оказывает существенное влияние температура стенок выхлопного патрубка, которая в зависимости от расположения термометра и режима работы установки отклоняется в большую или меньшую стороны от действительной температуры пара.

2. Для частичного понижения погрешности измерения температуры пара защищенными термометрами целесообразно применение термометрических гильз (чехлов), изготовленных из материалов с небольшим коэффициентом теплопроводности, например, из нержавеющей стали. Внутренний диаметр и толщина стенок таких гильз должны иметь наименьшие, а длина — наибольшие размеры. Желательно для увеличения тепловоспринимающей наружной поверхности гильзы размещение на концевой части ряда параллельных круглых ребер, расположенных перпендикулярно к оси гильзы.

3. Сравнительно точное измерение температуры отработавшего пара можно получить лишь в случае установки в выхлопном патрубке турбины при помощи сальникового уплотнения незащищенного (голого) ртутного термометра или термометра сопротивления. В качестве вторичного прибора (показывающего или самопишущего) для термометра сопротивления рекомендуется в этом случае применение автоматического уравновешенного измерительного моста.



# Водоснабжение тепловых электростанций смешанной водой

Инж. П. А. Денисов

В периоды маловодий расходы многих рек являются недостаточными для прямого водоснабжения тепловых электростанций, тогда как в нормальные по водности периоды требуемые расходы охлаждающей воды для такого водоснабжения равны или ниже расходов рек.

В подобных случаях целесообразно применять смешанную систему водоснабжения: в нормальные по водности реки периоды работать на прямом водоснабжении, а в периоды, когда расходы реки меньше потребных расходов воды для прямого водоснабжения, работать смешанной водой (расход свежей речной воды с относительно низкой температурой плюс расход нагретой отработанной воды).

Смешанные системы водоснабжения позволяют:

1) применять бесплотинный водозабор или ограничиваться сооружением простых русловых водоподъемных плотин, сроки строительства которых на равнинных реках, как правило, не связаны с вводом в эксплуатацию первых турбин на электростанциях;

2) отказаться от сооружения искусственных водоохладителей (пруды, градирни или брызгальные бассейны), рассчитанных только на периодическую работу при расходах рек, не обеспечивающих прямое водоснабжение, или производительность охладителей принимать минимальной.

При проектировании смешанных систем водоснабжения кроме гидравлических условий необходимо учитывать также и температурные условия.

Согласно ГОСТ 3618-47 на паровые турбины и ГОСТ 533-51 на турбогенераторы температура охлаждающей воды, отвечающая условиям работы турбин и генераторов на номинальную мощность, не должна допускаться выше 33° С.

В соответствии с нормами технологического проектирования указанная максимальная температура охлаждающей воды при водоснабжении электростанций смешанной водой допускается лишь при минимальных расходах рек обеспеченностью 97%.

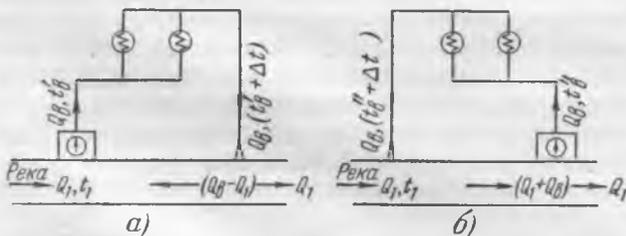


Рис. 1 Схемы водоснабжения смешанной водой с одноступенчатой подачей воды.

Температура смешанной воды, при прочих равных условиях, зависит от взаимного расположения водозаборного и водосбросного сооружений. На рис. 1 показаны две схемы расположения этих сооружений на реке: схема а — с водозабором выше сброса и схема б — ниже сброса. Модельными испытаниями циркуляции охлаждающей воды в условиях одной электростанции установлено, что при расположении сооружений по схеме а поверхностное течение отработанной воды, выбрасываемой отводящим каналом, распространяется вверх по реке далеко за створ водозаборного сооружения, в то время как расход реки с естественной температурой протекает в обратном направлении под слоем нагретой отработанной воды и полностью поступает в водозаборное сооружение.

Такая же картина движения холодного и подогретого потоков была установлена исследованиями работы водозабора другой электростанции, проведенными в Лаборатории промышленной гидравлики ВНИИГ в 1950 г.

Учитывая возможность поступления в водозабор всего расхода реки при его расположении по схеме а (рис. 1), для такой схемы можно написать уравнение теплового баланса:

$$Q_a t'_a = Q_1 t_1 + Q_2 (t'_a + \Delta t'_c) = Q_1 t_1 + (Q_2 - Q_1) (t'_a + \Delta t'_c),$$

откуда

$$t'_a = t_1 + \left( \frac{Q_2}{Q_1} - 1 \right) \Delta t'_c \quad (1)$$

здесь  $Q_a$  — расход водозабора;

$t'_a$  — температура воды, поступающей в водозабор (температура охлаждающей воды);

$Q_1$  — расход реки;

$t_1$  — естественная температура воды в реке;

$Q_2 = Q_a - Q_1$  — расход отработанной воды, поступающей в водозабор;

$\Delta t'_c$  — нагрев воды в системе.

При расположении сооружений по схеме б (рис. 1) расход реки  $Q_1$  может лишь частично влиять на температуру водозабора, если этот расход с температурой  $t_1$  не полностью перемешивается с расходом  $Q_a$ . Температура водозабора  $t''_a$  при расположении сооружений по этой схеме определяется из уравнения теплового баланса:

$$(aQ_1 + Q_a) t''_a = aQ_1 t_1 + Q_a (t''_a + \Delta t''_c),$$

$$t''_a = t_1 + \frac{Q_a}{\alpha Q_1} \Delta t''_c \quad (2)$$

где  $\Delta t''_c$  — нагрев воды в системе;

$\alpha$  — коэффициент, учитывающий степень влияния расхода реки  $Q_1$  с температурой  $t_1$  на температуру водозабора.

Коэффициент  $\alpha$  зависит от ряда факторов: ширины, глубины, скоростей течения и извилистости русла реки на участке от места сброса до водозабора, длины участка, ширины входной части водоприемника, отметки порога и глубины погружения входных отверстий последнего, отношения расхода  $Q_a$  к  $Q_1$ , влияния ветра и т. д.

При благоприятном сочетании указанных факторов коэффициент  $\alpha$  может повышаться до 0,8—1,0, а при неблагоприятном сочетании факторов он может резко снижаться. Предельное значение коэффициента  $\alpha = 1$  отвечает случаю, когда весь расход реки  $Q_1$  участвует в смешении со сбросной подогретой водой.

Принимая  $\Delta t'_c = \Delta t''_c = \Delta t_c$  и вычитая из выражения (2) выражение (1), имеем:

$$\Delta t'_a = t'_a - t'_1 = \frac{Q_a}{Q_1} \left( \frac{1}{\alpha} - 1 \right) \Delta t_c + \Delta t_c \quad (3)$$

Из этого выражения следует, что расположение сброса выше водозабора приводит к повышению температуры охлаждающей воды на величину  $\Delta t'_a$  по сравнению с обратным расположением сооружений. Выражение (3) относится к случаю, когда  $Q_a \geq Q_1$ .

Если  $Q_a \leq Q_1$  и может быть обеспечено прямоточное водоснабжение, то при расположении водозабора и сброса по схеме *a* (рис. 1) и расстоянии между сооружениями, исключающем возможность подсоса водозабором отработавшей горячей воды, температура  $t'_a = t_1$ .

Расположение сооружений по схеме *b* (рис. 1) и в этом случае приводит к повышению температуры воды у водозабора по сравнению с размещением сооружений по схеме *a* на величину, определяемую из выражения (2):

$$\Delta t''_a = t''_a - t_1 = \frac{Q_a}{\alpha Q_1} \Delta t''_c \quad (4)$$

Таким образом, приходим к выводу, что расположение сброса выше водозабора по схеме *b* является нецелесообразным, так как оно влечет за собой повышение температуры охлаждающей воды как при  $Q \geq Q_1$ , так и при  $Q_a \leq Q_1^*$ .

Обозначая отношение расхода  $\frac{Q_a}{Q_1} = p$  ( $p$  — коэффициент рециркуляции), формулу (1) можно написать в таком виде:

$$t'_a = t_1 + (p-1) \Delta t_c,$$

\* Расположение сооружений по схеме *b* необходимо для обогрева водозабора — см. П. А. Денисов, Защита водозаборных сооружений электростанций от глубинного льда и снега, «Электрические станции», 1949, № 5.

$$p = \frac{t_a - t_1}{\Delta t_c} + 1. \quad (5)$$

Принимая  $t_a = 33^\circ \text{C}$ , установим предельные значения коэффициента рециркуляции  $p$  при различных значениях естественных температур источника  $t_1$  и нагрева воды в системе  $\Delta t_c$ . Результаты расчетов сводим в табл. 1.

Таблица 1

$t_1, ^\circ \text{C}$	Значения $p$ при					
	$\Delta t_c = 10^\circ \text{C}$	$\Delta t_c = 5^\circ \text{C}$	$\Delta t_c = 5^\circ \text{C}$	$\Delta t_c = 7^\circ \text{C}$	$\Delta t_c = 6^\circ \text{C}$	$\Delta t_c = 7^\circ \text{C}$
0	4,3	4,66	5,12	5,72	6,50	7,60
5	3,8	4,12	4,50	5,00	5,66	6,60
10	3,3	3,56	3,88	4,28	4,84	5,60
15	2,8	3,00	3,25	3,58	4,00	4,60
20	2,3	2,44	2,63	2,86	3,17	3,60
25	1,8	1,89	2,00	2,14	2,33	2,60

Как и следовало ожидать, коэффициенты рециркуляции получены особенно высокими при низких значениях естественных температур воды в реке. Это обстоятельство имеет немаловажное значение, так как низким температурам сопутствуют минимальные зимние расходы рек.

Существенно сказывается на предельном коэффициенте рециркуляции и величина нагрева воды в системе  $\Delta t_c$ . О влиянии  $\Delta t_c$  на температуру  $t_a$  можно судить по данным табл. 2.

Таблица 2

Коэффициент $p$	Температура водозабора $t_a$ при								
	$t_1 = 0^\circ \text{C}$			$t_1 = 10^\circ \text{C}$			$t_1 = 20^\circ \text{C}$		
	при $\Delta t_c$			при $\Delta t_c$			при $\Delta t_c$		
	$9^\circ \text{C}$	$8^\circ \text{C}$	$7^\circ \text{C}$	$9^\circ \text{C}$	$8^\circ \text{C}$	$7^\circ \text{C}$	$9^\circ \text{C}$	$8^\circ \text{C}$	$7^\circ \text{C}$
2	9	8	7	19	18	17	29	28	27
3	18	16	14	28	26	24	38	36	34
4	27	24	21	37	34	31	—	—	—
5	36	32	28	—	—	38	—	—	—
6	—	40	35	—	—	—	—	—	—

Представляет практический интерес вопрос об изменении температуры водозабора  $t_a$  по мере изменения минимальных расходов источника  $Q_1$ . Приведем пример.

Пусть коэффициент вариации  $C_v = 0,40$ ; коэффициент асимметрии  $C_s = 2C_v = 0,80$ ; минимальный расчетный расход реки 97% обеспеченности  $Q_1$ ;  $\Delta t_c = 9^\circ \text{C}$ .

Требуется определить температуры охлаждающей воды  $t_a$  при изменении минимальных расходов в пределах их обеспеченности от 97 до 25%. Эти температуры определяются по формуле

$$t = t_1 + \left( p \frac{k_{97\%}^p}{k_{25\%}^p} - 1 \right) \Delta t_c = t_1 + (p' - 1) \Delta t_c, \quad (6)$$

где  $k_{97\%}^p$  — модульный коэффициент, соответствующий минимальному расходу  $Q_1$ , обеспеченностью 97%;

$k_{n\%}^p$  — модульный коэффициент, соответствующий минимальному расходу  $Q_1$ , обеспеченностью  $n\%$ ;

$$p' = p \frac{k_{17\%}^p}{k_{n\%}^p}$$

Результаты расчетов сведены в табл. 3.

Таблица 3

$t_1, ^\circ\text{C}$	Температуры охлаждающей воды (водозабра) $t_0$ при минимальных расходах обеспеченностью:											
	17%		95%		100%		75%		50%		25%	
	$p'$	$t_0$	$p'$	$t_0$	$p'$	$t_0$	$p'$	$t_0$	$p'$	$t_0$	$p'$	$t_0$
0	4,66	33	4,05	27,4	3,43	21,8	2,56	14,0	1,92	8,3	1,48	4,3
5	4,12	33	3,58	28,2	3,13	24,2	2,26	16,3	1,69	11,2	1,31	7,8
10	3,56	33	3,08	28,7	2,62	24,6	1,93	18,6	1,46	14,1	1,13	11,2
15	3,00	33	2,60	29,4	2,20	25,7	1,65	20,8	1,23	17,6	—	15,0
20	2,44	33	2,12	30,0	1,80	27,2	1,34	23,6	1,00	20,0	—	20,0
25	1,89	33	1,64	30,7	1,39	28,5	1,04	25,4	—	25,0	—	25,0
$k_{n\%}^p$	= 0,39		= 0,45		= 0,53		= 0,71		= 0,95		= 1,23	

Цифры табл. 3 показывают быстрое снижение температуры  $t_0$  по мере снижения обеспеченности минимальных расходов реки. Это является важнейшим фактором, указывающим на целесообразность перехода в периоды маловодий на водоснабжение электростанций смешанной водой.

Приведенные подсчеты показывают также, что нагрев воды в системе  $\Delta t_c$  сильно влияет на предельный коэффициент рециркуляции и температуру охлаждающей воды. Величина этого нагрева зависит от температурного перепада охлаждающей воды в теплообменниках электростанций  $\Delta t_{нэ}$  и степени охлаждения отработавшей воды в цикле рециркуляции  $\Delta t_{ox}$ , т. е.  $\Delta t_c = \Delta t_{нэ} - \Delta t_{ox}$ :

$$\Delta t_{нэ} \approx \frac{\sum_0^n Q_k \Delta t_k + \sum_0^n Q_g \Delta t_g + \sum_0^n Q_m \Delta t_m}{Q_n} \quad (7)$$

где  $\sum_0^n Q \Delta t$  — сумма тепла, отводимого водой из конденсаторов, генераторов и маслоохладителей турбогенераторов;

$Q_n$  — расход охлаждающей воды, практически равный расходу водозабора.

Охлаждение отработавшей воды связано с потерями тепла с открытой водной поверхности цикла рециркуляций — подводящие и отводящие каналы, русло реки в зоне влияния сбросного и водозаборного сооружений и сопрягающих сооружений на каналах (перепады, быстротоки).

Степень охлаждения воды открытой водной поверхностью каналов и русла реки (в пределах указанной выше зоны) зависит от ряда факторов, основными из которых являются: площадь и ширина открытой водной поверхности, температура воды, метеорологические условия, скорость течения воды и интенсивность ее перемешивания в вертикальной и горизонтальной плоскостях, направление течения воды относительно направления ветра, условия продуваемости водной поверхности.

Сумма потерь тепла  $q$  с открытой водной поверхностью в общем виде выражается формулой

$$q = \sigma_e + q_k + \sigma_g - q_u, \quad (8)$$

где  $\sigma_e$  — потеря тепла на испарение;

$q_k$  — потеря тепла на конвекцию;

$\sigma_g$  — потеря тепла на эффективное излучение;

$q_u$  — приток тепла за счет прямой и рассеянной солнечной радиации.

Отводящие и подводящие каналы, а также русла рек имеют относительно небольшую ширину и значительные скорости течения воды, вызывающие интенсивное турбулентное ее перемешивание. Эти благоприятные условия повышают интенсивность охлаждения воды за счет испарения и конвекции.

На основании обработки результатов калориметрических исследований на ряде рек С. Н. Крицкий, М. Ф. Менкель и К. И. Россинский предложили зависимость для определения теплопотерь на испарение и конвекцию<sup>1</sup>, которую напишем в виде:

$$q_e + q_k = A [0,46(t - \Theta) +$$

$$+ (I_m - l)] (1 + 0,3w) \text{ тыс. кал/м}^2 \text{ сутки}, \quad (9)$$

где  $A$  — безразмерный коэффициент;

$t$  — температура воды,  $^\circ\text{C}$ ;

$\Theta$  — температура воздуха,  $^\circ\text{C}$ ;

$I_m$  — упругость насыщенных паров при данной температуре воды, мм рт. ст.;

$l$  — абсолютная влажность воздуха, мм рт. ст.;

$w$  — скорость ветра на высоте 1 м от поверхности воды, м/сек.

Этими авторами рекомендуется принимать коэффициент  $A = 0,25$ . Мы же считаем, что значение  $A$  должно приниматься в зависимости от условий продуваемости ветром охлаждающей водной поверхности, направления ветра и течения воды, а именно:

для каналов и речных русел, не затененных от действия ветра древесной растительностью, застройками или высокими берегами, при господствующем ветре, направленном против течения воды . . . . .  $A = 0,35$

для каналов и речных русел, затененных . . . . .  $A = 0,25$

для каналов и речных русел, находящихся в промежуточных условиях . . . . .  $A = 0,30$

Потери тепла на эффективное излучение  $q_g$  и приход тепла за счет прямой и рассеянной солнечной радиации  $q_u$  устанавливаются по приведенным в литературных источниках формулам<sup>2</sup>.

Для определения нагрева воды в системе рециркуляции можно пользоваться следующим выражением:

$$\Delta t_c = \Delta t_{нэ} - \Delta t_{ox} = \Delta t_{нэ} \frac{1}{Q_n \cdot 86 \cdot 400} (\Sigma q F + q_c), \quad (10)$$

<sup>1</sup> С. Н. Крицкий, М. Ф. Менкель, К. И. Россинский, Зимний термический режим водохранилищ, рек и каналов, Госэнергоиздат, 1947.

<sup>2</sup> С. Н. Крицкий и М. Ф. Менкель, Гидрологические основы речной гидротехники, Академия наук СССР, 1950.

где  $Q_g$  — расход водозабора,  $м^3/сек$ ;  
 $q$  — сумма теплотерь на отдельных участках, тыс.  $кал/м^2 сутки$ ;  
 $F$  — площадь охлаждающей открытой водной поверхности на отдельных участках,  $м^2$ ;  
 $\sigma_c$  — потери тепла на сопрягающих сооружениях (быстротоки, перепады), тыс.  $кал/сутки$ .

Для увеличения охлаждающей водной поверхности следует всемерно использовать естественные понижения, старицы, русла притоков и т. д.

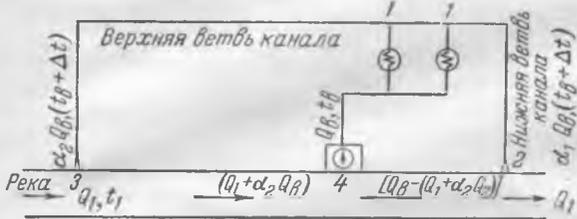


Рис. 2. Схема водоснабжения смешанной водой с одноступенчатой подачей воды и двумя ветвями отводящего канала.

Иногда оказывается целесообразным предусмотреть две ветви отводящего канала (рис. 2): при расходах реки  $Q_1 \geq Q_g$  осуществляется прямоточное водоснабжение — расход отработавшей воды  $Q_g$  сбрасывается по нижней ветви ниже водозабора, а при расходах реки  $Q_1 < Q_g$  по нижней ветви сбрасывается расход  $a_1 Q_g$ , а по верхней ветви — расход  $a_2 Q_g$ . Значения коэффициентов  $a_1$  и  $a_2$  принимаются в зависимости от степени охлаждения воды на участках 1—2—4 и 1—3—4, обеспечивающих наиболее низкие температуры водозабора (точка 4). Очевидно, что при всех условиях  $a_1 Q_g$  не может быть меньше  $Q_1$ .

Показанные на рис. 1 и 2 схемы водоснабжения предусматривают одноступенчатую перекачку охлаждающей воды циркуляционными насосами, расположенными в насосной или у конденсаторов в машинном зале.

На рис. 3 приведена схема водоснабжения смешанной водой с двухступенчатой перекачкой охлаждающей воды: на реке сооружается береговая насосная для подачи расхода воды  $Q_1$  с температурой, соответствующей естественной температуре воды в реке  $t$ , в открытый подводный канал, переходящий на площадке электростанции в закрытый. В машинном зале у конденсаторов устанавливаются низконапорные циркуляционные насосы производительностью  $Q_g$  для перекачки охлаждающей воды из подводного канала через теплообменники (конденсаторы, газо-, воздухо- и маслоохладители и др.).

Нагретая вода частично сбрасывается в реку, а частично через соединительный канал поступает снова в подводный канал для повторного использования после смешивания с подаваемой из водозабора свежей водой. В этом случае температура охлаждающей смешанной воды определяется по формуле (1).

В зависимости от расходов реки, естественных температур речной воды, напора насосов берего-

вой насосной, охлаждающей водной поверхности каналов на участке 1-2-3-4 (рис. 3), паровой нагрузки конденсаторов и метеорологических условий схема с двухступенчатой перекачкой воды допускает постоянную или периодическую работу водоснабжения электростанции смешанной водой; возможна работа полностью на рециркуляции, с незначительной подачей свежей воды из реки только на пополнение потерь (испарение, фильтрацию и безвозвратные расходы в цехах электростанции).

Схема с двухступенчатой перекачкой воды позволяет:

1) заменять напорные подводные трубопроводы (как правило, из листовой стали) самотечными земляными каналами или каналами с облицовкой из местных материалов (камень, гравий, галька и пр.) и уменьшать удельные гидравлические потери напора до 4—5 раз и более;

2) осуществлять каналы в полувыемке-полунасыпи и повышать интенсивность теплоотдачи с их водной поверхности;

3) уменьшать или полностью прекращать подкачку свежей воды береговой насосной за счет охлаждения воды в цикле рециркуляции;

4) обеспечить индивидуальную работу всех насосов, в связи с чем: а) снижается расход энергии на подачу единицы объема воды; б) улучшаются условия регулирования насосов; в) отпадает необходимость установки приемных или обратных клапанов с большими гидравлическими сопротивлениями; г) упрощаются коммуникации и уменьшаются местные гидравлические сопротивления; д) исключается влияние конденсаторов с наибольшими гидравлическими сопротивлениями на напор параллельно работающих насосов;

5) обеспечивается возможность регулирования температур охлаждающей воды, отвечающих наилучшим энергетическим показателям конденсационной установки.

Технико-экономическая целесообразность применения схемы с двухступенчатой подачей воды повышается по мере увеличения расстояния от источника водоснабжения до электростанции, повышения охлаждающей поверхности системы рециркуляции и геометрической высоты подъема воды береговой насосной станции.

Расчеты на примере проекта конкретной электростанции показали, что при одинаковых эксплуатационных энергетических показателях стоимость основных гидротехнических сооружений при водоснабжении смешанной водой получается в 2 раза и более ниже, чем стоимость сооружений при обычной прудовой системе водоснабжения. По другому объекту стоимость водоснабжения смешанной водой получена на 25% ниже стоимости обратного водоснабжения с градирнями, а годовые эксплуатационные затраты снижены почти в 2 раза.

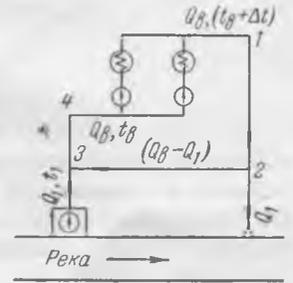


Рис. 3. Схема водоснабжения смешанной водой с двухступенчатой перекачкой воды.



# Применение бетононасоса Б-15 на строительстве электростанции

Инж. Б. К. Грант

На строительстве тепловой электростанции в условиях одновременного производства строительных и монтажных работ встретились с трудностью транспортировки бетона к месту его укладки. При расширении объекта велись одновременно: экскавация земли, строительные работы, монтаж строительных металлоконструкций и монтаж технологического оборудования.

Производство работ по совмещенному графику в условиях большого количества работающих строительного-монтажных предприятий требовало четкой организации работ и исключало возможность подачи большого количества бетона автосамосвалами или другим каким-либо видом колесного транспорта. Сооружение громоздкой эстакады для этих целей требовало 1 200 - 1 500 м<sup>3</sup> лесоматериала и закрывало фронт монтажных работ по технологическому оборудованию. Также не было возможности подавать бетон при помощи бадей деррик-краном, так как одновременно велись работы по монтажу строительных и металлоконструкций.

Учтя опыт работы с бетононасосом типа «Торкрет», примененного ранее на подаче шлакобетона для перекрытий, было решено использовать бетононасосы типа Б-15, хотя рекомендуемая крупность щебня для бетононасосов не свыше 50 мм не могла быть обеспечена ввиду того, что дробильное хозяйство на каменном карьере не было налажено на более мелкое дробление.

Преодолев ряд трудностей в освоении и организации работы бетононасосов, строительство получило возможность:

1) параллельного производства строительных и монтажных работ;

2) отказаться от сооружения громоздких эстакад, при наличии которых исключалась бы возможность ведения работ по всему комплексу, а также задерживалась подготовка к производству строительного-монтажных работ на смежном объекте;

3) повысить культуру производства строительных работ и качество бетонных работ, добиться максимальной поточности процесса бетонирования, значительно повысить производительность труда рабочих, высвободив до 40 чел. подсобных рабочих.

## Организация бетонных работ

При выборе места установки бетононасосов Б-15, учитывая стесненность строительной площадки и широкое совмещение строительного-монтажных работ, исходили из следующего:

1. Бетононасосное хозяйство должно быть расположено так, чтобы оно могло обслуживаться без помех при транспортировке технологического оборудования к месту установки.

2. Прокладка бетонопроводов не должна мешать монтажу строительных конструкций.

3. Для того чтобы предотвратить поломку бетонопроводов автосамосвалами, отвозящими

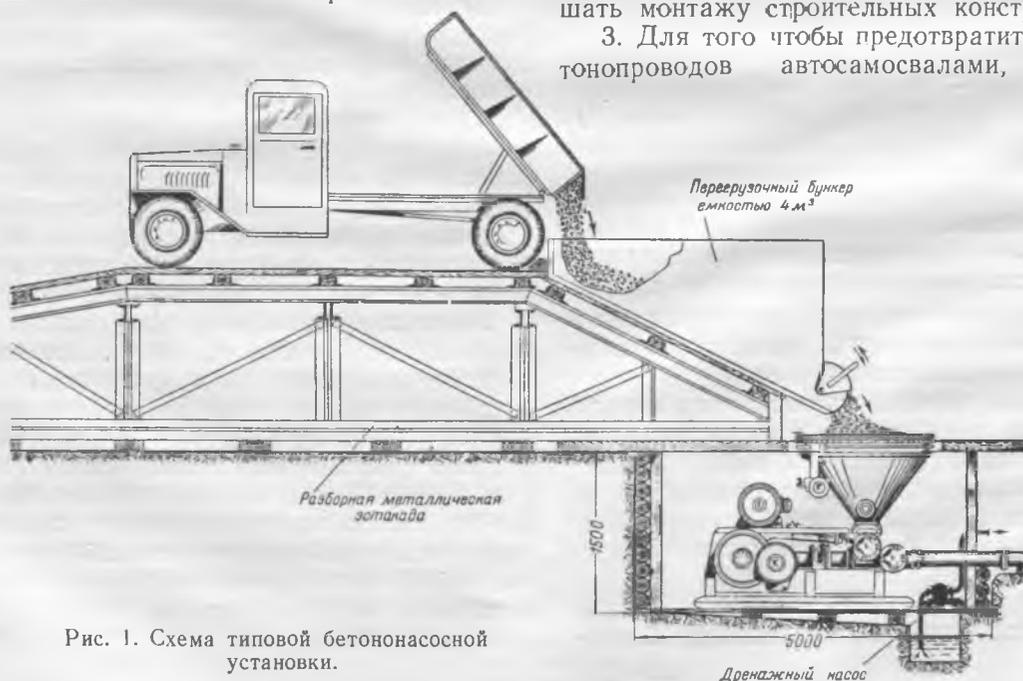


Рис. 1. Схема типовой бетононасосной установки.

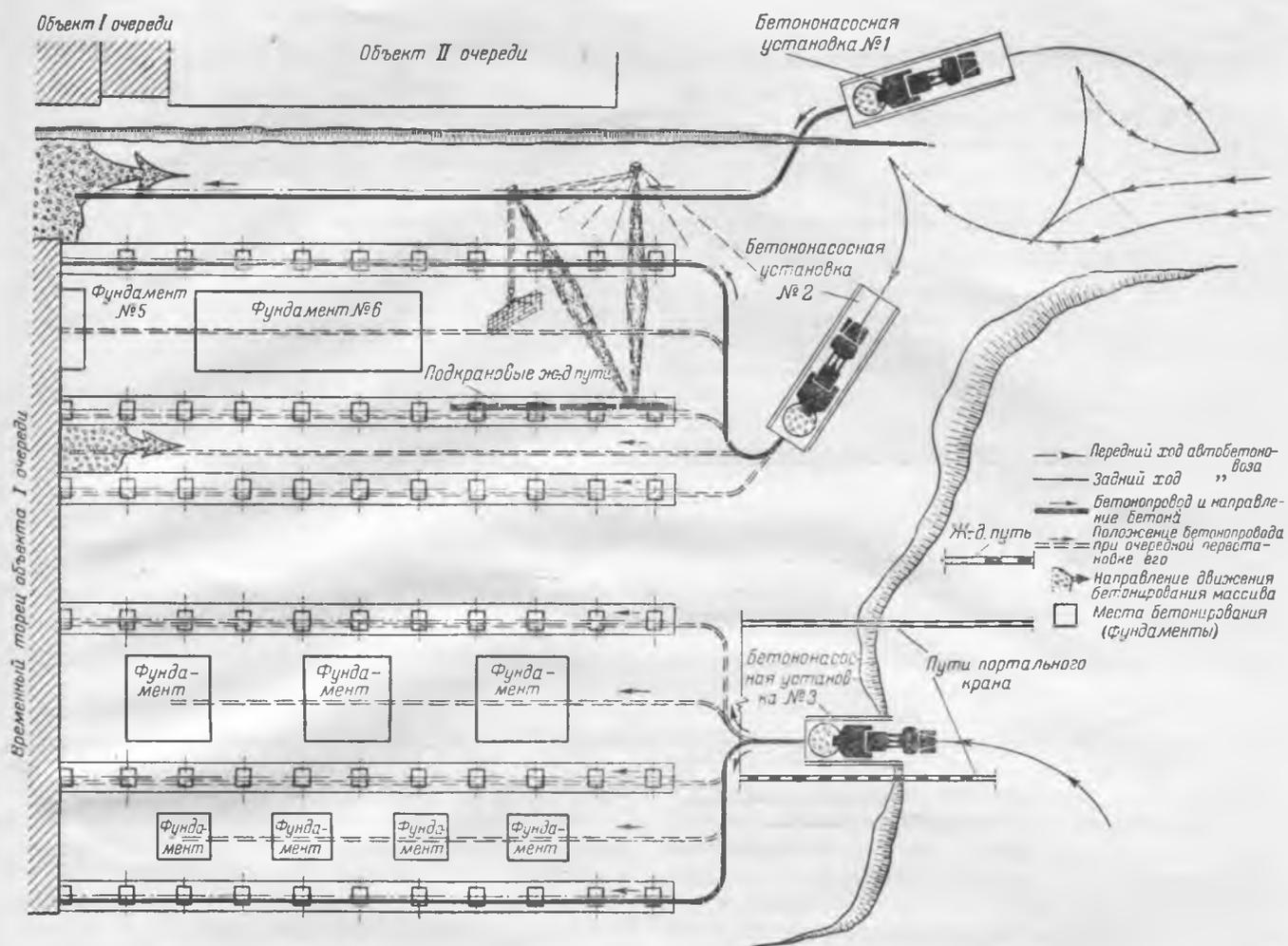


Рис. 2. Схема расстановки бетононасосов Б-15 по объектам бетонирования.

грунт из-под экскаваторов, участки бетонопровода, находящиеся в зоне движения самосвалов, углублялись в траншею глубиной 0,6 м; в местах переездов делались помосты с таким расчетом, чтобы дежурный слесарь по бетонопроводу мог пролезть под ним и в случае надобности снять зажимной хомут трубы бетонопровода.

4. Эстакада и бункер с секторным затвором перед бетононасосом устанавливались с учетом наиболее удобного въезда автосамосвала задним ходом, так как отсутствие свободной площади исключало возможность устройства сквозной эстакады (рис. 1).

Учитывая, что по мере готовности котлованов под фундаменты (экскавация земли задерживала строительные работы) необходимо было как можно скорее уложить бетон, решено было вести бетонирование широким фронтом с помощью трех бетононасосов по схеме рис. 2.

Кроме бетонирования основного объекта бетононасосы типа Б-15 применялись на бетонировании фундаментов вспомогательных объектов.

