

# **ЭЭ** **лектрические** **танции**

**11**



**ГОСЭНЕРГОИЗДАТ**

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

**1954**

# электрические станции

11

НОЯБРЬ

1954

Орган Министерства электростанций СССР

25-й ГОД ИЗДАНИЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

Г. Б. Якуша — Работа котлов с утепленными воронками на антрацитовом штыбе . . . . .	3	Г. А. Чилаев — Подъемное устройство для обслуживания синхронного компенсатора . . . . .	53
И. К. Наймарк, В. М. Петько, О. М. Рабинович и Д. Г. Фаерштейн — Повышение к. п. д. котлоагрегата, работающего на антрацитовой пыли . . . . .	8	<b>ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ</b>	
М. А. Берлинер и В. С. Соколов — Определение влажности угольной пыли электрическим влагомером . . . . .	11	Е. М. Тинкер и В. В. Федяев — Трехимпульсный электронный регулятор питания с гидравлическим исполнительным механизмом . . . . .	54
М. А. Трубилов — О температурном режиме работы упорных подшипников паровых турбин . . . . .	14	В. А. Большаков, М. В. Мейклер и П. Н. Некрашенко — Пламенная горелка для АШ . . . . .	55
В. А. Бекенштейн, А. П. Мамет и А. И. Хаймович — Негорючие заменители трансформаторного масла для автоматических регуляторов . . . . .	18	Ю. И. Азбукин и Н. М. Рабинович — Реконструкция проточной системы охлаждения на замкнутый цикл у гидрогенераторов малой мощности . . . . .	56
В. Ф. Бржозовский, Л. А. Гудкевич, А. О. Рогалин, К. М. Слоущер и П. М. Фролов — Блочный котел производительностью 90 т/час . . . . .	21	А. С. Леглер — Повышение надежности генераторов с параллельным возбуждением . . . . .	58
Г. Л. Вульман — Из опыта эксплуатации турбогенераторов с водородным охлаждением . . . . .	31	Е. Б. Сипзвичус — Обходное устройство с гибким переносным кабелем . . . . .	59
М. Г. Портной и Б. А. Хомутов — Испытания электродвигателей собственных нужд на самозапуск . . . . .	36	<b>ХРОНИКА</b>	
В. П. Алхазов, Т. П. Белая и Н. М. Красникова — Телемеханизация кабельных сетей крупных городов . . . . .	39	В Техническом управлении Министерства	
С. Е. Кашпровский и Е. А. Кагановская — Эксплуатация телемеханизированных подстанций и распределительных пунктов . . . . .	45	О предупреждении расстройств вальцовочных соединений на котлах высокого давления . . . . .	60
Л. Ф. Габуния и Ф. А. Куликов — Эксплуатация телемеханизированной подстанции . . . . .	47	О внедрении чувствительной избирательной защиты от однофазных замыканий на землю на линиях 2—6 кв, питающих торфяные предприятия . . . . .	60
		<b>А. А. Фильштинский</b> — некролог . . . . .	61

## ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Г. А. Лазарев — Асбоцементные кровельные покрытия	50
С. П. Бакшг — Увеличение грузоподъемности башенного крана БК-25-48 на больших вылетах . . . . .	52

## ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Н. А. — Линия электропередачи постоянного тока 100 кв	62
---	----

## БИБЛИОГРАФИЯ

Новые книги по энергетике . . . . .	63
-------------------------------------	----

□ □ □

ВОЛОГОДСКАЯ  
ОБЛАСТНАЯ  
БИБЛИОТЕКА

**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:**

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

---

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

**Телефоны: редакции К 5-21-22, главного редактора Б 3-18-46 и ксмм. К 0-32-80, доб. 1-40**

Прием в редакции: от 12 до 16 час.

по понедельникам и пятницам от 14 до 18 час.

членами коллегии: по пятницам от 18 до 20 час.

Вологодская областная универсальная научная библиотека

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

## Работа котлов с утепленными воронками на антрацитовом штыбе

Канд. техн. наук Г. Б. Якуша

С целью снижения механического недожога при сжигании АШ на котлах 11 южных электростанций были утеплены воронки с переводом котлов на полужидкое и жидкое шлакоудаление.

Одновременно проводился комплекс и других мероприятий: снижение горелок и расширение их амбразур, уплотнение топочных камер и т. д.

Переоборудованные на этих электростанциях 59 котлов работают с утепленными воронками от 6 до 20 мес., из них 18 котлов высокого давления (табл. 1).

Ниже приводятся некоторые предварительные итоги работы указанных котлов.

### Мероприятия по улучшению сжигания топлива

#### Топливо

На рассматриваемых станциях сжигается до-нецкий антрацит марки АШ, имеющий:

Теплотворную способность	6 020—6 300 кал/кг
Влажность рабочую . . . . .	6—8%
Зольность рабочую . . . . .	13—18%
Выход летучих на горючую массу . . . . .	3—4%

Отдельные шахты поставляют электростанциям топливо влажностью до 10% и золь-

Таблица 1

Электростанция	Количество котлов	Рабочее давление пара, ат	Нормальный перегрев пара, °С	Материал утепления холодной воронки	Способ крепления утепляющего материала	Угол наклона скатов воронки, град.	Способ грануляции и удаления шлака
1	5	34	425	Нормальный шамотный кирпич	Косынки, приваренные к трубам воронки	50	Оросительные сопла с периодическим удалением из шлаковых комодов
2	15	32	420	1. Нормальный шамотный кирпич 2. Фасонный шамотный кирпич 3. Хромитовая масса	1. Косынки разных конструкций 2. То же 3. Шипование труб	50—60	1. Оросительные сопла с периодическим удалением из шлаковых комодов на 13 котлах 2. Непрерывное по наклонному лотку с орошением из отверстий труб на двух котлах
3	2	64	500	Нормальный шамотный кирпич	Косынки с развилкой на конце	60	Оросительные сопла с периодическим удалением из шлаковых комодов
4	1	31,5	390	Хромитовая масса	Шипование труб	60	То же
	3	85	500	1. Хромитовая масса и нормальный шамотный кирпич 2. Нормальный шамотный кирпич	Шипование и венчики	60	" "
5	3	32	420	Хромитовая масса	Венчики, приваренные к трубам	60	" "
6	8	128	480	Нормальный шамотный кирпич	То же	60	" "
7	2	33	425	Хромитовая масса и нормальный шамотный кирпич	Угольники, приваренные к трубам	55	" "
					Угольники, приваренные к трубам	60	Оросительные сопла с периодическим удалением из шлаковых комодов
8	2	34	425	Нормальный шамотный кирпич	Шипы	52	Периодическое из комоды с постоянным уровнем воды
9	2	110	510	То же	"	54	То же
	3	34	410	Шамотные плиты	"	50	Оросительные сопла, периодическое из шлаковых комодов
10	10	30	400	Естественная зашлаковка	—	70	Периодическое из комоды с постоянным уровнем воды
11	3	125	500	Шамотные плиты	Косынки, приваренные к трубам	60	Непрерывное по наклонному лотку с орошением из отверстий труб

ностью до 15—20%. Характеристика золы сжигаемого АШ по тугоплавкости тоже весьма разнообразна и полностью еще не изучена.

### Утепление воронок

Как видно из табл. 1, наибольшее распространение нашел метод утепления скатов при помощи закладки огнеупорным кирпичом нормального размера или специальными плитами. Огнеупор от сползания удерживается косынками, угольниками, венчиками, шипами, приваренными к трубам холодной воронки.

Наиболее удачным способом крепления является приварка к трубам косынок из листовой стали или чугунных угольников.

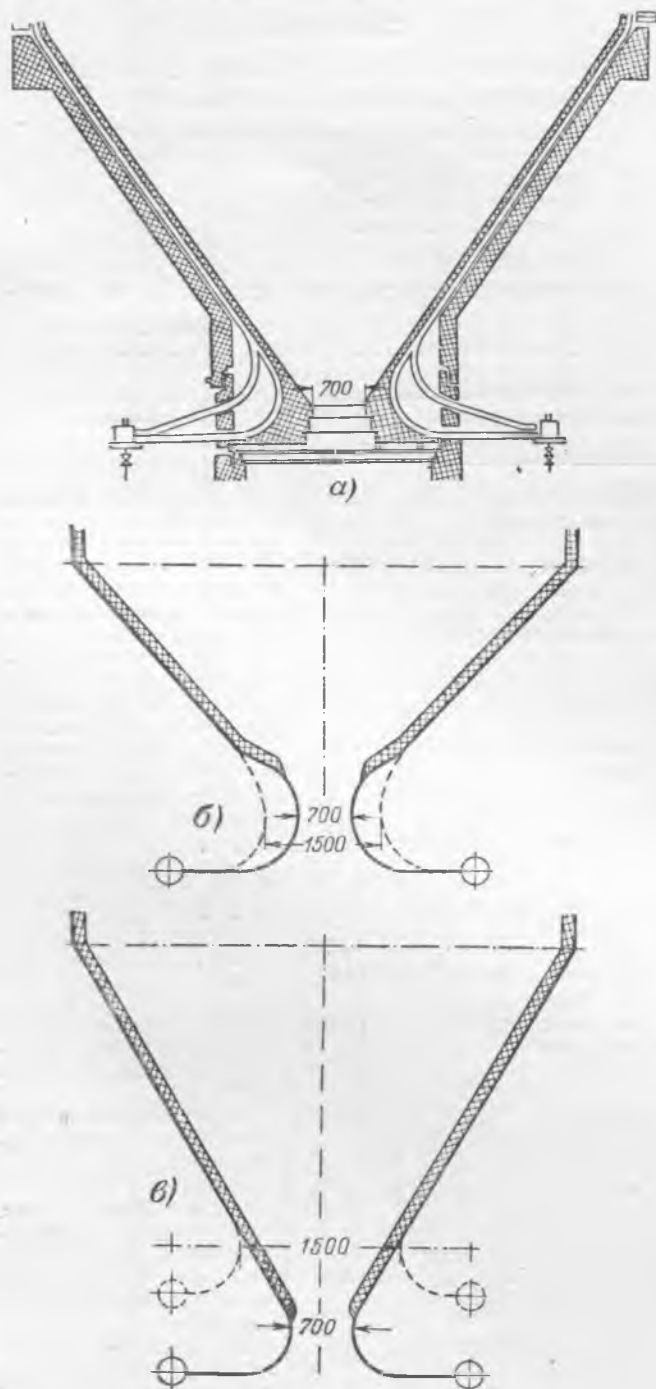


Рис. 1. Сужение устья воронки.

а—закладкой огнеупором; б—изменением гибов труб;  
в—удлинением труб холодной воронки.

Срок службы шамотного покрытия из нормального кирпича и типа «восьмерка» невелик и составляет 4—5 недель, а шамотных плит — 5—6 недель. На котлах электростанции 4 срок службы утепления, удерживаемого чугунными угольниками с венчиками, доведен до 1,5—2 мес. Такая большая разница в сроке службы огнеупора на скатах утепленных воронок зависит от положения ядра, температуры, направления оси факела, угла ската и др. От воздействия шлака огнеупорный кирпич постепенно разрушается и часть труб обнажается. Эти трубы, как правило, покрываются пленкой шлака, что частично компенсирует разрушение утепления.

Заслуживает внимания опыт грэс 10, на которой скаты холодной воронки специально огнеупором не выкладываются, а используется явление естественной зашлаковки труб. Практически уже на вторые-третьи сутки после начала работы котла трубы скатов холодной воронки покрываются шлаковой коркой толщиной 10—15 мм. Этот же метод внедрен и для экранов.

Аналогичный способ применяется и на грэс 8.

Метод ошпковки труб с нанесением на них хромитовой массы широкого распространения не получил и в виде опыта применяется только на шести котлах грэс 2 и на одном котле грэс 6. По опыту эксплуатации этих котлов видно, что срок службы ошпкованного утепления больше шамотного. Однако при жидком удалении шлака шипы постепенно обгорают, что затрудняет возобновление набивки хромитовой массы и восстановление утепления без полной замены ошпкованных труб. Жидкий шлак, стекая по скатам воронки, вымывает хромитовое покрытие.

Обычное утепление холодных воронок не требует много времени и может быть произведено при текущем ремонте котла. Утепление при помощи ошпковки труб требует значительно больше времени и проводится в период капитального ремонта. Перевод котлов грэс 10 на жидкое шлакоудаление осуществлен в период их текущих ремонтов, т. е. за 4—5 суток. Восстановление разрушенного утепления воронки проводится в течение 16—24 час.

Учитывая имеющийся опыт устройства утепления воронок, можно считать, что наиболее простым способом является использование естественной зашлаковки скатов по опыту грэс 10. Если такая возможность отсутствует, то для котлов, работающих на жидком шлаке, необходимо применять огнеупорный кирпич, удерживаемый чугунными угольниками. В остальных случаях — при сухом или полужидком шлакоудалении — целесообразно применять ошпковку труб с нанесением на них хромитовой массы.

### Устройство устья воронки

На большинстве котлов сечение устья воронки уменьшено за счет его сужения до 650—700 мм, а в отдельных случаях и укорочения его длины (рис. 1), что достигается путем: а) закладки огнеупорным кирпичом (рис. 1,а); б) изменения гибов труб холодной воронки (рис. 1,б); в) опускания коллекторов экранов с вставкой дополнительных кусков труб на прямых участках (рис. 1,в).