Схемы организации бетонирования на объектах с небольшим объемом бетонных работ, где по условию строительства, а также рельефа площади транспортировка бетона автосамосвалами была затруднительна, приведены на рис. 3.

Использование насосов исключало транспортировку при помощи тачек, а также все дополни-

тельные работы, связанные с ручной транспортировкой.

Следует отметить, что даже при небольших объемах укладываемого бетона затраты по монтажу и установке бетононасосного агрегата себя оправдывают. При подготовленном фронте работ для насоса, а также при хорошо организованной загрузке бетононасоса бетонной смесью объем работ в 200 - 300 м<sup>3</sup> укладываемого бетона является вполне рентабельным для применения бетононасоса.

Стоимость укладки бетона вручную при помощи тачек при среднем расстоянии 75 м и объеме укладываемого бетона в 300 м<sup>3</sup> равна 8,36 руб. за 1 м<sup>3</sup>. Применение бетононасоса дает возможность снизить расходы по транспортировке этого бетона до 1 р. 40 к. за 1 м<sup>3</sup>, так как стоимость машино-смены бетононасоса на строительстве составляет 170 руб., а при организованном транспорте за восьмичасовую смену бетононасос легко перекачивает 120 м<sup>3</sup> бетона.

В условиях строительных площадок, где бетононасосы применяются впервые, среди некоторой части строителей существует предвзятое мнение, что применение их требует увеличенного расхода цемента для повышения пластичности смеси бетона и что только повышенное количество цемента обеспечивает удобоукладываемость смеси. Это предположение не соответствует действительности. Конструкция бетононасосов типа Б-15 позво-

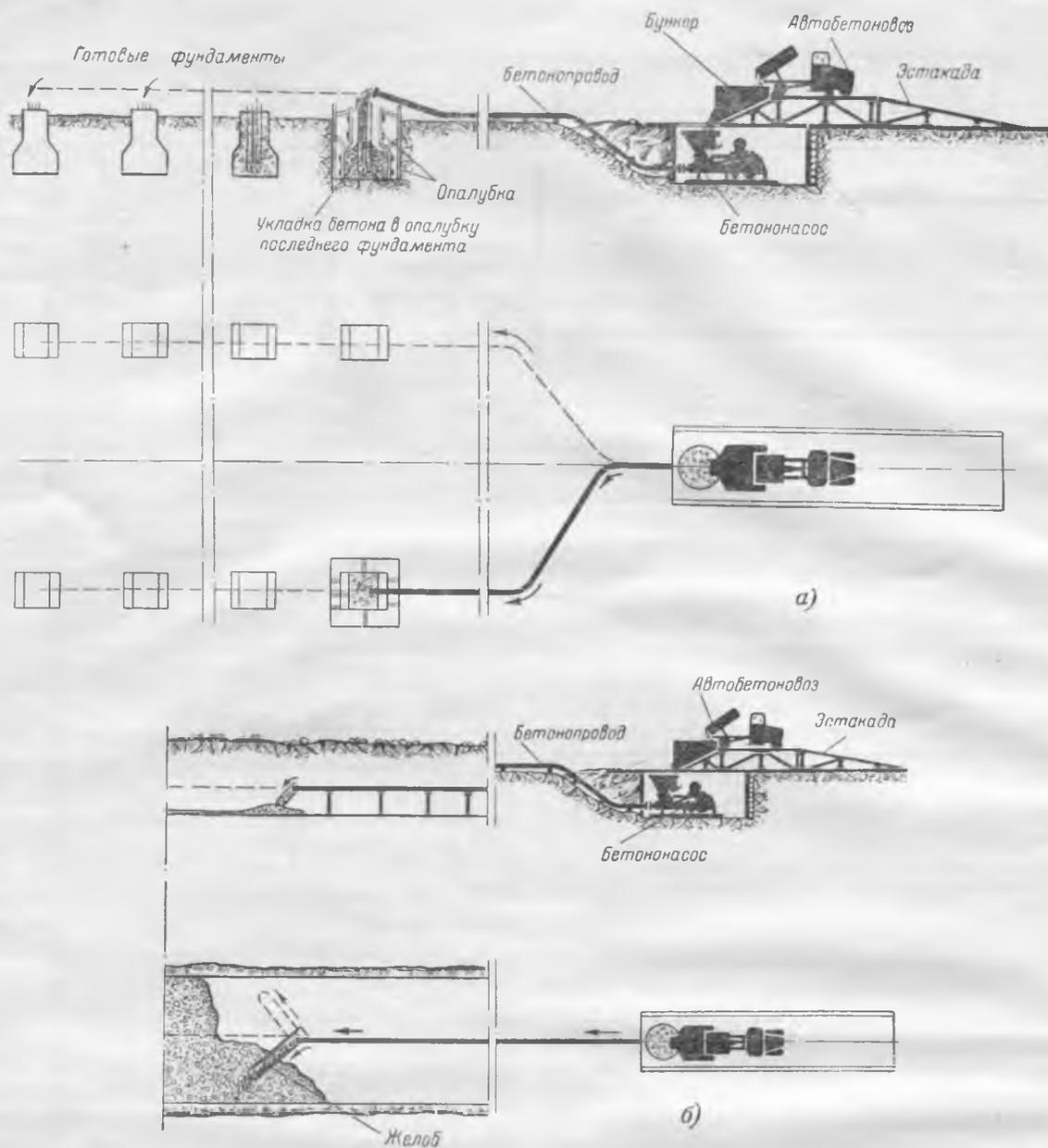


Рис. 3. Схемы применения бетононасоса Б-15 на подаче бетона.

а — при бетонировании фундаментов; б — при бетонировании канала.

ляет транспортировать бетон с осадкой конуса от 3 см и выше. Для повышения удобонагнетаемости увеличение пластичности бетона желательно, но, конечно, не за счет перерасхода цемента, а путем применения пластифицирующих добавок.

В случае подачи жесткого бетона необходимо 3—4 раза за смену производить смазку бетонопровода жирным известковым молоком, что особых трудностей не представляет.

Для целей промывки и очистки бетонопровода, а также и для смазки необходимы пыжи, которые завод поставляет с кожаными кольцами на металлическом поршне.

Применение заводских пыжей в условиях эксплуатации затруднительно, так как кожаное кольцо быстро изнашивается и, несмотря на наличие отжимающей пружины, пыж пропускает воду или известковое молоко. Лучшим пыжом является рогожа, сплетенная из мочалы, свернутая и с обеих сторон (концов) распущенная (рис. 4). Обеспечить такими пыжами бетононасосную установку имеется возможность на каждом строительстве.

При загрузке бункера бетононасоса Б-15 бетонной смесью включается расположенная на го-

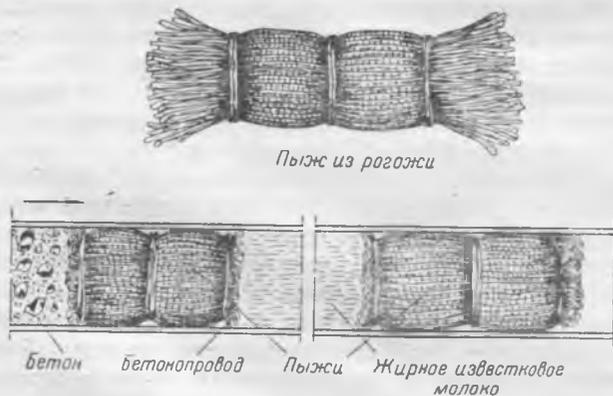


Рис. 4. Смазка бетонопровода.

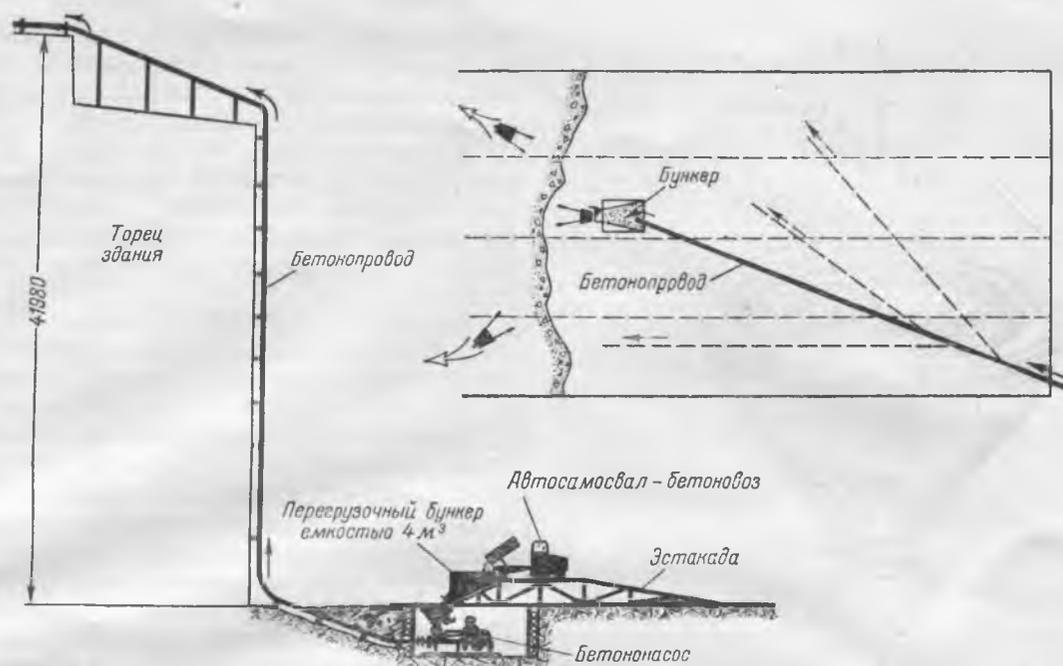


Рис. 5. Схема применения бетононасоса на вертикальной подаче шлакобетона для перекрытия корпуса.

ризонгальном валу мешалка, которая обеспечивает перемешивание массы до поступления ее в бетонопровод. Движение бетонной смеси по бетонопроводу также обеспечивает перемешивание за счет разности скоростей смеси, идущей по осевой линии трубопровода, по отношению смеси, идущей около стенок трубопровода, где скорость снижается за счет трения о стенки бетонопровода.

При сравнении качества бетона, уложенного в массивный фундамент № 1 обычным способом, с бетоном, уложенным в фундамент № 6 при помощи бетононасоса Б-15, было установлено, что бетон фундамента № 1 имел недостатки: раковины, пористость, неравномерное распределение (гнездовое) щебня, в то время как у фундамента № 6 качество бетона было безукоризненным.

Это обстоятельство подтверждает, что качество бетонной смеси, перекачиваемой бетононасосом, повышается, очевидно, за счет дополнительного перемешивания при движении смеси по бетонопроводу.

При бетонировании с помощью бетононасосов и длине бетонопровода, превышающей 120 ÷ 150 м, желательно применять медленно схватывающиеся цементы, что дает возможность иметь резерв времени в случае вынужденных остановок из-за прекращения бетонирования.

Однако, как показал опыт, применение быстро схватывающихся цементов при бетонировании с помощью бетононасосов также возможно. Для этого требуется более четкая организация работ, непрерывная поточная загрузка бетононасоса смесью, сведение к минимуму работ по перемещению бетонопровода в течение рабочей смены, наличие запаса опалубленных конструкций для принятия бетона. Кроме того, нужно организовать работу так, чтобы бетонирование велось не путем наращивания бетонопровода, а путем разборки его.

Кроме горизонтального транспорта бетононасос применялся и на вертикальной подаче шлако-

бетона. Высота вертикальной подачи равнялась 42 м.

Транспортировка шлакобетона для перекрытия при помощи подъемников не обеспечивала необходимого темпа работ по бетонированию кровли объекта. Применение бетононасоса решило эту задачу, так как появилась возможность транспортировать шлакобетон в необходимом количестве без перерывов в работе. Организация вертикального транспорта была осуществлена по схеме рис. 5.

При организации вертикальной транспортировки необходимо учесть следующее. Завод рекомендует регулировку всасывающего и нагнетательного клапанов производить на неполное закрытие, ввиду чего при первом опыте подачи шлакобетона по вертикали имели место неполадки из-за вытекания цементного молока обратно в приемный бункер, вследствие чего происходили расслаивание заполнителей и закупорка бетонопровода.

Во избежание вытекания цементного молока всасывающий и нагнетательный клапаны были отрегулированы на полное закрытие, в результате чего вытекание было прекращено.

Существует мнение, что транспорт бетона с применением в качестве заполнителей котельных шлаков, обладающих пористой структурой, а следовательно, и большим водопоглощением, якобы невозможен. Практически транспорт шлакобетона вполне возможен. Для обеспечения удобоукладываемости шлакобетона требуется лишь увеличить время перемешивания шлакобетонной смеси в бетономешалке, доведя смесь до необходимого качества, определяемого опытным путем.

Монтаж вертикального стояка бетонопровода из звеньев, поставляемых заводом-изготовителем, очень трудоемок. Во избежание установки большого количества кронштейнов для крепления бетонопровода по вертикали он был изготовлен из цельнотянутых тонкостенных труб диамет-

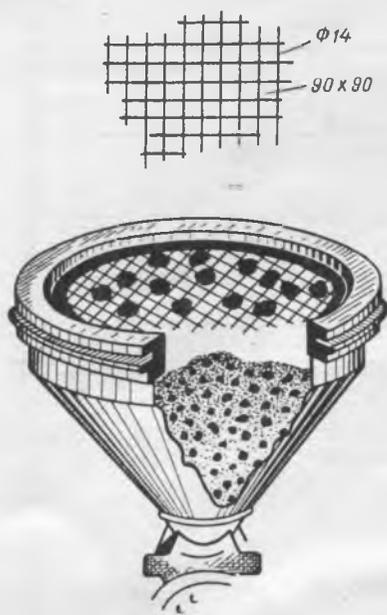


Рис. 6. Установка решетки в загрузочный бункер бетононасоса для предохранения его от крупных фракций щебня.

ром 125 мм, из трех звеньев по 14 м каждое. Между собой звенья были соединены на фланцах. Переход от горизонтальной части бетонопровода к вертикальной осуществлялся с помощью колена 90° и стандартных хомутов заводского типа.

При организации бетонирования большое значение имеет крупность фракций щебня. Хотя, как правило, применялся щебень крупностью не более 60 ÷ 70 мм, все же в бетонную смесь вследствие некачественной обработки камня на каменном карьере попадал щебень 90 ÷ 110 мм. То же происходило и при приготовлении шлакобетона.

Для предохранения бетононасоса от попадания в него крупных фракций были применены решетки, которые изготовлялись по внутреннему диаметру верхней части приемного бункера бетононасоса и укладывались в него (рис. 6). Благодаря применению решеток возможность попадания крупных фракций исключалась.

Несмотря на то, что бетонная смесь, падая из бункера на решетку, не вибрировалась, она проходила через решетку, благодаря сотрясениям при вращении решетки вместе с вращающейся частью приемного бункера бетононасоса.

### Работа в зимних условиях

Для организации бетонирования в условиях суровой зимы необходимо утепление бетононасосной установки и бетонопровода, а также поддержание плюсовой температуры в бетонной смеси, поступившей с бетонного завода для транспортировки бетононасосом.

Учитывая это, была разработана схема установки бетононасоса для работы в зимний период применительно к условиям строительства.

Для отопления насосной установки были применены электрические калориферы, так как связать помещение бетононасосной установки с источником пара не представилось возможным.

Бетонопровод был смонтирован в закрытых коробах на всем его протяжении. По коробам с

помощью вентилятора прогонялся горячий воздух от калорифера. Два электрических калорифера мощностью по 15 кВт каждый вполне обеспечили бетононасосную установку теплом.

В благоприятных условиях при небольшом расстоянии от источника пара отопление как самой установки, так и бетонопровода можно осуществлять, проложив паропроводы по коробам бетонопровода, а в машинном отделении установить радиаторы.

Машинное отделение бетононасосной установки было выполнено каркасно-засыпного типа; также был утеплен и приемный бункер.

Температура +12 ÷ +14°С вполне достаточна для работы и обслуживания бетононасоса и бетонопровода.

В зимних условиях обязательно должна обеспечиваться бесперебойная подача бетонной смеси с бетонного завода. Бетонная смесь должна иметь температуру не ниже +12 ÷ +14°С.

Типовая схема установки бетононасоса Б-15 для работы в зимних условиях приведена на рис. 7. Смазка бетонопровода, а также промывка его обязательна так же, как и в летних условиях. Для смазки необходимо держать в машинном помещении запас разведенного жирного известкового молока, применяя его в теплом виде.

Для промывки бетонопровода нужно иметь бак емкостью 1,5 ÷ 2 м<sup>3</sup> с подогреваемой водой.

Стоимость эксплуатации бетононасосной установки в зимних условиях в связи с дополнительными работами и сооружениями по отоплению насосной установки и повышенным эксплуатационным уходом за ней увеличивается, а следовательно увеличивается и стоимость транспортировки 1 м<sup>3</sup> бетонной смеси. Практически стоимость транспорта 1 м<sup>3</sup> при помощи бетононасоса в зимних условиях достигает 4,2—4,8 руб.

### Недостатки бетононасосов Б-15

Наряду с положительными эксплуатационными качествами бетононасосов Б-15 в процессе их эксплуатации выявился ряд недостатков.

Одним из существенных недостатков является слабость коленчатого вала. Как правило, коленчатые валы ломались в одном и том же месте — со стороны консольной части, в плоскости перехода с диаметра 90 мм на диаметр 80 мм.

Переходы в месте излома коленчатых валов выполнены без выборки галтели под радиус, что приводило к поломкам вала вследствие большой динамической нагрузки, а также и вибрации, передаваемой через клапанные тяги и кулисный механизм.

Вторым недостатком является отсутствие централизованной принудительной смазки густыми смазочными материалами (тавотом или солидолом) всасывающего и нагнетательного клапанов.

В условиях эксплуатации бетононасоса необходимо производить смазку клапанов через каждые 20—30 мин., так как их работа подвергается большому абразивному воздействию со стороны бетонной смеси.

Заводом предусмотрена смазка клапанов при помощи шприца через масленки «Зерко». При работе бетононасоса смазка со стороны клапанных

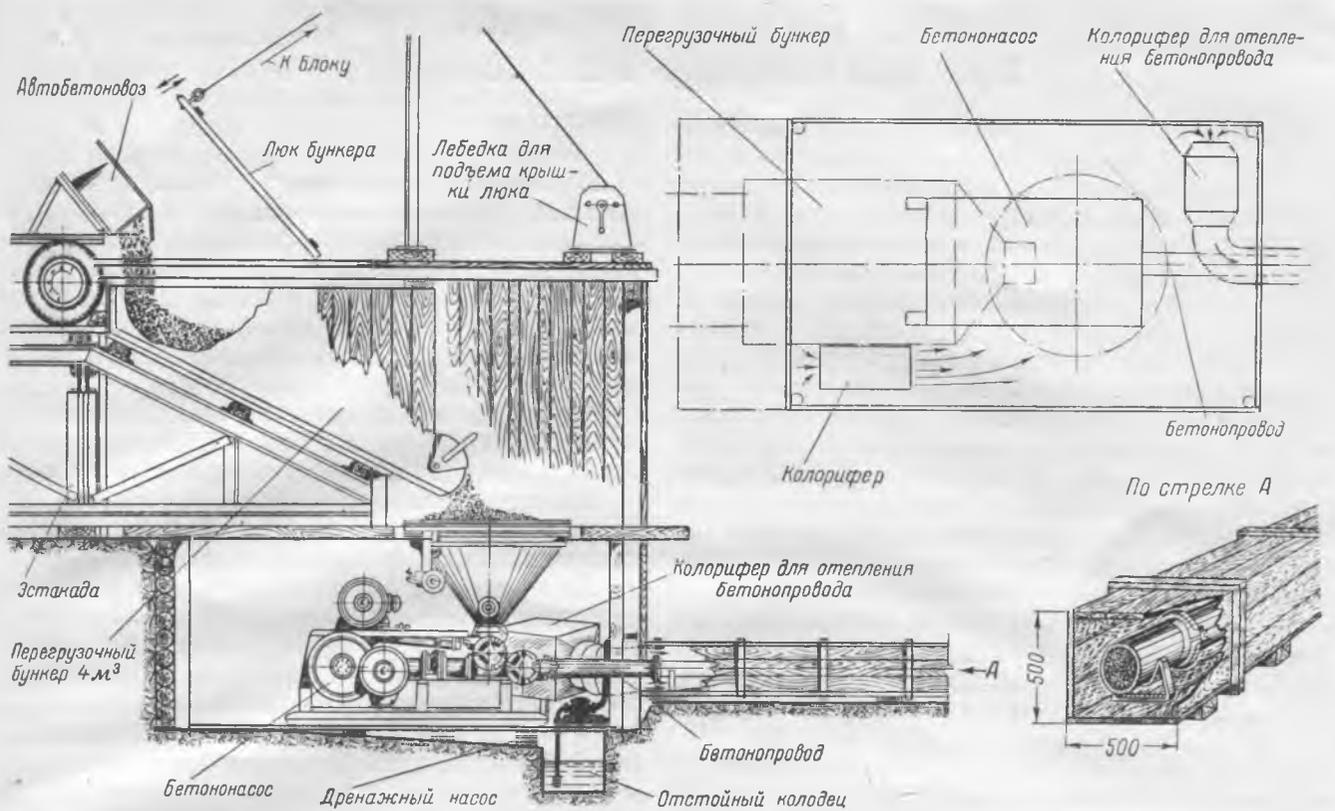


Рис. 7. Типовая схема установки бетононасосного агрегата Б-15 для работы в зимних условиях.

тяг затруднительна, а останавливать для этого бетононасос через каждые 20–30 мин. не всегда возможно.

Для устранения этого недостатка необходимо перевести бетононасос на централизованную смазку путем установки ручной пресс-масленки емкостью 1,5–2 л с подачей тавота или солидола к месту смазки через металлические трубки.

К числу конструктивных недостатков следует отнести также слабость узла эксцентриковых роликов.

Несмотря на усиленную смазку, подшипники эксцентриковых роликов выходят из строя вследствие появления трещин на внутренней или наружной обоймах.

В условиях применения некоторых видов заполнителей, как, например, порфиритовой щебенки, наблюдается быстрый износ поршневых резиновых наконечников, вследствие чего совершенно необходимо иметь в числе запасных частей к бетононасосу не менее трех комплектов поршневых наконечников.

### Выводы

Бетононасосы типа Б-15 удобны и просты в монтаже и обслуживании. По своей производительности и эксплуатационным данным эти меха-

низмы незаменимы для транспорта бетона в условиях строительства тепловых электростанций, так как очень удачно решают задачу комплексной механизации трудоемких бетонных работ.

Для устранения незначительных конструктивных недостатков необходимо:

- усилить узел коленчатого вала;
- упорядочить процесс смазки клапанов за счет перехода на принудительную смазку;
- реконструировать эксцентриковый механизм с целью усиления стойкости эксцентриковых роликов и пальцев;
- обеспечить поставку заводом-изготовителем запасного комплекта быстроизнашивающихся частей.

Учитывая, что бетононасосы для большей части работников строительства являются новым видом механизма, необходимо издать руководство по эксплуатации и уходу за бетононасосом с приложением перечня запасных частей, а также полным комплектом их чертежей.

Применяя бетононасос, следует помнить, что его нормальная работа обеспечивается составом бетонной смеси, качественным подбором фракций щебня или гравия и хорошо организованным снабжением бетоном.



# Подбор состава бетонной смеси при применении бетононасосов

Инж. Г. М. Вайнштейн

При применении бетононасосов очень важным является подбор состава бетонной смеси. От правильного подбора состава и консистенции бетонной смеси зависит эффективность применения бетононасосов и дальность подачи смеси по трубам.

В дополнение к требованиям, которым должен удовлетворять обычный бетон в отношении физико-механических свойств и производственных качеств (удобообрабатываемость), к бетонной смеси, нагнетаемой по трубам, предъявляется требование — удобонагнетаемости, которая в основном зависит от следующих трех факторов:

а) текучести  $K$ , которая характеризуется осадкой конуса, т. е. количеством воды в смеси;

б) пластичности  $\Pi$ , которая характеризуется составом бетона (весовое соотношение мелкого и крупного заполнителя, содержание мелких, в том числе пылевидных, частиц);

в) водоцементного отношения  $\frac{B}{Ц}$ .

Удобонагнетаемость бетонной смеси тесно связана с режимом движения бетонной смеси по трубопроводу. Вместе с тем о характере движения бетонной смеси, нагнетаемой бетононасосом по трубопроводу, нет единой точки зрения.

Существуют два различных предположения о характере движения бетонной смеси при нагнетании ее по трубопроводу:

1) движение подобно движению жидкостей, при котором поток бетонной смеси движется по сечению трубопровода с различными скоростями, в результате чего происходит перемешивание отдельных слоев потока;

2) движение подобно движению пластичного тела, при котором бетонная смесь скользит в трубопроводе, не перемешиваясь и не расслаиваясь, не теряя связности и непрерывности.

Ряд явлений, наблюдаемых при нагнетании бетонной смеси, а именно:

а) изменение консистенции бетонной смеси в процессе нагнетания по трубопроводу;

б) влияние консистенции на потери напора в трубопроводе, а также возникновение гидравлических ударов по всей линии трубопровода при изменении консистенции бетонной смеси (например, при заполнении трубопровода жесткой смесью и последующей подаче в трубопровод жидкого состава работа бетононасоса на строительстве высотного здания сопровождалась сильными гидравлическими ударами вдоль всего трубопровода);

в) лучшая нагнетаемость бетонной смеси, приготовленной на гравии, по сравнению со смесью, приготовленной на щебне,

свидетельствует, по нашему мнению, в пользу первого предположения. Однако анализ явлений, сопровождающих движение бетонной смеси и движение жидкостей по трубам, показывает, что эти явления неоднородны.

Перемешивание жидкости происходит при превышении критических скоростей за счет образования вихрей (турбулентное движение). Перемешивание же бетонной смеси при ее продвижении вдоль трубопровода возникает не за счет турбулентности, а вследствие ее неоднородности (т. е. наличия в ней различных по величине и удельному весу зерен).

Режим движения бетонной смеси меняется в зависимости от ее пластичности (связности) и консистенции, а также от диаметра трубопровода.

Характер движения пластичной бетонной смеси, обладающей высокой осадкой конуса, близок к движению вязких жидкостей.

Для бетонных смесей с хорошо подобранным составом, обладающих высокой связностью и имеющих полужесткую-полупластическую консистенцию примерно 3—5 см осадки конуса, характер движения будет напоминать стволобразное движение пластичного тела. Следовательно, можно считать, что движение бетонной смеси по трубам имеет свои законы, отличные от законов движения жидкостей.

Установить режим движения бетонной смеси по трубам и законы, которым это движение подчиняется, является достаточно трудной задачей в первую очередь из-за сложности определения значения основного параметра, характеризующего бетонную смесь, — коэффициента вязкости  $\nu_0$  (или коэффициента внутреннего трения  $\tau_0^*$ ).

Однако до полного решения задачи о фактическом режиме и законах движения бетонной смеси по трубопроводу можно уже сейчас на основании проведенных исследований и опыта ряда строителей, применявших насосную подачу, установить с некоторым приближением механизм нагнетания бетонной смеси и сформулировать требования, которые нужно предъявлять к бетонной смеси с точки зрения ее удобонагнетаемости.

Удобонагнетаемость — важное свойство бетонной смеси, от которого зависят дальность подачи ее по трубопроводу и производительность бетононасоса.

Производительность бетононасоса находится в прямой зависимости от степени заполнения цилиндра насоса бетонной смесью при каждом всасывающем ходе. Бетонная смесь поступает из приемной воронки насоса через всасывающий клапан в цилиндр под действием силы тяжести и вакуума, образуемого при всасывающем ходе поршня.

Недостаточно перемешанная, непластичная бетонная смесь плохо заполняет цилиндр насоса и тем самым снижает его производительность. Таким образом, коэффициент отдачи системы (или коэффициент объема, накачиваемого поршнем)

\* Формулы для определения  $\tau_0$ , полученные опытным путем, приведены в статье С. Н. Алексеева «К расчету сопротивления в трубах бетононасосов», «Механизация строительства», 1952, № 1.

зависит: от качества приготовления бетонной смеси, от ее пластичности, консистенции и модуля крупности заполнителя. Кроме того, этот коэффициент является функцией дальности подачи бетонной смеси.

Если бетонная смесь хорошо перемешана, состав ее правильно подобран, а консистенция удовлетворяет условиям удобонагнетаемости, коэффициент отдачи не падает ниже 0,8 (для коротких и средних расстояний подачи). Если же бетонная смесь слишком жесткая, непластична, то среднее значение коэффициента снижается до 0,3.

При нагнетательном ходе поршня насоса очередная порция бетонной смеси перемещается в трубопровод, а некоторое ее количество в зависимости от консистенции и дальности подачи вытесняется через зазор всасывающего клапана обратно в загрузочную воронку насоса.

По окончании нагнетательного хода поршня и закрытия нагнетательного клапана бетонная смесь, находящаяся в трубопроводе, стремится по инерции вперед, но вследствие сопротивления, увеличивающегося к концу трубопровода, возникает упругий отпор и обратное движение бетонной смеси (происходит чередование волн сжатия и разрежения).

В момент нагнетания очередной порции бетонной смеси динамическое воздействие поршня передается сначала на цементный раствор, а затем — на жесткий «скелет» бетонной смеси. Вследствие этого некоторое количество цементного раствора фильтрует из нагнетаемой порции бетонной смеси, увлажняя стенки трубопровода.

Под влиянием динамического давления основная масса цементного раствора концентрируется у стенок трубопровода и смазывает последние. Образующая смазка облегчает процесс нагнетания бетонной смеси, так как значительно снижает коэффициент трения смеси о металл трубы. Зерна крупного заполнителя под воздействием пульсации и внутреннего трения находятся во взвешенном состоянии.

Продвигаясь вдоль трубопровода, бетонная смесь, с одной стороны, вследствие своей неоднородности, а с другой, — под воздействием пульсации перемешивается. Интенсивность перемешивания зависит от консистенции смеси, модуля крупности заполнителя и весового соотношения мелкого и крупного заполнителей.

Жесткая, непластичная бетонная смесь, слабо подающаяся сжатию, не обеспечивающая при нагнетании смазки внутренней поверхности трубопровода и с трудом проходящая криволинейные участки трубопровода, не удовлетворяет условиям удобонагнетаемости.

Не обладает необходимой удобонагнетаемостью и бетонная смесь высокой консистенции (свыше 15—16 см осадки конуса), которая вследствие малой связности и наличия свободной воды при нагнетании расслаивается, образуя, так же как и жесткая бетонная смесь, пробки в трубопроводе.

Для того чтобы бетонная смесь обладала хорошей удобонагнетаемостью, она должна быть пластичной и связной, обладать оптимальной текучестью, иметь оптимальное водоцементное отношение, обладать хорошей способностью сжа-

тия, готовиться на заполнителе с правильно подобранным гранулометрическим составом и с ограниченной крупностью зерен.

Исходя из этих требований, а также используя опыт применения насосной подачи бетонной смеси в отечественном и зарубежном строительстве, можно наметить следующие дополнительные положения по подбору состава бетонной смеси, предназначенной для подачи по трубам:

1. Степень пластичности и связности бетонной смеси определяется количеством цементного раствора и содержанием в смеси мелких частиц (в том числе пылевидных).

В малоцементных составах пластичность достигается увеличением мелких фракций песка за счет крупного заполнителя, введением гидравлических добавок, близких по тонкости зерен к цементу (трепела, гасса, молотого песка и т. п.), а также применением пластификаторов (см. ниже).

2. Консистенция бетонной смеси, нагнетаемой по трубам, колеблется по литературным данным в значительных пределах — от 3 до 16 см осадки конуса. Консистенция в значительной степени влияет на дальность подачи бетонной смеси по трубопроводу.

Проводившиеся в Ленинградском институте механизации строительства опыты показали, что потери напора на 1 пог. м прямолинейного трубопровода в зависимости от консистенции бетонной смеси составляют при осадке конуса 15 см — 0,05 ат, а при осадке конуса 5 см — 0,09 ат.

Оптимальная консистенция бетонной смеси находится в пределах 4—9 см осадки конуса и назначается в зависимости от дальности подачи, а также требований, предъявляемых к бетонной смеси с точки зрения ее удобообрабатываемости.

При дальности подачи бетонной смеси до 150 м консистенция может приниматься в пределах 4—6 см осадки конуса, а при подаче на расстояние свыше 150 м — 5—9 см.

3. Для повышения удобонагнетаемости бетонной смеси не следует увеличивать водоцементное отношение (что нередко делают при применении бетононасосов).

Количество воды, употребляемой при затворении бетонной смеси, зависит от сорта цемента, водопоглощающей способности заполнителей и их гранулометрического состава. Потребное количество воды определяется оптимальной консистенцией бетонной смеси для конкретных условий нагнетания. Оптимальный водоцементный фактор для бетонной смеси находится в пределах 0,50—0,65.

Содержание цемента в бетонной смеси, нагнетаемой по трубам, составляет для нормальных условий 250—300 кг/м<sup>3</sup>, в зависимости от активности цемента, марки, пластичности и консистенции бетона, гранулометрического состава заполнителей и дальности подачи.

При нагнетании бетонной смеси на большое расстояние (свыше 100 м) или же в летнее время при высокой температуре должен применяться цемент со сроком до начала схватывания не менее 1,5—2 час.

Для приготовления бетонной смеси применяется трассовый портландцемент, шлако-портланд-

цемент, пуццолановый цемент и портландский цемент (предпочтительнее последний).

Улучшение удобонагнетаемости бетонной смеси может быть достигнуто без повышения расхода цемента (а в ряде случаев и его уменьшения) путем применения пластификаторов.

Своевременным является внедрение при насосной подаче бетонной смеси пластифицирующих добавок из сульфитно-спиртовой барды (отход гидролизной промышленности). Применение этих добавок позволяет повысить качество бетона, а при сохранении его качественных показателей — снизить расход цемента до 10%.

Добавление сульфитно-спиртовой барды к бетонной смеси в количестве 0,1 — 0,3% от веса цемента увеличивает пластичность смеси и значительно повышает его удобонагнетаемость.

4. При подборе гранулометрического состава заполнителей бетонной смеси рекомендуется руководствоваться следующим:

а. Общая кривая просеивания должна быть плавной, без слишком крутых участков, обозначающих избыток отдельных фракций заполнителя, и без излишне плоских отрезков, свидетельствующих о недостатке других фракций. Гранулометрический состав заполнителей не должен иметь пропусков более одного ситового размера.

б. Наибольший размер зерен крупного заполнителя не должен превышать при диаметре трубопровода 150 мм — 50 мм; при 180 мм — 70 мм и при 200 мм — 80 мм.

Ограничение крупности заполнителя выбирается с таким расчетом, чтобы при наименее выгодном положении двух зерен в трубопроводе относительно сечения последнего между ними и внутренней поверхностью трубопровода оставался промежуток до 20 мм, заполненный раствором.

в. Более желательным является использование гравия, так как бетонная смесь, приготовленная на гравии или на гравии со щебнем (до 50%), нагнетается лучше, чем смесь на одном щебне (при одинаковом расходе цемента); бетонная смесь на щебне менее подвижна и, следовательно, для ее приготовления требуется несколько повышенный расход цемента. При использовании щебня надо добиваться, чтобы он имел форму, приближающуюся к кубической, содержал минимальное количество плоских зерен и обладал малым водопоглощением. Нагнетание бетонной смеси, приготовленной на щебне с высоким водопоглощением (свыше 0,5%), почти невозможно, так как заполнитель быстро поглощает значительное количество воды и смесь, теряя подвижность, становится неудобонагнетаемой.

г. Для достижения лучшей сжимаемости бетонной смеси в ней должно содержаться больше песка, особенно в части мелких фракций, чем в обычной бетонной смеси, обладающей хорошей удобообрабатываемостью.

Количество песка в бетонной смеси, по литературным данным, составляет 34 — 45% от общего веса заполнителей; оптимальное содержание его следует считать 38 — 39%.

Гранулометрический состав песка подбирается с таким расчетом, чтобы фракций, проходящих через сито с отверстиями в 1,2 мм, было 60 —

75%, а проходящих через сито с отверстиями 0,3 мм — 15 — 20%. Особенно важно наличие пылевидных фракций (мельче 0,15 мм) в количестве 4 — 5%, но не более 8%. Мелкие фракции песка (менее 0,3 мм) и пылевидные (менее 0,15 мм) необходимы для связывания свободной воды и сохранения структуры бетонной смеси при движении по трубопроводу. Если мелкие фракции в песке совсем или частично отсутствуют, то для увеличения пластичности и связности бетонной смеси следует вводить в нее специальные добавки в виде молотого или тонкого песка, трасса и т. п.

Желательно применение речного песка, так как горный или искусственный песок с угловатыми формами зерен требует повышенного расхода цемента.

Некоторая потеря прочности и водонепроницаемости «насосного» бетона, которая, казалось бы, должна иметь место из-за большего, чем в обычных бетонах, содержания песка и ограниченной крупности заполнителя, полностью компенсируется благодаря дополнительному перемешиванию бетонной смеси в воронке бетононасоса и в трубопроводе, а также вытеснению из смеси частиц воздуха под действием давления.

В заключение следует остановиться на мероприятиях, способствующих нагнетанию бетонной смеси и тесно связанных с технологией последней.

Как уже было указано, нормальному движению бетонной смеси по трубопроводу способствует увлажнение и смазка внутренней поверхности трубопровода цементным раствором. Однако даже удобонагнетаемая бетонная смесь не обеспечит смазку, если внутренняя поверхность трубопровода до начала нагнетания смеси не будет надлежащим образом обработана — увлажнена и смазана цементным раствором. Сухая внутренняя поверхность трубопровода будет адсорбировать воду из бетонной смеси, тем самым обезвоживая последнюю и ухудшая ее удобонагнетаемость.

Увлажнение и смазывание трубопровода могут быть произведены одним из следующих способов:

1. По трубопроводу пропускается бетонная смесь рабочего состава, но более высокой консистенции (14 — 15 см осадки конуса). Потребность в указанной бетонной смеси зависит от диаметра и длины трубопровода, а также от расположения его в плане (1 м<sup>3</sup> бетонной смеси достаточен для смазки 300 — 350 м трубопровода диаметром 200 мм).

2. Перед нагнетанием бетонной смеси по трубопроводу пропускается цементный раствор состава 1:3, имеющий консистенцию 12—15 см осадки конуса. Потребность в растворе: для трубопровода диаметром 180 мм — 1,6 — 12,0 л/пог. м и при диаметре 200 мм — 2,0 — 2,5 л/пог. м.

3. Смазывание внутренней поверхности трубопровода цементным или известковым молоком. Между двумя пыжами из плотно скатанного брезента, рогожки или древесной шерсти, вставляемых в головное звено трубопровода, наливается известковое или цементное молоко. Пыжи проталкиваются по трубопроводу бетонной смесью, и известковое (цементное) молоко смазывает стенки трубопровода.

□ □ □

# Линия электропередачи 400 кВ Куйбышев—Москва<sup>1</sup>

Инж. А. В. Миролюбов и инж. С. С. Рокотян

Сооружение гигантских гидроэлектростанций на Волге—Куйбышевской и Сталинградской гэс— ставит перед советскими энергетиками ряд новых технических задач. Важнейшей из них является передача огромных количеств электроэнергии на далекие расстояния.

Для передачи энергии Куйбышевской гэс в Москву на расстояние свыше 900 км и Сталинградской гэс в Москву на расстояние свыше 1 000 км должны быть построены две линии электропередачи, по каждой из которых будет передаваться мощность порядка 1 000—1 200 тыс. квт. Эти линии электропередачи явятся важнейшим этапом на пути создания единой высоковольтной сети, которая охватит в ближайшие годы большую часть Европейской территории Советского Союза.

Электропередача подобного масштаба еще нигде не осуществлялась, и советские энергетики впервые в мире создают ее в весьма короткие сроки.

Настоящая статья имеет своей целью изложение основных характеристик дальней электропередачи Куйбышевская гэс—Москва. Линия электропередачи Сталинградская гэс—Москва по протяженности и по передаваемой мощности примерно такая же, как и линия Куйбышевская гэс—Москва, поэтому технические решения для обеих линий во многом аналогичны.

## Напряжение и число цепей линии электропередачи

Мощность, которая будет передаваться по линии Куйбышевская гэс—Москва, и протяженность этой линии требуют применения новой, более высокой ступени напряжения переменного тока 50 пер/сек. В качестве номинального напряжения для нее принято 400 кВ, наибольшее же длительно допустимое рабочее напряжение на 5% выше, т. е. 420 кВ. Напряжение 360 кВ технически и экономически оказалось неприемлемым, так как оно не обеспечивало при двух цепях необходимой степени устойчивости параллельной работы и требовало сооружения третьей цепи линии.

В соответствии с режимами Куйбышевской гэс линия электропередачи некоторое число часов в году будет работать при малых и средних нагрузках. Ввиду этого активные потери мощности при холостом ходе длинной линии 400 кВ, связанные с большими емкостными токами и коронированием, играют значительную роль, и увеличение числа параллельных цепей при одной и той же

передаваемой мощности и режиме работы линии электропередачи вызывает ухудшение ее экономических показателей. На рис. 1 приведены экономические характеристики, полученные на основании проектных проработок одного из вариантов линии электропередачи Куйбышев—Москва, для двух, трех и четырех параллельных цепей и для одной и той же передаваемой мощности.

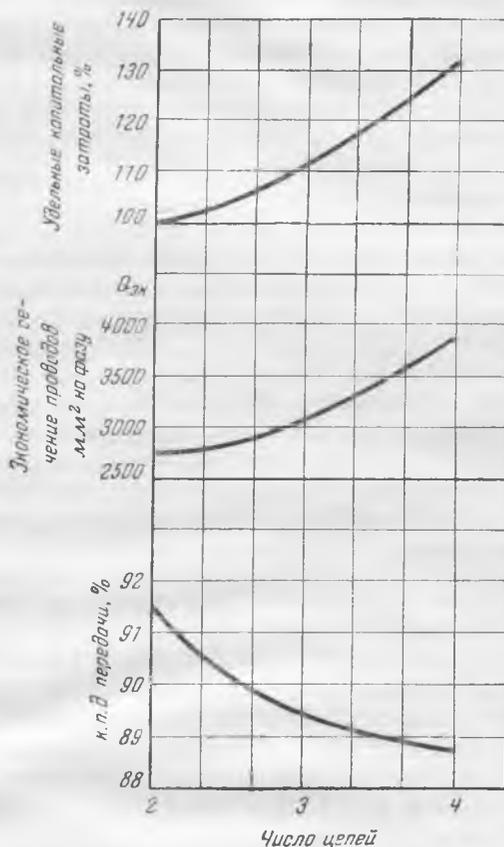


Рис. 1. Влияние числа цепей на экономические показатели линии электропередачи.

Для линии электропередачи Куйбышевская гэс—Москва приняты две параллельные цепи, пропускной способностью 600 тыс. квт каждая.

Линия электропередачи Куйбышевская гэс—Москва спроектирована для работы с оптимальным к. п. д.; по ней не должно быть перетоков реактивных мощностей; она должна работать без перепада напряжений на отправном и приемном концах. Для этой цели на отправном конце и в середине линии будут установлены шунтирующие реакторы 400 кВ суммарной мощностью 600 тыс. квт, а на приемном конце— мощные синхронные компенсаторы.

Для снижения активных потерь энергии, вызываемых током нагрузки, плотность тока по

<sup>1</sup> Статья публикуется одновременно в журнале «Электричество», № 7.

сравнению с линиями 110 и 220 кВ будет уменьшена. Для линии Куйбышевская гэс — Москва (при двух цепях) она принята равной  $0,5 \pm 0,6 \text{ а/мм}^2$ , в связи с чем сечение алюминиевой части проводов каждой фазы одной цепи будет равно примерно  $1500 \text{ мм}^2$ . Годовые потери энергии в линии при передаче 6,1 млрд. кВтч в год будут сведены к  $4 \pm 4,5\%$ .

### Пропускная способность линии электропередачи

Предельная нагрузка одной цепи линии электропередачи напряжением 400 кВ, длиной 800 ± 1000 км, с одиночными проводами, работающей в энергосистеме со стандартными характеристиками оборудования, не выше 200 тыс. кВт на одну цепь. Поэтому для двухцепной линии электропередачи Куйбышевская гэс — Москва были разработаны дополнительные мероприятия, которые позволят увеличить ее пропускную способность до 600 тыс. кВт на цепь и обеспечат статическую и динамическую устойчивость параллельной работы синхронных машин, связанных этой линией. К числу таких мероприятий относятся:

а) автоматическое регулирование возбуждения синхронных машин с помощью специальных методов и выполнение систем возбуждения генераторов таким образом, чтобы обеспечивалось постоянное э. д. с. за переходной реактивностью;

б) применение оборудования с улучшенными характеристиками, в частности, гидрогенераторы Куйбышевской гэс и трансформаторы 400 кВ будут иметь сниженные реактивности;

в) расщепление проводов линии электропередачи 400 кВ с целью снижения ее индуктивного сопротивления; провод каждой фазы линии Куйбышевская гэс — Москва будет расщеплен на три провода;

г) продольная емкостная компенсация посредством последовательного включения в линию 400 кВ батарей статических конденсаторов; на линии Куйбышевская гэс — Москва будет применена емкостная компенсация, величина которой равна  $30 \pm 40\%$  индуктивного сопротивления линий;

д) установка на приемных подстанциях 400/115 кВ мощных синхронных компенсаторов, оборудованных быстродействующими регуляторами возбуждения;

е) применение переключательных пунктов, разделяющих линию электропередачи на 4 части;

ж) применение быстродействующих выключателей и релейной защиты, которые обеспечат отключение поврежденного участка в сети 400 кВ за время, не превышающее 0,1 сек.;

з) применение активных мер для повышения динамической устойчивости параллельной работы, в частности, заземление нулевых точек повышающих трансформаторов 400 кВ через небольшое активное сопротивление; применение ударного возбуждения генераторов; кратковременное включение трехфазных нагрузочных сопротивлений, установленных на шинах 400 кВ Куйбышевской гэс.

Кривые предельных мощностей линии электропередачи, определяемых условиями статической

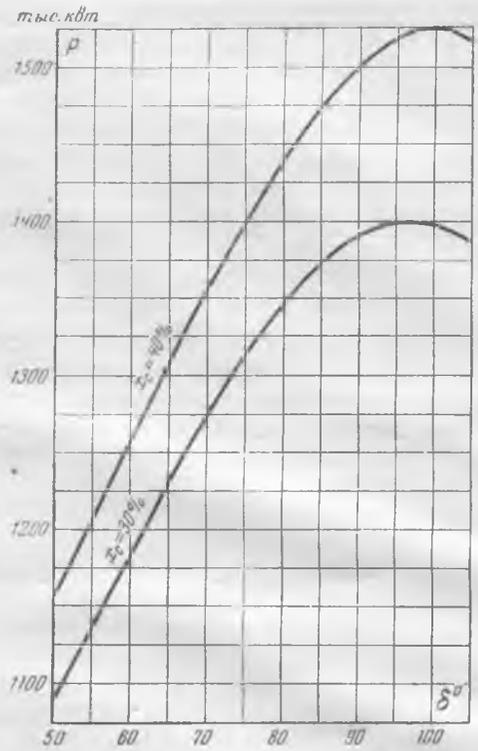


Рис. 2. Предельные мощности по условиям статической устойчивости.

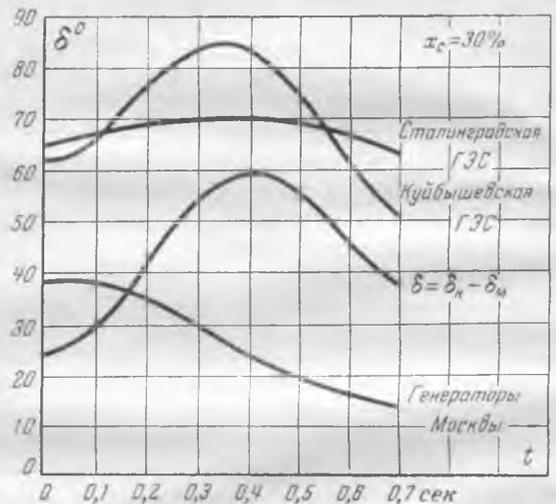


Рис. 3. Кривые изменения сдвигов эквивалентных э. д. с. генераторов при трехфазном коротком замыкании у шин 400 кВ Куйбышевской гэс.

устойчивости для различных значений продольной емкостной компенсации, приведены на рис. 2. Кривые изменения сдвигов эквивалентных э. д. с. генераторов при трехфазном коротком замыкании вблизи шин 400 кВ Куйбышевской гэс, при отключении короткого замыкания через 0,12 сек., при включении нагрузочного сопротивления через 0,16 сек. и отключении его через 0,5 сек. с момента возникновения короткого замыкания приведены на рис. 3. Пропускная способность и индуктивное сопротивление линии 400 кВ в зависимости от числа параллельных проводов в фазе показаны на рис. 4.

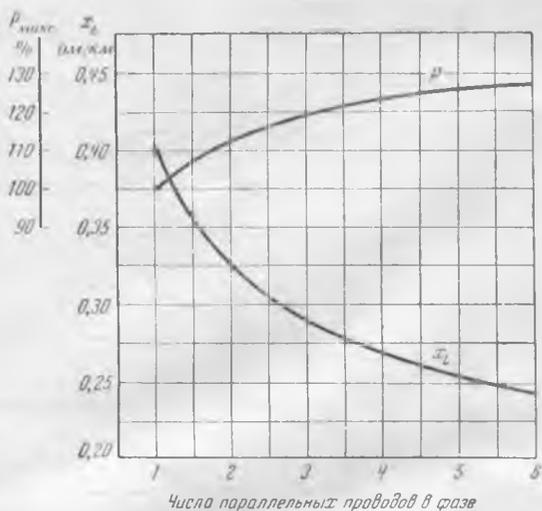


Рис. 4. Индуктивное сопротивление и пропускная способность линии 400 кВ при различном числе параллельных проводов в фазе.

### Схема линии электропередачи

Двухцепная линия электропередачи Куйбышевская гэс — Москва (рис. 5) коммутруется по связанной схеме с тремя переключательными пунктами, с четырьмя постами продольной емкостной компенсации, включаемыми в линию приблизительно на равном расстоянии от близлежащих переключательных пунктов<sup>1</sup>, с линиями 400 кВ, связывающими между собой несколько приемных подстанций 400/115 кВ. Такая схема обеспечивает надежную работу самой линии электропередачи и создает наилучшие условия для развития приемной Московской энергосистемы 110 и 220 кВ.

Схема линии электропередачи Сталинградская гэс — Москва будет отличаться лишь тем, что

<sup>1</sup> Рассматривается также вариант размещения статических конденсаторов на переключательных пунктах.

один из переключательных пунктов является промежуточной подстанцией 400/115 кВ для питания центральных черноземных областей.

### Уровни изоляции

Уровни изоляции системы 400 кВ определяются следующими исходными условиями:

- а) нулевые точки обмоток 400 кВ силовых трансформаторов наглухо заземлены;
- б) наибольшее рабочее линейное напряжение равно 420 кВ;
- в) линия электропередачи защищена по всей длине от прямых ударов молнии двумя тросовыми молниеотводами, защитный угол составляет  $15 \div 20^\circ$ ;
- г) подстанции 400 кВ также защищены от прямых ударов молнии;
- д) на подстанциях устанавливаются вентилярные разрядники;
- е) уровень внутренних перенапряжений не превосходит  $3U_{фаз \cdot макс}$ , где  $U_{фаз \cdot макс} = 343$  кВ;
- ж) импульсное испытательное трехударное напряжение при полной волне 1,5/40 мксек для изоляции линии электропередачи на 33% выше импульсного испытательного напряжения внутренней изоляции аппаратов.

### Описание линии электропередачи Куйбышевская гэс — Москва

Длина линии Куйбышев—Москва 925 км. Линия будет выполнена сталеалюминиевым проводом диаметром 30,2 мм, вес 1 км провода 1 800 кг, разрывающее усилие 14 370 кг. Каждая фаза линии будет иметь три таких провода, расположенных по вершинам равностороннего треугольника с длиной стороны 400 мм (рис. 6).

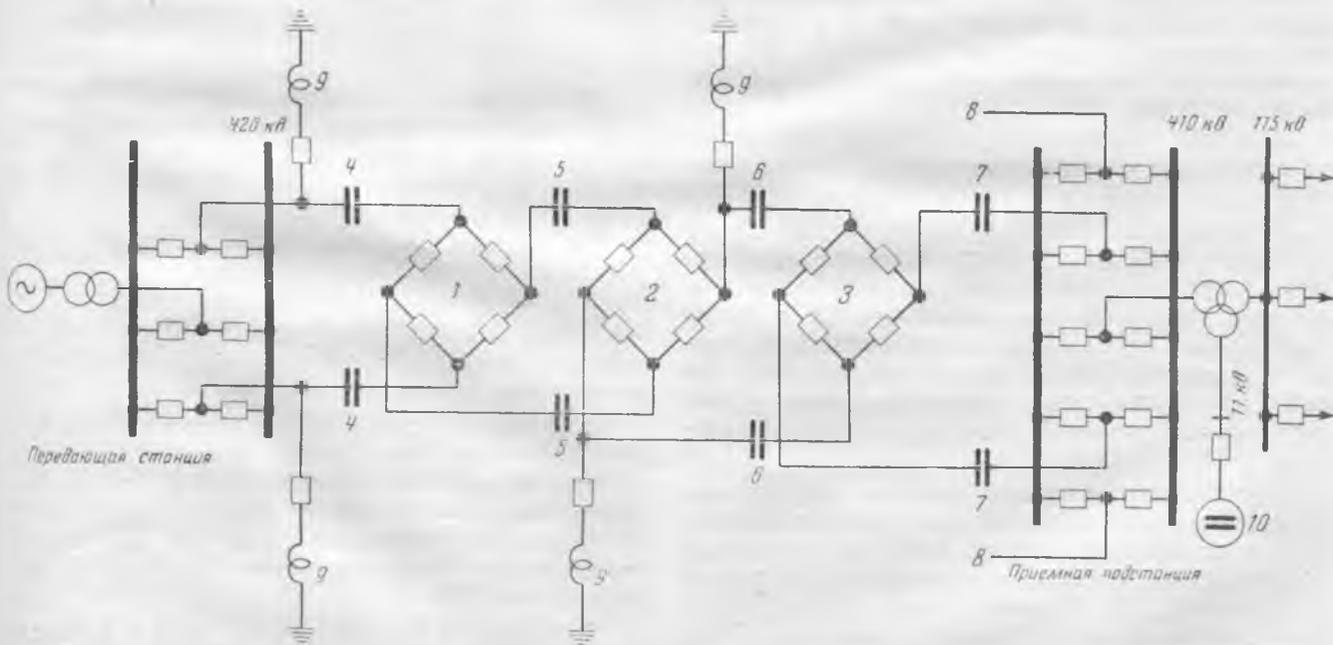


Рис. 5. Схема двухцепной линии электропередачи Куйбышевская гэс—Москва.

1, 2, 3 — переключательные пункты; 4, 5, 6, 7 — конденсаторные посты; 8 — линии к другим приемным подстанциям; 9 — шунтирующие реакторы; 10 — синхронный компенсатор.

410/115/11 кв, схема соединений обмоток звезда— звезда — треугольник, нулевая точка обмотки 410 кв заземлена наглухо, охлаждение — воздушное.

Тип выключателя 400 кв — воздушный, его номинальный ток 2 000 и 1 000 а, отключающая способность 10 млн. ква, время отключения — 3 периода. Разрабатываются также другие варианты выключателей 400 кв.

Тип разъединителя 400 кв — рубящий, его номинальный ток 2 000 и 1 500 а. В качестве привода будет применен электродвигатель переменного тока.

Тип трансформатора напряжения 400 кв — каскадный, коэффициент трансформации

$$\frac{420\,000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / 100 \text{ в.}$$

Мощность трансформатора класса 0,5 составляет 300 ва.

Тип трансформатора тока — петлевой, коэффициент трансформации 2 000—1 000—400/1.

Вентильные разрядники 400 кв будут иметь опорное и подвесное исполнение.

Тип конденсатора связи — спорный.

Статические конденсаторы для продольной емкостной компенсации будут установлены на открытом воздухе, изолированно от потенциала земли на 420 /  $\sqrt{3}$  кв.

Напряжение синхронных компенсаторов 11 кв, мощность 75 000 ква, скорость вращения 600 об/мин, охлаждение — водородное.

### Работы по осуществлению электропередачи

При составлении проектов электропередачи Куйбышевская гэс — Москва и Сталинградская гэс — Москва научно-исследовательскими и проектными организациями Советского Союза разра-

ботан ряд комплексных проблем, к числу которых относятся: вопросы режимов и регулирования дальнейшей передачи; повышение устойчивости параллельной работы; вопросы изоляции; вопросы короны; вопросы внутренних и атмосферных перенапряжений; особенности релейной защиты, связи, телемеханики и автоматики; механическая часть линий электропередачи 400 кв; вопросы диспетчерского управления мощными объединенными энергетическими системами; влияние линий 400 кв на установки связи и т. д.

Созданы лабораторные установки с опытными участками линий 400 — 500 кв для экспериментального изучения короны переменного тока, радиопомех, влияния на установки связи, вибраций проводов, а также для исследования опор и фундаментов линий 400 кв. Для изучения явлений гололеда на расщепленных проводах создан высокогорный участок линии 400 кв. Построено несколько опытных установок продольной емкостной компенсации. Разрешив основные вопросы, связанные с передачей 1 000 тыс. квт на расстояние 1 000 км, научно-исследовательские организации разрабатывают дальнейшие проблемы, связанные с уточнением ряда деталей, и занимаются подготовкой эксплуатации систем 400 кв.

Электропромышленность Советского Союза, закончив выполнение опытных образцов нового оборудования и их испытание, приступила к выпуску этого оборудования.

Строительные организации с 1952 г. приступили к сооружению двухцепной линии электропередачи Куйбышевская гэс — Москва, понизительных подстанций и переключательных пунктов.

Перед советскими энергетиками и электромашиностроителями поставлена почетная задача — создать самые мощные и самые протяженные в мире линии электропередачи в сроки, установленные Правительством. Можно выразить полную уверенность в том, что эта задача ими будет выполнена с честью.



## Устройство, реагирующее на скорость изменения частоты в энергосистеме

Инж. Г. М. Павлов

В лаборатории релейной защиты Ленинградского политехнического института им. М. И. Калинина разработано устройство, реагирующее на скорость изменения частоты в энергосистеме (рис. 1).

Оно выполнено по дифференциальной схеме с двумя резонансными контурами, которые состоят из конденсаторов  $C_1$  и  $C_2$  и реактивных катушек со стальными сердечниками с индуктивностями  $L_1$  и  $L_2$ . Питание к резонансным контурам подводится через разделительный трансформатор  $Tr$ . Резонансный контур  $I$  настроен на частоту 44 пер/сек, контур  $II$  — на частоту

56 пер/сек, так что при частоте 50 пер/сек падение напряжения на реактивных катушках  $I$  и  $II$  контуров равны между собой (рис. 2).

При уменьшении частоты подведенного питания падение напряжения на реактивной катушке  $I$  контура  $U_{L1}$  увеличивается, а на катушке  $II$  контура  $U_{L2}$  уменьшается. При увеличении частоты получается наоборот,  $U_{L1}$  уменьшается, а  $U_{L2}$  увеличивается.

Параллельно реактивным катушкам подключены селеновые выпрямители, на выходе которых включены конденсаторы  $C_3$ ,  $C_4$  и активные сопротивления  $R_1$  и  $R_2$ .

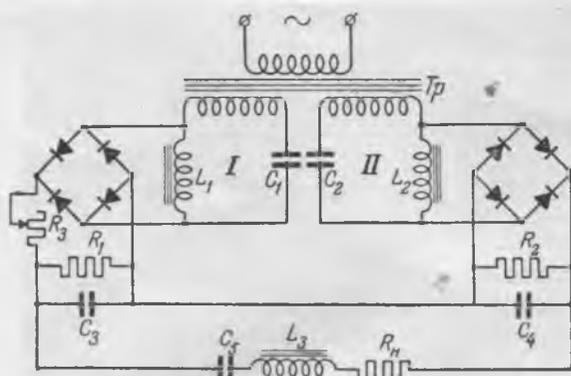


Рис. 1. Принципиальная схема устройства, реагирующего на скорость изменения частоты.

Параметры:  $C_1=2$  мкф;  $C_2=2$  мкф;  $C_3=4$  мкф;  $C_4=4$  мкф;  $C_5=100$  мкф;  $L_1=6,6$  гн;  $L_2=4$  гн;  $L_3=15$  гн;  $R_1=30$  тыс. ом;  $R_2=35$  тыс. ом;  $R_3=5$  тыс. ом (служит для устранения влияния бросков напряжения);  $R_n$  — поляризованное реле, 2 000 витков проволоки ПЭ диаметром 0,07 мм.

Напряжение на конденсаторах  $C_3$  и  $C_4$  также определяется резонансными кривыми контуров I и II.

Дифференцирующая цепь составлена из конденсатора  $C_5$  и реактивной катушки со стальным

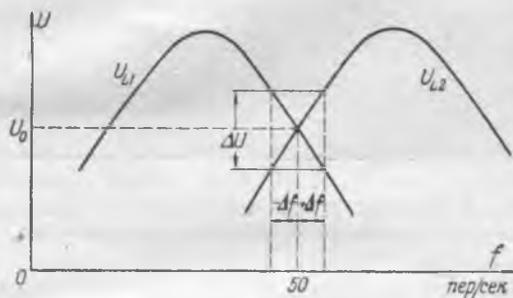


Рис. 2. Резонансные кривые контуров I и II.

сердечником  $L_3$ . Нагрузкой дифференцирующей цепи является поляризованное реле с сопротивлением  $R_n$ .

При частоте подведенного напряжения 50 пер/сек напряжения на конденсаторах  $C_3$  и  $C_4$  равны между собой. При отклонении частоты от 50 пер/сек на  $\pm \Delta f$  между конденсаторами появляется разность напряжений  $\pm \Delta U$ . Дифференцирующая цепь, включенная между этими конденсаторами, будет находиться под этим напряжением. При установившемся режиме, т. е. при частоте 50 пер/сек (или  $50 \pm \Delta f$ ), напряжение, приложенное к дифференцирующей цепи, будет постоянным и равно нулю при 50 пер/сек (или  $\pm \Delta U$  при частоте  $50 \pm \Delta f$ ). При этом ток по дифференцирующей цепи не проходит.

В переходный период, в момент изменения частоты от 50 до  $50 \pm \Delta f$  пер/сек, напряжение изменяется от 0 до  $\pm \Delta U$ , и по дифференцирующей цепи проходит ток, пропорциональный скорости изменения напряжения.

При условии линейности резонансных кривых вблизи 50 пер/сек изменение напряжения пропорционально изменению частоты, а следовательно, ток в дифференцирующей цепи будет пропорционален скорости изменения частоты.

При изменении величины подведенного напряжения одновременно изменяется напряжение на конденсаторах  $C_3$  и  $C_4$ , так что разность между

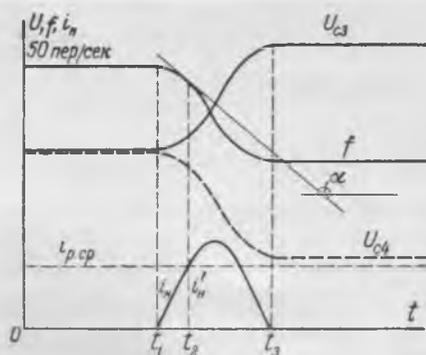


Рис. 3. Изменения напряжения на конденсаторах  $C_3$  и  $C_4$  и тока нагрузки в зависимости от понижения частоты.

ними равна нулю, поэтому устройство не реагирует на изменения величины подведенного напряжения.

На рис. 3 рассматривается процесс понижения частоты подведенного напряжения. Ради простоты принимается, что это изменение происходит по синусоидальному закону. В действительности кривая изменения частоты близка к экспоненте.

При понижении частоты падение напряжения на реактивной катушке  $L_1$  увеличивается, а на  $L_2$  уменьшается; соответственно увеличивается напряжение на конденсаторе  $C_3$ , а на конденсаторе  $C_4$  уменьшается. Под действием разности напряжений конденсаторов  $C_3$  и  $C_4$  в переходный период изменения частоты по нагрузке протекает ток  $i_n$ , пропорциональный скорости изменения частоты. Из графика рис. 3 видно, что при некоторой скорости изменения частоты  $\frac{df}{dt} = \text{tg } \alpha$  в момент времени  $t_2$  ток в реле достигает значения тока трогания.

За счет изменения тока трогания реле или за счет изменения сопротивления дифференцирующей цепи можно получить срабатывание реле при различной скорости изменения частоты.

Результаты испытаний устройства характеризуют осциллограммы на рис. 4 и 5.

На рис. 4 приведены осциллограммы изменения частоты подведенного напряжения (кривая 1) и тока нагрузки (кривая 2). Линия 4 является нулевой линией тока нагрузки. Слева на осциллограммах нанесены шкалы по частоте от 50 до 48 пер/сек. В верхней части осциллограмм нанесен масштаб времени отметчиком с частотой 50 пер/сек.