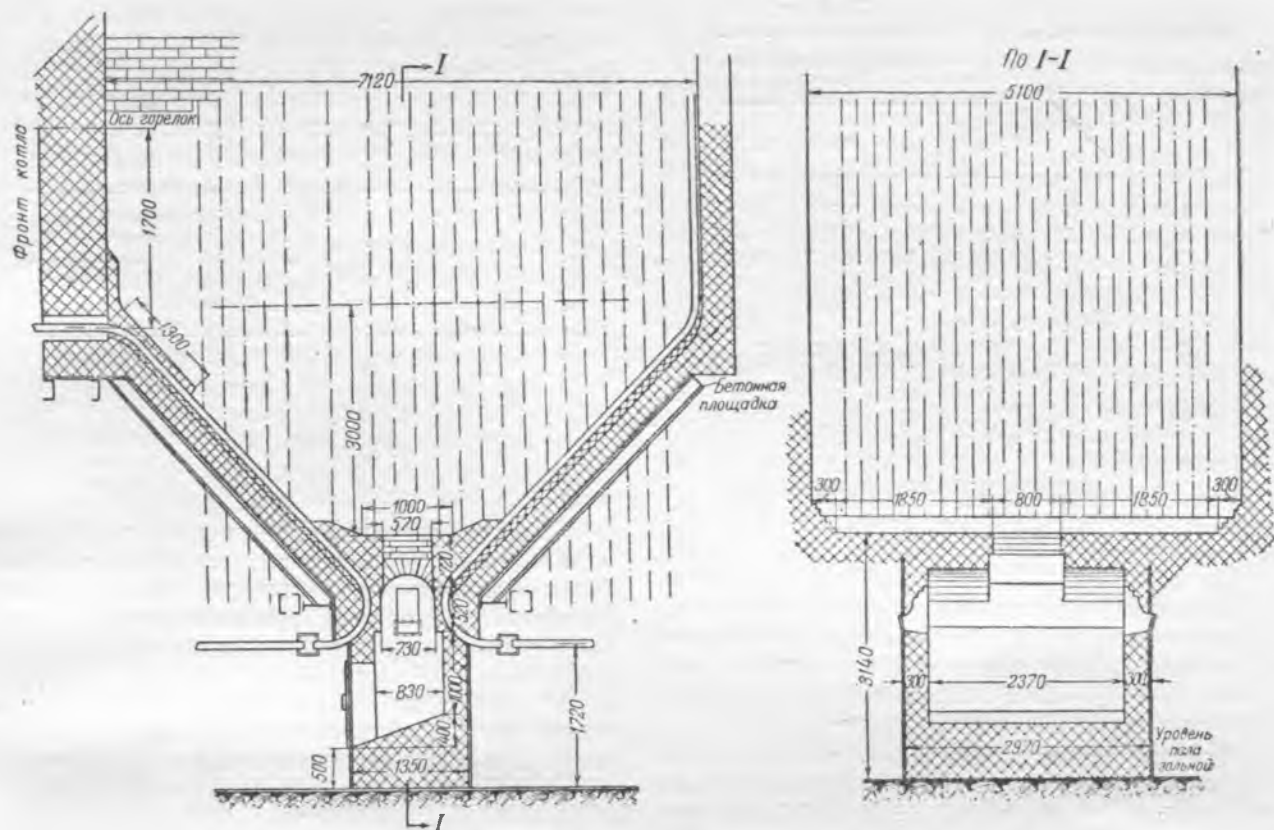


Рис. 2. Воронка с неохлаждаемой леткой по типу грэс 10.

Последние два способа хотя и более трудоемки, но и более надежны.

На ряде электростанций устье воронок заложено огнеупором с оставлением неохлаждаемых леток размером  $600 \times 800$  мм. Огнеупор, которым закрывается устье воронки, опирается либо на металлическую конструкцию, либо на угольники, привариваемые к трубам холодной воронки. На грэс 10 указанный огнеупор выкладывается в виде свода (рис. 2). Последний способ более прост и дешев.

Устройство леток обеспечивает выход шлака в жидком виде и дает наибольший эффект в улучшении сжигания топлива. Их следует рекомендовать для котлов, имеющих перемышку по середине холодной воронки.

**Грануляция шлака и его удаление**

Грануляция шлака на большинстве котлов производится орошением водой из сопел, смонтированных в шлаковых комодах. Однако при работе котлов с утепленными воронками такая грануляция не обеспечивает размельчения шлака, что осложняет его удаление.

Лучшим способом является грануляция шлака в водяной ванне, что сокращает присосы воздуха через устье воронки. Недостатком является большой расход воды.

В последнее время распространяется опыт грэс<sup>1</sup>, осуществляющей непрерывное шлакоудаление. Выпадающий шлак, орошаясь водой из сопел или труб с отверстиями, скатывается по наклонному лотку в канал гидрозолоудаления. Этот способ требует еще дальнейшего усовершенствования

в направлении устранения присосов воздуха и сокращения расхода воды.

При устройстве утепления воронок весьма важно ликвидировать присосы холодного воздуха, приводящие к снижению температуры в устье воронки и увеличению вязкости шлака, которым затягивается устье. На одной электростанции после переделки и утепления шлакового комода температура в устье воронки значительно поднялась и шлак начал течь без каких-либо переделок в топке и утепления холодной воронки. Одним из способов борьбы с присосами через комоды является сокращение их длины в 1,5—2 раза.

### Улучшение технико-экономических показателей работы котлоагрегатов

Увеличение к. п. д. котлов и снижение расхода электроэнергии на собственные нужды

Утепление воронок и другие мероприятия, как видно из табл. 2, привели к повышению к. п. д. котлов за счет уменьшения потери от механического недожога ( $q_4$ ), а в отдельных случаях и снижения потери с уходящими газами ( $q_2$ ). Потери с физическим теплом шлаков увеличились примерно на  $0,1 \div 0,3\%$ .

На отдельных котлах утепление воронок дало повышение к. п. д. до  $4\%$ . Незначительное повышение к. п. д. (менее  $1\%$ ) получено на котлах, имеющих неудовлетворительный режим горения из-за неудачного расположения горелок, недостаточной производительности тягодутьевого хозяйства и ряда других причин.

<sup>1</sup> „Электрические станции“, 1953, № 3, стр. 7.

Таблица 2

Электро- станция	Количе- ство кот- лов	До утепления воронок		После утепле- ния воронок	
		$q_4$ , %	$q_2$ , %	$q_4$ , %	$q_2$ , %
1	5	9,1	9,0	8,0	9,0
2	15	8,0	6,5	7,7	6,1
3	1	10,7	9,9	10,7	8,9
4	1	9,2	7,9	7,8	7,0
	1	11,6	10,3	8,4	10,8
	1	10,6	8,5	8,8	8,3
5	3	11,0	8,0	8,7	7,0
6	8	8,4	7,2	5,1	7,6
7	2	9,4	8,3	6,2	7,3
8	1	11,0	5,6	6,0	6,0
9	3	8,2	8,0	8,3	6,9
10	4	5,2	8,6	2,1	9,1
	4	6,8	8,6	3,9	9,1
11	3	12,0	9,3	8,1	9,7
	2	13,7	7,1	12,2	7,2

Наибольших результатов в целом по котельной добилась грэс 10, снизив содержание горючих в уносе вдвое. На отдельных котлах этой станции  $q_4 = 1,1—2,4\%$ . Удельные расходы топлива снижены на 17 г/квт.ч.

Утепление воронок сказалось на изменении температуры уходящих газов по-разному: на одних котлах она поднялась на 5—10°С (за счет небольшого увеличения загрязнения поверхностей нагрева), на других — снизилась благодаря перемещению факела вниз топki вследствие опускания и наклона горелок, уменьшения зажигательных поясов и пр., а также благодаря уменьшению присосов воздуха.

Повышение к. п. д. котлов и возможность некоторого угрубления помола приводят к созданию резерва по мельницам. Так, на грэс 10 оказалось возможным высвободить одну мельницу.

Выделение шлака в жидком или полужидком виде привело к увеличению улавливания золы в топке до 20% и более, что уменьшило износ дымососов и повысило за счет этого их эксплуатационный к. п. д.

Утепление воронок котлов дает повышение к. п. д. котлов на 2—4%, обеспечивая сжигание АШ с  $q_4 = 3—5\%$  и соответственно снижая расход электроэнергии на собственные нужды.

Хотя утепление воронок и не решает полностью вопроса улучшения сжигания АШ, необходимо использовать это средство для повышения экономичности эксплуатируемых котлов.

#### Повышение паропроизводительности и устойчивости горения котлов

Благодаря утеплению воронок производительность ряда котлов повысилась на 5—10% без заметного увеличения шлакования фестона и хвостовых поверхностей.

На грэс 2, например, ранее максимальная мощность обеспечивалась при работе всех 13 котлов. После утепления воронок, даже при аварийной остановке одного из них, остающиеся в работе 12 котлов могут обеспечить ту же нагрузку без значительного шлакования. На грэс 11

на одном котле после утепления воронки нагрузка увеличилась со 145 до 165—170 т/час.

Утепление воронок благоприятно сказалось на повышении устойчивости горения на ряде котлов некоторых электростанций (табл. 3).

Таблица 3

Электро- станции	Количе- ство кот- лов	Предел снижения нагруз- ки, % от номинальной	
		до утепления воронок	после утепле- ния воронок
2	15	19	36
3	3	25	30
6	8	14	25
7	2	25	50
10	10	16	32
11	3	24	47

Повышение температуры в устье воронки привело к более равномерному заполнению объема топki факелом и уменьшению его пульсации. Наименьшие нагрузки, при которых котлы работают устойчиво, снизились в среднем на 10—25 т/час.

На грэс 11 на трех котлах при снижении нагрузки до 110 т/час факел обрывался и топki гасли. В настоящее время эти котлы могут работать устойчиво при нагрузке до 80—85 т/час. Имел место случай, когда вследствие аварийной разгрузки одной из турбин указанные котлы без мазута устойчиво работали в течение 45 мин. с нагрузкой 80 т/час. У двух котлов на грэс 2 топki ранее гасли при разгрузке до 110—115 т/час, а в настоящее время котлы работают устойчиво при нагрузке до 90 т/час. На грэс 8 котлы ТП-230-2, имеющие большую степень экранирования ( $\psi = 0,94$ ), не работали устойчиво без утепления воронок, а котлы ТП-170-1 на одной из тэц не могли быть переведены на АШ без утепления воронок, так как АШ горел только вместе с мазутом.

#### Шлакование и длительность кампании работы котлов

Повышение температуры газов на выходе из топki при утеплении воронки на отдельных котлах способствует увеличению шлакования. Однако благодаря более интенсивной обдувке и расшлаковкам длительность кампании этих котлов не сократилась.

При работе котла с утепленной воронкой приходится сталкиваться с увеличением загрязнения поверхностей нагрева, особенно хвостовых, из-за увеличения липкости золы, при лучшем сжигании АШ. Это обстоятельство, например, явилось одной из основных причин интенсивного забивания золой батарейных циклонов.

На ряде котлов первые опыты с утеплением воронок приводили к шлакованию устья воронки из-за низких температур в устье воронки, высокого расположения горелок, неотлаженного режима топki и т. п. В настоящее время затыгивание шлаком устья устраняется кратковременным поднятием нагрузки. На котлах некоторых электростанций для этой же цели установлены ниже устья воронки специальные мазутные форсунки.

# Основные факторы, влияющие на эффективность работы котлов с утепленными воронками

## Форма утепленной воронки

Форма утепленной воронки имеет большое значение для надежного выхода жидкого шлака: угол ската воронки должен быть не менее  $40^{\circ}$ — $60^{\circ}$ , что обеспечивает нормальное удаление и сухого шлака. Весьма большой угол наклона нежелателен из-за возможности быстрого разрушения утепления стекающим шлаком.

Для уменьшения потерь тепла на лученспускание факела, уменьшения присосов холодного воздуха в топку и повышения температуры в области воронки необходимо максимально уменьшать сечение устья воронки. Лучшим решением является устройство горячего пода с леткой по варианту грэс 10 (см. рис. 2).

Максимальное уплотнение нижней части топки — проходов экранных труб, обшивки комода, сочленения комода с воронкой, устройства гидрозатвора в комоде и т. п. — является обязательным при утеплении воронок. С этой целью весьма желательно сокращение размеров комода, например, за счет уменьшения его длины.

## Горелки

Эффективность работы котлов с утепленными воронками зависит от конструкции горелок, правильности их расположения и удовлетворительного состояния.

Из 59 котлов с утепленными воронками на рассматриваемых электростанциях горелками типа Оргрэс оборудованы 62%, ТКЗ — 33%, ТКЗ—ВТИ — 5%. Решающего преимущества одного вида горелок перед другими выявить не удалось. Во всяком случае первые два типа горелок могут быть рекомендованы как равноценные. На одном из котлов осваиваются щелевые горелки ВТИ с угловым расположением.

Горелки работают нормально при скорости выхода аэросмеси порядка 12—14 м/сек, условной скорости выхода вторичного воздуха (расчитанной по проекции полного кольцевого сечения амбразуры) — 14—16 м/сек.

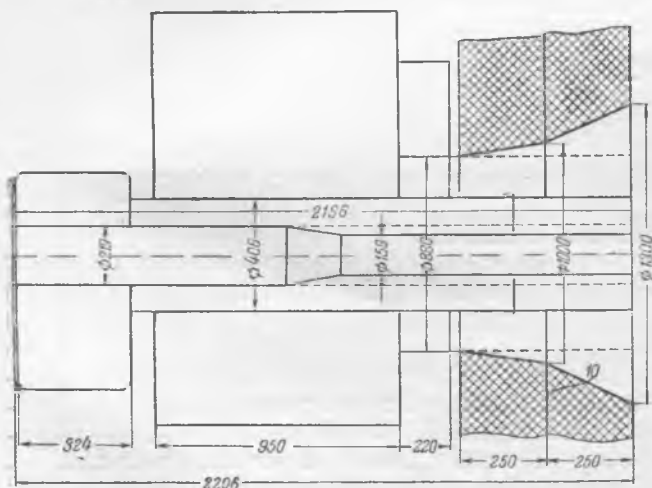


Рис. 3. Пример реконструкции горелки и амбразуры вторичного воздуха. Пунктиром обозначены линии до реконструкции.

Горелка должна иметь расширяющуюся амбразуру вторичного воздуха с углом конуса  $70^{\circ}$ — $80^{\circ}$ , что обеспечивает разворот факела и эжекцию газов высокой температуры в корень факела. На котлах грэс 6 горелки имели цилиндрические амбразур. После переделки их на расширяющиеся с увеличением сечения патрубка первичного воздуха с 880 до 1300 мм (рис. 3) было достигнуто уменьшение скоростей первичного воздуха и улучшена аэродинамика факела. На ряде котлов грэс 2 диаметр амбразур на выходе увеличен с 1400 до 1600—1800 мм. Слишком большой угол конуса амбразур нежелателен, так как приводит к чрезмерному развороту факела, опусканию его в комод и сепарации пыли.

С увеличением конуса амбразур насадки горелок подвергаются действию более высоких температур, что требует их выполнения из жароупорного чугуна.

Для лучшего заполнения воронки факелом необходим наклон горелок книзу и в середину топки на угол примерно в  $15^{\circ}$ ; также нужно понижение оси горелок.

Низкое относительно воронки расположение горелок понижает температуру газов на выходе из топки и уменьшает шлакование верха топки. Благодаря понижению осей горелок на котлах грэс 6 снизилась температура перегрева пара до нормальной и отпала необходимость в пользовании вспрыском, а на котлах грэс 5 оказалась ненужной вырезка части пароперегревателя из-за высокой температуры пара.

Расстояние от оси нижнего ряда горелок до начала ската холодной воронки должно быть при фронтном расположении от 1,7 до 2,5 м и при боковом — от 0,5 до 1,0 м.

Горелки должны располагаться с расстоянием как между ними, так и между горелкой и стеной в 1,7—2,0 м для горелок производительностью 3—3,5 т/час и 2—2,5 м для горелок производительностью 4,5—5 т/час.

Оптимальная высота расположения горелок и сочетание с углом наклона их вниз — обязательные условия для нормальной бесшлаковочной работы утепленной воронки при выходе шлака в жидком виде.

## Степень экранирования топки и размеры зажигательных поясов

Степень экранирования топок котлов с утепленными воронками находится в пределах от 0,6 (грэс 2 и 10) до 0,94 (грэс 8). При большой степени экранирования топки особенно необходимо утепление воронки. При малой степени экранирования ( $\psi = 0,6$ ) сжигание АШ неэкономично ( $q_4 = 7$ —8%) и также требуется применение утепленных воронок.

Не обеспечивается хорошее сжигание АШ и большими размерами зажигательных поясов. Котлы грэс 2 и 10 имеют одинаковую степень экранирования ( $\psi = 0,6$ ), а зажигательные пояса на котлах грэс 10 в 2 раза меньше, чем на котлах грэс 2. Несмотря на это, сжигание топлива на грэс 10 в 2 раза лучше, чем на грэс 2.

Срок службы шамотных зажигательных поясов невелик — 1,5—2 мес., а стоимость их восста-



ловления высока. Шиповые зажигательные пояса стоят значительно дольше, однако стоимость их во много раз больше, так же как и трудности восстановления после обгорания шипов.

Утепление воронок дает возможность значительно уменьшить размеры зажигательных поясов, а в ряде случаев и вовсе от них отказаться.

В отдельных случаях решение было найдено в создании условий для естественной зашлаковки труб; при этом зажигательный пояс играл только вспомогательную роль — создания условий для получения в топке температур, достаточных для воспламенения топлива и зашлаковки экранов. По такому пути пошла грэс 10, в котлах которой оставлены зажигательные пояса высотой 1—1,5 м только на боковых стенах. Все трубы экранов через несколько часов после пуска котла покрываются пленкой шлака, которая создает естественное утепление. Хотя зажигательный пояс через 3—4 недели выгорает, котел всю кампанию сохраняет высокую экономичность.

По такому же пути пошла и грэс 6. На котлах грэс 7 после утепления воронок зажигательные пояса сняты полностью и сжигание топлива не только не ухудшилось, но даже улучшилось.

Улучшает воспламенение топлива и отсутствие экранных поверхностей в районе горелок. С этой целью желательно утопить трубы экранов в обмуровку или закрыть их шамотом.

#### Схемы пылесистем, тонкость помола и избытки воздуха в топке

У всех котлов схема пылеприготовительных установок — одновентиляторная с промежуточным бункером. Только на части котлов грэс 2 и 8 нет промбункера. На грэс 10 имеется центральная система пылеприготовления, улучшающая режим работы котлов с утепленными воронками.

Подача пыли в топку указанных котлов осуществляется воздухом с температурой 110—140° С. При устройстве утепленной воронки температура аэросмеси должна быть высокой. Целесообразно переходить на транспорт пыли горячим воздухом. На ряде электростанций

(грэс 4, 7 и 11) такой перевод уже осуществлен и дал положительные результаты.

Температура вторичного воздуха у большинства котлов находится в пределах 300—380° С. Она должна оставаться высокой и при утеплении воронок, что уменьшает подачу первичного воздуха.

Тонкость помола находится в пределах  $R_{200} = 6—8\%$ . Отдельные электростанции сжигают пыль более грубого помола с целью экономии электроэнергии. Оптимальная тонкость помола для каждого котла должна быть найдена опытом.

Избыток воздуха в топке  $\alpha_m 1,2—1,25$  для АШ должен быть сохранен и для котлов с утепленными воронками.

#### Тепловое напряжение и высота топочной камеры

Тепловое напряжение топочных камер рассматриваемых котлов находится в пределах 100—190 тыс. ккал/м<sup>3</sup>час, а наиболее экономичных топок (грэс 6 и 10) лежит в пределах 100—120 тыс. ккал/м<sup>3</sup>час. Наибольшее  $Q/V = 150 \div 190$  тыс. ккал/м<sup>3</sup>час имеют топки котлов грэс 1 и 9, на которых наблюдается наибольший механический недожог топлива.

Высота топок большинства котлов удовлетворяет требованиям сжигания АШ и находится в пределах 10—13 м; только на отдельных котлах, где сжигание АШ неудовлетворительно, эта высота равна 8—9 м.

#### Выводы

Получившее широкое распространение на электростанциях, сжигающих АШ, утепление холодных воронок позволило: повысить к. п. д. большинства котлов на 2—4%; снизить соответственно расход электроэнергии на собственные нужды по котлу; повысить бесшлаковочную мощность отдельных котлов на 5—10% от номинальной; повысить устойчивость горения и увеличить диапазон регулируемой нагрузки котла, что расширило зону работы автоматики горения; увеличить количество улавливаемой золы в топке до 20% и более. Поэтому утепление воронок действующих котлов является одним из основных мероприятий по поднятию экономичности.

□ □ □

## Повышение к. п. д. котлоагрегата, работающего на антрацитовой пыли

Инж. И. К. Наймарк, инж. В. М. Петько, проф. О. М. Рабинович  
и канд. техн. наук Д. Г. Фаерштейн

Кафедрой котлостроения Харьковского политехнического института имени В. И. Ленина в содружестве с работниками одной электростанции в 1953 г. были проведены исследования, имевшие целью повышение к. п. д. котлоагрегата большой мощности, работающего на антрацитовой пыли.

Котлоагрегат средних параметров пара, двухбарабанный, вертикально-водотрубный оборудован пылеугольной топкой с сухим шлакоудалением. Номинальная паропроизводительность 85 т/час. Три пылевые горелки Оргрэс — ТКЗ типа УТ-5 установлены на фронтальной стене топки.

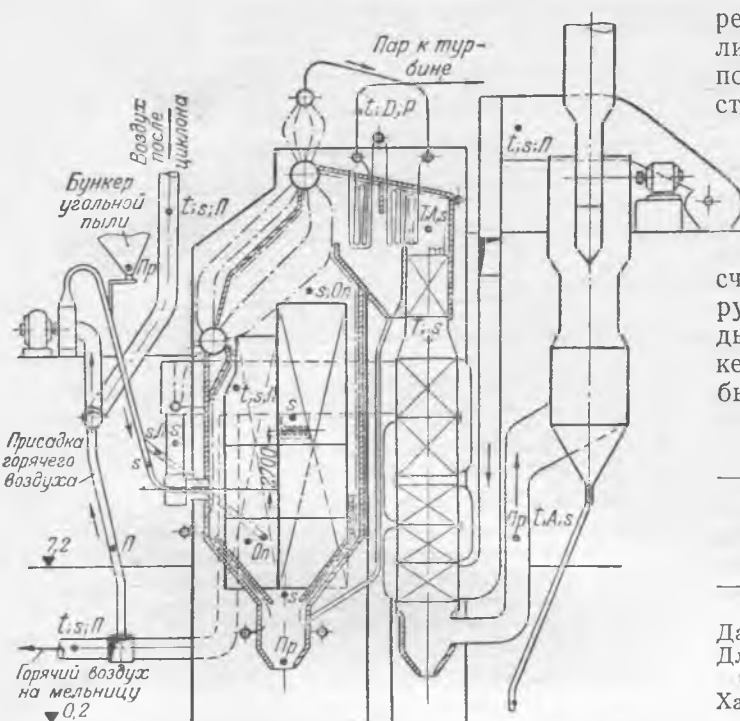


Рис. 1. Схема исследованного котлоагрегата. Точками обозначены места измерений.

$T$ —температура газов;  $t$ —температура воздуха, воды и пара;  $A$ —анализ газов ( $RO_2+RO_2+O_2$ );  $s$ —разрежение и давление газов и воздуха;  $D$ —расход пара;  $P$ —расход воздуха (по пневмометрической трубке);  $p$ —давление пара;  $Op$ —температура газов по оптическому пирометру;  $Pr$ —проба угольной пыли, шлака и уноса топлива.

Из-за малого объема топочной камеры тепловое напряжение ее составляет 150—160 тыс. ккал/м<sup>3</sup> час вместо рекомендуемого для экономичного сжигания антрацитовый пыли 130 тыс. ккал/м<sup>3</sup> час. Работа котла при обычной организации топочного процесса с подачей всего воздуха, потребного для сгорания топлива, через пылевые горелки сопровождалась большой потерей от механического недожога, доходившей до 10—13%. Примененный на электростанции сброс части первичного воздуха непосредственно в топку, с боковых сторон ее, не улучшил заметно процесса горения.

В результате изучения воздушного режима и осуществления ряда мероприятий удалось повысить эксплуатационный к. п. д. этого котлоагрегата с 80—81 до 82—83%. Основными из этих мер были: увеличение коэффициента избытка воздуха в газах на выходе из топки с 1,1 до 1,2—1,25; ввод непосредственно в топку с боковых сторон в значительном количестве (~30%) горячего воздуха со скоростями около 50 м/сек в качестве острого вторичного дутья; утепление низа топки и ее холодной воронки и устранение паразитической рециркуляции газов в топочной камере.

На рис. 1 приведена схема котлоагрегата с указанием мест измерений при испытаниях. Ввод горячего воздуха был осуществлен выше оси горелок на 2,7 м (по пять щелей размером 0,04 × 0,6 м<sup>2</sup>).

Для возможности увеличения избытка воздуха в топке пришлось уменьшить поверхность нагрева пароперегревателя примерно на 14% путем вы-

резки его задней петли. Рукав для спуска улавливаемой в пароперегревателе летучей золы был подключен к нижней части топочной камеры, со стороны ее задней стены.

Специально произведенные измерения показали следующее. Так как внизу топки обычно разрежение составляет 8—10 мм вод. ст., а в газоходе пароперегревателя наблюдается даже небольшое давление, то за счет перепада давлений по указанному выше рукаву возвращается в топку около 4 000 м<sup>3</sup>/час дымовых газов. Подсос этих газов к корню факела ухудшал процесс горения. В связи с этим было рекомендовано держать заслонку на этом

#### Основные результаты балансовых испытаний котлоагрегата

Наименование величины	Опыт		
	1	5	6
Дата испытания . . . . .	19/VI	18/XII	24/XII
Длительность испытания, час . . . . .	5	4	4
Характеристика опыта . . . . .	Без бокового воздуха	С боковым воздухом и утепленной холодной воронкой	
Зольность топлива на сухую массу, % . . . . .	16,82	19,95	22,25
Тонкость помола антрацитовой пыли: полные остатки на ситах $R_{80}, \%$ . . . . .	4,4	5,3	5,7
$R_{200}, \%$ . . . . .	—	0,3	0,3
Паропроизводительность, котлоагрегата, т/час . . . . .	78,5	76,8	77,5
Тепловое напряжение топочной камеры (видимое), тыс. ккал/м <sup>3</sup> час . . . . .	148,3	143,0	142,5
Температура горячего воздуха, °C . . . . .	292	320	335
Температура уходящих газов, °C . . . . .	195	210	224
Коэффициент избытка воздуха в газах за пароперегревателем . . . . .	1,13	1,26	1,22
Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах . . . . .	1,25	1,39	1,41
Распределение воздуха, поступающего в топку: а) первичный воздух, % . . . . .	22,8	20,4	19,7
б) вторичный воздух, % . . . . .	66,0	44,3	41,8
в) боковой воздух, % . . . . .	—	28,9	31,9
г) сбросной воздух, % . . . . .	11,2	6,4	6,6
Выходные скорости воздуха: а) первичного из горелок, м/сек . . . . .	26,2	27,7	23,8
б) вторичного из горелок, м/сек . . . . .	18,1	14,2	13,3
в) бокового, м/сек . . . . .	—	57,0	60,8
г) сбросного, м/сек . . . . .	16,1	9,8	9,9
Содержание горючего в уносе топлива, % . . . . .	39,5	24,55	18,02
Потеря тепла с уходящими газами $q_2, \%$ . . . . .	6,7	8,88	9,31
Потеря тепла от химического недожога топлива $q_3, \%$ . . . . .	0,03	0,0	0,33
Потеря тепла от механического недожога топлива (суммарная) $q_4, \%$ . . . . .	11,05	6,13	4,84
Коэффициент полезного действия котлоагрегата, % . . . . .	81,35	84,1	84,64

рукаве закрытой, а летучую золу из газохода спускать периодически.

При утеплении низа топки были закрыты шамотом оба ската холодной воронки и на высоту 1,5 м — задний топочный экран.

Из проведенных семи балансовых испытаний котлоагрегата (результаты наиболее характерных см. в таблице) видно, что при работе котла без ввода в топку бокового воздуха и без утепления холодной воронки потеря тепла от механического недожога составляла около 11%. При вводе в топку бокового воздуха в количестве примерно 30% от общего его количества, подаваемого в топку, эта потеря снизилась примерно вдвое; к. п. д. котлоагрегата при этом повысился с 81,3 до 84,4%.

Следует отметить, что при вводе непосредственно в топку значительного количества горячего воздуха скорости вторичного воздуха по выходе из горелок снизились и составили около 14 м/сек при выходной скорости первичного воздуха порядка 28—24 м/сек.

При утеплении низа топки наблюдалось вначале сильное ее шлакование. При снижении выходной скорости первичного воздуха из горелок до 20 м/сек шлакование топки резко уменьшилось.

Скорости бокового воздуха при входе в топочную камеру составляли 50—60 м/сек, что содействовало уменьшению потерь с уносом топлива.

На рис. 2 представлены зависимости к. п. д. котлоагрегата и отдельных потерь тепла ( $q_2$  и  $q_4$ ) от коэффициента избытка воздуха в газах после пароперегревателя, полученные при проведении испытаний. Как видно, с увеличением коэффициента избытка воздуха от 1,1 до 1,3 потеря тепла с уносом топлива уменьшается примерно вдвое (с 11 до 5,5%). Однако потеря с уходящими газами при этом увеличивается на 2—2,5%.

Представляется затруднительным оценить раздельно влияние отдельных факторов на увеличение к. п. д. испытанного котлоагрегата.

В условиях высокого напряжения топочной камеры основными факторами повышения к. п. д. котлоагрегата наряду с увеличением избытка воздуха в топке являются, повидимому, утепление низа топки и ввод значительного количества горячего воздуха с боковых сторон топочной камеры со скоростью порядка 50 м/сек.

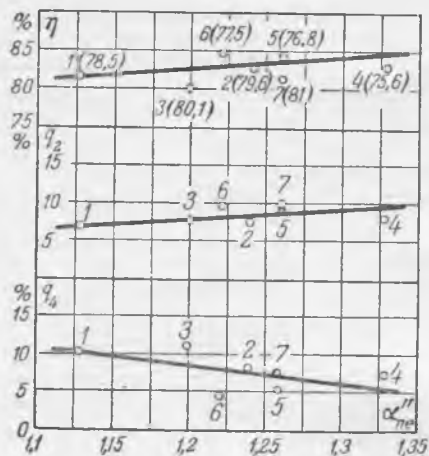


Рис. 2. Зависимость к. п. д. котлоагрегата и потерь тепла от коэффициента избытка воздуха в газах после пароперегревателя. В скобках показана средняя паропроизводительность котлоагрегата во время опытов.

Следует отметить, что температура горячего воздуха в данном котлоагрегате сравнительно невысокая и составляет 300—330° С, а температура уходящих газов значительна — 200° С. При реконструкции хвостовой части котлоагрегата представляется возможным повысить температуру подогрева дутьевого воздуха и снизить значительно температуру уходящих газов. Вполне возможно поэтому достижение к. п. д. котлоагрегата при реконструкции его хвостовых поверхностей нагрева до 85—86% даже в условиях высоких тепловых напряжений топочной камеры (150—160 тыс. ккал/м<sup>3</sup> час).