Согласно осциллограмме а при скорости изменения частоты  $\frac{df}{dt} = 0,1$  пер/сек<sup>2</sup> ток нагрузки достигает значения тока трогания реле и реле срабатывает. Скачок линии 3 указывает на момент срабатывания реле при данной скорости понижения частоты. Скорость изменения частоты определена методом касательной в момент срабатывания реле.

Данный опыт произведен при понижении частоты с 49,7 до 49,4 пер/сек при постоянной величине подведенного напряжения. В диапазоне изменения частоты от 50 до 48 пер/сек реле срабатывает при такой же скорости изменения ча-

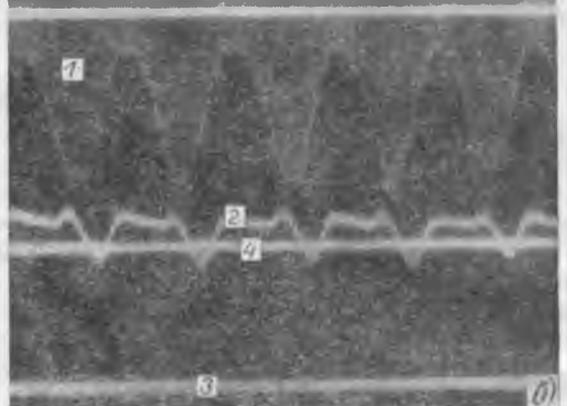
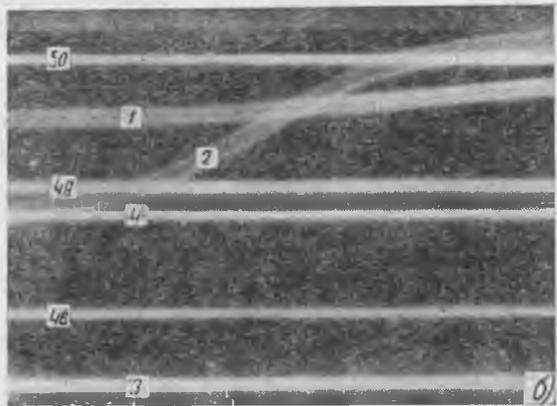
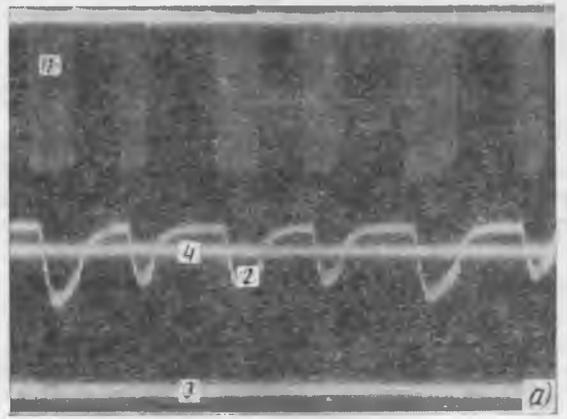
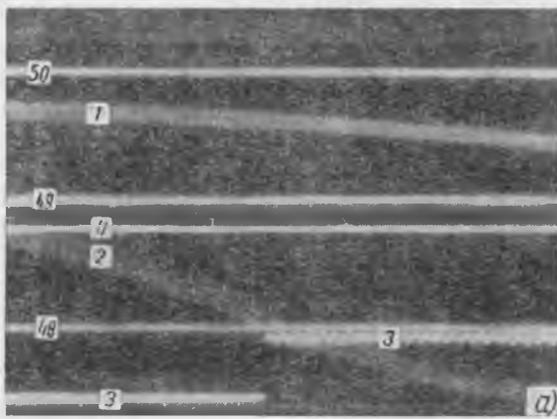


Рис. 4. Осциллограммы изменения частоты подведенного напряжения и тока нагрузки.

Рис. 5. Осциллограммы тока нагрузки при изменении величины подведенного напряжения.

стоты, равной  $0,1 \text{ пер/сек}^2$ . При частотах ниже  $48 \text{ пер/сек}$  устройство имеет меньшую чувствительность.

На осциллограмме показан момент увеличения частоты с  $49,6$  до  $49,8 \text{ пер/сек}$ ; при этом в реле протекает тормозной ток и реле не работает.

На осциллограмме рис. 5 зафиксированы моменты включения и отключения устройства от источника питания.

На осциллограмме *a* показаны 6 следующих друг за другом включений и отключений. Линии *1* вверху осциллограммы, представляющие собой подведенное напряжение, указывают на моменты включения и отключения устройства от источника питания. При включении в поляризованном реле протекает ток, который быстро затухает (через

$0,2 \text{ сек.}$ ). По величине он не достигает тока срабатывания реле. При отключении по реле протекает тормозной ток.

На осциллограмме *б* заосциллографирован ток нагрузки при изменении величины подведенного напряжения. Подведенное напряжение изменялось в пределах  $(0,3 \div 1,0) U_{ном}$ , где  $U_{ном}$  — номинальное значение подведенного напряжения. При таком изменении ток нагрузки не достигает тока трогания реле.

Описанное устройство может быть использовано при разработке схем автоматической разгрузки, реагирующих на скорость изменения частоты, а также при различных испытаниях в энергосистемах, при которых требуется измерять скорость изменения какого-либо параметра.

□ □ □

# Об испытании электрических машин повышенным напряжением

Доктор техн. наук И. А. Сыромятников

Инж. М. К. Оберучев весьма своевременно поставил вопрос<sup>1</sup> о том, в каком состоянии надо испытывать изоляцию обмоток генератора. Следует признать ошибочным ранее существовавшее мнение о необходимости испытывать изоляцию генератора только в сухом виде.

Техническое управление МЭС, рассмотрев этот вопрос, обязало проводить испытание изоляции генераторов сразу же после их остановки, до очистки от грязи и пыли. Необходимость специально увлажнять генератор перед испытанием, за исключением отдельных случаев, пока не установлена. Данное решение относится к генераторам с изоляцией обмоток статора класса В.

Особо следует рассмотреть вопрос об испытании генераторов во время монтажа. До сих пор существует порядок, по которому это испытание проводится после очистки и сушки генератора из-за опасения повредить увлажненную изоляцию. Этот порядок следует считать неправильным. Анализ ряда поврежденных генераторов с увлажненной изоляцией показал, что эти повреждения вызваны были наличием явных дефектов.

Ниже для иллюстрации приведены два случая из практики эксплуатации, подтверждающие это положение.

Первый случай имел место с генератором иностранной фирмы 21 350 *кв*, 6/6,3 *кв* \*. После первой сушки, которая проводилась методом короткого замыкания при 45° С, сопротивление изоляции обмотки статора достигло значений по фазам: А—55 *мом*; В—0,1 и С—53 *мом*. Ввиду низкого сопротивления одной фазы Техническим управлением было предложено испытать обмотку статора повышенным напряжением с целью выявить дефектное место. Но монтажная организация, считая генератор недосушенным, решила продолжать сушку методом потерь в стали статора. За 7—8 суток сопротивление изоляции поднялось до 500, 500 и 530 *мом* при температуре

обмоток 52° С. Отношение  $\frac{R_{60}}{R_{15}}$  при температуре 45° С было соответственно равно 2,5, 2 и 2.

При приложении напряжения 1,3×6,3—8,19 *кв* фазы С и В испытание выдержали, а фаза А была пробита при напряжении 5,5 *кв*. Место пробоя оказалось в пазовой части верхнего стержня примерно в середине обмотки. Пробой произошел в вентиляционном канале. Осмотр показал,

что причина его — механическое повреждение миканитовой изоляции.

При повторном испытании через двое суток напряжением 1,3×6,6 = 8,58 *кв* неповрежденных стержней фазы А и обмоток двух других неповрежденных фаз при подъеме напряжений до 8,1—8,2 *кв* была пробита изоляция лобовой части вывода фазы В. Пробой произошел также примерно в середине обмотки на шпильку через распорную колодку и миканитовую изоляцию шпильки, которые при осмотре оказались увлажненными.

Перед испытанием было проверено сопротивление изоляции, которое оказалось равным для фазы В  $R_{15} = 700$  *мом* и  $R_{60} = 1\,900$  *мом*; для фазы С  $R_{15} = 600$  *мом* и  $R_{60} = 1\,500$  *мом*.

Следует обратить внимание на то обстоятельство, что у фазы В, пробитой при испытании, показатели по сопротивлению изоляции были лучше, чем у фазы С, выдержавшей испытание. Есть основание предполагать, что увлажнение произошло незадолго до испытания. Возможно, что вода попала из водяного реостата, который применялся при испытании.

После ремонта все фазы статора выдержали испытание напряжением 8,6 *кв*.

Дефект изоляции в лобовой части фазы В мог быть выявлен только при наличии увлажнения. Поэтому указание Технического управления о проведении испытания до сушки было правильным. При его осуществлении можно было избежать бесполезной потери времени.

Аналогичный случай произошел с генератором 28 тыс. *кв*, 6,3 *кв* ± 5%,  $\cos \varphi = 0,85$ , 3 000 об/мин иностранной фирмы<sup>2</sup>.

Сушка генератора потерями в стали статора не дала характерного подъема сопротивления изоляции. Было решено сушку прекратить; из опасения повредить недосушенную изоляцию обмотка статора была испытана только номинальным напряжением. При температуре стали статора 100° С и температуре лобовых частей 80° С сопротивление изоляции трех фаз обмотки статора составляло  $R_{15} = 2$  *мом* и  $R_{60} = 2,1$  *мом*.

Контрольная сушка генератора методом короткого замыкания не дала результатов и было решено включить генератор под нагрузку при сопротивлении изоляции 18 *мом* при 47° С. После 10 час. работы генератор был остановлен для осмотра подшипников и вновь включен в работу.

<sup>1</sup> См. „Электрические станции“, 1950, № 11.

\* По материалам Калининэнерго.

<sup>2</sup> По материалам Горэнерго.

Спустя 20 час. появился сигнал защиты от замыкания на землю, а через 8 — 10 сек. генератор был отключен дифференциальной защитой. При осмотре оказалось, что произошел пробой на выводных дугах фаз *C* и *B* на корпус и пробой фазы *A* на выводах.

Пробой на выводных дугах произошел в местах крепления дуг. Вследствие дефекта при изготовлении на заводе изоляция дуг в этих местах оказалась продавленной. Для проверки было произведено испытание изоляции на дугах в местах обжима текстолитовыми гребенками. Испытание производилось при помощи накладного электрода, к которому подводилось напряжение. Обмотка статора была заземлена.

В результате испытания оказалось, что изоляция дуг в целом месте пробилась при 29 кв. Изоляция же дуг в местах их крепления пробивалась при значительно меньших напряжениях. Было испытано 20 мест, которые пробивались при напряжениях от 4 и до 9,5 кв.

Эти испытания весьма убедительно показали, что повреждение генератора произошло не из-за увлажнения изоляции, а по причине явного дефекта в изоляции дуг в местах их крепления.

Из изложенного следует, что испытание обмотки статора генераторов повышенным напряжением нужно производить до сушки и очистки обмоток от грязи, пыли и т. п., так как при этих условиях лучше выявляются имеющиеся в изоляции дефекты.

Со стороны некоторых специалистов имеются еще возражения против испытания повышенным напряжением переменного тока, в результате которого может иметь место ослабление изоляции. В качестве довода делается ссылка на пресловутый кумулятивный эффект. Все эти возражения основаны на умозрительных «теоретических» обших соображениях.

Для внесения ясности в этот вопрос Техническим управлением МЭС были организованы в ряде энергосистем и ЦНИЭЛ МЭС специальные испытания, краткие результаты которых приведены ниже.

1. Генератор 55 тыс. кв, 6,6 кв. После приложения к обмотке статора напряжения 10 кв в течение 90 мин. остаточных изменений угла диэлектрических потерь не обнаружено. При последующих испытаниях на пробой никакого различия между стержнями, подвергавшимися длительному воздействию напряжения, и стержнями, не подвергавшимися такому воздействию, отмечено не было (испытание проведено в ЦЛЭМ Мосэнерго).

2. Стержни генератора 50 тыс. кв, 10 кв. После приложения напряжения переменного тока 21 кв в течение 60 ÷ 80 мин. остаточных изменений угла диэлектрических потерь не обнаружено. Указатель частичных разрядов также не дал каких-либо показаний (испытания проведены ЦСГИ Донбассэнерго).

3. Синхронный компенсатор 10 тыс. кв, 6,6 кв. После приложения к одной фазе напряжения переменного тока 10 кв в течение 6 час. и затем после перерыва напряжением в 18 кв в течение 3,5 час. и приложения в другой фазе повышенного напряжения постоянного тока 40 кв в течение одного часа не произошло каких-либо остаточных изменений характеристик изоляции (испытание проведено ЦНИЭЛ МЭС).

4. Стержни генератора 6250 кв, 6,6 кв. После приложения напряжения переменного тока 1,5; 2; 2,5  $U_{ном. лин}$  и приложения постоянного тока (1,5; 2; 2,5)  $\sqrt{2} U_{ном. лин}$  в течение 10 час. на каждой ступени никаких изменений характеристик у непробитых стержней не было, т. е. не было никакого кумулятивного эффекта.

Следует отметить, что во время испытаний наблюдался нагрев стержней, в некоторых случаях весьма большой, и вызванное этим увеличение угла диэлектрических потерь. После остывания характеристики изоляции восстановились (испытания проведены ЦСГИ Свердловэнерго).

Приведенные данные весьма убедительно показывают безопасность испытаний повышенным напряжением промышленной частоты 1,3 ÷ 1,5  $U_{ном}$  в течение 1 мин. Верхним пределом испытательного напряжения пока следует считать 1,7  $U_{ном}$ .

Испытание выпрямленным током является менее эффективным, чем испытание переменным током.

Следует продолжить опыты по испытанию изоляции выпрямленным напряжением, после чего можно будет сделать окончательные выводы.

## Выводы

Изоляция обмоток статоров синхронных генераторов класса В (компаундированная и опресованная гильзовая) должна подвергаться испытанию повышенным напряжением переменного тока до сушки и очистки обмотки. Только в этом случае могут быть выявлены дефекты, имеющиеся в изоляции (например, трещины, местные ослабления изоляции вследствие удара и т. п.). Наоборот, испытание высушенной и очищенной изоляции в ряде случаев не выявит местных дефектов, и в результате в дальнейшем при загрязнении или случайном увлажнении обмотка статора может быть пробита во время работы со всеми вытекающими отсюда последствиями.

Как для сухой, так и для увлажненной изоляции, не имеющей местных дефектов, испытание повышенным напряжением в продолжение 1 мин. безвредно для пазовой и лобовой частей обмотки статора при применяющихся в настоящее время значениях испытательных напряжений (до 1,7  $U_{ном}$ ).

Испытание должно проводиться для каждой фазы от корпуса при заземленных двух других фазах.



# Профилактические испытания синхронных генераторов

Канд. техн. наук Л. Г. Мамиконянц

Профилактические испытания генераторов являются одним из важных средств повышения надежности работы электрической части станций. За последние годы внедрены некоторые новые виды испытаний, а также накопился опыт по проведению ранее применяемых методов. В периодической печати уже был опубликован ряд статей работников эксплуатации по этому вопросу. Целесообразно подвести итоги и обобщить выводы по этой важной теме, чему и посвящена настоящая статья.

Так как профилактические испытания не являются самоцелью, в эксплуатации следует проводить только те из них, которые действительно необходимы для выявления возможных дефектов и эффективность которых достаточно проверена практикой. Следует считать неправильной тенденцию некоторых специалистов к увеличению объема испытаний и применению малоэффективных методов, как, например, измерение угла диэлектрических потерь изоляции статоров генераторов и других методов, не давших положительных результатов, несмотря на многие годы их применения.

Это, конечно, не исключает проведения испытаний, не предусмотренных действующими указаниями МЭС, с целью проверки и накопления данных по новым методам профилактики оборудования.

Очень важным является вопрос о нормах отбраковки оборудования по результатам профилактических испытаний и измерений. Опыт показал, что оценку состояния оборудования, и в частности электрических машин, по результатам профилактических испытаний целесообразно производить не по «нормированным» абсолютным величинам, а по сравнению со значениями предшествующих измерений при заведомо хорошем состоянии оборудования и по сопоставлению между собой результатов измерений на различных фазах. Поэтому в директивных указаниях нормируются допустимые отклонения между значениями, полученными на различных фазах, или по отношению к результатам испытания оборудования в заведомо хорошем состоянии.

Такой метод оценки заставляет обращать большое внимание на тщательное протоколирование результатов всех измерений, с указанием на состояние, в котором находилось оборудование до и во время испытания, на температуру и т. п. Очень важно отмечать методы и приборы, которыми производилось измерение. Без этих данных сравнение результатов произведенных в различное время измерений будет невозможным.

Объем обязательных профилактических испытаний синхронных генераторов приведен в дирек-

тивных документах Технического управления МЭС [Л. 1], поэтому здесь его не приводим.

Ниже кратко излагаются некоторые вопросы методики проведения основных видов испытаний синхронных генераторов.

## Измерение сопротивления изоляции

Результат измерения сопротивления изоляции, как известно, зависит от длительности приложения напряжения. Для правильной оценки результатов испытаний для каждого генератора [Л. 1, 2] необходимо иметь кривые зависимости сопротивления изоляции статора от времени (кривые абсорбции) при заведомо сухом состоянии изоляции (после сушки или после длительной работы под нагрузкой). Кривые должны быть сняты при различных температурах, что удобнее всего сделать при остывании машины с помощью мегомметра на напряжение 2500 в.

Опыт показал, что состояние изоляции по кривым абсорбции можно охарактеризовать отношением

$$K_{60} = \frac{R_{60}}{R_{15}},$$

где  $R_{15}$  и  $R_{60}$  — значения сопротивления изоляции, измеренные через 15 и 60 сек.

У сухой исправной изоляции это отношение выше, чем у изоляции увлажненной или имеющей повреждения.

При снятии кривых абсорбции отсчеты должны производиться через каждые 15 сек. при равномерном вращении рукоятки мегомметра. Наличие промежуточных точек между 15 и 60 сек. позволит контролировать точность измерения; при наличии значительного разброса рекомендуется измерение повторить.

Во избежание погрешностей, обусловленных остаточными зарядами в изоляции, следует заземлить обмотку, на которой предполагается провести измерение, на время не менее 2 мин. [Л. 3].

Кривые абсорбции для изоляции обмотки статора необходимо снимать при всех капитальных ремонтах. В период между ними при остановках генератора достаточно снимать только одно показание, примерно через 60 сек. после начала измерений.

Абсолютные величины сопротивления изоляции и отношения  $K_{60}$  не нормируются. Для ориентировочной оценки можно принять, что при исправном и сухом состоянии изоляции статора значение  $K_{60}$ , как правило, превышает 1,5 ÷ 2,0.

Это, однако, ни в коем случае нельзя считать пределом, ниже которого работа генератора недопустима. Известно несколько случаев, когда генераторы с изоляцией класса В (преимущественно иностранных заводов) включались в работу и эксплуатируются до настоящего времени и при значительно меньших значениях  $K_{60}$  (порядка 1,1 ÷ 1,3).

Значительная несимметрия (более 25%) в значениях сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции ( $K_{60}$ ), полученных на различных фазах, указывает, как правило, на наличие местного дефекта. Снижение указанных величин по сравнению с ранее измеренными одновременно во всех фазах обычно указывает на увлажнение обмотки. Если такое снижение произошло за время капитального ремонта, то увлажнение является поверхностным и сушки генератора не требуется. Исключения составляют случаи явного попадания влаги (воды или пара) на обмотки.

В отличие от сказанного выше о сопротивлении изоляции статора для сопротивления изоляции ротора сохраняется старая «норма» — 0,5 мгом. Установление такой нормы диктуется тем, что сопротивление изоляции ротора в эксплуатации из-за загрязнения угольной пылью колеблется в довольно широких пределах — от десятков до десятых долей мегома, а часто и до нуля. Поэтому представилось необходимым установить нижний предел, после которого должны быть приняты меры по восстановлению изоляции путем обдува и очистки ротора.

Установление такого предела, конечно, не освобождает от постоянного контроля за состоянием цепей возбуждения по сравнению с результатами предшествующих измерений и периодической очистки цепей роторов в установленные сроки.

Согласно указаниям Технического управления МЭС [Л. 1] в случае, когда пониженное значение сопротивления изоляции ротора обусловлено увлажнением, допускается включение генераторов в эксплуатацию, если в нагретом состоянии сопротивление изоляции ротора равно или более 2000 ом. В этих случаях изоляция ротора высыхает во время эксплуатации.

Такое решение обусловлено тем, что изоляция роторов синхронных генераторов для обеспечения механической прочности выбирается значительно большей толщины, чем это требуется по условиям электрической прочности. Поэтому напряжение порядка 200 ÷ 300 в, прикладываемое к кольцам ротора при нормальной эксплуатации, не представляет никакой опасности даже для сильно увлажненной изоляции. Сушка же сильно увлажненных роторов даже в таких идеальных условиях, какие имеют место на нагруженном генераторе (температура более 100°С), как показывает опыт эксплуатации, продолжается несколько месяцев.

### Измерение сопротивлений обмоток постоянному току

Измерение сопротивлений обмоток и всех вспомогательных устройств постоянному току является очень важным видом профилактических

испытаний, имеющим целью проверку состояния контактов и паек электрических цепей.

В проекте новой инструкции по эксплуатации генераторов намечено уменьшить по сравнению с действующей инструкцией [Л. 4] допустимые отклонения значений сопротивлений обмоток по отношению к ранее измеренным значениям и значениям, полученным для различных фаз:

	По действующей инструкции	По проекту новой инструкции
Допустимые отклонения по отношению к предшествующим измерениям . . . . .	2%	2%
Допустимая несимметрия результатов измерений по фазам и по параллельным ветвям . . . . .	5%	2%

Указанная в действующей инструкции цифра 5% для допустимой несимметрии сопротивлений по фазам слишком высока; она дает право производить измерения с большими погрешностями, вследствие чего могут оставаться незамеченными плохие пайки.

В случае получения неудовлетворительных результатов измерения необходимо повторить. Если повторные результаты будут такими же, то следует тщательно обследовать машину и выяснить причину отклонения.

Если конструкция обмотки симметрична, то несимметрия величин сопротивления по фазам указывает на наличие плохой пайки.

Наилучшим способом отыскания плохих паяк является прогрев обмотки в неподвижном состоянии постоянным током. При этом достаточен ток порядка 0,3 ÷ 0,5  $I_{ном}$ .

Если на электростанции нет источника постоянного тока достаточной мощности, то отыскание плохих паяк можно проводить переменным током той же величины при питании обмотки статора от внешнего источника (другого генератора, сети и др.).

В ряде энергосистем при получении неудовлетворительных результатов измерения сопротивления обмотки статора для отыскания плохих паяк в обмотках статоров генераторов успешно применяют метод измерения падения напряжения непосредственно в местах паяк при протекании по обмотке относительно небольшого постоянного тока. Величина тока подбирается такой, чтобы обеспечивалось отклонение стрелки имеющегося милливольтметра примерно на 0,4 ÷ 0,5 шкалы. Для измерения падения напряжения в местах паяк производится прокол изоляции игольчатыми щупами. После окончания измерений места проколов заливаются лаком.

На основании измерения сопротивления обмоток статора были выявлены и своевременно устранены дефектные пайки: в 1949 г. — на двух генераторах большой мощности, в 1950 г. — на четырех генераторах, в 1951 г. — на двух генераторах.

Следует тщательно производить измерение сопротивления обмоток возбуждения как самого генератора, так и возбудителя, так как по причине нарушения контактов и паяк в этих цепях неоднократно имели место аварии.

На машинах, имеющих явно выраженные полюсы (гидрогенераторы, синхронные компенсато-

ры, возбудители), следует производить измерение сопротивления по полюсам, а также, по возможности, измерять и сравнивать между собой падения напряжения на междуполусных соединениях.

### Испытание изоляции статора повышенным напряжением

Основным методом испытания изоляции статора является испытание повышенным напряжением промышленной частоты.

О применении таких испытаний, и особенно о величине испытательного напряжения, было много споров. Противники применения этого вида испытаний всегда говорили о том, что такие испытания портят изоляцию, не приводя, однако, при этом никаких убедительных экспериментальных данных.

За последнее время в энергосистемах и в ЦНИЭЛ МЭС были проведены довольно многочисленные опыты, которые опровергают это мнение. Результаты этих опытов были частично опубликованы в литературе [Л. 3, 5].

Изоляция отдельных стержней и обмоток статоров в целом подвергалась действию приложенного напряжения промышленной частоты порядка  $2 U_{ном}$  и более в течение нескольких десятков минут, причем никаких необратимых изменений свойств изоляции или снижения пробивной прочности обнаружить не удалось. Все испытания проводились на машинах с явно изношенной, подлежащей замене изоляцией. Естественно, что для новой изоляции должны быть получены во всяком случае не худшие результаты.

Проведенные испытания показали безопасность испытаний повышенным напряжением промышленной частоты порядка  $1,5 \div 2,0 U_{ном}$  в течение 1 мин. Было установлено также, что при принятых в настоящее время испытательных напряжениях порядка  $1,3 \div 1,5 U_{ном}$  пробиваются только отдельные явно ослабленные точки изоляции. Если же изоляция, даже длительно находившаяся в эксплуатации, явных дефектов не имеет, то она выдерживает эти напряжения без повреждений.

В энергосистемах Советского Союза испытание генераторов повышенным напряжением промышленной частоты применяется с каждым годом все более широко, как это видно из данных таблицы, составленной по результатам просмотра ЦНИЭЛ МЭС актов капитальных ремонтов 1949—1951 г. нескольких сот генераторов.

Год	Количество генераторов (%), испытанных напряжением			Не испытывалось, %
	до $1,0 U_{ном}$	$1,0 \div 1,3 U_{ном}$	$1,3 \div 1,5 U_{ном}$	
1949	—	44,1	39,3	16,6
1950	0,9	35,7	53,9	9,5
1951	3,8	33,3	59,5	3,4

Примечание. За 100% принято количество генераторов, по которым были просмотрены акты капитальных ремонтов.

В 1950 г. при профилактических испытаниях повышенным напряжением промышленной частоты была пробита изоляция обмотки статоров

шести генераторов (в 1949 г. — трех генераторов). Во всех случаях в местах пробоя были выявлены местные дефекты изоляции (пробой в местах наивысших местных нагревов активной стали, в месте механического повреждения зубца, попадание под клин куска проволоки и т. п.). В пяти случаях пробой происходил при напряжении, превышающем  $1,0 U_{ном}$  (в одном случае пробивное напряжение не указано). Последнее обстоятельство подтверждает правильность повышения испытательного напряжения до величин, не меньших  $1,3 \div 1,5 U_{ном}$ .

Чрезвычайно важным является недавнее указание Технического управления МЭС о том, что изоляция генераторов должна испытываться повышенным напряжением сейчас же после остановки машины в капитальный ремонт и до ее очистки от пыли [Л. 6, 7]. При очищенной поверхности даже сквозные дефекты изоляции лобовых частей могут остаться невыявленными при испытании напряжением  $1,5 U_{ном}$ .

По окончании ремонта на полностью собранном генераторе должно производиться контрольное испытание напряжением промышленной частоты  $1,0 U_{ном}$ , имеющее целью проверить, не произведено ли каких-либо повреждений изоляции за время ремонта.

Методика проведения испытаний повышенным напряжением достаточно хорошо известна, поэтому на ней не останавливаемся. Отметим только, что во избежание пробоя изоляции вследствие перенапряжений в испытательной установке (резонанс и т. п.) или неисправности измерительных приборов испытываемый генератор следует защищать искровым промежутком (разрядником), отрегулированным на напряжение, на  $5 \div 10\%$  превышающее испытательное. К сожалению, до сих пор во многих энергосистемах это требование не выполняется.

Сравнительно недавно рядом специалистов [Л. 8] был поднят вопрос о целесообразности проведения испытания изоляции обмоток статоров генераторов не переменным, а выпрямленным напряжением; при этом в качестве основных преимуществ этого метода указывались: возможность контроля токов утечки и меньшая мощность испытательной аппаратуры.

Ввиду неизученности вопроса Техническое управление МЭС не сочло возможным включить этот вид испытаний в число обязательных, но рекомендовало ряду энергосистем его проведение для накопления опыта.

Изучение этого вопроса еще не закончено, но предварительные результаты показывают, что испытание выпрямленным напряжением может оказаться полезным дополнением к испытаниям переменным напряжением промышленной частоты, но не заменой этих испытаний.

Многими энергосистемами производится измерение токов утечки при сравнительно низком по величине выпрямленном напряжении (порядка  $U_{ном}$ ). Такие измерения, требуя довольно много времени, немногим превышают по своей эффективности измерение с помощью мегомметра.

Работы, проведенные рядом организаций (Ленэнерго, ЦНИЭЛ МЭС и др.), показывают, что

измерение токов утечки имеет смысл производить лишь при условии, что выпрямленное напряжение будет повышаться до  $1,5 \div 2,0 U_{ном}$  или даже более.

## Испытания возбудителей

Как показывает статистика, примерно 40% от общего числа случаев повреждений генераторов обусловлено неисправностями их возбудителей. Наибольшее число повреждений является следствием плохих паек петушков или замыканий обмотки якоря на бандажи.

Для выявления таких повреждений необходимо производить испытание обмотки якоря по отношению к корпусу и к бандажам напряжением промышленной частоты (а не мегомметром) 1000 в в течение 1 мин. [Л. 1, 9] и измерение сопротивления между коллекторными пластинами.

Метод измерения сопротивления между коллекторными пластинами хорошо известен [Л. 4], поэтому на нем подробно останавливаться не будем. Критерием оценки состояния паек является, как известно, отклонение значений сопротивлений от среднего значения, которое не должно превышать 10%. В эту величину не следует включать отклонения, обусловленные схемой обмотки (уравнительные соединения).

Этот вид испытания очень важен. В 1949 г. на основании измерений сопротивлений между коллекторными пластинами были выявлены и своевременно улучшены плохие пайки на 11 возбудителях из общего числа 338 обследованных. В 1950 г. такие повреждения были обнаружены и своевременно устранены на 9 возбудителях. При этом на некоторых из них одновременно было обнаружено несколько плохих паек.

Особое внимание следует уделять контролю состояния новых или перемотанных якорей. Опыт показывает, что наибольшее число повреждений якорей возбудителей турбогенераторов происходит в первый период эксплуатации (1—2 года), причем в некоторых случаях повреждение происходит через несколько дней и даже часов после включения машин в эксплуатацию.

## Прочие испытания

Остановимся на вопросах о снятии характеристик холостого хода и короткого замыкания и на контроле изоляции конца вала со стороны возбудителя.

Согласно действующей инструкции по эксплуатации генераторов после капитальных ремонтов требуется снятие характеристик холостого хода и короткого замыкания для контроля отсутствия витковых замыканий в роторе. Однако для обнаружения этого вида повреждения вполне достаточно снятия только одной из этих характеристик. Учитывая это, Техническое управление приняло решение об обязательном снятии только характеристики короткого замыкания.

За последнее время на электростанциях было несколько случаев повреждения подшипников турбоагрегатов подшипниковыми токами, явившихся следствием ослабления внимания со стороны работников эксплуатации к этому важному виду профилактики.

В одной энергосистеме, например, были произведены измерения напряжения между концами ротора и на изоляционных прокладках. Хотя результаты были явно неудовлетворительными (напряжение между концами ротора было больше, чем напряжение на изоляционных прокладках), никаких выводов о необходимости восстановления изоляции не было сделано. В результате нарушения изоляции имело место повреждение шейки вала и подшипников.

Следует напомнить, что напряжения вдоль вала и на изоляции подшипников должны измеряться вольтметром с малым пределом измерения и с большим потреблением (малым внутренним сопротивлением) с тем, чтобы на результатах измерений не могли сказаться возможные значительные потенциалы, обусловленные электростатическими зарядами, не представляющими, однако, опасности для машины и легко устранимыми путем установки щетки, шунтирующей масляную пленку на одном из неизолированных подшипников.

Если на электростанции нет соответствующего прибора, то вольтметр с пределом измерения порядка 75—150 в можно включить на обмотку высокого напряжения имеющихся всегда на станции трансформаторов освещения безопасности 220/12 в, используя последний в качестве повышающего измерительного трансформатора.

## Выводы

Профилактические испытания являются очень важным фактором в снижении аварийности синхронных генераторов. Однако их нельзя рассматривать в отрыве от общей системы профилактических мероприятий, проводимых на электростанциях: к ним относятся прежде всего осмотры при капитальных и текущих ремонтах, систематическое наблюдение и контрольные измерения на работающем генераторе.