Однако при этом необходимо для лучшего заполнения топки факелом понизить и несколько наклонить пылевые горелки. Это мероприятие одновременно улучшит обогрев шлаков в устье холодной воронки.

Проведенное исследование позволяет заключить, что основным в деле повышения к. п. д. котлоагрегатов, работающих на антрацитовой пыли, является наряду с рациональным воздушным режимом применение утепления низа топки и двухступенчатого подвода горячего воздуха, что и должно быть рекомендовано для повышения экономичности работы таких котлоагрегатов с сухим либо полужидким шлакоудалением.

□ □ □

**Трудящиеся Советского Союза! Боритесь за претворение в жизнь политики Партии и Правительства, направленной на дальнейший подъем советской экономики, на повышение материального и культурного благосостояния народа, на укрепление могущества и безопасности нашей Родины!**

(Из Призывов ЦК КПСС к 37-й годовщине Великой Октябрьской социалистической революции).

# Определение влажности угольной пыли электрическим влагомером

Канд. техн. наук М. А. Берлинер и инж. В. С. Соколов

Применяемый для определения влагосодержания пылевидного топлива метод высушивания требует много времени и не дает возможности регулировать работу сушилок и мельниц, вследствие чего влажность подаваемого в топку топлива колеблется в значительных пределах. Совершенно очевидна необходимость разработки усовершенствованных методов определения влажности угольной пыли и автоматического регулирования этой величины, являющейся одним из основных факторов, влияющих на эффективность работы котлов.

Из физических методов быстрого определения влагосодержания различных материалов наибольшее распространение нашли электрические, в частности методы и приборы, основанные на зависимости диэлектрических характеристик материалов от их влажности.



Рис. 1. Влагомер ВЭБ с датчиком для угольной пыли.

Неоднократно делались попытки применить электровлагомеры и к углю. В этом отношении заслуживает внимания работа Топливной лаборатории ВТИ<sup>1</sup>. Однако до сего времени электрические методы определения влажности твердых топлив не внедрены на электростанциях главным образом из-за отсутствия надежных для этой цели приборов.

В ЦНИЛ физических методов исследования материалов была проведена работа по приспособлению к угольной пыли электрического влагомера ВЭБ (рис. 1), выпускаемого в серийном порядке промышленностью для зерна и хлопка.

<sup>1</sup> Н. В. Микулина, Диэлектрический экспресс — метод определения влажности углей, «Известия ВТИ», 1940, № 10—11.

Опыт работы этого влагомера в производственных условиях для различных материалов подтвердил его положительные качества: простоту, надежность и точность измерений.

В основу измерительной части влагомера ВЭБ положена схема «срыва колебаний» лампового генератора высокой частоты (1,5 мгц) с использованием электронного индикатора настройки — лампы 6Е5С.

Электрическая схема влагомера ВЭБ приведена на рис. 2. Триодная часть лампы 6Е5С используется для генерации колебаний высокой частоты в осцилляторной схеме кварцевого генератора. В цепи анода включен резонансный контур, содержащий измерительный конденсатор  $C_k$ , емкость которого определяется методом замещения по шкале переменного конденсатора  $C_n$ .

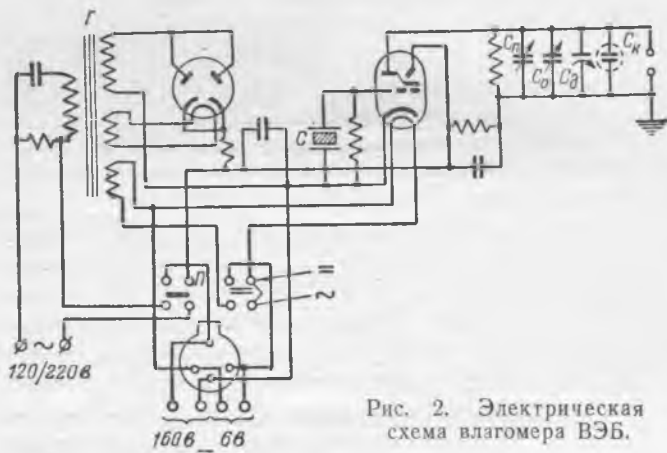


Рис. 2. Электрическая схема влагомера ВЭБ.

Перед измерением производится настройка «нуля» при незаполненном датчике при помощи подстроечного конденсатора  $C_0$ . Для фиксации момента отсчета используется резкое закрытие теневого сектора на светящемся экране электронного индикатора.

Питание влагомера осуществляется от сети переменного тока или сухих элементов (переключатель П).

Конструкция измерительного конденсатора зависит от физических свойств материала<sup>2</sup>.

Большое значение имеет также способ введения исследуемого образца в рабочую полость измерительного конденсатора; от этого зависит

<sup>2</sup> Более подробное описание влагомера ВЭБ см. М. А. Берлинер, Электрические приборы для измерения влажности зерна, Заготиздат, 1949.

уплотнение образца, сильно влияющее на диэлектрические характеристики сыпучих материалов и определяющее воспроизводимость результатов измерения при повторных определениях.

После ряда опытов остановились на конструкции датчика, показанной на рис. 3. Изготовление такого датчика не сложно, и его серийный выпуск может быть освоен промышленностью без затруднений.

Цилиндрический конденсатор имеет коаксиальные латунные электроды 1 и основание 2 из плексигласа. Верхняя крышка 3 закрывает датчик при помощи байонетного затвора 4 и создает принудительное уплотнение исследуемого образца. Принцип работы этого датчика — уплотнение постоянной навески материала в постоянном объеме. Величина навески для угольной пыли была принята равной 20 г. Испытания показали, что на результат измерения не оказывают заметного влияния отклонения от принятой величины навески, не превышающие  $\pm 0,1$  г.

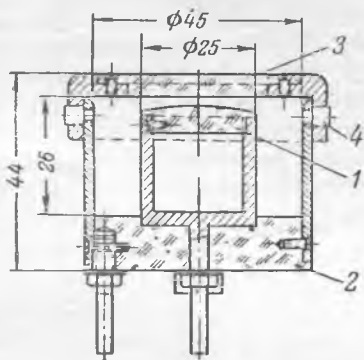


Рис. 3. Конструкция датчика.  
1 — латунные электроды; 2 — основание;  
3 — крышка; 4 — байонетный затвор.

Влагомер ВЭБ с датчиком описанной конструкции обеспечивает хорошую воспроизводимость результатов измерений. Отклонения между двумя повторными измерениями (две навески из одного и того же образца) в среднем не превышали 0,05—0,1% влажности.

Градуировка влагомера была выполнена на образцах пыли подмосковного угля, полученных на одной из московских тэц. Образцы повышенной влажности были приготовлены искусственным увлажнением. Определение влажности образцов проводилось высушиванием до постоянного веса при  $+105^\circ\text{C}$ .

Градуировочная кривая для подмосковного угля приведена на рис. 4, на котором, как и на последующих, по оси абсцисс отложена влажность образца, определенная высушиванием (средняя по двум сушильным стаканчикам); по оси ординат — показания влагомера ВЭБ в именованных единицах (деления шкалы).

Градуировка охватывает пределы влажности от 6 до 21%; форма кривой аналогична полученным для ряда других сыпучих материалов и характеризуется уменьшением цены деления (от 0,4 до 0,12%) с ростом влажности. Чувствительность влагомера увеличивается, следовательно, с повышением влагосодержания.

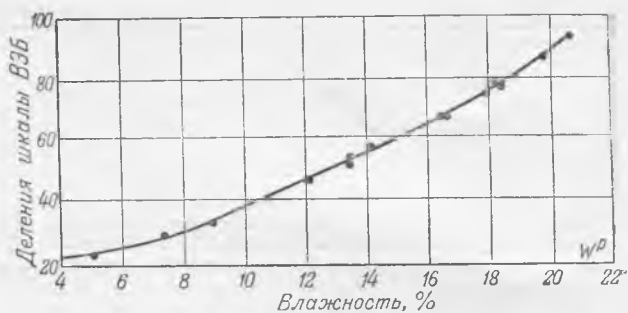


Рис. 4. Градуировочная кривая для подмосковного угля (навеска 20 г; температура угля  $+20^\circ\text{C}$ ).

Влагомер ВЭБ может быть использован без изменений в измерительной части для определения влагосодержания угольной пыли в пределах от 4 до 23÷24% влажности. Для измерения более высоких значений влажности необходимо внести в схему прибора небольшое дополнение: включить последовательно с датчиком конденсатор постоянной емкости.

Для электрических методов определения влажности твердых тел характерна зависимость результатов измерения от температуры материала. С целью количественной оценки этого влияния для угольной пыли были проведены температурные испытания, результаты которых показаны на рис. 5. При постоянном влагосодержании и изменениях температуры угольной пыли в пределах от 10 до  $30^\circ\text{C}$  показания влагомера возрастали с ростом температуры. Линейный характер этой зависимости позволил установить средние температурные поправки на  $1^\circ\text{C}$ :

Пределы влажности	Величина поправки влажности
6—10%	0,07%
10—14%	0,10%
14—20%	0,13%

Основная градуировка (рис. 4) сделана для температуры угольной пыли  $+20^\circ\text{C}$ . Если температура исследуемого образца выше, поправка вычитается из результата измерения; для температур ниже  $20^\circ\text{C}$  температурная поправка прибавляется к отсчету по шкале влагомера.

Из других физических свойств и параметров, могущих влиять на результаты измерения, была выяснена роль измельчения. Подмосковный уголь крупностью до 3 мм был разделен на образцы следующей дисперсности: 1-й образец — проходит

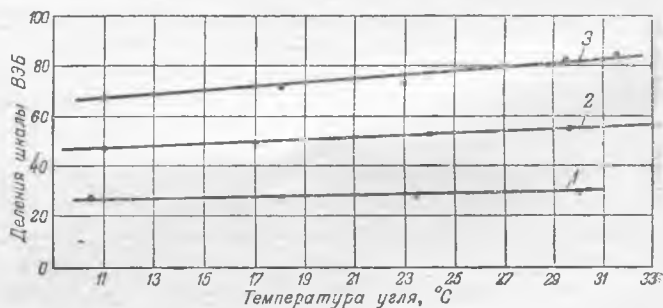


Рис. 5. Результаты измерений при различной температуре угольной пыли.  
1 — начальная влажность 7,54%, конечная 7,4%; 2 — соответственно 13,53 и 13,25%; 3 — 18,23 и 17,74%.



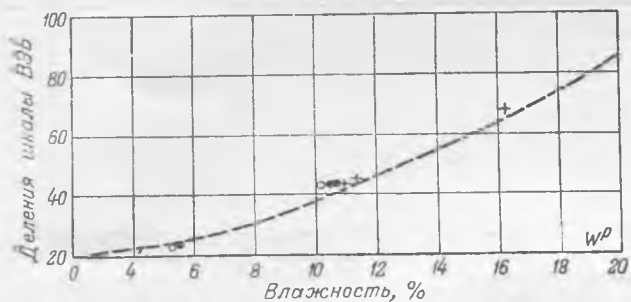


Рис. 6. Результаты измерений при различных величинах частиц угольной пыли (навеска 20 г, температура угля  $+20^{\circ}\text{C}$ ).

● — 1-й образец; + — 2-й образец; ○ — 3-й образец.

полностью через сито с 800 отверстиями на  $1\text{ см}^2$ ; 2-й образец — проходит полностью через сито со 144 отверстиями на  $1\text{ см}^2$ ; 3-й образец — частицы угля величиной от 1 до 3 мм.

Указанные образцы были доведены до различных степеней влажности. На рис. 6 показаны результаты измерений для этих образцов по отношению к основной градуировке (пунктирная линия). Отклонения от этой основной линии для всех образцов не превышают величин, полученных для образцов одинакового измельчения. Можно, следовательно, считать, что при работе с угольной пылью с частицами не больше 3 мм степень измельчения образца не оказывает заметного влияния на результаты измерения.

Ранее выполненные работы по применению к углю электрических методов определения влажности показали невозможность использования единой градуировки для углей различных марок и месторождений. Наши опыты подтвердили это.

Результаты измерений с донецким тощим, богословским и углем неизвестной марки (рис. 7) показали весьма значительные, до нескольких процентов влажности, отклонения от градуировочной кривой, полученной для подмосковного угля.

Отклонения от основной градуировки для различных углей имеют закономерный характер: градуировка для углей неизвестной марки и тощего может быть получена перемещением основной кривой вверх, для богословского угля — перемещением этой же кривой вниз. Можно предложить способы корректировки (сдвига) градуировочной кривой с целью сохранения единой градуировки для всех (или для большего количества) углей.

По нашему мнению, при применении электровлажгомера для экспрессных определений целесообразнее составлять переводные таблицы для различных углей (или групп углей) в отдельности. Такая индивидуальная градуировка, будучи

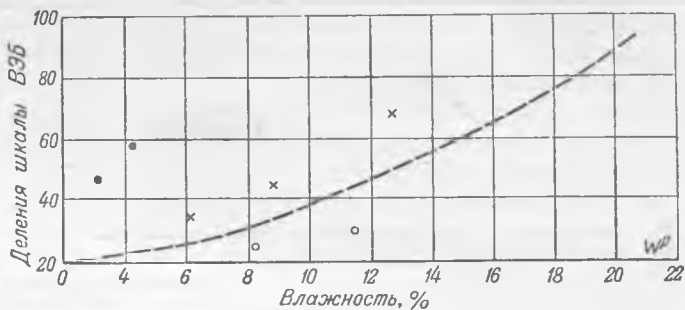


Рис. 7. Отклонения от основной градуировки результатов измерений различных углей.

● — тощий уголь; ○ — богословский уголь; X — уголь неизвестной марки.

выполнена один раз тщательно и на достаточном количестве образцов, обеспечит максимальную точность определений.

Вопрос о точности определения влажности электровлажгомером весьма усложнен тем обстоятельством, что эта точность определяется сравнением не с абсолютным методом (такого метода для определения влажности не существует), а с методом высушивания, которому присущи достаточно большие погрешности. Расхождения между показаниями электровлажгомера и результатом сушки обусловлены не только ошибками, связанными с аппаратурой (погрешность электровлажгомера, погрешности весов, неравномерность температурных режимов в шкафах и т. п.), но и методическими (влияние различных физико-химических факторов на диэлектрические характеристики угля, окисление навески или потеря летучих при высушивании).

Электрический метод и определение влажности высушиванием основаны на различных физических явлениях и поэтому по-разному реагируют, например, на наличие гидратной (связанной) воды в топливе.

Многочисленные измерения влажности образцов угольной пыли, выполненные по описанной выше методике на влагомере ВЭБ, установили, что при наличии градуировки для данной марки или месторождения угля расхождение между показаниями электровлажгомера и методом высушивания не превышает  $\pm 0,3 \div 0,5\%$ .

В большинстве случаев на практике такое расхождение вполне допустимо. Если учесть дополнительные преимущества электрических влагомеров (длительность определения, не превышающую для угольной пыли 1—2 мин., удобство и простоту пользования), можно считать доказанной целесообразность широкого использования описанного метода и прибора в энергетическом хозяйстве.

□ □ □

# О температурном режиме работы упорных подшипников паровых турбин

Канд. техн. наук М. А. Трубилов

В опубликованных работах по методике расчета упорных подшипников часто смешиваются понятия о температуре масла в смазочном слое и температуре его на выходе из подшипника. Цифру максимального нагрева масла в подшипнике (около  $15^{\circ}\text{C}$ ) при расчете относят к допустимому повышению температуры в слое смазки. В эксплуатации же эту величину контролируют по разности температур масла, сливающегося из подшипника и поступающего в него.

Все расчеты подшипника обычно производятся в предположении, что вязкость масла в смазочном слое постоянна и соответствует температуре, равной среднеарифметической из температур масла при входе в подшипник и при выходе из него. Такое допущение оправдывается тем, что в принятых методах проектирования вязкость масла при прохождении его через подшипник изменяется не в очень значительной мере.

На ряде электростанций были проведены специальные исследования<sup>1</sup> 19 турбин различных типов с разнообразными конструкциями упорных подшипников, исключая гребенчатые. При этих исследованиях температура масла, проходящего в слое смазки, измерялась при помощи термомпар, спаи которых устанавливались не непосредственно в смазочном слое, а в теле баббитовой заливки сегментов<sup>2</sup>.

Одновременно с измерением температуры баббитового слоя сегментов измерялись также температуры масла на выходе из подшипника и на входе в него; в ряде случаев при помощи тензометров производились измерения осевого усилия, воспринимаемого подшипником.

На рис. 1 представлен график, полученный при исследовании работы упорного подшипника одной из турбин АЕГ типа ВК-50 с промежуточным перегревом пара. Этот график достаточно наглядно показывает, насколько велика бывает разница между нагревом масла в смазочном слое и общим нагревом масла в подшипнике. Если общий нагрев масла не превышал  $11^{\circ}\text{C}$  и очень слабо зависел от осевого давления в турбине, которое в этом случае изменялось пропор-

ционально нагрузке ее, то нагрев масла в слое, т. е. нагрев сегментов, по мере увеличения осевого давления заметно возрастал — примерно  $1^{\circ}\text{C}$  на каждый  $1 \text{ кг/см}^2$  роста давления, — достигнув  $44^{\circ}\text{C}$  при полной нагрузке турбины. Следует иметь в виду, что на графике представлен усредненный нагрев по всем сегментам. Нагрев же отдельных сегментов вследствие неравномерно-

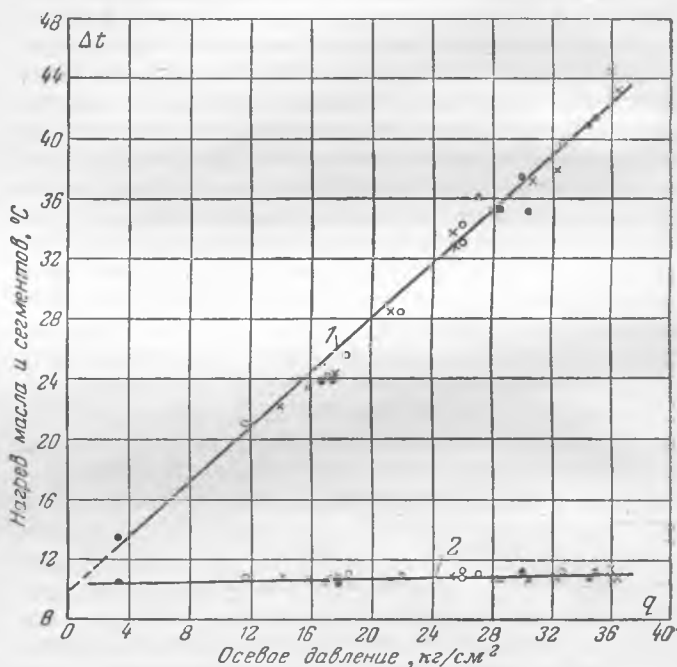


Рис. 1. Зависимости нагрева масла и сегментов в упорном подшипнике ротора высокого давления турбины ВК-50-ПП от осевого давления.

1 — нагрев сегментов; 2 — нагрев масла.

× — при нагружении; ○ — при разгрузке; ● — при установившемся режиме работы турбины.

сти распределения температур по ним достигал порядка  $60^{\circ}\text{C}$ , т. е. в 5 с лишним раз больше нагрева масла в подшипнике.

Согласно данным, полученным в последнее время при испытании смазочных масел в Лаборатории износостойкости Института машиноведения АН СССР, с ростом температуры масла снижается не только вязкость, но и способность граничного слоя его выдерживать нагрузку<sup>3</sup>. Так, например, критическая температура граничного слоя для турбинного масла, при которой

<sup>1</sup> Исследования проводились Лабораторией турбоагрегатов ВТИ под общим руководством проф. Я. М. Рубинштейна.

<sup>2</sup> Как показали проведенные подсчеты, величина коэффициента теплоотдачи от масла к стенке в смазочном слое упорного подшипника настолько высока — порядка нескольких тысяч  $\text{ккал/м}^2 \cdot \text{час} \cdot ^{\circ}\text{C}$ , что температуру масла в слое смазки можно принимать приблизительно равной температуре баббита.

<sup>3</sup> М. М. Хрущов и Р. М. Матвеевский, Но́гий вид испытания смазочных масел, «Вестник машиностроения», 1954, № 1.

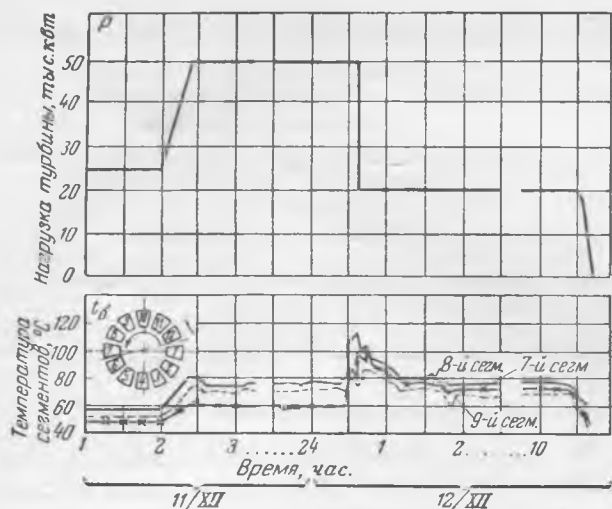


Рис. 2. Выкопировка из ленты регистратора температуры сегментов, снятой при подплавлении упорного подшипника.

наступает разрушение этого слоя, составляет около  $120^{\circ}\text{C}$  (эта цифра получена при исследовании свойств масла в сочетании со сталью).

С другой стороны, толщина слоя смазки в наименьшем сечении его, для подшипников одной и той же конструкции, работающих при равных числах оборотов, как известно, должна изменяться приблизительно пропорционально корню квадратному из отношения коэффициента вязкости к нагреву масла в слое, т. е. с ростом нагрева толщина смазочного слоя заметно убывает. Это приводит к снижению надежности работы подшипника <sup>4</sup>.

В этой связи приобретает весьма важное значение температура масла в слое смазки упорного подшипника. В ряде случаев эта температура на выходной кромке отдельных наиболее греющихся сегментов достигала  $100\text{--}105^{\circ}\text{C}$ , в то время как температура масла на выходе из подшипника не превышала  $50^{\circ}\text{C}$ . В эксплуатации турбин удалось также зарегистрировать температуру смазочного слоя при подплавлении упорного подшипника.

На рис. 2 показана запись ленты потенциометра, регистрировавшего температуру сегментов. При нормальной работе турбины температура сегментов внезапно возросла с  $80$  до  $115^{\circ}\text{C}$ , хотя повышение температуры масла на выходе из подшипника не было замечено. Нагрузка турбины немедленно была снижена с  $50$  до  $20$  тыс. кВт. Благодаря этому температура сегментов снизилась, однако установилась уже не на уровне, соответствующем сниженной нагрузке, а на более высоком. Температура одного из сегментов (восьмого) стала выше температуры другого (девятого). Это отчетливо указало на повреждение подшипника. Осмотр его, произведенный через  $10$  час. работы турбины со сниженной нагрузкой, подтвердил наличие подплавления баббита; кроме того, на седьмом сегменте часть баббита оказалась сколотой.

Таким образом, при определении температурного режима упорного подшипника для того или

иного режима работы турбины недостаточно ограничиваться лишь подсчетом общего нагрева масла в нем, как это обычно делается в заводской практике, а прежде всего необходимо выяснить величину нагрева масла в слое смазки. Именно эта величина характеризует надежность работы подшипника, тогда как общий нагрев масла определяет лишь суммарные потери мощности на трение в подшипнике.

В самом деле, при неизменных свойствах и постоянном расходе поступающего в упорный подшипник масла общий нагрев его обуславливается тремя факторами: трением вращающегося диска о масло, передачей тепла по валу турбины и трением в слое смазки. Только последний из этих факторов зависит от осевого давления, величина которого в основном и определяет надежность работы подшипника.

То обстоятельство, что общий нагрев масла при изменении осевого давления, как это видно на рис. 1, изменяется слабо и в упорных подшипниках современных турбин (с большими окружными скоростями упорных дисков) достигает приблизительно своей номинальной величины уже при холостом ходе турбины, указывает на преобладание количества тепла, возникающего вследствие потерь мощности на вращение диска в масле и поступающего к подшипнику по валу, над количеством тепла, обуславливаемого потерями мощности на трение в слое смазки.

Проток масла через клиновидный слой смазки, как известно, значительно меньше полного расхода масла на подшипник. Поэтому даже высокий нагрев его не может привести к заметному росту температуры масла на выходе из подшипника.

Рассмотрим вкратце, от каких же факторов зависит нагрев масла в смазочном слое подшипника. Если пренебречь утечками тепла через стенки трущихся деталей, то при жидкостном трении повышение температуры масла в слое смазки  $\Delta t$  должно быть пропорционально потере мощности на трение  $P_{mp}$  и обратно пропорционально расходу масла через поперечное сечение слоя  $W$

$$\Delta t = K \frac{P_{mp}}{W}. \quad (1)$$

Для простейшего (идеального) случая жидкостного трения двух пластин бесконечно большой ширины, из которых одна движется с некоторой скоростью  $u_0$  относительно другой, установленной под небольшим углом к первой, согласно гидродинамической теории смазки потеря мощности на трение выражается формулой

$$P_{mp} = A \sqrt{\mu_{вых} L q u_0^3}, \quad (2)$$

а объемный расход масла при тех же обозначениях

$$W = B \sqrt{\frac{\mu_{вых} L u_0^3}{q}}, \quad (3)$$

где  $\mu_{вых}$  — коэффициент вязкости масла в выходном сечении клиновидного слоя смазки;

<sup>4</sup> М. И. Яновский, Конструирование и расчет на прочность деталей паровых турбин, Издательство АН СССР, 1947.

$L$  — длина неподвижной пластины;

$q$  — удельное давление;

$A$  и  $B$  — коэффициенты, зависящие от формы масляного клина, т. е. от отношения толщин слоя смазки на входе и выходе  $\frac{h_{ax}}{h_{вых}}$  и от отношения коэффициентов вязкости масла во входном и выходном сечениях рассматриваемого слоя  $\frac{\mu_{ax}}{\mu_{вых}}$ .

Из формул (1), (2) и (3) следует, что

$$\Delta t = K \frac{A}{B} q. \quad (4)$$

Строго говоря, величина  $K$  не сохраняется постоянной при изменении  $\Delta t$ .

При отсутствии утечек тепла

$$P_{mp} = EW\gamma C\Delta t,$$

соответственно, из (1)

$$K = \frac{W\Delta t}{P_{mp}} = \frac{1}{E\gamma C},$$

где  $E$  — механический эквивалент тепла;

$\gamma$  и  $C$  — удельный вес и теплоемкость масла.

Поскольку  $\gamma$  и  $C$  при сравнительно небольших изменениях температуры изменяются мало, величину  $K$  все же практически можно принять постоянной.

Подставляя теперь выражение для  $K$  в формулу (4), находим окончательную зависимость между нагревом масла в слое смазки и удельным давлением

$$\Delta t = \frac{A}{B} \cdot \frac{1}{E\gamma C} q. \quad (5)$$

Таким образом, хотя потеря мощности  $P_{mp}$  и расход масла  $W$  не являются линейными функциями удельного давления, обусловливаемый ими нагрев масла в смазочном слое оказывается приблизительно пропорциональным осевому давлению и теоретически не зависит от скорости движения трущейся поверхности.

При первом рассмотрении формулы (5) этот вывод может показаться необоснованным. В самом деле, значения коэффициентов  $A$  и  $B$ , как зависящих от отношений  $\frac{h_{ax}}{h_{вых}}$  и  $\frac{\mu_{ax}}{\mu_{вых}}$ , должны изменяться при изменении величины  $\Delta t$ . Если в случае самоустанавливающейся пластины величину  $\frac{h_{ax}}{h_{вых}}$  можно принять постоянной, как это следует из той же гидродинамической теории, то величина отношения  $\frac{\mu_{ax}}{\mu_{вых}}$  во всех случаях зависит от вязкостно-температурной характеристики масла и по мере увеличения нагрева его в слое смазки возрастает.

Произведенные подсчеты все же показывают, что, несмотря на изменение величины  $\frac{\mu_{ax}}{\mu_{вых}}$  в пределах от 1 до 5, безразмерное отно-

шение коэффициентов  $\frac{A}{B}$  при постоянном отношении толщин  $\frac{h_{ax}}{h_{вых}}$  почти сохраняется постоянным и при  $\frac{h_{ax}}{h_{вых}} = 2$  составляет около 7.

Однако с уменьшением величины  $\frac{h_{ax}}{h_{вых}}$  величина отношения  $\frac{A}{B}$  по тем же расчетам существенно возрастает. Так, например, при  $\frac{h_{ax}}{h_{вых}} = 1,4$  величина  $\frac{A}{B}$  уже достигает 13\*.

В реальном упорном подшипнике с самоустанавливающимися сегментами величина отношения толщин  $\frac{h_{ax}}{h_{вых}}$  будет зависеть от конструктивного выполнения сегментов, в частности, от принятого положения ребра качания на них. Наименьшая величина повышения температуры масла, проходящего между двумя трущимися поверхностями, при прочих равных условиях будет достигнута в том случае, когда величина отношения потери мощности на трение к расходу масла в слое будет минимальной. Между тем потеря мощности и расход масла в слое (при тех же условиях) зависят от толщины смазочного слоя.

Максимальная толщина слоя, как это следует из гидродинамической теории смазки, будет иметь место лишь при определенной величине отношения толщин его на входе и выходе.