Проведенный ЦНИЭЛ МЭС анализ эксплуатации турбогенераторов на трех электростанциях одной энергосистемы за период 1934—1949 гг. показал, что из 100 зарегистрированных повреждений обнаружено:

в результате происшедших аварий . . .	12
эксплуатационным персоналом во время работы генератора . . . . .	7
в результате профилактических испытаний осмотром при капитальных ремонтах . .	58

Аналогичные данные были получены на основании просмотра актов ремонтов 325 генераторов за 1950 г.

Из 171 случая устраненных во время плановых капитальных ремонтов повреждений и изношенных деталей было обнаружено:

в результате аварии (послеаварийный ремонт совмещен с капитальным) . .	1
профилактическими испытаниями . . .	52
осмотрами во время ремонта . . . . .	75
эксплуатационным персоналом во время работы генераторов . . . . .	12
методы определения неясны, а также плановые перемотки обмоток, замена якорей возбудителей и т. п. . . . .	31

Приведенные цифры показывают, какое большое значение наряду с профилактическими испытаниями имеют тщательные осмотры машин во время ремонтов и при эксплуатации. При этом почти во всех случаях дефекты, обнаруженные в результате осмотров, не были и не могли быть обнаружены существующими методами профилактических испытаний.

Осмотрами при капитальных ремонтах обнаруживаются такие дефекты, как износ изоляции статора и ротора, ослабление клиньев статора, ослабление крепления лобовых соединений, ослабление прессовки активной стали, трещины на центрирующем кольце и на бандажах роторов, облом пластин токоподводов, облом стержней успокоительной обмотки, обрыв бандажной проволоки и ослабление пайки бандажей на возбuditелях и т. п. Несвоевременное устранение этих дефектов могло бы привести в дальнейшем к аварийному выходу генератора из строя.

Из изложенного следует, что результаты профилактических испытаний сами по себе не могут служить достаточным основанием для формулировки окончательных выводов о состоянии генератора и о возможности его дальнейшей эксплуатации. Такое заключение может быть дано только на основании комплексного рассмотрения резуль-

татов профилактических испытаний, результатов осмотров и данных о предшествующей эксплуатации.

Все сказанное об испытании генераторов полностью относится к испытаниям синхронных компенсаторов и крупных (свыше 1 000 *кВа*) синхронных двигателей.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. „Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС СССР“, электрическая часть, ГЭИ, 1950.
2. „Инструкция по сушке синхронных генераторов“ ГЭИ, 1949.
3. В. Б. Кулаковский, Испытание изоляции обмотки статора синхронного компенсатора 10 тыс. *кВа*, „Электрические станции“, 1950, № 7.
4. „Эксплуатация и ремонт турбогенераторов“, ГЭИ, 1944.
5. Г. И. Лысаковский, О возможности применения повышенных напряжений для испытания главной изоляции обмоток генераторов, „Электрические станции“, 1950, № 10.
6. Противоаварийный циркуляр Технического управления МЭС № 5, Э „Об испытаниях изоляции электрических машин“, декабрь 1950.
7. М. К. Оберучев, Об испытаниях изоляции электрических машин, „Электрические станции“, 1950, № 11.
8. А. М. Залесский, Профилактические испытания изоляции электрических машин, „Электричество“, 1948, № 2.
9. Эксплуатационный циркуляр Технического управления МЭС № 5, Э „О повышении надежности работы электрических машин“, июль 1950.



## Самосинхронизация гидрогенератора с агрегатом возбуждения

Канд. техн. наук Э. Г. Файнштейн

Необходимым условием включения генератора в сеть способом самосинхронизации является вращение возбuditеля генератора с нормальной скоростью к моменту включения выключателя. Ниже рассматриваются применение и особенности самосинхронизации в том случае, когда вместо возбuditеля имеется отдельный агрегат возбуждения.

Такие схемы возбуждения, встречающиеся на наших гидростанциях, выполняются в двух вариантах: 1) с питанием агрегата возбуждения от вспомогательного генератора и 2) с питанием от выводов главного генератора через глухую отпайку.

В первом случае схемы самосинхронизации не имеют принципиальных отличий от описанных в литературе. Перед пуском генератора требуется обеспечить предварительное замыкание (автоматическое или ручное) цепи питания асинхронного двигателя агрегата возбуждения, пуск которого затем осуществляется по частотному методу. К моменту включения в сеть двигатель достигает практически нормальной скорости вращения.

Стремление удешевить сооружение электростанций привело в ряде случаев к отказу от вспомогательных генераторов и осуществлению питания двигателя агрегата возбуждения от трансформатора, присоединенного к выводам генератора. Однако при этом работа агрегата возбужде-

ния оказывается зависящей от напряжения генератора при пуске и в аварийных условиях. Это потребовало дополнительных устройств для возбуждения генератора при пуске, когда агрегат возбуждения неподвижен, и для поддержания устойчивой работы его двигателя при коротких замыканиях в сети.

На одной гидростанции применена схема, основанная на том, что при пуске обмотка возбуждения генератора питается от аккумуляторной батареи, напряжение и емкость которой выбираются так, чтобы получить при пуске напряжение на выводах генератора при нормальной скорости вращения около 50% номинального. При этом осуществляется пуск агрегата возбуждения. При напряжении на отдельном возбuditеле, равном напряжению на аккумуляторной батарее, возбuditель кратковременно включается на параллельную работу с батареей автоматом гашения поля, затем батарея отключается (рис. 1).

Усложнение операций при пуске, необходимость затрат на дополнительную аккумуляторную батарею и удлинение времени пуска генератора значительно уменьшают преимущества описанной схемы возбуждения и являются причинами ее малого распространения. Однако этих недостатков можно избежать при применении способа самосинхронизации.

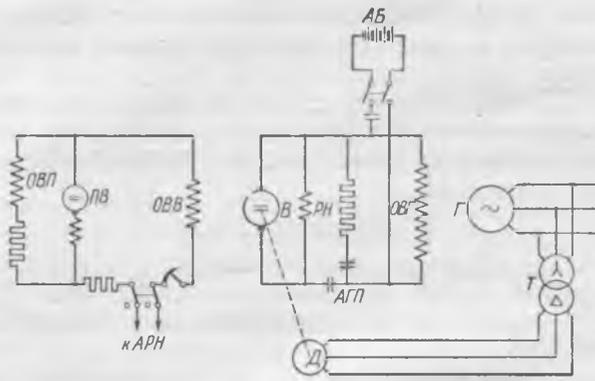


Рис. 1. Схема пуска генератора при питании от аккумуляторной батареи.

Г—синхронный генератор; Т—трансформатор, питающий двигатель агрегата возбуждения; Д—двигатель агрегата; В—всезбудитель; АБ—аккумуляторная батарея; ОВП—обмотка возбуждения возбуждения генератора; ОВВ—обмотка возбуждения возбуждения генератора; РН—реле максимального напряжения.

При этом способе двигатель агрегата возбуждения разворачивается после подачи напряжения на генератор от сети, т. е. после включения выключателя при самосинхронизации. Вследствие малой инерции быстроходных двигателей время пуска агрегата невелико. Например, для агрегата мощностью 85 кВт полное время пуска составляет 5,5 сек. (рис. 2). Автомат гашения поля включается при замыкании блок-контактов выключателя. Таким образом, генератор начинает возбуждаться одновременно с повышением напряжения на зажимах возбудителя. Этим обеспечивается втягивание в синхронизм не только за счет реактивного, но и синхронного момента.

При осуществлении схемы самосинхронизации с описанной схемой возбуждения возникли следующие затруднения.

Для поддержания нормальной скорости вращения агрегата возбуждения при снижении напряжения из-за коротких замыканий в сети применено устройство (рис. 3), представляющее трехфазный трансформатор, включенный последовательно в цепь статора перед нулевой точкой генератора и обтекаемый током статора.

Параметры этого трансформатора выбраны таким образом, чтобы предотвратить опрокидывание двигателя при коротком замыкании на стороне высокого напряжения трансформатора блока (наихудший случай) и возрастании нагрузки на возбудителе из-за действия форсировки напряжения.

Длительно допустимая нагрузка нулевого трансформатора составляет примерно половину номинальной мощности двигателя, в аварийном же режиме допускается кратковременная семикратная перегрузка трансформатора.

Описанное устройство при коротких замыканиях в сети, как показал опыт, вследствие возрастания тока статора обеспечивает недостающее напряжение, необходимое для сохранения устойчивой работы агрегата возбуждения.

Однако при самосинхронизации вектор тока статора генератора повернут на  $180^\circ$  по отношению к току, генерируемому при коротких замыканиях, и, следовательно, добавочное напряжение

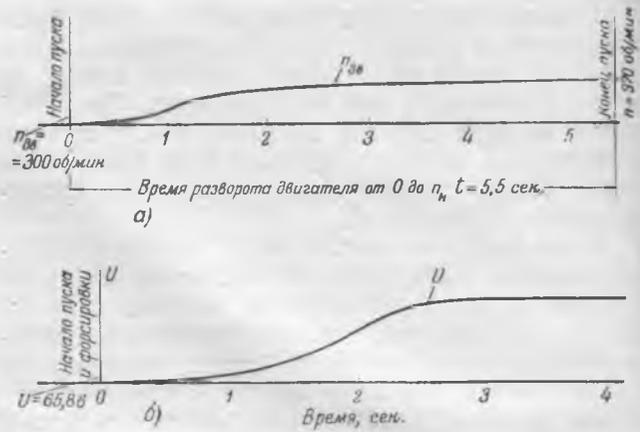


Рис. 2. Кривые изменения скорости возбуждательного агрегата (а) и изменения напряжения на зажимах возбудителя (б) при пуске.

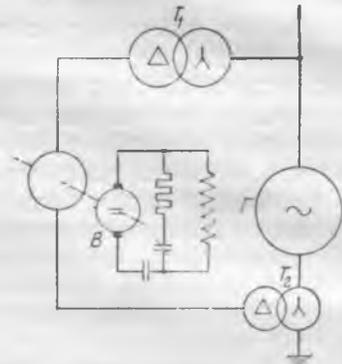


Рис. 3. Схема, позволяющая сохранить возбуждательный агрегат в работе при коротких замыканиях в сети.

нулевого трансформатора уже не складывается, а вычитается из напряжения, приложенного к двигателю со стороны выводов генератора.

В этом случае результирующее напряжение, приложенное к фазам асинхронного двигателя, оказывается настолько малым, что он не трогаются с места, и генератор синхронизируется за счет реактивного момента, потребляя после синхронизации из сети ток, близкий к номинальному.

Для устранения вредного влияния нулевого трансформатора при самосинхронизации было предложено на этот период закорачивать нулевые выводы асинхронного двигателя. Закорачивание было осуществлено трехполюсным контактором, рассчитанным на ток, равный  $3/4$  от номинального тока двигателя.

Условия работы контактора облегчаются тем обстоятельством, что его включение происходит при отсутствии тока и напряжения, отключение — при завершении процесса самосинхронизации, когда ток статора очень мал. Длительность обтекания контактора током равна длительности полного цикла самосинхронизации, т. е. 5—7 сек. При этом ток, протекающий через его контакты, равен разности пускового тока двигателя и тока короткого замыкания нулевого трансформатора.

Также не представляет опасности короткое замыкание нулевого трансформатора на период самосинхронизации.

# Автоматическая самосинхронизация гидрогенераторов

Инж. Г. Е. Туркия, инж. Г. И. Цагарейшвили и инж. С. Р. Элькин

На гидростанции, оборудованной двумя генераторами по 8 тыс. кВт, была осуществлена полная автоматизация пуска с включением агрегатов на параллельную работу способом самосинхронизации по схеме с тахометрическим реле. В качестве тахометрического реле было применено электромагнитное реле типа РЭ-103, включенное в цепь подвозбудителя генератора.

Запуск схемы самосинхронизации производился от реле пуска агрегата (рис. 1).

В результате испытаний было установлено, что реле напряжения, включенное в цепь подвозбудителя для выполнения функций реле оборотов, не обеспечивает правильного выбора скорости вращения ротора, так как увеличение напряжения на

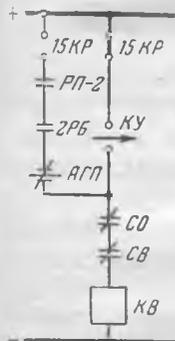


Рис. 1. Первоначальная схема самосинхронизации.

15 KP — ключ режима синхронизации; RP-2 — реле пуска агрегата; 2PB — промежуточное реле, повторитель реле типа РЭ-103; CO — контакт соленоида отключения; CB — контакт соленоида включения; KV — катушка промежуточного реле соленоида включения; CU — контакт ключа управления агрегатного выключателя 110 кв; APT — контакт автомата гашения поля.

подвозбудителе запаздывает по отношению к увеличению скорости вращения ротора, а степень этого запаздывания в значительной мере зависит от режима пуска и от характеристики разгона турбины (рис. 2).

Отсутствие в схеме воздействия на механизм изменения скорости вращения турбины для приведения его в определенное предпусковое положение создавало условия для получения различных разгонных характеристик в зависимости от нагрузки, имевшей место в момент, предшествовавший остановке машины.

На рис. 2 приведены разгонные кривые машины и кривые подъема напряжения на подвозбудителе, построенные для различных положений механизма изменения скорости вращения (ЭМС).

Как можно заключить из рассмотрения этих кривых, в описанных условиях не представляется возможным подобрать на реле напряжения, включенном в цепь подвозбудителя, такую уставку, которая обеспечивала бы уверенное улавливание момента прохождения синхронной скорости вращения агрегата.

Выбор повышенной уставки, обеспечивающей срабатывание этого реле в области устано-

вившейся скорости вращения, может привести к включениям при скольжениях, значительно превышающих допустимые. Например, после сброса полной нагрузки, когда механизм изменения скорости вращения находится в верхнем положении (кривая 3 на рис. 2) и, следовательно, скорость вращения машины при холостом ходе превышает синхронную, включение будет происходить при

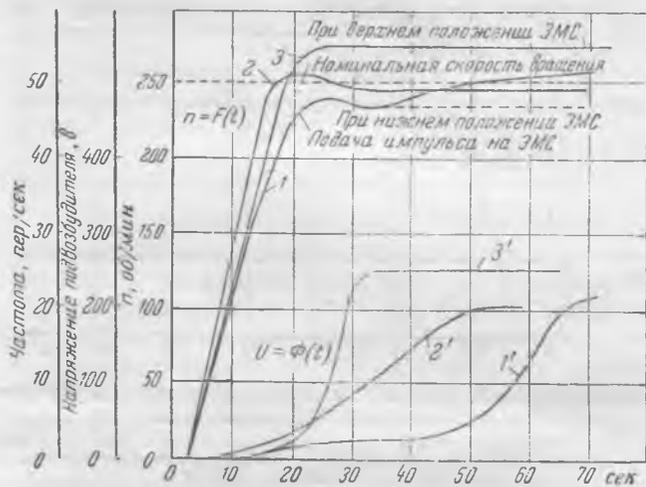


Рис. 2. Осциллограммы разгона машины и подъема напряжения подвозбудителя.

больших скольжениях, особенно при пониженной частоте в энергосистеме.

Законченная монтажом схема была опробована путем нескольких включений генераторов при уставках на реле напряжения 165 в для одной машины и 202 в для другой. Эти уставки, как видно из кривых рис. 2, обеспечивали срабатывание реле в области установившейся скорости вращения, и протекание процесса самосинхронизации всецело зависело от положения механизма изменения скорости вращения.

В большинстве случаев самосинхронизация сопровождалась длительными, доходившими до 2 мин. качаниями и сильными толчками тока, ощущавшимися объектами энергосистемы, расположенными на расстоянии свыше 300 км от гидростанции. В некоторых же случаях, когда механизм изменения скорости вращения находился в положениях, близких к положению номинальной скорости вращения при холостом ходе (кривая 2 на рис. 2), самосинхронизация протекала успешно.

Такая неудовлетворительная работа схемы вызвала необходимость изыскания другой, обеспечивающей во всех случаях нормальное протекание процесса самосинхронизации.

Вследствие отсутствия успокоительных обмоток генераторы данной гидростанции при самосинхронизации обладают повышенной чувствительностью к разности частот и скорости нарастания частоты. Поэтому было решено остановиться на схеме самосинхронизации по сниженной характеристике разгона с реле разности частот типа ИРЧ на основе разработок ЦНИЭЛ МЭС<sup>1</sup>.

По этой схеме для получения сниженной характеристики разгона перед пуском машины механизм изменения скорости вращения должен стоять в крайнем нижнем положении, обеспечивающем минимальную скорость вращения.

В процессе пуска, при достижении машиной определенной скорости вращения, контактами реле оборотов запускается электродвигатель меха-

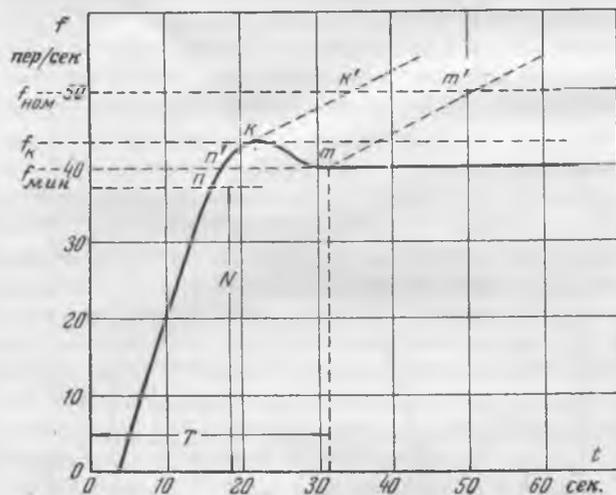


Рис. 3. Варианты режимов самосинхронизации генераторов по сниженной характеристике.

*akkk'* — кривая разгона при схеме самосинхронизации с реле оборотов; *N* — уставка реле оборотов; *ankmm'* — кривая разгона при схеме с реле времени; *T* — уставка реле времени.

низма изменения скорости вращения ЭМС, обеспечивающий дальнейшее нарастание частоты со скоростью порядка 0,5 пер/сек<sup>2</sup>.

Момент достижения машиной синхронной скорости вращения улавливается реле разности частот ИРЧ, имеющим уставку порядка 1 ÷ 1,5 пер/сек. На сниженной характеристике рис. 3 момент срабатывания реле оборотов отмечен буквой *n*.

Запуск ЭМС может также производиться после наступления установившейся скорости вращения машины (точка *m* на кривой рис. 3).

Подача импульса на ЭМС во втором случае может быть осуществлена с помощью реле времени, уставка которого должна учитывать различные условия пуска, возможные в эксплуатации, например колебания напора и др.

Ввиду отсутствия реле оборотов было решено принять второй вариант, позволяющий использовать реле времени.

Из рис. 3 видно, что этот вариант по сравнению с первым требует больше времени на самосинхронизацию. Однако получающееся увеличе-

ние времени, примерно на 15 сек., не имеет существенного значения, так как схема самосинхронизации по сниженной характеристике не будет применяться при автоматических повторных включениях. Это вытекает из того, что перед АПВ машина всегда будет иметь повышенную скорость вращения, и воздействие на ЭМС должно быть направлено в сторону уменьшения скорости вращения, что должно осуществляться схемой автоматического повторного включения<sup>2</sup> независимо от схемы самосинхронизации, принятой для пуска машины.

С другой стороны, как видно из рис. 3, при схеме с реле времени во всей зоне частот, начиная с минимальной частоты  $f_{мин}$ , обеспечивается включение машины при заданной скорости нарастания частоты, тогда как в первом варианте эта зона сокращается за счет части кривой разгона между

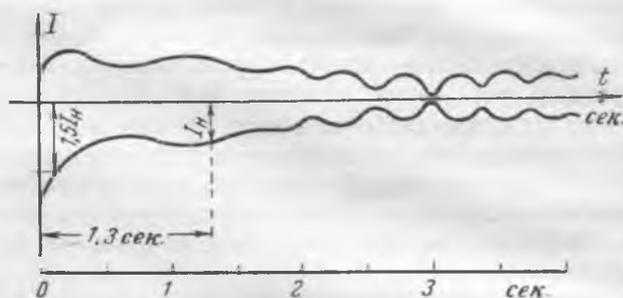


Рис. 4. Осциллограмма тока статора при самосинхронизации по сниженной характеристике с применением реле ИРЧ и реле времени.

точками *n'* и *k* со скоростями нарастания частоты выше допустимых.

Для испытания была собрана временная схема автоматики с реле времени и было произведено шесть автоматических пусков машины с включением на параллельную работу способом самосинхронизации.

Во всех случаях самосинхронизация протекала вполне удовлетворительно. При этом периодическая составляющая тока статора до номинального значения составила  $I_{пер} \approx 1,5I_{ном}$ , а спад тока статора до номинального значения происходил примерно 1,3 сек. (рис. 4).

Снижение напряжения на шинах 110 кВ происходило не более чем на 6 ÷ 8% от номинального. На основании проведенных испытаний была разработана новая схема для автоматической самосинхронизации гидрогенераторов, которая представлена на рис. 5.

Схема подготавливается к действию при отключенном выключателе генератора после срабатывания реле остановки РО-2, которое своим контактом подает непрерывный импульс «убавить» на ЭМС до размыкания цепи конечным контактом *K*<sub>1</sub>. Контроль положения выключателя производится повторителем ИРРБ.

Реле времени, определяющее момент запуска ЭМС на «прибавить», принято электродвигательного типа переменного тока.

<sup>1</sup> Ю. М. Элькинд, Автоматическая самосинхронизация гидрогенераторов по сниженной разгонной характеристике, «Электрические станции», 1952, № 3.

<sup>2</sup> Разработка схем АПВ по этому принципу ведется ЦНИЭЛ МЭС.

Допустимость реле переменного тока очевидна из самой сути синхронизации. В данном случае напряжение для питания обмотки реле времени берется с шин 110 кВ ввиду соединения в блок генераторов и трансформаторов гидроэлектростанции.

Контроль начала разворота агрегата осуществлен посредством контакта КНА-9, механически связанного с направляющим аппаратом.

Запуск схемы производится контактом реле автоматического запуска машины РП-2 (повто-

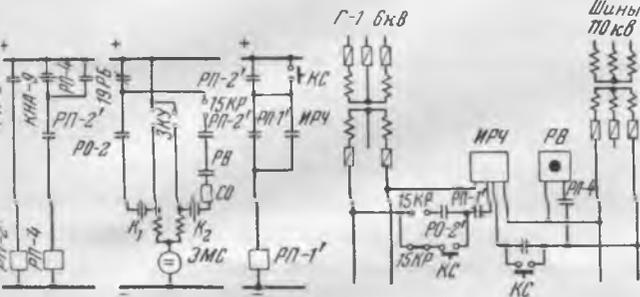


Рис. 5. Схема самосинхронизации по сниженной характеристике разгона турбины с реле времени.

РП-2 — реле пуска агрегата; РП-2' — повторитель реле пуска; КНА-9 — контакт направляющего аппарата; РВ — реле времени электродвигательного типа на  $60 \pm 100$  сек.; РП-4 — промежуточное реле блокировки КНА-9 и запуска реле времени РВ; 19 РБ — повторитель положения выключателя генератора; РО-2 — реле останова; ЭМС — электродвигатель механизма измерения скорости вращения; К<sub>1</sub> и К<sub>2</sub> — конечные контакты ЭМС; ЗКУ — ключ управления; 15кВ — ключ режима синхронизации; КС — кнопка самосинхронизации при неавтоматическом пуске машины; ИРЧ — реле разности частот; РП-1' — промежуточное реле ИРЧ и включение выключателя; СО — сопротивление в цепи «прибавить» ЭМС для снижения скорости вращения ЭМС.

ритель РП-2') и контактом КНА-9. Последний замыкается в самом начале открытия направляющего аппарата.

Ввиду того что контакт КНА-9 до завершения процесса самосинхронизации может размыкаться, в схему введено реле РП-4 с самоудерживанием, обеспечивающим цепь на реле времени РВ до размыкания контактов реле пуска РП-2, которым деблокируется схема после завершения пуска самосинхронизации машины.

Одновременно с запуском реле РВ повторитель реле пуска РП-2' производит следующие операции:

Подготавливает цепь на реле РП-1'; подает питание от трансформаторов напряжения 110 кВ на высокоомную катушку реле ИРЧ и подает через трансформатор напряжения 6 кВ остаточное напряжение генератора на низкоомную катушку реле ИРЧ.

Замыкание контактов реле времени создает цепь «прибавить» для ЭМС, и с этого момента начинается подъем частоты с заданной скоростью.

При достижении разностью частот между подключаемым генератором и энергосистемой величины уставки реле ИРЧ последнее срабатывает и замыкает цепь реле РП-1', которое самоудерживается своими же контактами (шунтирующими контактами реле ИРЧ). Второй парой контактов РП-1' подается импульс на включение выключателя, который своими блокконтактами включает АГП.

В рассмотренной схеме предусмотрена кнопка КС с тремя нормально разомкнутыми контактами, позволяющая при положении ключа режима синхронизации «ручная синхронизация» производить самосинхронизацию машины вручную при неавтоматическом пуске машины. При этом дежурный, получивший из машинного зала сигнал «готово», указывающий на установившуюся скорость вращения по сниженной характеристике, нажатием кнопки КС и воздействием на ЭМС подводит скорость вращения машины к синхронной. Реле ИРЧ, уловив наступление разности частот уставки, производит включение в соответствии с описанным выше.

Следует указать, что в схеме пуска агрегата должна быть обязательно предусмотрена блокировка, запрещающая пуск гидротурбины, если автомат гашения поля включен (поле генератора не погашено).

Опыт эксплуатации схемы автоматической самосинхронизации гидрогенераторов, приведенный на рис. 5, в течение ряда месяцев показал безотказную и вполне надежную работу схемы и реле разности частот типа ИРЧ, включенного на остаточное напряжение генератора. До настоящего времени на электростанциях было произведено 40 автоматических пусков с самосинхронизацией по постоянной схеме.

## Выводы

1. Способ автоматической самосинхронизации гидрогенераторов по сниженной разгонной характеристике, с использованием механизма изменения скорости вращения турбины взамен сложного и малонадежного уравнивателя частот, может быть широко рекомендован для эксплуатации.

2. Применение реле разности частот типа ИРЧ, включенного на остаточное напряжение генератора, дает надежный и достаточно точный контроль разности частот генератора и сети. Эти реле должны быть рекомендованы к применению взамен реле, контролирующих только скорость вращения подключенного генератора.



# Несимметричный режим крупного гидрогенератора

Канд. техн. наук Г. Н. Тер-Газарян и канд. техн. наук Б. Б. Тимофеев

На гидрогенераторе подвешеного типа 47 тыс. кВа, 10,5 кВ, 375 об/мин, приводимом во вращение турбиной струйно-ковшевого типа и снабженном мощной продольно-поперечной успокоительной обмоткой (корпус сварной, разъемный, состоит из двух частей), был исследован несимметричный режим, который создавался отключением одной фазы на высоковольтной стороне силового трансформатора. При этом отношение тока обратной последовательности к номинальному току генератора  $\frac{I_2}{I_n}$  было доведено до 20%. Дальнейшее повышение несимметрии не производилось из-за трудности осуществления соответствующей схемы коммутации во время опыта.

Как известно, при несимметричном режиме появляется дополнительный вращающий момент, пульсирующий с частотой 100 пер/сек. Величина

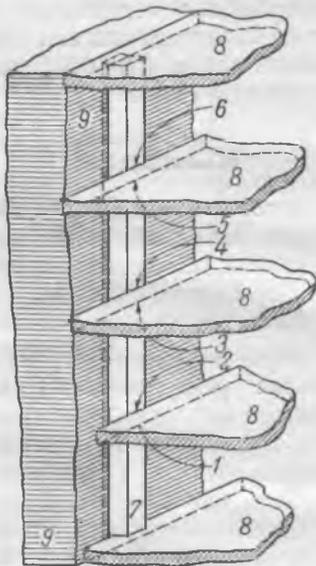


Рис. 1. Схема размещения точек измерения механических напряжений в сварных швах крепления активной стали.

1 ÷ 6 — точки измерения; 7 — брус крепления стали; 8 — полки корпуса; 9 — активная сталь.

его растет с ростом тока обратной последовательности. Допустимое для генератора значение тока обратной последовательности может быть установлено после исследования вибрации, механических напряжений и нагрева ротора.

На рассматриваемом генераторе вибрации исследовались пьезокварцевым вибрографом конструкции Электротехнической лаборатории ТНИСГЭИ. Виброграф устанавливался в тангенциальном и радиальном направлениях на полках крепления активной стали (рис. 1).

При испытаниях генератора было заснято виброграмм и, кроме того, вибрация наблюдалась визуально по экрану осциллографа в течение нескольких часов работы машины в симметричном и несимметричном режимах.

Исследования спектра частот вибрации по осциллограммам показали, что в обоих режимах имеются колебания: с частотой 6,25 пер/сек, соответствующей числу оборотов агрегата в секунду; колебания с частотой 100—150 пер/сек, вызванные, по видимому, боем струи по ковшам рабочего колеса турбины, и колебания с частотой 400—600 пер/сек, амплитуда которых весьма мала. Следует подчеркнуть, что при всех значениях несимметрии (до  $\frac{I_2}{I_n} = 20\%$ ) нет резкой разницы в спектре частот сравнительно с симметричным режимом. Не увеличивалась и амплитуда вибрации с ростом несимметрии до  $\frac{I_2}{I_n} = 20\%$ .

Для примера на рис. 2 приведены виброграммы симметричного и несимметричного режимов, на которых видны указанные составляющие 6,25 и 100—150 пер/сек\*. Колебания с частотой 400—600 пер/сек отчетливо видны лишь при увеличении. На всех виброграммах верхняя кривая — измеряемая вибрация, нижняя — колебания с частотой 50 пер/сек, служащая масштабом времени.

Пульсирующий вращающий момент, появляющийся при несимметричной нагрузке, действует на статор и на ротор. Возникающие вследствие этого механические напряжения в деталях конструкции корпуса статора, имеющие сравнительно небольшие поперечные сечения, больше, чем в

\* Проверка масштаба развертки производилась после осциллографирования каждого режима. Неточное совпадение частоты, соответствующей скорости вращения (6,25 пер/сек), с частотой, записанной на ряде виброграмм (например, рис. 2, а и б — 6,7 пер/сек) объясняется некоторой неравномерностью движения пленки.

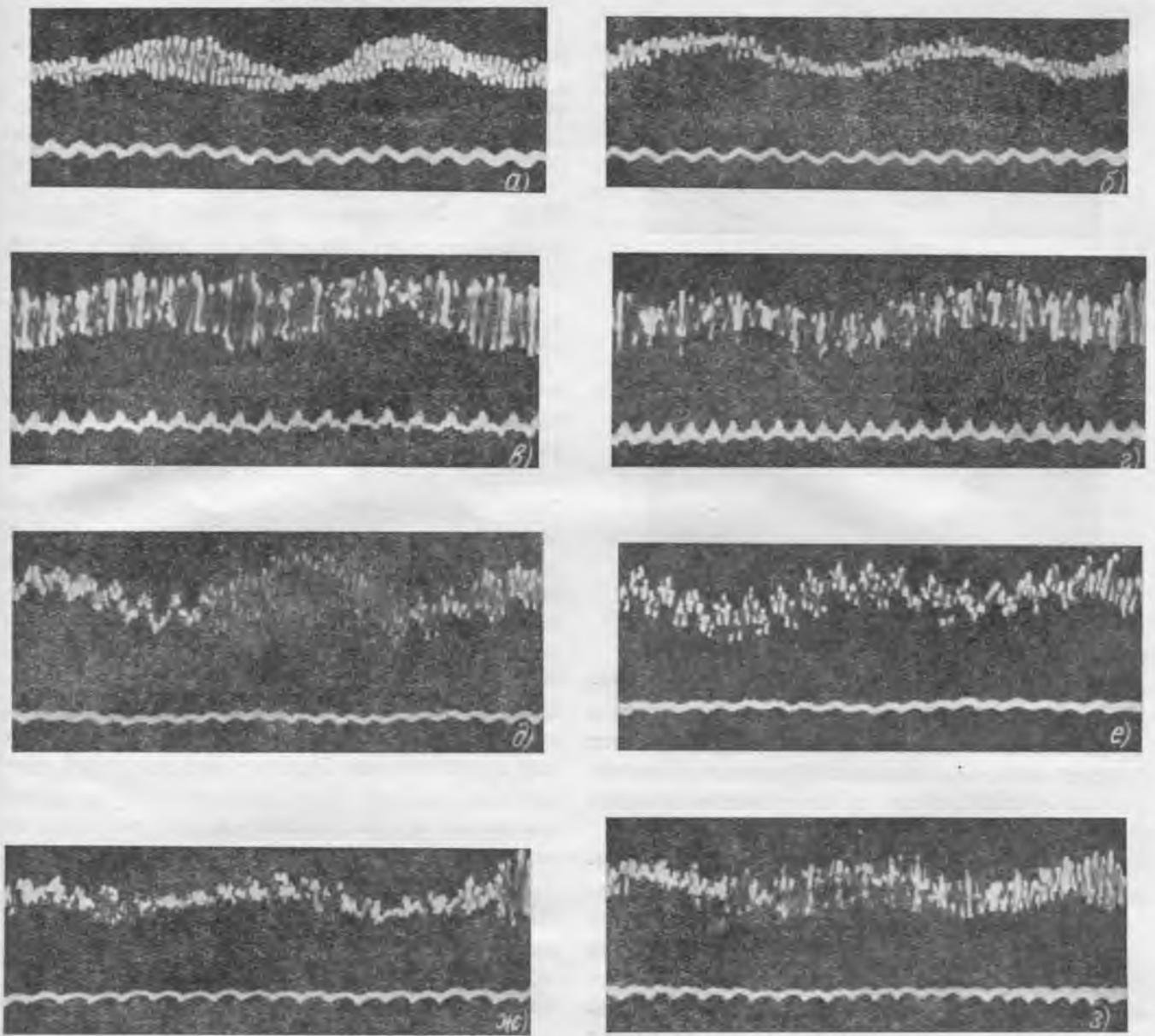


Рис. 2. Вибрации на полке крепления стали.