Согласно расчетам, произведенным рядом авторов, величина этого отношения должна равняться примерно 2\*\*, чему соответствует только одно, вполне определенное расположение ребра качания на упорной подушке.

По мере удаления ребра от выходной кромки сегмента сверх оптимального расстояния не только уменьшается толщина смазочного слоя в выходном сечении, но и увеличивается потеря мощности на трение. Вследствие уменьшения толщины сокращается расход масла, проходящего между трущимися поверхностями, что приводит даже при сохранении потери мощности, как это следует из формулы (1), к повышению нагрева. Так как при этом возрастает и потеря мощности, то нагрев масла увеличивается еще более.

Если, например, в одном случае ребро будет расположено на сегменте так, что величина отношения толщин слоя смазки  $\frac{h_{ax}}{h_{вых}}$  в работе установится равной 2, а в другом это ребро будет приближено к оси сегмента настолько, что эта величина уменьшится до 1,4, то при одном и том же удельном давлении нагрев масла в слое смазки в последнем случае может оказаться примерно

\* R. O. Boswall, The Theory of Film Lubrication, 1928.

\*\* В некоторых иностранных литературных источниках доказывается, что эта величина должна быть несколько большей.

вдвое большим, чем в первом. Общий же нагрев масла в подшипнике при этом изменится очень мало — лишь за счет увеличения потери мощности на трение в слое, поскольку расход масла на подшипник в целом сохранится прежним.

По данным расчетов, оптимальное расстояние от выходной кромки упорной подушки до ребра качания, при котором (расстоянии) отношение толщин слоя смазки у входа и выхода равно 2, составляет около 40% от длины подушки.

Расчет показывает, что при одном и том же удельном давлении  $24 \text{ кг/см}^2$ , в идеальном случае пластины бесконечно большой ширины, изменение расстояния между ребром качания и выходной кромкой с 0,465 до 0,536 от длины пластины должно привести к увеличению нагрева масла в слое с  $13^\circ$  до  $40^\circ \text{C}$ , т. е. в 3 с лишним раза. Потеря мощности на трение при этом увеличивается в 1,5 раза. Толщина слоя смазки в выходном сечении уменьшается примерно в 2 раза, соответственно и расход масла в слое сокращается также приблизительно в 2 раза.

В практике наладки работы упорного подшипника, производившейся на упомянутой ранее турбине при помощи измерения температуры сегментов, за счет уменьшения расстояния между ребром качания и выходной кромкой с 34 до 30 мм, при ширине сегмента 73 мм, измеренной по дуге среднего радиуса, нам удалось снизить температуру сегментов в среднем с  $75$  до  $60^\circ \text{C}$  при одной и той же температуре масла на входе в подшипник  $35^\circ \text{C}$ , хотя температура масла на выходе из него при этом практически не изменилась и составляла  $42^\circ \text{C}$ .

Численное выражение зависимости нагрева масла в слое от удельного давления для идеального случая при самых благоприятных условиях, т. е. при бесконечно большой ширине пластины и при  $\frac{h_{ax}}{h_{bx}} = 2$ , может быть найдено по формуле (5). Если принять

$$\frac{A}{B} = 7, \gamma = 0,83 \text{ г/см}^3, C = 0,45 \text{ ккал/кг}^\circ \text{C и}$$

$$E = 427 \text{ кгм/ккал,}$$

$$\text{то } \Delta t \approx 0,41 \text{ г.}$$

В реальном же упорном подшипнике вследствие боковых утечек масла по краям сегментов и искаженной формы масляного клина, нагрев масла в смазочном слое будет выше и, как показывают опыты, проведенные на трех турбинах, имеющих сходные конструкции подшипника, изменение осевого давления на  $1 \text{ кг/см}^2$  приводит

к изменению температуры не на  $0,41^\circ$ , а в среднем на  $1^\circ \text{C}$ . Под нагревом масла в слое при этом понимается разность между температурой сегментов при рассматриваемом режиме работы турбины и температурой их при номинальной скорости вращения ротора и отсутствии осевого давления, благодаря чему исключается нагрев, обусловливаемый дисковым трением и отчасти связанный с передачей тепла по валу.

Таким образом, проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. Нагрев масла в смазочном слое может быть равным нагреву всего масла, проходящего через упорный подшипник, только при отсутствии осевого давления. С ростом же последнего нагрев масла в слое заметно увеличивается, тогда как нагрев всего масла в подшипнике возрастает на несоизмеримо меньшую величину, которую в некоторых случаях трудно измерить эксплуатационным термометром, применяемым для контроля температуры масла, сливающегося из подшипника.

2. Поскольку нагрев масла в смазочном слое при встречающихся режимах работы турбины обычно намного превышает общий нагрев его в подшипнике, становится важным при расчете упорного подшипника учитывать влияние переменной вязкости масла, так как последняя может изменяться в пределах, соответствующих изменению температуры не на  $5\text{--}10^\circ \text{C}$ , как это принимается в расчетах, а на  $30\text{--}60^\circ \text{C}$ , как показали опыты, проведенные с достаточно большим числом подшипников.

3. Нагрев сегментов упорного подшипника является приблизительно однозначной функцией осевого давления в турбине. Это позволяет производить исследование влияния различных факторов (как, например, температуры пара, расхода его, заноса проточной части турбины солями и др.) на величину осевого давления путем измерения температуры сегментов.

4. Показателем эксплуатационной надежности работы упорного подшипника следует считать не общий нагрев масла в нем, а нагрев масла в смазочном слое, т. е. нагрев сегментов. Последний дает возможность также судить и о состоянии проточной части турбины, в частности, о состоянии диафрагменных уплотнений, поскольку от величины зазоров в них, как известно, существенно зависит осевое давление, а следовательно, и нагрев сегментов.

5. Во всех тех случаях, когда надежность работы упорного подшипника вызывает сомнение, надо контролировать ее по нагреву сегментов.

□ □ □



# Негорючие заменители трансформаторного масла для автоматических регуляторов

Инж. В. А. Бекенштейн, доктор техн. наук А. П. Мамет, инж. А. И. Хаймович

В качестве рабочей жидкости для гидравлических регуляторов со струйными трубками применяется трансформаторное масло. Вследствие низкой температуры вспышки масла имелись случаи возникновения пожаров, в связи с чем возникла необходимость подыскания негорючих заменителей масла.

Рабочая жидкость для струйных регуляторов должна обладать достаточной смазывающей способностью, не вызывать коррозии деталей авторегулятора и не иметь токсических свойств.

Центроэнергометаллургпромом были испробованы следующие заменители масла:

1. Смесь глицерина с водой в равных объемах. Этот заменитель оказался непригодным, так как вызывал коррозию металла струйной трубки и маслобака.

2. Смесь совола с трихлорбензолом дала положительные результаты. Однако перспективы применения этой смеси ограничены высокой стоимостью (порядка 10 тыс. руб./т), а также токсичностью жидкости.

3. Смесь 60% этиленгликоля и 40% воды с присадкой декстрина (1 г/л) и динатрийфосфата (3 г/л) в качестве замедлителей коррозии. Эта смесь вызвала поверхностное ржавление деталей шестеренчатого насоса и сервомотора; в остальных отношениях авторегулятор работал на ней нормально.

Стоимость смеси примерно равна стоимости трансформаторного масла. Таким образом, эта смесь оказалась наиболее перспективной для практического применения. Коррозионное дей-

ствие жидкости было предложено устранить более активными замедлителями (нитрит натрия, тринатрийфосфат, едкий натр).

Смесь с новыми замедлителями была подвергнута лабораторным и стендовым испытаниям. Во время лабораторных испытаний было проверено отсутствие корродирующего действия смесей этиленгликоля с водой на сталь, латунь и алюминий; измерена вязкость смеси; проверена неспособность жидкости гореть и взрываться.

При стендовых испытаниях сравнивались основные показатели работы авторегулятора на трансформаторном масле и заменителе; определялся износ шестерни маслонасоса, поршня и цилиндра сервомотора; проверялось отсутствие коррозионного действия жидкости на детали регулятора.

Перед испытанием смесь кипятилась в течение 20 мин. для коагуляции окислов железа, содержащихся в этиленгликоле. После 12—14-часового отстаивания осветленный раствор сливался.

Кинематическая вязкость жидкости определялась по ГОСТ 33-46.

Для проверки корродирующего действия в колбы емкостью 250 мл, заполненные жидкостью, опускались обезжиренные шлифованные стальные, латунные и алюминиевые пластинки с отверстием для подвешивания. Сосуды с пластинками ставились в термостат, где их выдерживали при температуре 75—80°С. Длительность каждого опыта составляла 5 суток, причем сосуды выдерживались при заданной температуре в течение 8 час. ежедневно, а в течение остальных 16 час. происходило остывание жидкости. Степень коррозии определялась по состоянию поверхности пластинок, а также взвешиванием их до и после опыта.

Для определения негорючести наливали 1 000 мл смеси в открытый стальной цилиндр и нагревали до кипения, после чего на поверхность жидкости направляли пламя газовой горелки.

Для проверки взрывобезопасности навеску смеси помещали в калориметрическую бомбу, заполненную кислородом при давлении 25 ат, и производили зажигание способом, применяемым при определении теплотворной способности жидкого топлива. Показателями взрывобезопасности жидкости служили отсутствие повышения температуры и постоянство веса пробы.

Испытания продолжались более 6 мес. Для проведения их применялся стенд (рис. 1), состоя-

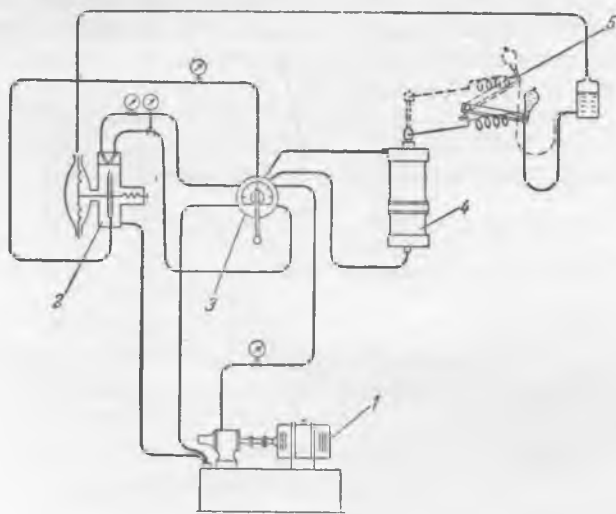


Рис. 1.

щий из маслонасосной установки 1, струйного регулятора 2, крана дистанционного управления 3, сервомотора 4 и автоматически действующего переключающего устройства 5. Предусматривалась возможность длительной непрерывной работы сервомотора регулятора.

При испытаниях определялись:

- а) максимальное давление жидкости за шестеренчатым насосом;
- б) расход жидкости через струйную трубку при разном давлении;
- в) усилия, необходимые для перемещения струйной трубки;
- г) давление в сопловых каналах в зависимости от положения струйной трубки;
- д) нечувствительность струйной трубки;
- е) нечувствительность регулятора вместе с сервомотором;
- ж) потери давления в струйной трубке;
- з) время полного хода поршня сервомотора при крайних положениях струйной трубки.

Износ определялся путем измерения шестерни маслонасоса, поршня и цилиндра сервомотора в начале испытаний, через 3 мес. и в конце испытаний (через 6 мес.). Один раз в 2 мес. производились разборка и тщательный осмотр основного оборудования установки.

Вязкость смеси этиленгликоля с водой при различных температурах приведена в таблице:

Содержание этиленгликоля в смеси, %	Вязкость смеси ССТ при температуре		
	20°C	50°C	100°C
60	4,2	1,8	0,81
50	3,3	1,4	0,71
40	2,5	1,2	0,60

Испытание показало отсутствие ощутимой коррозии у образцов металлов, подвергнутых действию смесей этиленгликоля и воды с добавкой нитрита натрия (0,1—0,5 г/л), тринатрийфосфата (0,2—0,5 г/л) и едкого натрия (0,05—0,10 г/л). Усиленное перемешивание и просасывание через жидкость воздуха не увеличило коррозии образцов.

На основании результатов лабораторных испытаний в опытную систему авторегулирования была залита смесь с содержанием 60% этиленгликоля и 40% воды. Для предотвращения коррозии в смесь было добавлено: нитрита натрия 0,5 г/л; тринатрийфосфата 0,5 г/л; едкого натра 0,05 г/л. Удельный вес жидкости составил 1,07 кг/л.

Жидкость оказалась негорючей и взрывобезопасной. Стендовые испытания подтвердили отсутствие коррозии металла: ни на одной детали регулятора за 6 мес. испытания не было обнаружено следов коррозии.

Во время испытаний в бак насосной установки на 3 мес. были опущены стальные пластинки и стружка. После извлечения пластинок и стружки из жидкости оказалось, что вес их остался прежним, а состояние поверхности не изменилось. Следов ржавления стенки маслобака не было обнаружено даже на границе между жидкостью и воздухом.

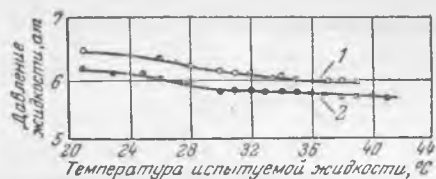


Рис. 2.

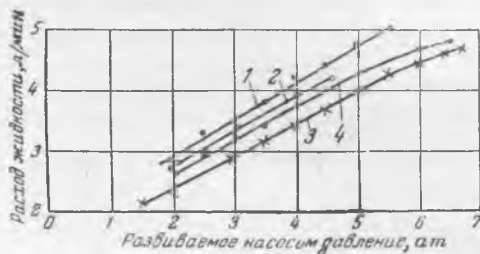


Рис. 3.

На рис. 2 приведены результаты определения развиваемого насосом давления. Кривая 1 соответствует работе на масле, а кривая 2 — на заменителе. При работе на масле давление выше, чем при работе на негорючей жидкости, на 0,2—0,3 ат. Характер изменения давления при повышении температуры одинаков для обеих жидкостей.

На рис. 3 приведены результаты измерения расхода жидкости через струйную трубку. Кривая 1 соответствует работе на негорючей жидкости с удельным весом 1,07 кг/л при максимальном уровне жидкости в баке; кривая 2 — работе на трансформаторном масле с удельным весом 0,87 кг/л. Кривая 4 получена при работе на негорючей жидкости с удельным весом 1,095 кг/л, залитой в бак до максимального уровня, а кривая 3 — при работе на жидкости с удельным весом 1,095 кг/л и при низшем уровне жидкости в баке.

Как видно из рис. 3, расход жидкости зависит от удельного веса и от высоты ее уровня в баке. При одинаковом уровне в баке расход негорючей жидкости практически не отличается от расхода масла.

Усилие, необходимое для перемещения струйной трубки при работе на трансформаторном масле, оказалось равным 4,0 г, а при работе на негорючей жидкости — 2,65 г.