а — при холстом ходе без возбуждения (основные частоты 6,7 и 200 пер/сек) в тангенциальном направлении; б — то же в радиальном направлении; в — при симметричной нагрузке 36 тыс. *квт* (основные частоты 6,3 и 150 пер/сек) в тангенциальном направлении; г — то же в радиальном направлении (основные частоты  $6,3 \pm 6,7$  и  $100 \pm 125$  пер/сек); д — при несимметричном режиме ( $\frac{I_2}{I_H} = 6\%$ , мощность 10 тыс. *квт*, основные частоты 6,3 и 150 пер/сек) в тангенциальном направлении; е — то же в радиальном направлении (основные частоты 6,3 и  $150 \pm 165$  пер/сек); ж — при несимметричном режиме ( $\frac{I_2}{I_H} = 20\%$ , мощность 28 тыс. *квт*, основные частоты 6,3 и  $100 \pm 150$  пер/сек) в тангенциальном направлении; з — то же в радиальном направлении (основные частоты 6,5 и  $100 \pm 125$  пер/сек).

деталей ротора. Поэтому механические напряжения исследовались в деталях статора. Наиболее напряженной частью статора является конструкция крепления активной стали, а именно — сварные швы брусьев, крепящих активную сталь к корпусу. В этих швах и измерялись механические напряжения.

Брусья имеют с одной стороны профилировку в виде ласточкиного хвоста, входящего в соответствующие пазы в активной стали, а с другой стороны приварены к металлическим полкам корпуса статора. При этом сварка бруса с полкой на испытуемом гидрогенераторе выполнена непо-

средственно без косынок. Кроме брусьев, активная сталь механически связана с корпусом посредством массивных накладок, служащих для ее стягивания. Эти накладки одной частью своей поверхности опираются на активную сталь, а другой частью — на крайние полки корпуса. Таким образом, усилия, возникающие между активной сталью и корпусом статора, передаются не только через сварные швы, крепящие брусья, но и посредством сцепления (трения), возникающего между накладками и крайними полками после стягивания накладок и стали болтами. Эти усилия в нормальном режиме возникают главным

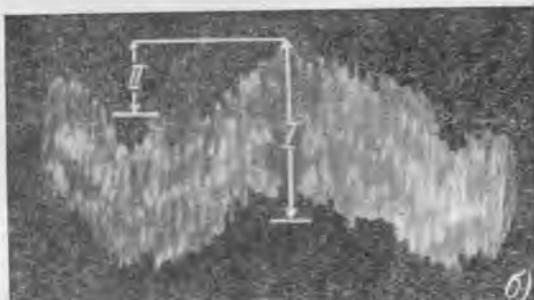
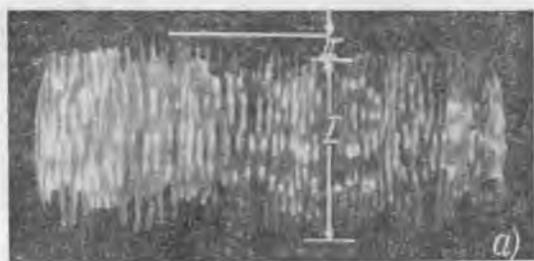


Рис. 3. Напряжения в сварном шве.  
 а — генератор не возбужден; б — при номинальном возбуждении генератора.

образом от магнитного тяжения полюсов и рабочего момента. Они в основном постоянного знака и обычно лишь в небольшой своей части бывают знакопеременными. В несимметричном режиме с появлением пульсирующего момента увеличивается лишь знакопеременное усилие.

Для суждения о полной механической напряженности крепления стали в несимметричном режиме рассмотрим предварительно ее нагрузку лишь вследствие усилий, существующих при обычной нормальной работе. Отметим, что при качественной стыковке разъемных частей статора усилие тяжения полюсов передается на брусья лишь частично. Значительная часть этого усилия воспринимается самой активной сталью, работающей как жесткое кольцо.

Подсчитаем напряжение, приходящееся на сварной шов бруса от нормального вращающего момента. При этом будем полагать, что усилия от момента воспринимаются только брусьями. Кроме того, предположим, что это усилие распределяется равномерно между всеми брусьями и всеми сварными швами.

Вращающий момент испытуемого генератора составляет 122 т·м и диаметр статора по спинке активной стали — 3,76 м. При этом усилие от момента будет равно 32,5 т. Так как это усилие воспринимается 42 брусьями, то на каждый брус приходится усилие 775 кг, которое передается 10 сварным швам площадью по 6 см<sup>2</sup> каждый. Тогда напряжение, возникающее в каждом сварном шве от нормального момента, составит 13,0 кг/см<sup>2</sup>.

Напряжение в сварном шве от тяжения полюсов подсчитаем при тех же допущениях, что и для момента, и дополнительно будем считать, что на брусья передается полная величина усилия от магнитного тяжения. Сила тяжения на один полюс испытуемого генератора равна  $26\,000 \frac{42}{16} = 2,6$  бруса и, следовательно, воспринимается 26 сварными швами по 6 см<sup>2</sup> каждый. Таким образом, напряжение в сварном шве будет  $26\,000 \frac{26\,000}{6} \approx 167 \text{ кг/см}^2$ .

Обычно в сварных конструкциях трудно получить равномерное распределение нагрузки между всеми сварными швами. Однако благодаря неучету нагрузки, воспринимаемой стяжными накладками, а также неучету жесткости активной стали можно считать, что полученные цифры свидетельствуют о незначительной загрузке сварных швов в нормальном режиме. Кроме того, они указывают, что в данном случае существенная нагрузка сварных швов в нормальном режиме может быть вызвана лишь усилием тяжения полюсов. Как уже отмечалось, эта нагрузка зависит от жесткости кольца активной стали, т. е. от фактора, могущего быть оцененным лишь опытом и измерением. Поэтому для получения конкретных сведений было произведено измерение механических напряжений в сварных швах от сил тяжения полюсов.

Измерения производились разработанным в Лаборатории магнитоупругим методом, основанным на зависимости магнитных свойств стали от механических напряжений в ней. Сущность этого метода заключается в регистрации изменений, возникающих в переменном электромагнитном поле, создаваемом в исследуемом участке стального образца пропусканием через него синусоидального тока. Частота тока питания в использованной аппаратуре была 1500 пер/сек. В качестве записывающего прибора был применен катодный осциллограф типа ЭО-4, снабженный сконструированным приспособлением для записи явления на фото пленку.

Для швов, сваренных тонкообмазанными электродами из проволоки СТ-3, для принятых параметров схемы и тока питания каждому 1 мм изменения амплитуды отброса луча осциллографа соответствует изменение напряжения растяжения в образце на 30 кг/см<sup>2</sup>.

Если считать, что измерение амплитуды непосредственно на экране или по записи на пленке через увеличитель (рис. 3) может быть произведено с точностью до 2—3 мм, то чувствительность измерения определится величиной 60—90 кг/см<sup>2</sup>.

Точки измерения были расположены по трем

средним полкам вдоль одного бруса, как это показано на рис. 1.

На рис. 3 приведены фотокопии осциллограмм, полученных в точке 2 (см. рис. 1) соответственно для невозбужденного и возбужденного генератора. На этих осциллограммах и особенно отчетливо на рис. 3,б видна запись двух частот: высокой, являющейся несущей частотой, и низкой — 50 пер/сек. Двойная амплитуда высокой частоты (ордината  $I$ ) пропорциональна механическому напряжению. Размером же  $II$  обозначена ордината, пропорциональная наведенной э. д. с. 50 пер/сек, появляющейся вследствие образования полей рассеивания. Естественно, что эта э. д. с. помехи растет с увеличением возбуждения генератора (ср. рис. 3, а и б).

Сравнением ординат  $I$  можно убедиться, что они практически между собой не отличаются. Следовательно, также практически не отличаются напряжения в сварных швах невозбужденного генератора от напряжений в них при номинальном возбуждении. Учитывая указанную точность измерения, можно сказать, что если это напряжение и появляется при возбуждении генератора, то его величина не превышает округленно  $100 \text{ кг/см}^2$ .

Таким образом, и по результатам измерений видно, что в сварных швах брусьев испытуемого генератора напряжения, вызываемые тяжением поля, малы и, следовательно, не велика и механическая нагрузка крепления стали в нормальном режиме.

Как показывает расчет, для исследуемого генератора при  $\frac{I_2}{I_n} = 20\%$  амплитуда момента, пульсирующего с частотой 100 пер/сек, не превышает  $0,15 M_n$ . Учитывая небольшие напряже-

ния от номинального момента ( $13 \text{ кг/см}^2$ ), совершенно очевидно, что при отсутствии условий резонанса между частотой пульсирующего момента и частотой собственных колебаний конструкции крепления активной стали дополнительные напряжения от указанного знакопеременного усилия должны быть весьма малы. Судя по тому, что вибрация полок крепления активной стали при несимметрии  $\frac{I_2}{I_n}$  до 20% не растет по амплитуде и практически не изменяется по частоте сравнительно с нормальным режимом, условия резонанса отсутствуют и знакопеременная составляющая механического напряжения, вызванная несимметрией  $\frac{I_2}{I_n} = 20\%$ , действительно очень не велика.

Как показали измерения, по нагреву успокоительной обмотки на испытуемом генераторе допустима величина тока  $I_2 > 0,2 I_n$ .

### Выводы

1. На исследованном гидрогенераторе, снабженном мощной продольно-поперечной успокоительной обмоткой, симметричный и несимметричный режимы при значительных токах  $I_2$  отличаются не резко как по спектру частот вибрации, так и по ее амплитуде.

2. В обычных конструкциях крепления активной стали сварные швы брусьев, крепящих сталь к корпусу при качественных сварке и сборке, имеют большой запас прочности и при нормальном режиме, и при значительной несимметрии.

3. На испытанном гидрогенераторе по вибрациям, механическим напряжениям и нагреву успокоительной обмотки допустим длительный несимметричный режим при токе  $I_2 = 0,2 I_n$ .



## Новая конструкция крепления зажигательного пояса

При изготовлении зажигательных поясов для котла 110 т/час, учитывая местные условия, отказались от приварки шипов или гребенок к экранным трубам и применили новую конструкцию. Сущность конструкции заключается в том, что на экранные трубы надеваются серпообразные самоукрепляющиеся скобы с лапками, на которых крепится проволоочный каркас<sup>1</sup>.

Преимуществами конструкции такого каркаса являются:

- 1) простой монтаж скоб, который может выполняться самими обмуровщиками;
- 2) полное отсутствие электросварки;
- 3) отсутствие жесткой связи между каркасом для торкретной массы и трубами в отличие от существующих конструкций, у которых указанные элементы представляют собой одну жесткую систему; поэтому термические удлинения легко компенсируются.

Серпообразные скобы изготавливаются из листовой стали толщиной 5 мм, причем они могут либо вырезаться газовой резкой, либо штамповаться с помощью специального приспособления.

Скоба (рис. 1), имеющая с одной стороны хвостовик 35 × 24 мм с отогнутыми в противоположные стороны лапками, весит в обработанном виде 0,2 кг.

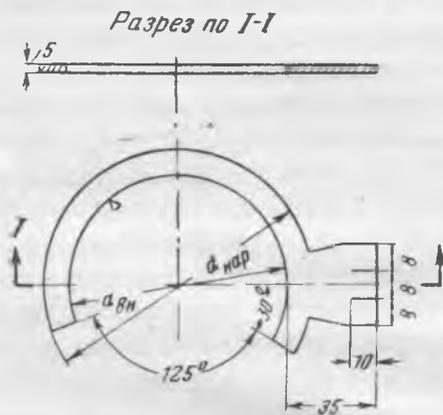


Рис. 1. Крепежная скоба (заготовка).

Внутренний диаметр скобы должен быть на 1 мм больше наружного диаметра экранной трубы; наружный диаметр скобы определяется шириной ее, которая должна составлять 10—12 мм.

Угол раскрытия скобы принимается равным 125°.

Концы скоб разводятся в противоположные стороны настолько, чтобы в образовавшийся «зев» свободно проходила экранная труба (рис. 2). Скоба закрепляется заклиниванием, что достигается несколькими легкими ударами по ее хвостовику. Скобы, как правило, устанавливаются в шахматном порядке, через одну трубу, с шагом от 250 до 500 мм, в зависимости от толщины набиваемой торкретной массы. После установки скоб в требуемом порядке хвостовики их переплетаются в вертикальном направлении и в направлении диагоналей вязальной проволокой диаметром 3 мм (рис. 3). Получающийся при этом легкий несущий каркас хорошо удерживает торкретную массу до ее окончательного затвердевания.

Эксплуатация таких зажигательных поясов в течение шести месяцев показала, что торкретная масса в течение указанного периода хорошо сохранилась; растрескивания,

выкрашивания и прогаров ее не наблюдалось. Имевшие место мелкие незначительные разрушения массы наблюдались только по углам и практического значения не имели.

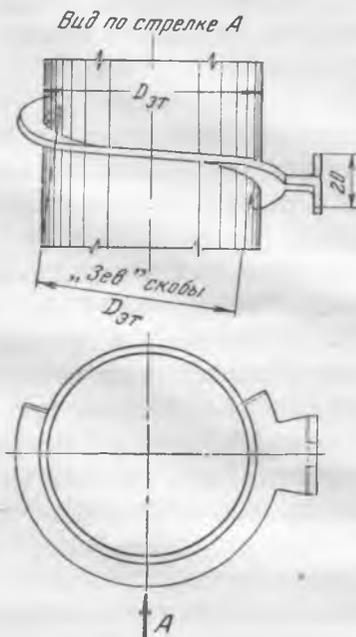


Рис. 2. Крепление скобы на экранной трубе.

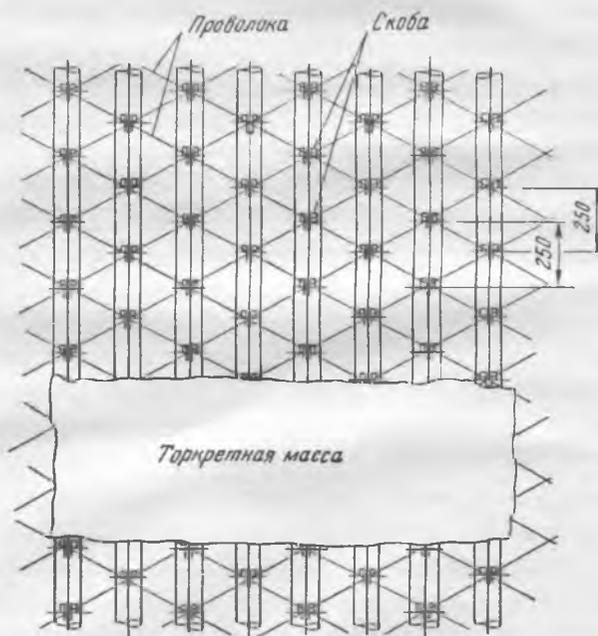


Рис. 3. Проволоочный каркас зажигательного пояса.

Таким образом, новая конструкция крепления каркаса зажигательного пояса обеспечивает достаточно свободную компенсацию термических удлинений между трубами и торкретной массой, простоту монтажа крепежных конструкций и сокращение расхода металла.

Инж. В. С. Коклик

<sup>1</sup> Конструкция самоукрепляющихся скоб предложена инж. Н. С. Бусель (трест Киевпромэнерго-монтаж).

# Приварка изолировочных крючков

В Конструкторском бюро Главпромэнерго-монтажа проводилась работа по освоению и внедрению автоматической приварки с помощью сварочного пистолета изолировочных крючков для удержания изоляционной массы от сползания.

В котельных агрегатах изоляции подлежат газоходы, короба горячего воздуха, кожухи мультициклонов, различные баки и пр. Типы и размеры изоляционных конструкций, а вместе с тем и вес изоляции на  $1 \text{ м}^2$  изолируемой поверхности весьма разнообразны и могут колебаться в очень широких пределах от 15 до 120 кг при толщине изоляции от 25 до 160 мм.

В зависимости от веса и толщины изоляции количество и размер привариваемых к поверхности изолировочных крючков также колеблются в больших пределах (на  $1 \text{ м}^2$  изоляции приваривается от 3 до 12 крючков при их высоте от 20 до 140 мм). В среднем можно считать, что на  $1 \text{ м}^2$  изоляции приваривается 8—10 крючков, которые совместно работают на усилии отрыва в местах приварки.

До настоящего времени приварка крючков на монтаже тепловых электростанций производится вручную. Форма крючка показана на рис. 1. Приварка их осуществляется по основанию крючка (на длине 35 мм). Такой способ приварки требует большого расхода электродов. На приварке

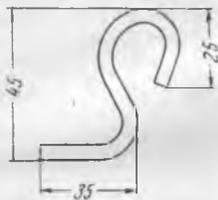


Рис. 1. Крючок при ручной приварке.



Рис. 2. Крючок при автоматической приварке пистолетом.

крючков обычно занято двое рабочих (сварщик и подручный, устанавливающий крючки к изделию и поддерживающий их в момент прихватки). Кроме того, при приварке крючков к изделию с толщиной стенки 2 мм часто происходят прожоги основного металла.

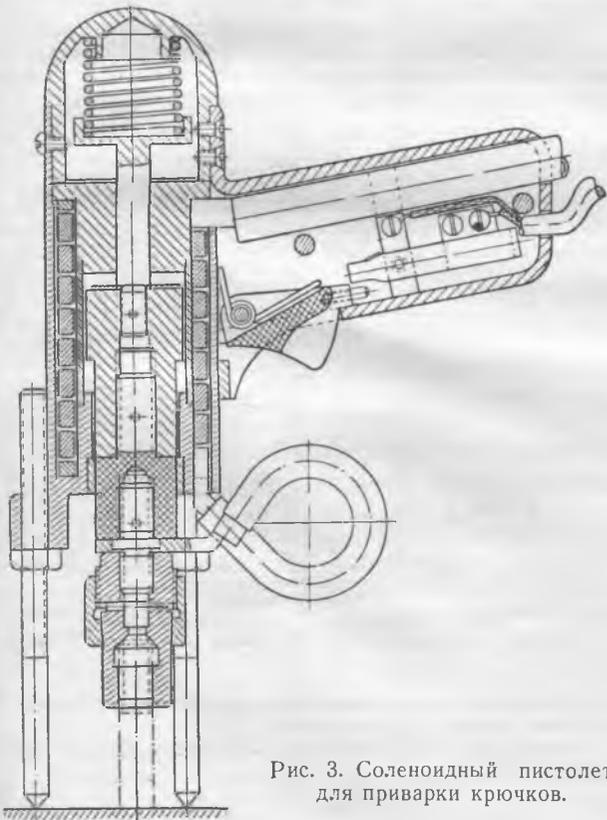


Рис. 3. Соленоидный пистолет для приварки крючков.

Учитывая все недостатки ручной приварки, было решено выполнить ее методом автоматической приварки пистолетом, разработанным Институтом электросварки им. Патона.

Применение пистолета потребовало изменить форму крючка с тем, чтобы производить его приварку торцевой частью (рис. 2).

Крючки для опытов изготовлялись из сварочной проволоки (марки I или II по ГОСТ 2246-51) диаметром 3, 4, 5 и 6 мм. Основным металлом, к которому производилась приварка крючков, была листовая сталь (Ст-3) толщиной 2, 3 и 4 мм.

Процесс приварки крючков к изделию состоит из двух операций:

- 1) нагревание торцевой поверхности крючка и соответствующего участка поверхности изделия, к которому приваривается крючок, до температуры плавления (нагревание производится дугой, горящей между этими поверхностями);
- 2) приведение свариваемых поверхностей в плотное соприкосновение друг с другом.

Установка для приварки крючков состоит из сварочного пистолета, источника тока и аппаратуры управления. Источником тока может служить любой сварочный трансформатор, обеспечивающий при сварке ток  $350 \div 400 \text{ а}$ .

Пистолет может применяться любой конструкции, обеспечивающей приварку крючков диаметром от 3 до 5 мм и длиной от 30 до 60 мм. Схема управления обеспечивает поддержание всех параметров режима сварки — сварочного тока, длины дуги, силы прижатия крючка и т. д. Целесообразнее и удобнее применять соленоидный пистолет конструкции Института электросварки им. акад. Патона (рис. 3), имеющего небольшой вес (2 кг).

Схема управления пистолетом разработана и рассчитана для приварки крючков диаметром  $3 \div 6 \text{ мм}$ . В аппаратуру управления входит: двухполюсный или трехполюсный контактор; пакетный выключатель ПК2-10; два предохранителя на 15 а; реле времени серии ЭВ-201; промежуточные реле типа ЭП/41-21А и ЭП/41-30А, трансформатор 220, 380/36 в.

Контактор, предохранители, промежуточное реле, реле времени и понижающий трансформатор смонтированы в специально сконструированный для этих целей шкаф управления, что облегчает транспортировку оборудования управления по монтажной площадке. Электрическая схема установки приведена на рис. 4.

При нажатии кнопки пистолета КП включается промежуточное реле ПР, замыкая контакты 1-2, 3-4 и 5-6. При этом включается цепь катушки контактора КК; последний, срабатывая, включает сварочный трансформатор СТ и ток, проходя через дроссель Др, поступает в соленоид пистолета СП. Сердечник соленоида намагничивается и втягивает цангу с вставленным в нее крючком, образуя при этом

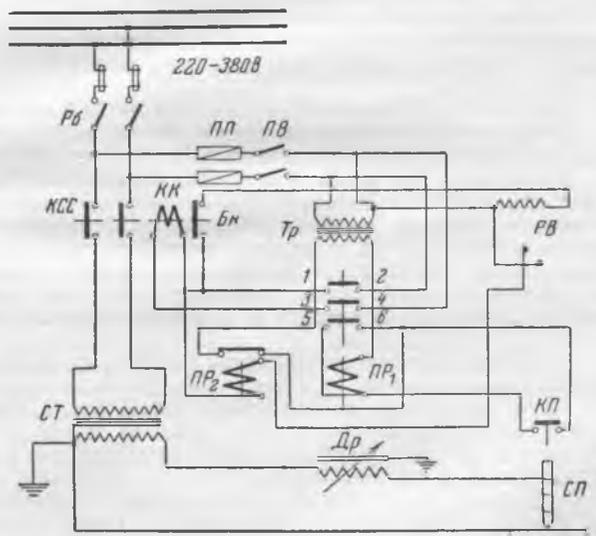
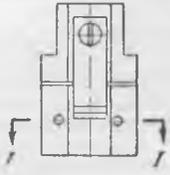


Рис. 4. Принципиальная электрическая схема управления пистолетом.

СП — соленоидный пистолет; Др — дроссель; СТ — сварочный трансформатор; Рв — двухполюсный рубильник; КСС — контактор; КП — кнопка пистолета; КК — катушка контактора; Бк — блок-контакты; ПВ — пакетный выключатель; ПП — предохранители 220 в, 15 а; Рв — реле времени; ПР, и ПР<sub>2</sub> — промежуточные реле; Тр — понижающий трансформатор.

электрическую дугу между торцом крючка и изделием. Одновременно с включением контактора КСС замыкаются блок-контакты БК, включая, в свою очередь, реле времени РВ. Последнее, выдерживая заданное время, включает промежуточное реле ПР, при этом размыкается цепь от понижающего трансформатора и обесточивается катушка промежуточного реле ПР.

Контакты 1-2, 3-4 и 5-6 размыкаются, обесточивают катушку контактора КК и отключают сварочный трансформатор. В этот момент соленоид обесточивается и крючок под давлением пружины, смонтированной в пистолет, погружается в ванночку расплавленного металла, которая была образована электрической дугой. Эта схема вполне себя оправдала.



Разрез по I-I



Рис. 5. Цанга для установки крючков.

Была разработана цанга для установки крючков диаметром 3, 4, 5 и 6 мм в соленоидный или электромагнитный пистолет (рис. 5). Опытная приварка крючков в лабораторных условиях производилась параллельно двумя пистолетами — соленоидным и электромагнитным. Подбирался оптимальный режим сварки: ток, продолжительность сварки (выдержка времени), влияние флюса и т. д. Критерием для оценки сварки служили механическая прочность, металлографическое исследование макро- и микроструктуры и измерение твердости по линии сплавления и в близлежащих зонах.

Испытание механической прочности производилось с помощью груза в 20 кг, привешиваемого к крючку, и ударами молотка. В последнем случае крючки изгибались на 90°, не отламываясь. Исследование макроструктуры показало для подавляющего числа приваренных крючков, что расплавленный металл отделен от металла крючка и от основного металла четкой линией. Измерение твердости на поперечных разрезах показало небольшую разницу в твердости образцов, сваренных соленоидным и электромагнитным пистолетами. У образцов, сваренных без флюса, заметно повышение твердости в зоне влияния к основному металлу крючка из-за более быстрого его охлаждения, но этот максимум твердости даже у образцов, сваренных без флюса, не превышает 96 единиц по Роквеллу шкалы В. Такая твердость не может снизить пластичность сварного соединения.

В результате проведенных опытов было установлено:

1. Применение сварочных пистолетов для приварки изолированных крючков обеспечивает необходимое качество сварки, вполне отвечающее требованиям, предъявляемым к привариваемым крючкам.
2. Предложенная форма крючка (рис. 2) вполне приемлема и удобна при применении пистолета.
3. Для приварки крючков диаметром 3 ÷ 6 мм могут применяться и соленоидный и электромагнитный сварочные пистолеты (лучше соленоидный как более легкий и удобный).
4. Оптимальное время выдержки 0,25 ÷ 0,50 сек.
5. Для крючков диаметром 3 ÷ 5 мм ток подбирается экспериментально и в среднем составляет 350 ÷ 400 а.
6. Приварка под слоем флюса обеспечивает более высокое качество, чем приварка без флюса, но затруднительна в условиях монтажа (подавляющее количество работы в вертикальном и потолочном положении). Поэтому, учитывая, что механическая прочность приварки крючков и без флюса значительно превышает технические условия, целесообразно осуществлять приварку крючков без флюса.
7. Работа по приварке крючков не требует высокой квалификации рабочего.

После окончания лабораторных исследований было произведено испытание установки на одной из действующих монтажных площадок. Приварка крючков диаметром 4 мм производилась к коробам горячего воздуха, имеющим толщину стенки 2 мм в нижнем и вертикальном положении без флюса, причем не было обнаружено ни одного случая прожога.

Все крючки выдержали заданную им нагрузку на отрыв, не отламываясь от стенок короба. Производительность по сравнению с ручной оказалась в 3 раза выше; за 8-часовой рабочий день было приварено 900 крючков, в то время как вручную согласно нормам сварщик совместно с подсобным рабочим приваривает 300 ÷ 320 крючков.

Примерный расчет экономии показал, что для приварки 40 000 крючков при монтаже котлоагрегата ПК-10 вручную требуется 1 466 квтч, в то время как для автоматической приварки пистолетом — 137 квтч, т. е. примерно в 11 раз меньше. Снижается расход металла на изготовление крючков (из-за меньшего его размера). На один котлоагрегат ПК-10 экономится металл для крючков диаметром 3 мм — 75,6 кг; диаметром 4 мм — 135,4 кг и диаметром 5 мм — 201,8 кг.

Кроме того, при применении автоматической сварки не требуется электродов, в то время как при ручной сварке их расход составляет на один котлоагрегат ПК-10: для крючков диаметром 3 мм — 103,2 кг; диаметром 4 мм — 209,4 кг и диаметром 5 мм — 312,8 кг

## Выводы

1. Применение автоматической сварки не только повышает производительность труда, но и резко улучшает качество сварки, исключая случаи прожога стенок изолируемой поверхности.
2. Снижается расход электроэнергии для производства сварочных работ и металла для изготовления крючков и электродов.
3. Установка проста в изготовлении и эксплуатации и легко может быть освоена на любой монтажной площадке (не требуя высококвалифицированных сварщиков).
4. Достигнутая при первой опытной приварке на монтаже производительность 900 крючков за 8 час. является минимальной и при освоении этой установки, безусловно, будет повышена и составит по предварительным расчетам не менее 1 500 ÷ 1 600 крючков за 8 час.

Инж. Э. Д. Кузнецова и Л. Н. Климентов

## Определение мощности электродвигателя трубогибочного станка

Трестом Центроэнергомонтаж применяется упрощенный способ расчета мощности трубогибочных станков, проверенный на двух типоразмерах станков, наиболее простых и распространенных: с дорном и без дорна с роликом (см. рисунок). Суммарный крутящий момент, который должен преодолеть электродвигатель станка, с дорном (а) складывается из полезного момента, необходимого для изгиба трубы,  $M_{изг}$  и момента, затрачиваемого на преодоление силы трения скольжения снаружи трубы о жолоб и внутри трубы о дорн,  $M_{тр}$ :

$$M_{общ} = M_{изг} + M_{тр} \quad (1)$$

Для станка с роликом без дорна (б) изгибающий момент будет тем же самым, а момент трения уменьшается за счет меньшей величины коэффициента трения качения

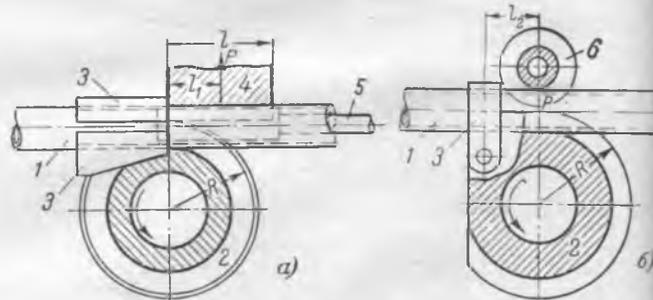


Схема станка.

а — с дорном; б — с роликом без дорна.  
1 — труба; 2 — рабочий сектор; 3 — зажим; 4 — жолоб; 5 — дорн; 6 — ролик.

по сравнению с коэффициентом трения скольжения и отсутствия трения трубы о дорн.

Полезный момент, необходимый для изгиба трубы, будет:

$$M_{изг} = W \cdot \sigma, \quad (2)$$

где  $W$  — момент сопротивления сечения трубы наибольшего диаметра, для которой предназначается станок,  $см^3$ ;

$\sigma$  — верхний предел прочности металла труб,  $кг/см^2$ .

Для станка с дорном и жолобом момент трения с достаточной точностью может быть подсчитан по формуле:

$$M_{тр} = 2f_1 \cdot p \cdot R, \quad (3)$$

где 2 — число трущихся поверхностей (труба о жолоб и труба о дорн);

$f_1$  — коэффициент трения скольжения ( $f_1 = 0,1$  при смазке жолоба и дорна);

$p$  — сила прижатия трубы к жолобу,  $кг$ ;

$R$  — максимальный радиус гнутья трубы,  $см$ .

Для простоты расчета силу  $p$  определяем из условия, что труба опирается в середине длины жолоба.

Тогда

$$p = \frac{M_{изг}}{l_1}, \quad (4)$$

где  $M_{изг}$  — изгибающий момент, определенный по формуле (2),  $кг \cdot см$ ;

$l_1$  — длина плеча, равная  $\frac{l}{2}$  ( $l$  — длина жолоба),  $см$ .

Подставляя эти значения в формулу (1) и сделав простейшие преобразования, будем иметь:

$$M_{общ} = W\sigma + \frac{4f_1 \cdot W \cdot \sigma \cdot R}{l} \quad кг \cdot см. \quad (5)$$

Для станка с роликом без дорна момент трения подсчитывается по формуле

$$M_{тр} = f_2 \cdot p \cdot R, \quad (6)$$

где  $f_2$  — коэффициент трения качения ( $f_2 = 0,05$ ).

Тогда

$$p = \frac{M_{изг}}{l_2} = \frac{W\sigma}{l_2}, \quad (7)$$

где  $l_2$  — расстояние от центра зажима трубы на рабочем секторе до центра ролика,  $см$ .

Подставляя эти значения в формулу (1), имеем:

$$M_{общ} = W \cdot \sigma + \frac{f_2 \cdot W \cdot \sigma \cdot R}{l_2} \quad кг \cdot см. \quad (8)$$

Мощность электродвигателя для трубогибочного станка подсчитывают по формуле

$$P = 0,736 \frac{M_{общ} \cdot n}{71620 \cdot I_{общ} \cdot \eta_{общ}} \quad кВт, \quad (9)$$

где  $n$  — скорость вращения электродвигателя,  $об/мин$ ;

$I_{общ}$  — общее передаточное число редуктора при рабочем ходе станка;

$\eta_{общ}$  — общий к. п. д. редуктора при рабочем ходе станка.

Инж. Л. Д. Гинзбург-Шик

## Из опыта скоростного монтажа электрической части тепловой электростанции

В объем работ строительства тепловой электростанции входил монтаж электрооборудования, связанного с пуском 6 котлов, 6 генераторов, трех трансформаторных групп и открытой подстанции 220  $кв$ .

До начала электромонтажных работ был разработан проект организации этих работ, который затем уточнялся в зависимости от состояния готовности строительной части.

В период начала строительных работ на площадке были организованы подсобные мастерские монтажного участка, предназначенные для изготовления сборок кронштейнов, шинодержателей и подобных конструкций, а главное, подготовки оборудования к монтажу.

Для испытания электродвигателей 6  $кв$  рабочим напряжением была смонтирована комплектная ячейка 6  $кв$ . Для испытания воздушных выключателей 10  $кв$  и приводов разъединителей в мастерской был построен стенд, оборудованный компрессором. На этом стенде производились также испытания комплектных ячеек с экспансионными выключателями и пневматическим приводом.

В мастерских были произведены полная подготовка оборудования, его ревизия и сборка.

Комплектное распределительное устройство 6  $кв$  котлов и распределительное устройство топливоподдачи соби- рались и монтировались в мастерских, затем, по мере готовности помещения, они разбирались, переносились, устанавливались на место и к ним подключались кабели.

Распределительное устройство 6  $кв$  топливоподдачи, изготовленное из угловой стали с асбоцементными перегородками, было полностью собрано с оборудованием и опробовано в мастерской. После этого оборудование было снято, а распределительное устройство подано в собранном виде в здание через проем в стене.

Отставание строительных работ по распределительному устройству собственных нужд привело к задержке электро- монтажных работ. В связи с тем, что котел и турбина были почти закончены монтажом уже к началу электромонтаж- ных работ, для испытания механизмов котла, при отсут- ствии распределительного устройства собственных нужд, в котельной была установлена комплектная ячейка 6  $кв$ . При помощи кабельных перемычек было произведено опро- бование всех механизмов (дымососов, вентиляторов, мельниц).

Монтаж основного электрооборудования производился одновременно со строительными работами по совмещенному графику.

При производстве строительных работ по распре- делительному устройству собственных нужд в период кирпич- ной кладки стен бригада электромонтажников устанавли- вала все закладные части металлоконструкции для воз- душных выключателей, трансформаторов тока и опорных изоляторов, что совершенно исключило необходимость про- бивания отверстий в стенах и заделки их после установки конструкций.

Таким методом были смонтированы все конструкции под оборудование.

Монтаж шинных мостов весом по 48  $т$  производился при помощи гусеничного крана. Сборка шинного моста и шин распределительного устройства осуществлялась с по- мощью газосварки вместо применения болтовых соедине- ний. На первом шинном мосте сварка производилась на месте укладки шин, а на последующих все прямые участки шин заготавливались и сваривались внизу. Шины большой длины поднимались, по нескольку полос одновременно, гу- сеничным краном на место установки, что значительно ускорило монтаж.

При монтаже открытой подстанции 220  $кв$  баки вы- ключателей МКП-274 подтаскивались и устанавливались на фундамент при помощи трактора С-80. Установка вводов на баках выключателей выполнялась при помощи авто- крана ЗИС-150 с удлиненной на 3  $м$  стрелой, что позволи- ло установить все 6 вводов в течение двух смен. Установка трансформаторов тока в выключатель производилась при помощи этого крана. Металлоконструкции под разъедини- тели и сами разъединители 220  $кв$  также монтировались при помощи крана с удлиненной стрелой.

Тот же кран был использован в качестве телескопиче- ской вышки для выполнения работ на открытой под- станции.

Инж. С. И. Сурков



## Неполадки в работе цепных решеток

Некоторые установки с цепными решетками типа БЦР изготовления завода «Комега» работают неудовлетворительно; после короткого времени эксплуатации требуется их остановка и значительный ремонт. Ниже описывается опыт устранения некоторых из таких неполадок.

1. На рис. 1,а приведен поперечный разрез бокового уплотнения решетки с охлаждающей боковой панелью, не включенной в циркуляцию котла. Такую панель завод представляет обычно для мелких установок.

Зазоры *a* по вертикали между подпанельными плитами и подвижными крайними держателями решетки по чертежам завода равны 15 мм. Для того чтобы кусочки топлива не скатывались за боковые держатели вниз, подпанельные плиты должны быть установлены так, чтобы размер  $\delta$  был не менее  $50 \div 60$  мм по всей длине решетки (по чертежам завода — 30 мм)\* при выполнении панелей в виде кованных коллекторов с закругленными углами.

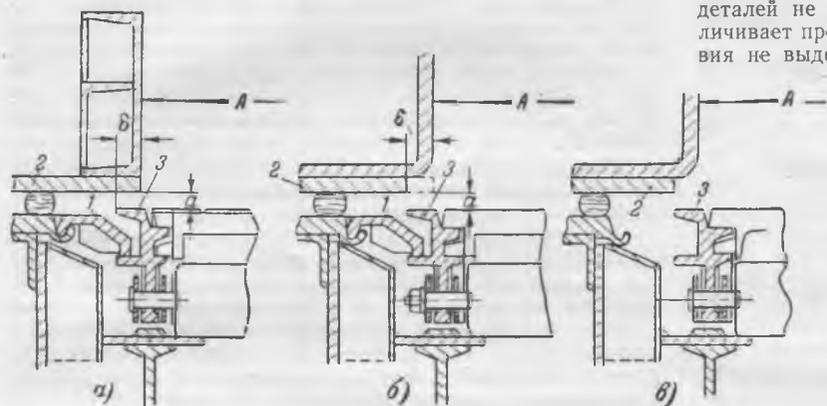


Рис. 1.

При невыполнении этого условия горячие и свежие кусочки топлива скатываются вниз на уплотнительную деталь 1 и горят. Протекающий через зазоры в боковых уплотнениях дутьевой воздух из зон решетки способствует горению частиц топлива, вследствие чего быстро изнашиваются чугунные опорные плиты, боковые держатели и даже рама.

В средних и крупных установках с цепными решетками устанавливаются, как правило, панели, включенные в циркуляцию котла. Эти панели изготавливаются с закругленными углами (рис. 1,б).

Расстояние *A* между панелями оставляется примерно таким же, как и в первом варианте (с панелями прямоугольной формы).

В результате этого при выдвинутой чугунной опорной плите 2, как указано на рис. 1,б пунктиром, последняя быстро обгорает из-за неудовлетворительного отвода тепла, и этим нарушается нормальная работа бокового уплотнения.

При установке чугунной плиты 2 так, как указано на рис. 1,б сплошными линиями, она достаточно хорошо защищается от износа, но при этом исключается возможность достижения требующихся зазоров в боковых уплотнениях, препятствующих провалу топлива.

Наилучшим решением задачи бокового уплотнения от провала топлива при панелях с закругленными углами является уменьшение размера *A*, т. е. некоторое сокращение

ширины (на  $60 \div 80$  мм) зеркала горения за счет смещения панелей внутрь решетки на величину радиуса закругления. Уменьшение активной части решетки в этом случае компенсируется увеличением надежности ее работы.

2. Как видно из рис. 1,а, деталь 1 служит для предохранения от провала кусочков топлива вниз и для уплотнения от продувания воздуха из зон через боковые зазоры решетки.

Из-за некачественного изготовления и неудовлетворительной сборки выступающие торцевые кромки боковых держателей 3 при движении легко упираются в выступающие торцевые кромки свободно лежащих неподвижных уплотнительных деталей 1 (рис. 1,а и 1,б). Последние в свою очередь поворачиваются, заклинивают ходовую часть решетки и вызывают аварийные остановки ее.

На некоторых установках во избежание повторения подобных аварий эксплуатационный персонал удаляет уплотнительные детали 1.

При соблюдении надлежащих зазоров между подпанельными плитами и боковыми держателями ходовой части (как это указано в п. 1) отсутствие уплотнительных деталей не снижает надежности работы решетки, но увеличивает пропуск воздуха из зон. Если же указанные условия не выдержаны и топливо может проваливаться через

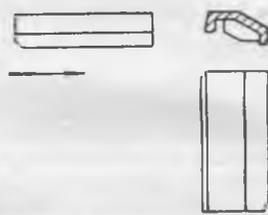


Рис. 2.

боковые уплотнения вниз, отсутствие детали 1 приводит к возникновению очагов горения между ходовой частью решетки и рамой (рис. 1,в). В результате этого там развиваются высокие температуры и прилегающие элементы рамы и детали ходовой части перегреваются, вытягиваются, а иногда и выгорают.

Для устранения заклиниваний решетки или поломок в результате упора выступающих торцевых кромок боковых держателей 3 в неподвижные детали 1 рекомендуется при сборке решетки все выступающие поверхности у держателей со стороны боковой щеки рамы удалять и торцевые кромки закруглять.

Кроме этого, следует закруглять торцы уплотняющих деталей по ходу решетки (рис. 2, стрелка указывает направление движения решетки). Нельзя допускать тугий посадку уплотнительных деталей 1 (рис. 1,а и б) между рамой и боковыми держателями.

3. Плиты шлакоснимателя должны устанавливаться по ширине решетки с зазорами в пределах  $4 \div 6$  мм для обеспечения их свободного расширения.

При установке плит без зазора и даже в упор к боковой кладке стен в результате нагрева шлакоснимательная часть плит поднимается кверху до нескольких десятков миллиметров над колосниковой решеткой, и шлаки с частями негоревшего топлива проходят под шлакосниматель и попадают в золовой бункер.

В результате этого хвостовая часть решетки (задний вал с подшипниками, колосники и т. д.) снизу нагревается, что приводит к быстрому износу всей решетки и к авариям.

\*Для сварных панелей с острыми углами размер  $\delta$  должен быть не менее  $25 \div 30$  мм.

Подъем плит (деталь 1) шлакоснимателя может производиться из-за частичного обгорания шлакоснимателя 2 (рис. 3).

Носики заводского изготовления массивны и имеют значительную высоту, что способствует более легкому подъему шлакоснимателя.

Конструкция носиков шлакоснимателя, изображенная на рис. 4, является более удачной; она обеспечивает луч-

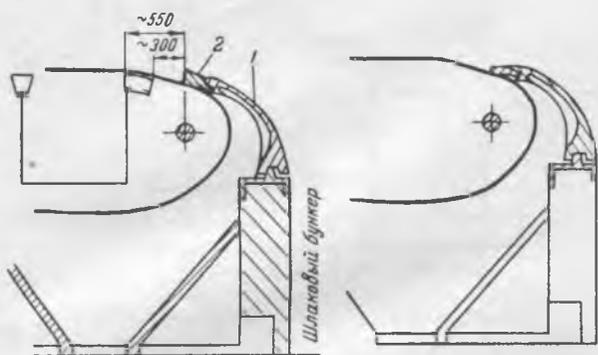


Рис. 3.

Рис. 4.

шую очистку колосников от шлака и затрудняет подъем шлакоснимателя.

4. В решетках БЦР нередки случаи неправильной укладки чешуйчатых колосников (при движении решетки) после прохода вокруг переднего вала. В результате этого получаются значительные зазоры между колосниками и увеличенный провал свежего и горящего топлива в зонные ящики. В зонных ящиках создаются благоприятные условия для горения провала и вследствие этого происходит перегрев ходовой части решетки со всеми вытекающими отсюда тяжелыми последствиями.

Неудовлетворительная укладка колосников может возникнуть в основном по следующим причинам:

- а) плотная, т. е. без необходимых зазоров, установка колосников в держатели из-за неверных размеров или же из-за наличия литейных выступов на цапфах колосников;
- б) появление жесткости цепей из-за подпаривания снизу и ржавления в шарнирах или же из-за уменьшения зазора в шарнирах цепей против предусмотренных в чертежах; в результате этого цепи после переднего вала, т. е. на верхней ветви решетки, не вытягиваются в прямую линию и принимают ступенчатую форму.

5. Существенным недочетом в заводской конструкции цепных решеток БЦР является отсутствие устройств для удаления провала из зонных ящиков.

В нормально изготовленной решетке провал в зоны весьма незначителен. Однако для его удаления следовало бы установить надежные чугунные клапаны в виде подвижных заслонок в чугунных рамках. Управление этими клапанами необходимо вывести наружу — за обмуровку решетки.

Инж. Б. И. Радошинский

## Недостатки работы шахтных мельниц с жалюзийными сепарационными решетками

На электростанции, сжигающей в топках с шахтными мельницами каменный уголь с выходом летучих 38%, сепарационные шахты мельниц были сужены в два раза против первоначального размера. Одновременно с этим над ротором мельницы установлены отбойный щиток и жалюзийная решетка, уменьшено сечение амбразур на ~ 30%\*.

Эта реконструкция шахт и амбразур, по отзывам эксплуатационного персонала, положительно сказалась на работе котлов; прекратилась пульсация факела в топке, уменьшились вспышки в шахтах, повысилась устойчивость и экономичность работы котла и возросла его паропроизводительность.

В 1949 г. на одном котле дополнительно было сужено сечение шахты перед жалюзийной решеткой и в разделяющей перегородке проделана щель для отсоса тонкой пыли из камеры возврата (рисунок).

\* См. статью инж. А. К. Рубена «Сжигание каменных углей в шахтных мельницах с сепарирующими вставками в шахтах». «Электрические станции», 1949, № 2.

Установка жалюзийных решеток не устранила вспышек в шахтах, кроме того, было обнаружено горение пыли над решетками. Эти недостатки возросли при переходе на сжигание донецких углей марки Д и Г и увеличении нагрузки электростанции.

Последние случаи горения пыли в шахтах сопровождались значительным выбросом пламени в котельную.

Неудовлетворительная работа первоначально выполненной шахты вероятно объясняется тем, что сечение шахты и амбразур было выбрано без учета характеристики сжигаемого топлива. Для угля с  $V^2 = 38-40\%$  тонкость помола должна составлять  $R_{90} \approx 40\%$  и скорость в шахте  $\approx 2,0$  м/сек. Вместо требуемого сечения шахты  $2 \text{ м}^2$  и сечения амбразуры  $0,8 \text{ м}^2$  было выполнено первоначально  $3$  и  $1,32 \text{ м}^2$ , а затем, по предложению бригады ЦКТИ, сечение шахты еще больше увеличено. Малые скорости в шахте  $1-1,3$  м/сек приводили к недогрузке электродвигателей мельницы, а малые скорости в амбразурах (ничтожное сопротивление амбразур) способствовали забросу пламени из топки в шахту.

Для устранения отмеченных неполадок необходимо было бы в первую очередь уменьшить сечение шахт примерно на 50% и сечения амбразур примерно в два раза.

Положительное влияние переделки шахт с установкой сепарационных решеток заключалось, вероятно, главным образом в том, что путем сужения сечения шахт и амбразур удаётся получить нормальные скорости пылевоздушной смеси в верхней части шахты и в амбразурах. Увеличенное сечение шахты под сепарационными решетками и недостаточная плотность между лопастями решетки и вертикальной стенкой шахты не препятствует удалению в корпус мельницы сепарирующихся над жалюзийными решетками частиц топлива. Сама жалюзийная решетка служит дополнительным сопротивлением сепарационной шахты.

Уплотнение и изменение наклона жалюзийной решетки при одновременном сужении сечения нижней части шахты способствует отложению на решетке посторонних примесей в виде щепы, тряпок, мелких металлических частей и крупных фракций топлива, сепарирующихся в верхней части шахты. Скопившееся топливо (пыль) постепенно разогревалось и начинало гореть.

Заполнение верхней части шахты пылью, как правило, обнаруживается по прекращению поступления пыли в топку и по сильному пылению около вала мельницы и через другие неплотности. В отдельных случаях накопление пыли и ее горение обнаруживалось по выбиванию газов и искр через неплотности шахты.

На одном котле в результате горения пыли на жалюзийной решетке было обнаружено большое количество раскаленного кокса и шлака, что указывает на то, что процесс горения протекал довольно длительно. На другом котле, после остановки мельницы, было удалено из верхней части шахты около 2 т пыли, накопившейся над жалюзийной решеткой.

Накапливание пыли над жалюзийными решетками обнаружено также на электростанции, работающей на подмосковном угле. Для того чтобы устранить накопление пыли на решетках, необходимо обеспечить надежное ее удаление в корпус мельницы. Это может быть достигнуто удалением нижних лопастей решетки.

Опыты, проведенные Всесоюзным теплотехническим институтом на этой электростанции, показали, что сепарирующий эффект жалюзийных решеток испытанной конструкции невелик. Регулирование тонкости помола осуществляется исключительно за счет изменения количества воздуха (скорости воздуха в шахте). Подтверждение этому дают результаты испытаний, проведенные в 1951 г. на подмосковном и богословском углях на мельницах с жалюзийными решетками и с простыми шахтами.

Из изложенного следует, что непродуманное применение жалюзийных решеток в шахтных мельницах может привести к нежелательным результатам.

Канд. техн. наук М. М. Шильдкрет

## Авария с турбиной высокого давления

При пробном пуске двухцилиндровой турбины фирмы ВВС—Ланг 19,6 тыс. квт, 3000 об/мин с начальным давлением и температурой пара 75 атм, 485—500°С, ненормальностей в работе турбины не наблюдалось, за исключением того, что вакуум в конденсаторе был недостаточно глубоким и не превышал 520—560 мм рт. ст. Причиной низкого вакуума, как потом было установлено, послужила ошибка в проекте, заключавшаяся в том, что водоструйный эжектор был опущен ниже уровня воды в колодце на 1500 мм. Это привело к потере части напора водяной струи и нарушению работы диффузора, оказавшегося под заливом.

После поднятия эжектора на 1500 мм над уровнем воды в сливном колодце он легко, при том же напоре циркуляционного насоса, создавал вакуум в конденсаторе 95—97%.

Последующие пуски показали вполне удовлетворительную и устойчивую работу турбоагрегата. Комплексное озробование в течение 72 час. агрегат прошел нормально, хотя и с пониженной нагрузкой (7—14 тыс. квт) по условиям готовности электрической части.

На 73-м часу работы агрегата автомат в котельной отключил паропровод, а автомат турбины закрыл стопорный клапан, и турбина начала останавливаться. Через 3 мин. параметры пара у стопорного клапана турбины были восстановлены, было решено увеличить скорость вращения до нормальной и проверить скоростной автомат безопасности. Скорость вращения с 1800 до 3000 об/мин была поднята за 10—15 мин. Опробование автомата безопасности было задержано для выравнивания температуры проточной части турбины.

Через 8—10 мин. после достижения турбиной нормальной скорости вращения цилиндр низкого давления в зоне клапанов регулируемого отбора пара начал вибрировать с нарастающей силой.

Турбина была отключена автоматом безопасности от руки. Вибрация продолжалась при снижении скорости вращения до 1500 об/мин, после чего исчезла.

Прослушиванием турбины задетаний или посторонних шумов обнаружено не было вплоть до полной остановки. Линейные деформации цилиндра при остывании турбины также были равномерными.

При повороте ротора после остывания турбины также не было обнаружено каких-либо признаков задетания. Это дало основание предполагать, что причиной вибрации могло быть попадание конденсата из дренажей отборов, которые запрокинуты весьма неудачно.

После переделки части дренажей отборов пара и осмотра подшипников турбина была пущена вновь.

Во время разворота турбины посторонние шумы отсутствовали и не было никаких признаков вибрации, но через 10 мин. работы на холостом ходу вибрация цилиндра низкого давления в зоне клапанов регулируемого отбора снова повторилась с прежней силой. Турбина была остановлена со срывом вакуума, и цилиндр был вскрыт.

При вскрытии обнаружено, что лепестковые уплотнения разгрузочного поршня, уплотнения диска, отделяющего камеру отбора пара, и концевые уплотнения ротора были сматы, но не сорваны.

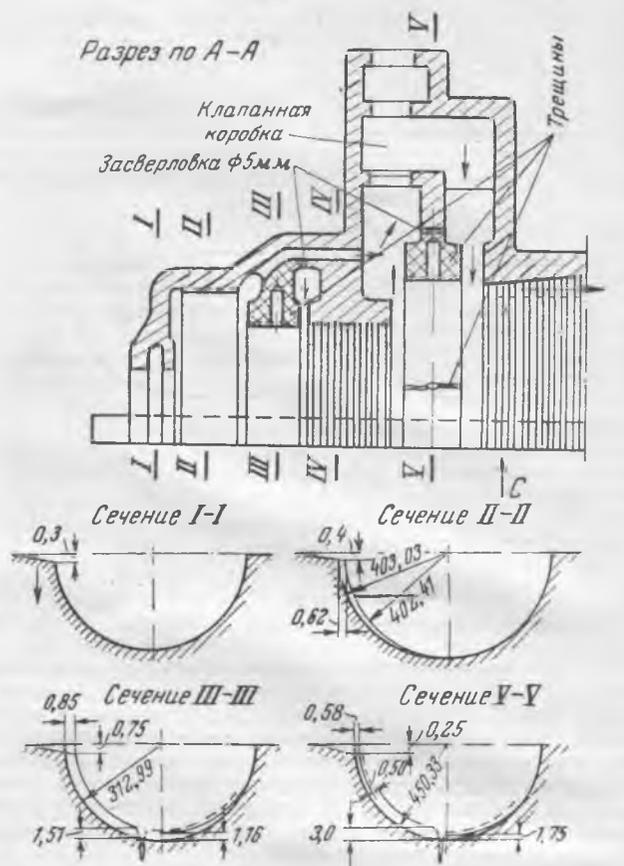
Осмотром верхней половины корпуса цилиндра низкого давления были обнаружены три трещины: одна в сечении III—III и две в сечении V—V (рис. 1). Обмеры показали также наличие значительной деформации левой передней части корпуса цилиндра низкого давления (см. рис. 1).

Разъем по расточке передних уплотнений деформировался по внутренней образующей на 0,30 мм (сечение I—I); горизонтальный разъем в зоне уплотнения разгрузочного поршня (сечение II—II) имел деформацию в двух направлениях: по стрелке 2 (см. рис. 1) на 0,62 мм и завал внутренней части разбега на 0,4 мм.

Деформации уплотнения камеры разгрузочного поршня (сечение III—III) и уплотнения разделительной стенки камеры отбора пара (сечение V—V) показаны на рис. 1.

В сечении IV—IV деформация произошла только в плоскости горизонтального разбега на величину 0,45 мм (стрелка 4).

Анализ аварии и характер деформации разрывов дают основание предполагать, что разрывы в сечениях III—III и V—V произошли до возникновения задетания соответствующих лепестков уплотнений, закрепленных на роторе



Вид по стрелке С

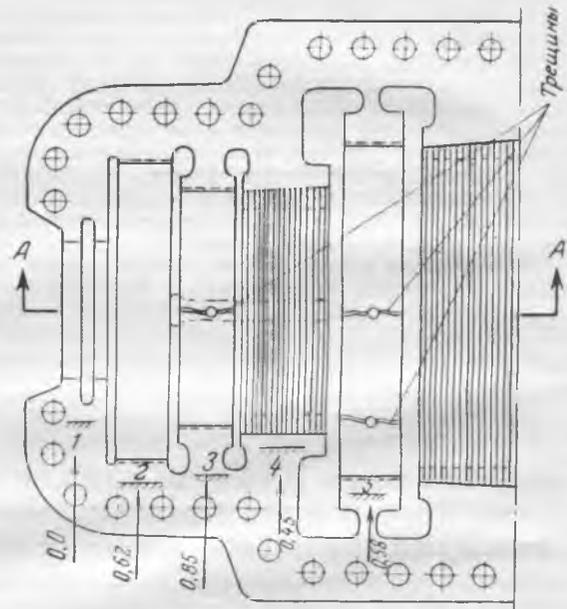


Рис. 1.

о неподвижные уплотнения и что вибрация появилась после разрывов вследствие задетаний уплотнений ротора за выступившие разорванные части корпуса. Это подтверждается наличием натиров от задетания лепестков ротора только на наиболее просевших разорванных частях и отсутствием следов задетаний на менее просевших.

Можно предполагать, что причиной появления трещин является значительная концентрация усадочных напряжений, которые не были сняты до прогрева корпуса в рабочем состоянии.

Значительная жесткость и сложность отливки не позволили снять эти напряжения в период обработки, хранения турбины до монтажа и во время монтажа. Крупно-

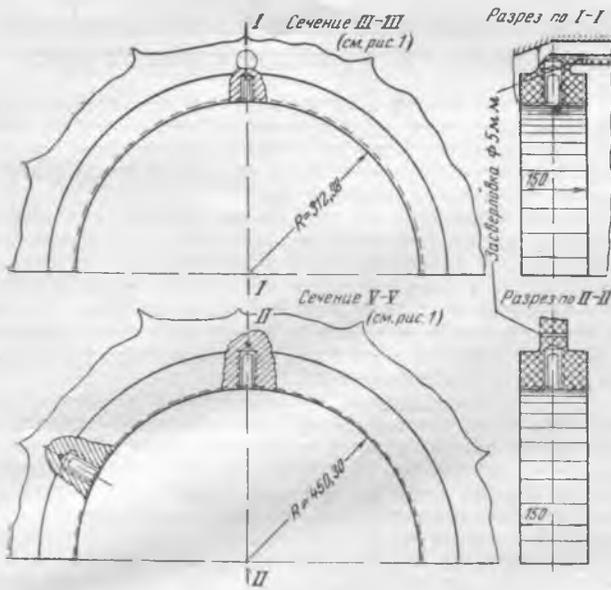


Рис. 2.

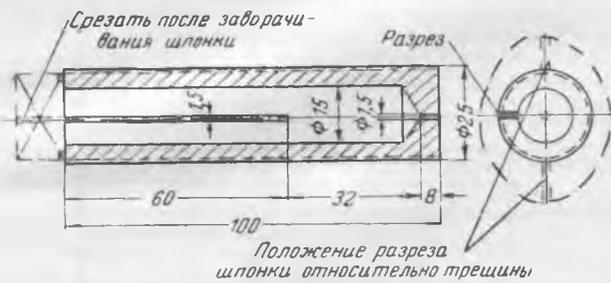


Рис. 3.

зернистая структура чугуна в разрывах и наличие неразложившегося карбида железа  $Fe_3C$  дают основание предполагать, что термическая обработка отливки произведена на заводе не была.

На наличие значительных усадочных напряжений в корпусе указывает также ширина трещин, составляющая от 1,8 до 3 мм.

По предложению автора для ремонта турбины были просверлены в радиальном направлении, по ходу трещин, отверстия под резьбу диаметром 25 мм (рис. 1 и 2), в которые ввертывались на подготовленной на натуральной олифе мастике (из 50% крокуса и 50% свинцового глета) полые цилиндрические шпонки из мягкой углеродистой стали (рис. 3) с осевыми прорезями, предназначенными для упругой деформации во время колебаний температуры проточной части.

В концах трещин были засверлены отверстия диаметром 5 мм, в которые вставлены и расклепаны на концах стержни из красной меди (рис. 2).

Таким образом, разорванные части были зафиксированы между собой в осевом направлении — цилиндрическим телом шпонки и в радиальном направлении — резьбой на шпонке и разорванных частях корпуса.

Установленные шпонки, кроме того, предохраняют тело корпуса от размывания паром по трещинам и устраняют свободную протечку пара.

После заделки трещин была произведена с помощью борштанги расточка поясков уплотнений II—II, III—III и V—V и восстановлены их канавки.

С окончанием ремонтных операций цилиндр низкого давления был накрыт без ротора и с помощью индикатора произведена проверка правильности расточки деформированных поясков, которая показала вполне удовлетворительные результаты. После сборки турбина была пущена в эксплуатацию и за год работы никаких изменений в креплении не произошло, вибрации турбины больше не наблюдалось.

## Выводы

1. Нельзя утверждать, что выявленные трещины не существовали ко времени монтажа, хотя бы в значительно меньших размерах, но не были обнаружены во время чистки. Поэтому при монтаже турбин (особенно реактивных) рекомендуется проводить тщательную чистку корпуса по проточной части до металлического блеска и осмотр его через лупу с фиксированием замеченных дефектов особым актом. Такой осмотр может в целом ряде случаев предупредить аварию.

2. Применение нарезных цилиндрических шпонок взамен скрепления штырями вполне себя оправдало и их следует рекомендовать как один из способов нейтрализации трещин.

Инж. В. З. Любцацкий

## Автоматическое повторное включение электродвигателей

Для самозапуска электродвигателей они обычно разбиваются на группы по степени ответственности. Самозапуск электродвигателей наиболее ответственного назначения обеспечивается при восстановлении напряжения после отключения коротких замыканий и автоматического включения резервного питания. Это происходит за счет отключения менее ответственных двигателей защитой минимального напряжения с выдержкой времени.

Однако в ряде случаев не представляется возможным сохранить в работе все ответственные электродвигатели. При глубоких понижениях напряжения на шинах собственных нужд приходится отключать от защиты минимального напряжения и часть ответственных двигателей. Восстановление их работы возможно с помощью автоматического повторного включения.

Включение отключившихся двигателей может осуществляться после восстановления напряжения, когда закончится самозапуск наиболее ответственных двигателей.

На одной из электростанций, по предложению автора, применена схема АПВ двигателя сетевого насоса теплофикации (см. рисунок), удовлетворяющая следующим требованиям:

- 1) электродвигатель, отключившийся от защиты минимального напряжения, должен автоматически включаться через определенный промежуток времени (0,7 ÷ 1,2 сек.) после восстановления напряжения;
- 2) электродвигатель не должен включаться повторно при отключении от ключа управления и от максимальной защиты;

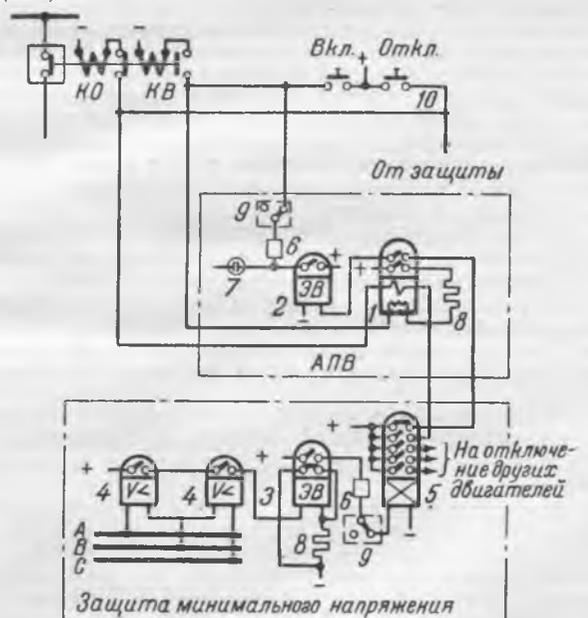


Схема устройства автоматического повторного включения электродвигателя.

- 1—двухобмоточное промежуточное реле с замедленным возвратом; 2 и 3—реле времени; 4—реле минимального напряжения; 5—промежуточное реле; 6—блинкер; 7—сигнальная неоновая лампа; 8—сопротивление; 9—отключающее устройство; 10—ключ управления.

3) устройство не должно требовать каких-либо ручных операций дежурного персонала при пуске или остановке двигателя.

В качестве двухобмоточного реле с замедленным возвратом в схеме использовано переделанное кодовое реле типа ЭП-402. Переделка этого реле с номинальным напряжением 110 в состояла в том, что поверх заводской катушки была наложена серийная обмотка, состоящая из 140 витков провода диаметром 1 мм. Ток трогания реле при действии одной серийной обмотки не превышает 2,5 а.

При работе защиты минимального напряжения импульс на катушку отключения подается через серийную обмотку реле 1, которое срабатывает и самоблокируется через шунтовую обмотку и вспомогательные контакты выключателя в цепи катушки включения.

При восстановлении напряжения на шинах до величины напряжения возврата реле 4 замыкаются верхние контакты реле 5 и через замкнутые верхние контакты реле 1 пускается реле времени 2. Последнее срабатывает и подает плюс на катушку включения.

При включении выключателя цепь удерживающей обмотки реле 1 разрывается вспомогательными контактами выключателя и оно возвращается в исходное положение.