На рис. 4 приведены результаты определения давления в сопловых отверстиях в зависимости от положения струйной трубки. Кривые 1 и 1а получены при работе на трансформаторном масле при давлении на входе 4,7 ат; кривые 2 и 2а — при работе установки на негорючей жидкости и том же давлении на входе; кривые 3 и 3а — при работе регулятора на негорючей жидкости с повышенным до 6,4 ат давлением на входе. Из графика видно, что при равных давлениях на входе давление в сопловых каналах при работе на негорючей жидкости на 0,5 ат выше, чем при работе на масле.

Зона нечувствительности струйной трубки при работе на масле и на негорючей жидкости находилась в допустимых пределах. Зона нечувствительности регулятора вместе с сервомотором во всех случаях не превосходит 2,5%, т. е. лежит

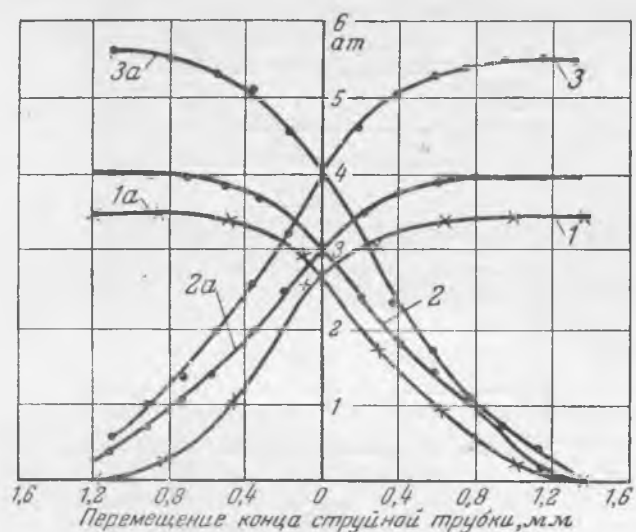


Рис. 4.

в пределах допуска по техническим условиям заводов-изготовителей.

Время хода сервомотора при крайних положениях трубки и при давлении 4,7 ат составляло: для трансформаторного масла при ходе поршня вверх 46,4 сек., а при ходе поршня вниз — 40,8 сек.; для негорючей жидкости соответственно 33,0 и 32,3 сек.

Измерения показали, что износ деталей установки не превышает величин, обычно имеющих место на практике. Незначительный износ деталей не повлиял на работу маслососа и сервомотора.

Сальниковые уплотнения сервомотора имели следующий состав: асбестовое волокно — 20,14%, бензин — 28,27%, синтетический каучук — 9,9%, тальк — 23,32%, графит — 8,83%, каолин — 8,48%, сера — 1,06%. Действие жидкости вызвало появление на штоке сервомотора темного налета, легко стираемого тряпкой. Через сальник появилась течь жидкости, которую нельзя было ликвидировать подтяжкой грундбуксы. При работе на трансформаторном масле течь через сальники отсутствовала.

Опыты показали, что материал сальникового

уплотнения должен быть заменен более устойчивым.

Во время испытаний было обнаружено разделение жидкостью свинцовой прокладки под сопловой головкой, а также пропуск жидкости через зазор между корпусом и втулкой, по которой в струйную трубку подается жидкость. Причиной образования зазора послужило наличие гальванопары между чугунным корпусом и стальной втулкой. Величина тока в начале работы составляла 200 мка, а в дальнейшем уменьшалась и стабилизировалась на величине 80 мка.

При испытаниях на трансформаторном масле гальванопара отсутствовала. После замены прокладки и установки корпуса с плотно прилегающей к нему втулкой давление в сопловых отверстиях было полностью восстановлено.

Таким образом, свинцовые прокладки должны быть заменены прокладками из материала, устойчивого против действия щелочи, например паранита или клингерита.

Для предотвращения образования гальванопары втулку и корпус следует изготавливать из одинакового материала.

Наблюдения показали, что в ходе эксплуатации часть воды из смеси, заменяющей масло, испаряется. За 6 мес. работы содержание этиленгликоля в жидкости повысилось до 80%, но на работе авторегулятора это практически не отразилось.

При работе на смеси, заменяющей масло, рекомендуется 1 раз в месяц отбирать пробу жидкости для определения количества испарившейся воды. По результатам анализа следует доливать конденсат в бак с жидкостью.

Ценным качеством смеси этиленгликоля с водой является низкая температура застывания ( $-50^{\circ}\text{C}$ ), не препятствующая работе авторегуляторов на металлургических печах в зимнее время. Противокоррозионные свойства жидкости позволяют применять стальные трубки вместо медных.

Таким образом, смесь этиленгликоля с водой и противокоррозионными присадками вполне пригодна для замены трансформаторного масла в системах струйного авторегулирования.

□ □ □

**Трудящиеся Советского Союза! Добивайтесь новых успехов в социалистическом соревновании за досрочное выполнение пятого пятилетнего плана! Развернем всенародное движение за высокую производительность труда — основу дальнейшего подъема народного хозяйства и повышения благосостояния советского народа!**

(Из Призывов ЦК КПСС к 37-й годовщине Великой Октябрьской социалистической революции).

# Блочный котел производительностью 90 т/час

Инж. В. Ф. Бржозовский, инж. Л. А. Гудкевич, инж. А. О. Рогалин,  
инж. К. М. Слоущер и инж. П. М. Фролов

Сложившаяся десятилетиями практика поставки энергетического оборудования и в особенности котельных агрегатов заводами-изготовителями стала тормозом к дальнейшему развитию и усовершенствованию промышленных методов их монтажа. В настоящее время на заводах отсутствует сборка котлов, поэтому на монтажных площадках фактически производится доизготовление котлов подгонка деталей и сборка их в укрупненные блоки.

Котлы поставляются заводами в виде разрозненных деталей — «россыпью». Для котла производительностью 230 т/час количество отправочных деталей составляет около 25 тыс. В полузаконченном виде заводом отправляются лишь барабаны и воздухоподогреватели, что составляет около 25% общего веса котла. Остальные же 75% поставляются в виде отдельных труб, коллекторов, змеевиков, деталей металлоконструкций и т. п.

Сборка деталей котла в укрупненные блоки в условиях монтажной площадки, помимо удлинения сроков работ, требует привлечения дополнительного количества рабочих и сооружения временных мастерских.

Анализ фактических трудозатрат показывает, что на заводах расходуется только 40—45% от общего количества трудозатрат на изготовление и монтаж котлов, а на монтажной площадке — 55—60%; например, изготовление котла производительностью 230 т/час на заводе длится около 2 мес., подгонка же деталей и сборка их в блоки на монтажной площадке — около 3 мес., а собственно монтаж — более 4 мес. Сроки сборки блоков и монтажа этого котла из-за некомплектности или некачественности поставки отдельных элементов оборудования нередко еще больше растягиваются.

Широко применяемый на площадках блочный метод монтажа не может существенно улучшить положение по следующим причинам:

1. Изготавливаемые в настоящее время конструкции паровых котлов не учитывают требований сборки их в блоки; поэтому лишь сравнительно небольшое количество узлов поддается предварительной сборке; соединение между собой блоков требует больших доводочных работ.

2. Сборка блоков на монтажных площадках требует значительных трудозатрат, которые не могут быть существенно сокращены при выполнении сборочных работ в условиях этих площадок.

Радикальным выходом из положения является переход на изготовление и поставку паровых котлов в виде крупных узлов-блоков, целиком закон-

ченных изготовлением на заводах и укомплектованных всем необходимым для нормальной работы котла.

Такое решение вопроса позволяет не только кардинально улучшить условия монтажа котлоагрегатов на площадках, значительно удешевить и ускорить проведение монтажных работ, но, что особенно важно, обеспечивает переход от изготовления и поставки паровых котлов отдельными деталями к настоящему заводскому изготовлению этого важнейшего оборудования, т. е. по существу обеспечивает перевод котлостроения на новый технический уровень.

В 1953 г. Министерством электростанций за-проектирован, изготовлен, смонтирован и пущен в эксплуатацию блочный котел высокого давления, чем доказана техническая возможность рационального членения существующих типовых котлов на отдельные блоки, при сохранении неизменными профиля котла, веса и теплотехнических показателей. Выявлена также возможность транспортировки по железным дорогам полностью укомплектованных блоков котла.

## Конструкция блочного котла

При выполнении проекта котла (рис. 1) было предусмотрено максимальное использование конструкции серийного котла Барнаульского котельного завода типа 75-39-Ф в целях использования новой конструкции при проектировании серийных котлов стандартных параметров. Котел — однобарабанный, вертикально-водотрубный с фестонированным конвективным пучком паропроизводительностью 90 т/час, рабочее давление 70 ат, температура перегрева пара 485°С. Он рассчитан на сжигание фрезерного торфа влажностью до 55%.

В разработку конструкции блочного котла<sup>1</sup> были положены следующие принципы:

1. Конструкция предусматривает максимальный перенос работ с монтажной площадки в заводские условия.

2. Весь котлоагрегат секционирован по принципу расположения теплообменников на отдельные блоки, которые поставляются заводом-изготовителем в полностью законченном виде.

В комплект блока входит теплообменная (трубная) часть, каркас блока, обшивка, элемен-

<sup>1</sup> Конструкция рассматриваемого блочного котла разработана ленинградским филиалом Конструкторского бюро Главпромэнергомонтажа при активном участии ряда работников московского Конструкторского бюро (автор конструкции К. М. Слоущер, соавторы А. О. Рогалин и Л. А. Самозванова).

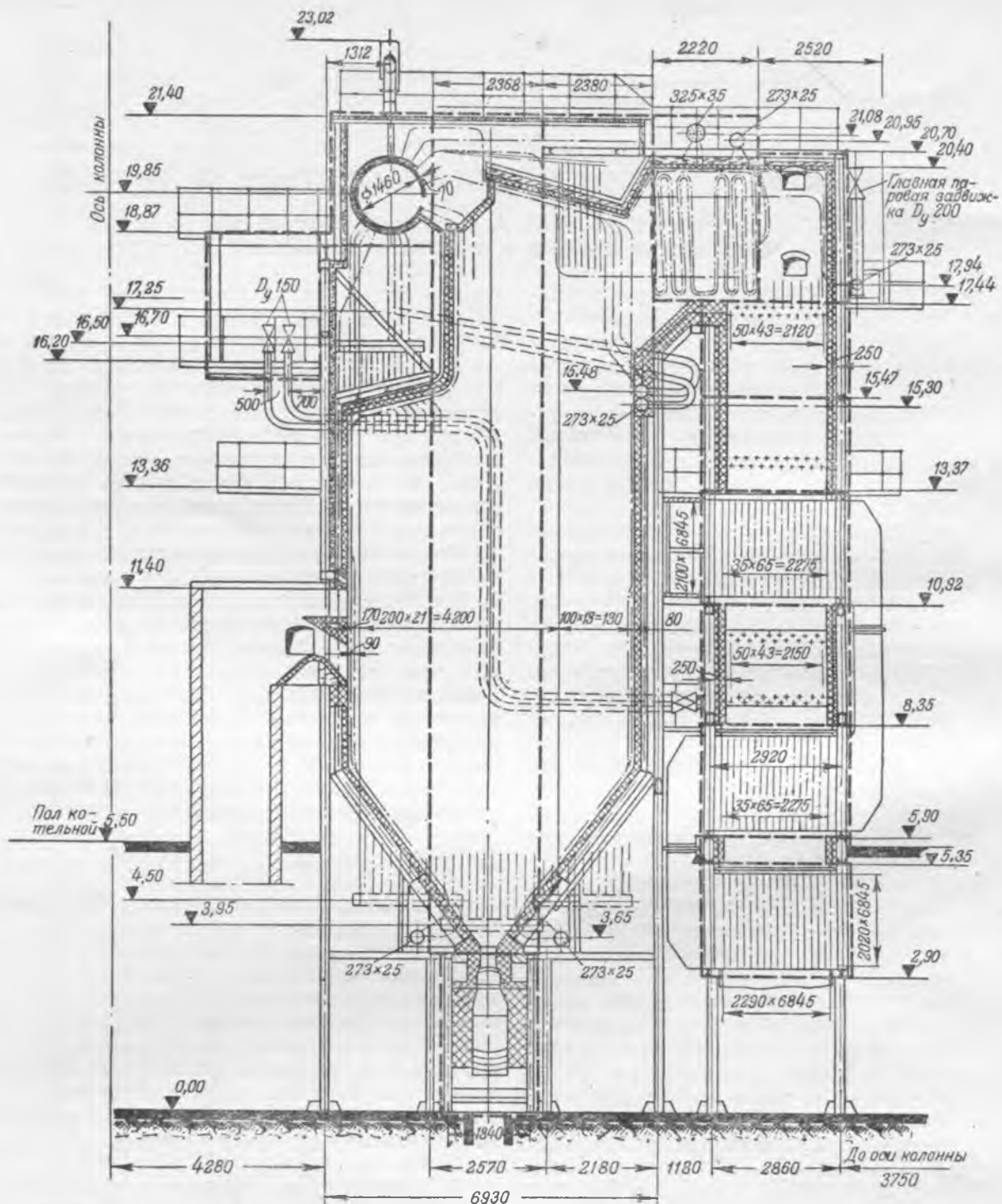


Рис. 1. Общий вид блочного котла паропроизводительностью 90 т/час с обозначением границ блоков.

ты трубопровода в пределах котла, необходимая арматура, гарнитура и прочие детали.

3. Все блоки выполнены транспортабельными и перевозятся по железной дороге. Габариты каждого блока вписываются в габарит наших железных дорог.

4. Все блоки выполнены достаточно жесткими для горизонтальных и вертикальных перемещений и устойчивыми при монтаже.

5. Каждый блок состоит из ряда законченных узлов, преимущественно плоскостных, которые могут изготавливаться в различных цехах. Все плоскостные узлы собираются затем в пространственную конструкцию блока. Отдельные элементы и

узлы соединяются между собой простейшим способом.

6. Компоновка водоопускных труб обеспечивает включение последних в состав блока и предусматривает минимальное число сварных стыков этих труб.

7. Для сокращения длительности монтажа обмуровка должна быть запроектирована из армированных шамотобетонных плит, которые заводятся в блоки до их подъема.

8. Блоки котла должны подвергаться на заводе-поставщике до отправки всем требуемым испытаниям, включая гидротест.

9. С целью уменьшения числа подъемов и



других монтажных работ (подгонка, сварка, уплотнение и пр.) количество блоков на котлоагрегат должно быть сведено к минимуму, а коэффициент блочности должен приближаться к единице.