Для повышения надежности работы реле 1 желательное обеспечить некоторое опережение замыкания вспомогательных контактов выключателя в цепи шунтовой обмотки реле относительно размыкания вспомогательных контактов в цепи серийной обмотки путем соответствующей регулировки положения контактных дисков. Последнее не является обязательным, если реле 1 имеет собственное время возврата (0,18 ÷ 0,25 сек.), превышающее время отключения выключателя (например, кодовое реле типа ЭП-402). В этом случае устройство АПВ работает безотказно при самых кратковременных импульсах на отключение, поступающих от защиты минимального напряжения.

Если электродвигатель отключается от максимальной защиты мгновенного действия в результате короткого замыкания, то АПВ не происходит, так как реле времени 3, имеющее уставку 0,7 сек., не успевает замкнуть контакты.

Схема не содержит блокировки, предотвращающей многократное включение и длительное обтекание током катушки отключения. В устройстве такой блокировки нет необходимости, учитывая, что в отличие от АПВ линий АПВ электродвигателей, отключившихся от защиты минимального напряжения, не предполагает наличия повреждений на включаемом присоединении. Случай совпадения застревания контактов реле 1 с повреждением двигателя в момент самозапуска маловероятен. В нормальных условиях положение контактов реле 1 и 2 контролируется сигнальной лампой 7.

Достоинство схемы — простота и доступность осуществления в условиях эксплуатации, недостаток схемы — необеспечение АПВ при случайных отключениях выключателя, не связанных с действием защиты минимального напряжения. Однако указанный недостаток может быть устранен путем некоторого усложнения схемы. Так, например, для АПВ ответственных двигателей большой мощности может быть использовано устройство АПВ-1 с реле ЭВП-285 для линий, разработанное ЦНИЭЛ МЭС и серийно выпускаемое заводом МЭП.

В этом случае пуск АПВ может выполняться при несоответствии положений выключателя и ключа управления. При работе всех защит, за исключением защиты минимального напряжения, действие АПВ может блокироваться с помощью имеющегося в реле типа ЭВП-285 приспособления для запрещения автоматического повторного включения (разряда конденсатора через добавочное сопротивление).

Описанное устройство АПВ, установленное на двигателе типа ГАМО 220 квт, 3 кв, приводящем теплофикационный насос, четко работало при опробовании в реальных условиях.

Автоматическое повторное включение электродвигателей, отключившихся от защиты минимального напряжения, может найти применение в эксплуатации, особенно для двигателей большой мощности, например для привода питающих, циркуляционных и теплофикационных насосов. Такое АПВ позволит дополнительно повысить надежность работы собственного расхода электростанций. Если число двигателей велико, то они могут включаться поочередно с различными выдержками времени для каждой очереди.

Инж. Е. М. Французов

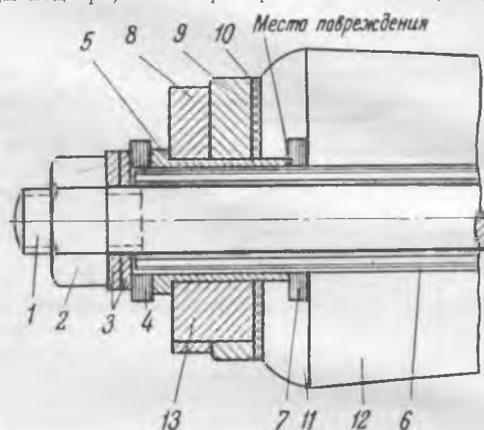
## Повреждение магнитопровода мощного трансформатора

После двухлетней эксплуатации мощный трансформатор отключился под действием газовой защиты. Отключение произошло спокойно, без толчка и посадки напряжения. При осмотре газового реле было обнаружено, что оно заполнено бесцветным горючим газом.

Анализ трансформаторного масла показал, что температура вспышки снизилась со 142 до 135°С. Измерения сопротивления изоляции обмоток относительно корпуса и между собой, а также измерения омических сопротивлений по ответвлениям и коэффициента трансформации показали, что полученные величины не имеют расхождений с данными испытаний после монтажа трансформатора и с заводскими протоколами испытаний.

Спокойное отключение трансформатора и положительные результаты его испытаний дали основание заключить, что газовая защита пришла в действие из-за повреждения стали трансформатора. Действительно, при проверке мегомметром верхней стяжной шпильки после спуска масла до ярмовой изоляции оказалось, что она имеет соединение со стальной трансформатора.

Одновременно было обнаружено, что гайка шпильки отвертывается от руки без ключа. Дальнейшим осмотром установлено, что стальная втулка имеет цвет побежалости и следы подгара, а электрокартонная шайба (см. рисунок)



Шпилька, прессующая ярмо трансформатора.

1 — стальная шпилька; 2 — стальная гайка; 3 — стальная шайба; 4 — фибровая шайба; 5 — стальная втулка; 6 — пресс-баковая трубка; 7 — электрокартонная шайба; 8 — приваренная пластина; 9 — прессующая консоль; 10 — изоляционная консоль; 11 — масляный канал; 12 — сталь ярма; 13 — овальная стальная подкладка.

оказалась продавленной, вследствие чего нарушилась изоляция между сталью ярма и втулкой.

Причиной повреждения электрокартонной шайбы явилась недопустимая длина стальной втулки, которая продавала шайбу при подтяжке шпильки после сушки трансформатора во время его монтажа.

Были укорочены на 10 мм стальные втулки, заменена электрокартонная шайба, затянута прессующая шпилька, проверена ее изоляция, трансформатор залит маслом и испытан подъемом напряжения с нуля до 110%  $U_{ном}$ ; толчки поставлен под рабочее напряжение со стороны обмотки высокого напряжения для окончательной проверки перед включением под нагрузку. Было принято решение держать трансформатор под напряжением в течение 12 час.

Через 40 мин. после включения трансформатора сработала на сигнал газовая защита. В газовом реле был обнаружен бесцветный горючий газ, вследствие чего трансформатор был отключен от руки и дальнейшее его испытание прекращено.

Трансформатор перевезли в мастерскую, где он был вскрыт (вынута выемная часть). После вскрытия обнаружено на нижнем ярме в верхней плоскости между двумя стержнями фаз А и Б гряда скопившегося продукта разложения масла и электрокартона. В одном из кусков шлама найдена пластина трансформаторной стали размером 20 × 0,6 мм со следами оплавления на ней и на замыкаемых ею листах активной стали. Эта случайно попавшая стальная пластина замкнула несколько листов верхней плоскости нижнего ярма магнитопровода, создав контур для паразитного тока.

Обнаруженные повреждения угловых шайб и клиньев позволяют сделать вывод, что замыкание листов стали магнитопровода пластинкой осуществлялось через дугу.

Таким образом, в трансформаторе имелись повреждения одновременно в двух местах.

Измерением омического сопротивления отдельных пакетов стали выявлено, что замыкания между листами стали нет. После этого место оплавления было зачищено специальной бормашинкой, проверено сопротивление листов стали и очищенное место залакировано.

Необходимо отметить, что при осмотре обнаружено отсутствие электрокартонной прокладки под стяжной планкой нижнего ярма; также в масляном канале нижнего ярма найдена выштамповка диаметром 10 мм.

В период ремонта состояние изоляции трансформатора контролировалось согласно эксплуатационному циркуляру № 3/Э Технического управления МЭС (апрель 1951 г.). В общей сложности выемная часть трансформатора находилась без масла 101 час и при этом его изоляция удовлетворяла требованиям указанного циркуляра.

Перед включением трансформатора в эксплуатацию он был прогрет до 70°С путем использования кабелей 10 кв, которые в камере трансформатора переключкой были включены в обмотку высокого напряжения<sup>1</sup>. Обмотка среднего напряжения была закорочена. Такая схема прогрева оказалась возможной, исходя из условия напряжения короткого замыкания между обмотками высокого и среднего напряжений. При остывании трансформатора определены исходные данные состояния его изоляции.

После испытания подъемом напряжения с нуля и выдержки под рабочим напряжением в течение 3 суток трансформатор был включен в эксплуатацию. Следует отметить, что наличие такого руководства, как эксплуатационный циркуляр № 3/Э, дало возможность избежать сушки трансформатора и сократить время ремонта.

Инж. Я. Я. Тесленко

<sup>1</sup> Прогрев трансформатора являлся излишним и по циркуляру не требовался. Р с д.

## Ошиновка шинных мостов целым проводом

На подстанциях открытого типа, где ошиновка выполнена с тройниковыми и плашечными зажимами, при неудовлетворительной эксплуатации были случаи перегорания ошиновки в местах установки тройниковых и плашечных зажимов.

В одном из сетевых районов на всех старых подстанциях ошиновка была выполнена проводом М-70 или М-95 с тройниковыми и плашечными зажимами, а на подстанциях, которые монтировались в военные годы, ставились зажимы кустарного изготовления.

Руководствуясь циркуляром № 59 Технического управления МЭС<sup>1</sup> район, начиная с 1949 г., проводил на подстанциях постепенную реконструкцию ошиновки с заменой всех самодельных тройниковых и плашечных зажимов, используя для соединения ошиновки овальные соединители типа СОМ, как наиболее надежные в эксплуатации и требующие меньшего ухода.

В процессе реконструкции ошиновки были выработаны определенные способы ее монтажа, дающие возможность избавиться от всех ненужных контактов и ускорить монтаж.

Пример выполнения ошиновки шинного моста целым проводом в наиболее распространенном типе распределчи-



Рис. 1. Выполнение шинного моста линейной ячейки целым проводом.

1—натяжной зажим; 2—соединитель СОМ; 3—аппаратный зажим.

<sup>1</sup> См. «Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС СССР», Электрическая часть, стр. 143.

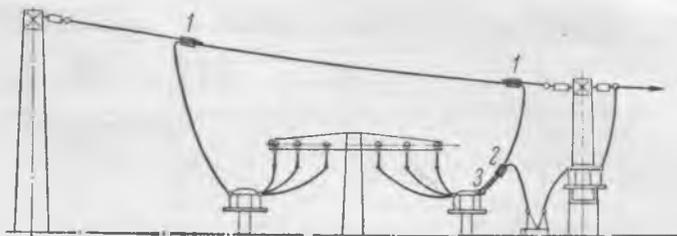


Рис. 2. Выполнение шинного моста целым проводом.  
1—соединитель СОМ; 2—плашечный зажим; 3—аппаратный зажим.

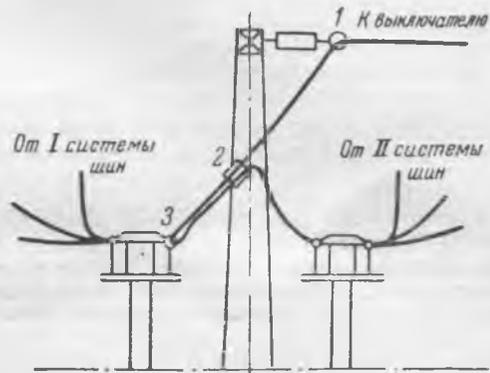


Рис. 3. Выполнение развилки шинных разъединителей целым проводом.

1—натяжной зажим; 2—плашечный зажим; 3—аппаратный зажим.

тельных устройств с двумя системами шин показан на рис. 1 и 2. Здесь вся ошиновка выполнена медным проводом, причем спуск на масляный выключатель идет целым проводом, а ответвление — через натяжной зажим (рис. 1). Для соединения ошиновки используются овальные соединители типа СОМ; так как эти зажимы не несут токовой нагрузки, то обработки их и провода (зачистка, смазка) при монтаже не требуется.

Развилка шинных разъединителей выполняется также целым проводом (рис. 1 и 3). Провод, идущий с моста, пропускается через аппаратный зажим шинного разъединителя I системы шин и идет на разъединитель II системы шин.

При недостаточном расстоянии от земли до развилки шинных разъединителей последняя выполняется согласно рис. 3. При этом затрачивается несколько больше провода, чем при выполнении ее по рис. 1 (пунктир), однако исключаются токонесущие зажимы, что значительно повышает надежность эксплуатации и уменьшается объем испытания и ремонт этих зажимов.

При реконструкции ошиновки открытых распределительных устройств, с использованием для этой цели старых проводов, не всегда удается сделать развилку шинных разъединителей целым проводом и приходится выполнять ее так, как показано пунктиром на рис. 1. При монтаже новых подстанций нужно стремиться делать ошиновку целым проводом.

Инж. Г. П. Кошелев

## Защита двух линий одним комплектом реле

Работа сети 35 кв в одной из небольших энергосистем по схеме кольца затруднялась отсутствием в месте замыкания кольца защиты на вводе линии и невозможностью ее оборудования из-за отсутствия трансформаторов тока 35 кв. В связи с этим была осуществлена схема с использованием защиты одной из линий для селективного отключения обеих линий кольца, сходящихся на шинах подстанции.

Для выполнения защиты существующая схема максимальной защиты линии № 1 (см. рисунок) была дополнена двумя реле направления мощности типа ИМ-142 (реле 3),

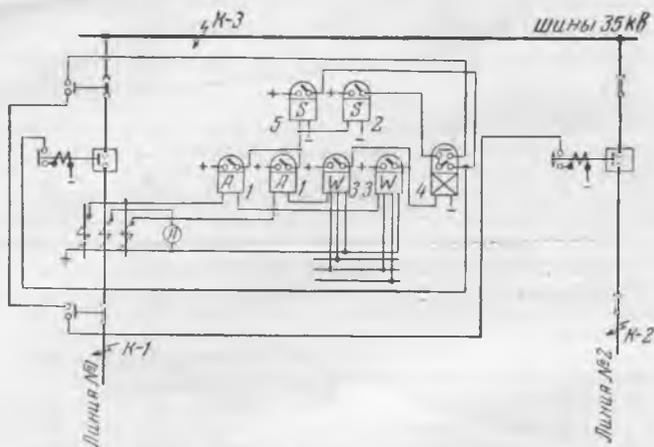


Схема максимальной защиты двух линий одним комплектом защиты с одинаковыми выдержками времени.

одним промежуточным реле типа ЭП-101 (реле 4) и реле времени РВ-73 (реле 5).

Роль реле направления мощности состоит в переключении контактов промежуточного реле 4 на отключение той линии, на которой произошло замыкание. Этим сохраняется питание подстанции по другой линии, оставшейся в работе, в отличие от радиальной схемы, когда замыкание на линии, питающей подстанцию, приводит к полному перерыву электроснабжения.

Порядок работы защиты при коротком замыкании на линии № 1 (точка К-1), имеющей собственную защиту, следующий.

Срабатывают токовые реле 1, которые запускают реле времени 2 и 5; одновременно придут в действие реле мощности 3, настроенные, как обычно, на срабатывание при направлении мощности от шин в линию, и запустят промежуточное реле 4, которое замкнет свои нижние контакты и после замыкания контактов реле времени 2 подаст импульс на отключение линии № 1. Отключение линии № 2 не произойдет, так как цепь отключения будет разорвана на верхних контактах промежуточного реле 4.

При замыкании на линии № 2 (точка К-2) или шинах подстанции (точка К-3) работа токовых реле и реле времени протекает так же, как и в предыдущем случае; реле мощности 3 в действие не придут, так как направление мощности будет от линии к шинам.

Промежуточное реле 4 не сработает. Через его верхние контакты после срабатывания реле времени 2 подается импульс на отключение линии № 2. Выключатель линии № 1 в этом случае отключаться не будет. Отключение шин подстанции, при коротком замыкании на них, должно производиться со стороны питания. Однако ввиду того, что линия № 1 питается транзитом через шины 35 кВ промежуточной подстанции и не имеет там защиты, отключение короткого замыкания на шинах рассматриваемой подстанции приведет к отключению следующей линии, питающей промежуточную подстанцию. Во избежание этого в схему введено добавочное реле времени 5 с уставкой на ступень выше выдержки времени реле 2 и на ступень ниже выдержки времени защиты линии, питающей промежуточную подстанцию.

При замыкании контактов этого реле подается импульс на отключающую катушку выключателя линии № 1, помимо контактов промежуточного реле 4, чем обеспечивается отключение этого выключателя при замыкании на

шинах подстанции раньше, чем выключателя линии, питающей промежуточную подстанцию.

Для исключения ошибочных отключений линии № 2 при опробовании защиты линии № 1 в процессе ее проверок цепь отключения линии № 2 собрана через блок-контакты шинных и линейных разъединителей линии № 1, имея в виду, что всякая проверка защиты линии № 1 производится при отключенной линии и разобранной схеме.

Инж. А. П. Филинов

#### ОТ РЕДАКЦИИ

Описанная А. П. Филиновым схема не дает полноценного современного решения с быстродействующей защитой (отсечками) и АПВ на линиях. Поэтому данная схема может быть допущена временно, до получения аппаратуры, необходимой для выполнения нормальной защиты, быстродействующих отсечек и АПВ.

## О грозозащите линии электропередачи

В результате массового внедрения автоматического повторного включения резко сократилось количество аварий и случаев брака, вызываемых грозой. В одной энергосистеме брак и аварии в работе по этой причине сократились в 2,6 раза и это соотношение устойчиво сохраняется в течение 3 последних лет. Необходимо, однако, дальнейшее уменьшение грозовых отключений.

Для повышения надежности работ нужны новые мероприятия, к числу которых относится установка координирующих подкосов, практикующаяся в последние годы. Их применение, повидимому, даст положительный результат, однако эффективность этого мероприятия может выявиться лишь опытом последующих нескольких лет.

Перспективным направлением может явиться выявление и усиленная защита особо поражаемых мест в электрической сети.

Известно, что высота ориентировки молнии составляет 10—20-кратную высоту молниеотводов, но не более 600 м. На путь молнии влияет не только надземная проводимость (воздух, предметы), но и проводимость почвы. Молния часто ударяет в воду и в берег реки или оврага, где имеются возвышения, а также в сырые места у берегов рек и болот.

Ввиду того, что лес и почва в нем имеют лучшую проводимость, чем воздух и почва открытого места, молния часто поражает деревья, причем лиственный лес (особенно дуб) подвержен ударам больше, чем ель и сосна.

Из сказанного следует, что линии электропередачи подвержены поражениям в лесу меньше, чем на открытой местности; у берегов и оврагов больше, чем на ровной трассе; на пашне меньше, чем на болотах и лугах.

Проведенный автором анализ грозопоражаемости линий электропередачи в энергосистеме за 5 лет дал результаты, представляющие интерес с точки зрения рассматриваемого вопроса.

Поражения опор у оврагов, рек и ручьев составили 36%, на болотах и мокрых лугах 41%, на возвышенности 13% и в прочих местах 10%. В нескольких случаях молния ударяла в одно и то же место дважды и трижды. Эти результаты указывают на заметное влияние местных условий на поражаемость линий.

Выявление таких точек на линиях представляет большой интерес и важно для эксплуатации, так как позволит осуществить первоочередную защиту этих мест подкосами или разрядниками.

Инж. Н. М. Шипов



## Новые стандарты на паротурбинные и гидротурбинные генераторы

### 1. Турбогенераторы

ГОСТ 533-51 «Генераторы электрические паротурбинные двухполюсные (турбогенераторы). Технические условия» утвержден в январе 1951 г. со сроком введения с октября 1951 г. взамен ГОСТ 533-41. Он распространяется на стационарные трехфазные синхронные генераторы частоты 50 пер/сек при скорости вращения 3000 об/мин с воздушным или с водородным охлаждением, предназначенные для непосредственного соединения с паровыми турбинами. Старый стандарт (ГОСТ 533-41) охватывал турбогенераторы только с воздушным охлаждением.

Стандартом установлена следующая шкала мощностей (в *квт*): 750, 1 500, 2 500, 4 000, 6 000, 12 000, 25 000, 50 000 и 100 000, причем до 12 000 *квт* включительно предусмотрено изготовление турбогенераторов только с воздушным охлаждением, а мощностью 25 000 и 50 000 *квт* — как с воздушным, так и с водородным охлаждением и, наконец, мощностью 100 000 *квт* — только с водородным охлаждением.

Коэффициент нарастания мощностей турбогенераторов находится в пределах 1,34—2,08 и полностью соответствует коэффициенту нарастания мощностей стационарных конденсационных паровых турбин (ГОСТ 3618-47) и турбин с противодавлением (ГОСТ 3678-47).

Турбогенераторы с водородным охлаждением согласно требованиям нового стандарта должны обеспечивать возможность продолжительной работы при воздушном охлаждении; при этом их мощность должна быть не менее 60% номинальной мощности при водородном охлаждении.

Установлено, что номинальные данные турбогенераторов принимаются при температуре охлаждающего воздуха или водорода +40°С. При понижении температуры входящего охлаждающего воздуха или водорода кажущаяся мощность (*квт*) повышается за счет снижения  $\cos \varphi$  при условии постоянства активной мощности (*квт*) турбогенератора (турбина при этом не перегружается).

Стандарт допускает работу турбогенераторов при повышении напряжения до 110% номинального.

Изготовление турбогенераторов с воздушным охлаждением предписывается в закрытом исполнении, с вентиляцией по замкнутому циклу и с охлаждением воздуха воздухоохладителями, которые должны обеспечивать номинальную нагрузку турбогенераторов и возбuditелей при температуре поступающей в охладители воды +30°С, а по требованию заказчика — при температуре воды +33°С.

ГОСТ 533-51 устанавливает новое требование, предусматривающее одинаковую электрическую прочность изоляции всех витков обмотки статора.

Допускаемое превышение температуры обмотки статора и активной стали при продолжительной работе турбогенераторов с указанными в стандарте нагрузками оставлено таким же, как и в старом стандарте, а для обмотки ротора это превышение температуры снижено на 15°С. При этом установлено, что для изоляции обмоток как статора, так и ротора должны применяться изолирующие материалы класса В.

Значения величин к. п. д. при температуре охлаждающего воздуха или водорода +40°С в зависимости от мощности, установленные ГОСТ 533-51, несколько превышают значения к. п. д. в старом стандарте (ГОСТ 533-41), что обеспечивает увеличение мощности и экономии топлива (см. таблицу).

Гарантийные значения к. п. д., установленные ГОСТ 533-51, превышают значения к. п. д. турбогенераторов ряда иностранных фирм. Так, например, турбогенератор фирмы

Мощность, <i>квт</i>	Гарантийный к. п. д. по ГОСТ 533-41, %	Гарантийный к. п. д. по ГОСТ 533-51, %		Увеличение мощности турбогенератора, <i>квт</i>	
		с воздушным охлаждением	с водородным охлаждением	с воздушным охлаждением	с водородным охлаждением
750	93,1	93,5	—	3	—
1 500	94,3	94,5	—	3	—
2 500	94,8	95,0	—	5	—
4 000	95,5	96,0	—	20	—
6 000	96,1	96,4	—	18	—
12 000	96,6	97,0	—	48	—
25 000	97,2	97,4	98,0	50	250
50 000	97,6	97,6	98,5	—	450
100 000	97,8	—	98,7	—	900

ДЖИИ последнего выпуска мощностью 25 000 *квт*, 3 000 об/мин,  $\cos \varphi = 0,8$  имеет при номинальной нагрузке к. п. д., равный 96,8% против 97,4% к. п. д., гарантированного для отечественного турбогенератора аналогичных параметров. Следует отметить, что фактические значения к. п. д. отечественных турбогенераторов, как правило, превышают стандартные.

ГОСТ 533-51 установлено, что статическая перегрузаемость  $S$  должна быть не ниже 1,7 вместо 1,6 по ГОСТ 533-41.

Практика эксплуатации показала, что работа турбогенераторов с установленной в стандарте статической перегрузаемостью ( $S \geq 1,7$ ) является достаточно устойчивой.

В прошлом большое число нарушений в работе турбогенераторов вызывалось ненормальностями в работе возбuditелей, поэтому в ГОСТ 533-51 повышены требования к возбuditелю, а также внесены ряд дополнительных требований, в том числе и к конструкции.

В ГОСТ 533-51 указано, что возбуждение турбогенератора должно производиться от возбuditеля, соединенного непосредственно с валом турбогенератора. Возбуждаемый комплектно с турбогенератором мощностью 25 000 *квт* и выше, должен быть изготовлен с замкнутой системой охлаждения и эластично соединен с ротором турбогенератора.

При режимах работы турбогенератора, предусмотренных в ГОСТ 533-51, возбуждатель должен полностью обеспечивать возбуждение турбогенератора. При этом возбуждение должно регулироваться без применения реостатов в цепи ротора турбогенератора.

Минимальная устойчивая величина напряжения возбuditеля не должна превышать 20% номинального его значения.

Отношение верхнего предела (потолка) напряжения возбuditеля к напряжению на контактных кольцах турбогенератора при номинальном режиме работы возбuditеля установлено не менее 2 вместо 1,4 в старом стандарте и, кроме того, введено новое требование о том, чтобы скорость нарастания напряжения возбuditеля (на контактных кольцах турбогенератора или на зажимах обмотки возбуждения возбuditеля) была не менее двухкратного номинального напряжения на контактных кольцах турбогенератора в 1 сек. Введено также новое требование, предусматривающее форсировку возбуждения, именно: возбуждатель должен допускать двухкратный номинальный ток возбуждения в течение не менее 50 сек., что весьма важно для обеспечения устойчивой работы энергосистем и надежной работы возбuditелей.

Для турбогенераторов с воздушным охлаждением новым стандартом предписано иметь внутренние трубопроводы, предназначенные для тушения пожара водой в случае его возникновения внутри турбогенератора.

Стандартом установлена гарантийная ответственность завода-изготовителя в течение года с момента пуска и до

первой плановой ревизии при условии, что общий срок со дня выпуска турбогенератора с завода не превышает двух лет.

В отдельных приложениях к стандарту дан перечень запасных частей, машин и аппаратов, приспособлений и документов, поставляемых заводом-изготовителем заказчику одновременно с турбогенератором.

Из изложенного следует, что в новом стандарте (ГОСТ 533-51) в сравнении с ранее действовавшим (ГОСТ 533-41) установлен ряд повышенных требований к турбогенераторам, изготавливаемым отечественными заводами. Введен также ряд новых требований, направленных на улучшение характеристик турбогенераторов, повышение их экономичности и надежности в работе, что, безусловно, окажет прогрессивное влияние на совершенствование техники производства в турбогенераторостроении, на дальнейшее улучшение качества турбогенераторов и на улучшение технико-экономической эффективности их эксплуатации.

## II. Гидрогенераторы

ГОСТ 5616-50 «Генераторы электрические гидротурбинные (гидрогенераторы). Технические условия» утвержден в ноябре 1950 г. со сроком введения с октября 1951 г. Стандарт на гидрогенераторы введен впервые. Стандарт распространяется на трехфазные синхронные генераторы частоты 50 пер/сек, предназначенные для непосредственного соединения с гидравлическими (водяными) турбинами. Он не нормирует шкалу мощностей и скорости вращения, а устанавливает только основные технические требования к вертикальным и горизонтальным гидрогенераторам.

Стандарт допускает работу гидрогенераторов при повышении напряжения до 110% номинального.

Номинальный  $\cos \varphi$  гидрогенераторов установлен равным 0,8. С большим  $\cos \varphi$  допускается изготавливать гидрогенераторы по техническим условиям, утвержденным заинтересованными министерствами.

Установлено, что для изоляции обмоток статора и ротора гидрогенераторов мощностью 1000 *квa* и выше, а также гидрогенераторов напряжением в 6300 *в* и выше независимо от мощности должны применяться изолирующие материалы класса В. Предел допускаемого превышения температуры обмотки статора с изоляцией класса В, пропитанной асфальто-битумным составом, не должен превышать 70° С.

В конструкции обмотки статора гидрогенератора должна быть предусмотрена одинаковая электрическая прочность изоляции всех витков обмотки.

Возбуждение гидрогенератора должно производиться от возбuditеля, соединенного непосредственно с валом гидрогенератора. Возбудитель должен допускать в течение не менее 50 сек. двухкратный номинальный ток возбуждения.

Верхний предел (потолок) напряжения возбuditеля на контактных кольцах при номинальном режиме работы должен быть не менее 1,8. Скорость нарастания напряжения возбuditеля должна быть не менее 1,5-кратного номинального напряжения на контактных кольцах в 1 сек., для гидрогенераторов мощностью свыше 4000 *квa* и не менее 1,3-кратного для гидрогенераторов мощностью 4000 *квa* и ниже.

По требованию заказчика гидрогенераторы должны изготавливаться с успокоительной обмоткой. Успокоительная обмотка в гидрогенераторе предназначена для уменьшения перенапряжений, которые могут возникнуть в нем при несимметричных коротких замыканиях в сети, для облегчения втягивания его в синхронизм и для ряда других целей, что особенно важно для мощных машин. Исходя из этого, необходимость и целесообразность успокоительной обмотки определяется заказчиком в зависимости от условий эксплуатации, для которых предназначается гидрогенератор, и условий работы электрической сети, с которой он будет связан.

Гидрогенераторы мощностью до 4000 *квa* включительно должны изготавливаться с самовентиляцией по разомкнутому циклу, а мощностью более 4000 *квa* — с самовентиляцией по замкнутому циклу, с охлаждением воздуха воздухоохладителями при температуре поступающей туда воды до 25° С, а по соглашению сторон — и до 28° С.

Установлено, что гидрогенератор должен выдерживать без вредных деформаций в течение 2 мин. угонную скорость вращения, которая указывается в технических условиях, утвержденных заинтересованными министерствами. При от-

сутствии такого указания гидрогенератор должен выдерживать в течение 2 мин. скорость вращения, превышающую номинальную на 80%.

Во всех гидрогенераторах вертикального исполнения должно быть предусмотрено торможение их вращающихся частей (за исключением генераторов мощностью до 150 *квa*, которые могут изготавливаться, по соглашению сторон, без системы торможения).

В соответствии со стандартом гидрогенератор мощностью 1700 *квa* и выше должен иметь установленный с ним на одном валу электрический генератор с постоянными магнитами, предназначенный для питания электродвигателя — регулятора гидравлической турбины.

Так же как в стандарте на турбогенераторы, и для гидрогенераторов установлена гарантийная ответственность завода-изготовителя в течение 1 года с момента пуска машины. К стандарту дается перечень запасных частей, машин, аппаратов, приспособлений и документации, поставляемых заводом-изготовителем заказчику одновременно с гидрогенератором.

Этим стандартом установлены основные требования к гидрогенератору, ко всем его основным узлам, к возбудителю, а также объем комплектации, что улучшит качество изготовления генераторов, облегчит эксплуатацию и повысит их технико-экономические показатели.

Канд. техн. наук Г. С. Плис

## 0 приеме в аспирантуру ВТИ

Всесоюзный ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт им. Ф. Е. Дзержинского производит на 1952—1953 учебный год прием аспирантов (с отрывом и без отрыва от производства) по специальностям: теоретическая теплотехника; котельно-топочные установки; сушильное дело; технология воды, топлива и масел; паровые, газовые турбины и теплофикация; металловедение; автоматика тепловых процессов.

А. В аспирантуру с отрывом от производства принимаются граждане СССР не старше 40 лет, имеющие законченное высшее образование, проявившие способность к научно-исследовательской работе и имеющие опыт работы по избираемой специальности. Срок обучения — 3 года.

Для поступления в аспирантуру требуется представление: а) заявления на имя директора института; б) научных и печатных работ, описания изобретений и рационализаторских предложений, а при отсутствии таковых — реферат по специальности на избранную поступающим тему; в) копии диплома (в двух экземплярах) об окончании вуза (при приезде для сдачи приемных экзаменов поступающим предъявляется подлинник диплома); г) характеристики с места работы (в двух экземплярах); д) анкеты (в двух экземплярах); е) автобиографии (в двух экземплярах); ж) справки об отношении к воинской обязанности (в двух экземплярах); з) трех фотографических карточек размером 3×4 *см*; и) справки о состоянии здоровья.

Заявления принимаются до 30 сентября 1952 г. по адресу: Москва, 68, Ленинская слобода, № 23, ВТИ. Справки по телефону Ж-2-25-80, доб. 3-24.

Вступительные экзамены будут производиться с 1 октября по следующим дисциплинам: по избранной специальности; основам марксизма-ленинизма в объеме программы вуза; одному иностранному языку (по выбору поступающего) в объеме программы вуза.

Зачисленные в аспирантуру обеспечиваются государственными стипендиями в размере 780 руб. в месяц. Аспирантам, выполняющим свои учебные планы в намеченные сроки, разрешается работа по совместительству в лабораториях Института, в которых они проходят аспирантуру, с дополнительной оплатой 220—320 руб. в месяц.

Общежитием аспиранты не обеспечиваются.

Б. В аспирантуру без отрыва от производства (заочная аспирантура) условия приема и сроки приема те же, что и в аспирантуру с отрывом от производства, за исключением следующих изменений: возраст поступающих в аспирантуру не ограничен; срок обучения 4 года; стипендиями аспиранты не обеспечиваются



34

Цена 8 руб.