10. Конструкция котла предусматривает ма-

Таблица 1

Наименование блоков и элементов котла	Вес в поставке, т	Доукрупнение на монтажной площадке		Временные металлоконструкции для транспортировки и монтажа, т	Вес в монтаже, т
		Металлическая часть, т	Обмуровка и изоляция, т		

Блочная часть

Портал конвективной шахты . . . . .	5,72	—	—	—	5,72
Воздухоподогреватель I ступени, нижний пакет . . . . .	27,29	—	—	0,10	27,39
Промежуточный патрубок . . . . .	1,57	—	3,62	—	5,19
Воздухоподогреватель I ступени, верхний пакет . . . . .	27,29	1,66	—	0,10	29,05
Водяной экономайзер I ступени . . . . .	21,25	—	9,65	0,10	31,00
Воздухоподогреватель II ступени . . . . .	27,29	2,81	—	0,10	30,20
Водяной экономайзер II ступени, нижний пакет . . . . .	19,16	—	11,74	0,10	31,00
Водяной экономайзер II ступени, верхний пакет . . . . .	15,44	1,38	9,90	0,10	26,82
Задний левый угловой топочный блок . . . . .	25,99	—	9,94	1,70	37,63
Левый средний топочный блок . . . . .	13,47	—	7,58	—	21,05
Передний левый угловой топочный блок . . . . .	25,17	—	11,50	1,40	38,07
Шлаковая шахта с сопловой коробкой . . . . .	14,51	—	21,92	—	36,43
Задний средний топочный блок . . . . .	10,26	—	4,43	0,09	14,78
Задний правый угловой топочный блок . . . . .	25,99	—	9,94	1,15	37,08
Соединительный щит между конвективной шахтой и топкой . . . . .	1,44	—	—	—	1,44
Газовая камера . . . . .	14,00	—	14,50	0,26	28,76
Блок пароперегревателя . . . . .	30,42	—	—	0,65	31,07
Передний средний топочный блок . . . . .	11,68	—	11,62	0,09	23,39
Передний правый угловой топочный блок . . . . .	25,17	—	11,50	1,25	37,92
Правый средний топочный блок . . . . .	12,79	—	7,58	0,10	20,47
Потолок топки (задняя часть) . . . . .	3,37	0,40	0,61	—	4,38
Арматурный блок . . . . .	15,0	—	—	0,05	15,05
Блок барабана . . . . .	40,20	—	2,00	0,10	42,30
Потолок топки (средняя часть) . . . . .	2,18	—	—	—	2,18
Блоки площадок и лестниц в пределах котла (6 шт.) . . . . .	12,63	—	—	—	12,63
Перепускные короба воздухоподогревателя (4 шт.) . . . . .	6,69	—	—	—	6,69
Трубопроводы в пределах котла (4 шт.) . . . . .	3,96	—	—	—	3,96
Плиты потолка топки . . . . .	—	—	7,60	—	7,60
Итого по блочной части . . . . .	439,93	6,25	155,63	7,44	609,25

Неблочная часть котла

Соединительные элементы поверхности нагрева (327 шт.) . . . . .	10,46	—	—	—	10,46
Соединительные элементы трубопроводов в пределах котла (47 шт.) . . . . .	1,22	—	—	—	1,22
Элементы площадок и лестниц (624 шт.) . . . . .	10,42	—	—	—	10,42
Короба воздухопроводов в пределах котла (8 шт.) . . . . .	3,08	—	—	—	3,08
Обмуровка и изоляция котла (неблочная часть) . . . . .	—	—	119,24	—	119,24
Итого по неблочной части . . . . .	25,18	—	119,24	—	144,42
Всего . . . . .	465,11	6,25	274,87	7,44	753,67
Вес металлической части, т . . . . .	471,36	—	—	—	—
Количество блоков . . . . .	39	—	17	—	38

ксимальную унификацию элементов, отдельных узлов и блоков котлоагрегата.

11. Весовые, теплотехнические и эксплуатационные характеристики блочного котла должны быть не ниже значения этих характеристик котлов неблочной конструкции.

12. Конструкция блочного котла обеспечивает при серийном производстве снижение суммарных трудозатрат на его изготовление и монтаж, а также сокращение цикла изготовления, монтажа и ввода в эксплуатацию паровых котлов.

Котел расчленен на 39 блоков, как показано в табл. 1.

Топочная камера составляется из восьми вертикальных блоков, включающих 12 самостоятельных циркуляционных контуров. Внизу топка ограничивается блоком сопловой коробки нижнего дутья, который устанавливается на блок шлаковой шахты.

Вся конвективная шахта образуется из девяти основных горизонтальных блоков, представляющих самостоятельные теплообменники: блока пароперегревателя с регулятором перегрева, блока газовой камеры, трех блоков водяного экономайзера, трех блоков воздухоподогревателя, блока портала с газовыми патрубками.

На фронте котла сверху монтируются блок барабана и блок арматуры.

Несущей конструкцией каждого блока является его каркас, который одновременно служит упаковочной оболочкой блока при транспортировке последнего, каркасом обшивки, каркасом для крепления трубной системы и обмуровочных шамотобетонных плит и изоляции; после совместной сборки блоков совокупность каркасов отдельных блоков образует несущую конструкцию всего котлоагрегата. Каркасы всех блоков собраны из плоских щитов.

Трубная система каждого блока поставляется в возможно полной комплектности: теплообменная часть, водоопускные трубы, коллекторы, трубопроводы в пределах котла и пр. С целью упрощения конструкции и уменьшения габаритов блоков коллекторы повсюду размещены внутри обмуровки. Соединение труб с коллекторами осуществлено при помощи сварки; большинство труб вваривается непосредственно в коллекторы (без ниппелей). Трубная система блоков, как правило, нигде не пересекается с элементами каркаса, вследствие чего каркас и трубная система могут быть полностью изготовлены раздельно и затем собраны вместе.

Каждый блок поставляется с приваренной обшивкой. При этом предусмотрена возможность выполнения обмуровочных работ на обшитом блоке. Обмуровка котла выполнена в основном из крупных обмуровочных блоков в виде плит из огнеупорного бетона и специальной изоляции из изоляционных матрасов.

Вес обмуровки новой конструкции меньше веса кирпичной кладки обычного типа, благодаря чему оказывается возможным осуществить подъем и монтаж блоков с предварительно выполненной обмуровкой, без опасений разрушения ее при этом или выпадания отдельных элементов обмуровки.

Обмуровочные плиты для топочной камеры заключены в металлические рамки (которые при-

крепятся к каркасам блоков) и укладываются между подъемными и опускными трубами экранов. Каждая обмуровочная плита для экранирования стен топки имеет слой армированного огнеупорного бетона толщиной около 80 мм и слой специальной огнестойкой изоляции толщиной около 60 мм. Ширина плиты — 1 м, длина — 1,8—2,3 м, вес одной плиты не превышает 600 кг.

Внешняя изоляция топочной камеры выполняется матрацами из минеральной ваты, которые закладываются между водоопускными трубами и обшивкой топки одновременно с закладкой обмуровочных плит, до подъема и монтажа блоков. Потолок топки выполняется из крупных бетонных блоков, укладываемых на подводящих трубах пароперегревателя, с изоляцией диатомом.

Конструкция обмуровочных плит для изоляции конвективных поверхностей нагрева (блоки пароперегревателя, газовой камеры, водяного экономайзера) в принципе аналогична конструкции обмуровочных плит топочных блоков. Эти плиты закладываются до подъема и монтажа блоков конвективной шахты.

В обмуровочных плитах в качестве огнеупорного бетона применен шамотобетон на глиноземистом цементе, в качестве изоляции — смесь диатомовой крошки с асбестом на связке из глиноземистого цемента. Суммарный вес обмуровки котла составляет около 275 т, в том числе вес блочной обмуровки 156 т. Ниже дается краткое описание характерных блоков.

Угловой топочный блок, передний. Трубная система блока состоит из двух панелей — боковой и фронтальной. Каждая панель состоит из подъемных и опускных труб, сваренных в коллекторы. Внизу трубы фронтального экрана образуют передний скат холодной воронки. К нижним коллекторам приварены дренажные трубы с запорными вентилями.

Каркас имеет четыре колонны, создающие блоку развитую опорную базу. Опорные башмаки колонн блока устанавливаются непосредственно на предварительно забетонированные металлические плиты и привариваются к ним после выверки.

Блок оборудован всей необходимой арматурой и гарнитурой. Аналогично выполнены и все другие топочные блоки.

Блок пароперегревателя (рис. 2). Каркас блока состоит из двух боковых щитов



Рис. 2. Блок перегревателя.

с встроенной в них гарнитурой и щита потолочного перекрытия. Змеевики перегревателя при помощи системы подвесок крепятся к щиту потолочного перекрытия. На потолочном щите смонтированы регулятор перегрева пара в полностью собранном виде, включая арматуру, водоподводящие и отводящие трубы и промежуточный коллектор перегревателя. По этому принципу выполнены все блоки конвективной шахты.

Блок барабана (рис. 3). Блок поставляется в металлическом каркасе, основанием которого является несущая рама. На роликовых опорах рамы уложен барабан, оборудованный всеми внутрибарабанными устройствами (сепарация, ступенчатое испарение, фосфатирование



а)



б)

Рис. 3. Блок барабана.

а — вид со стороны топки; б — вид со стороны водомерных колонок.

и пр.). В барабан ввальцованы штуцеры для подсоединения водоопускных и подъемных труб экранов, а также питательных и паровыводящих труб.

На наружной стороне каркаса размещена вся необходимая арматура — водоуказательные приборы, клапаны для непрерывной и периодической продувки, управление для отбора проб и предохранительные клапаны.

Блок барабана проходит гидравлическое испытание на заводе, после чего пломбируется. Концы штуцеров закрываются крышками, штампованными из жести.

Блок арматуры (рис. 4). Каркас блока состоит из двух площадок, соединенных стойками. Между нижней и верхней площадками разме-

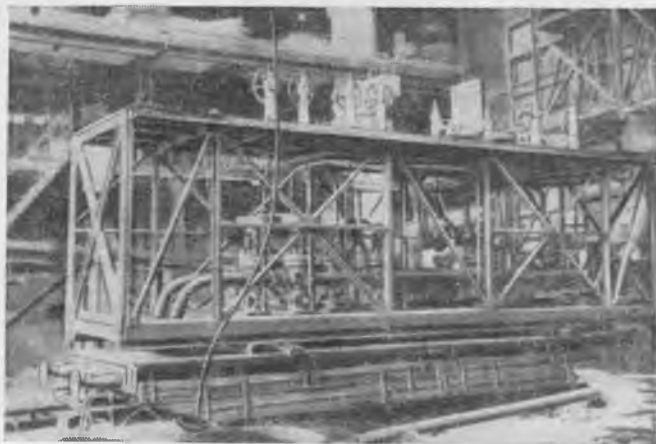


Рис. 4. Блок арматуры перед монтажем.

щается вся питательная арматура, арматура питания регулятора перегрева пара, вентили аварийной питательной линии и пр.

Ниже дается сопоставление основных теплотехнических и аэродинамических характеристик блочного котла с этими характеристиками серийного котла типа 75-39-Ф, поставляемого нашими котлостроительными заводами:

Блочный котел      Котел 75-39-Ф

Паропроизводительность	90 т/час	75 т/час
Давление в барабане	71 атм	44 атм
Температура перегрева пара	485° С	450° С
Топливо	Фрезторф	
Коэффициент полезного действия котлоагрегата	85%	85%
Средние скорости газов:		
в газоходе экономайзера	11,3 м/сек	12,0 м/сек
в газоходе воздухоподогревателя	15,9 м/сек	15,0 м/сек
Средняя скорость воздуха в воздухоподогревателе	6,9 м/сек	7,0 м/сек
Избыток воздуха за конвективной шахтой	1,5*	1,8÷2,0
Температура уходящих газов	186° С*	180° С
Газовое сопротивление котла	154 мм вод. ст.	150 мм вод. ст.
Воздушное сопротивление котла	150 мм вод. ст.	150 мм вод. ст.

Из этих данных видно, что теплотехнические и аэродинамические характеристики первого блочного котла не уступают этим характеристикам серийных котлов последних конструкций.

В табл. 2 дается сопоставление технологических и весовых характеристик блочного котла с такими же показателями серийных неблочных котлов.

Практическое совпадение значений поставочного и монтажного коэффициентов блочности говорит о законченности блоков заводской поставки, в связи с чем площадка освобождается от производства работ по доизготовлению и сборке отдельных элементов в блоки.

\* По данным эксплуатации фактически избытки воздуха составляют  $1,3\div 1,35$ ,  $T_{yx} = 175\div 180^\circ \text{С}$ .

Таблица 2

Наименование	Блочный котел	Котел 75-39-Ф	Котел ТП-230
Вес металлической части котла:			
в объеме поставки серийного котла, т	410	330	1 092
в объеме поставки блочного котла, т	471	382	1 210
Вес обмуровки, т	275	292	585
Удельный расход металла, т/т	5,24	5,10	5,27
Коэффициент блочности:			
поставочный, %	93,5	30	25
монтажный, %	94,7	65	70
обмуровки, %	56,8	0	0
общий, %	80,9	39,8	47,6
Количество монтажных соединений труб:			
сварных	928	1 080	3 406
вальцовочных	—	883	724
Итого	928	1 963	4 130
Трудозатраты на монтаж (в объеме поставки блочного котла), чел-дни	2 666	3 586	12 900
Удельные трудозатраты на монтаж, чел-дни/т	4,4	9,4	10,7

## Условия изготовления и транспортировка котла

Для настоящего заводского изготовления блочного котла производительностью 90 т/час необходимо иметь крупные технически оснащенные производственные цехи, оборудованные кранами соответствующей грузоподъемности.

Однако первый опытный блочный котел изготовлялся (по частям) на мелких ремонтно-механических заводах Министерства электростанций. Эти заводы представляют собой небольшие предприятия и выпускают в основном монтажное оборудование; изготовлением котлов они никогда не занимались и опыта в этом производстве не имели. Необходимое оборудование и производственные площади в их цехах отсутствовали и котел изготавливался на открытых площадках этих заводов.

Разовый заказ по изготовлению блочного котла лишал заводы возможности произвести серьезную подготовку к производству, так как связанные с этим расходы оказались бы неоправданными. Ввиду этого почти никаких специальных устройств и приспособлений на заводах не изготовлялось, а технология производства котла по существу не отличалась от той, которая обычно находит применение на монтажных площадках и была значительно ниже технологии специализированных котлостроительных заводов.

Одним из существенных вопросов, который надлежало проверить на первом блочном котле являлась транспортабельность блоков при нормальной габаритности основной части блоков и нулевой габаритности одного-двух блоков. Кроме того, следовало проверить, не вызовет ли транспортировка блоков каких-либо дефектов в них.

Погрузка блоков на заводах-изготовителях и разгрузка их на монтажной площадке произво-

дились в значительной мере при помощи железнодорожных кранов грузоподъемностью  $10 \div 25$  т и затруднений не вызывали.

Форма и конструкция блоков обеспечивали погрузку их без упаковки. Основная часть блоков при погрузке устанавливалась прямо на пол платформ, а под угловые топочные блоки при погрузке их подкладывались деревянные брусья.

Никаких повреждений блоков и другого оборудования котла в результате транспортировки не было обнаружено. Все блоки котла прибыли на площадку в том же виде, в каком они были отправлены с заводов. Этим доказана полная возможность транспортировки котлов в виде собранных и укомплектованных блоков с заводов-изготовителей на площадки на нормальном подвижном составе.

Проектом предусматривалось размещение всех блоков котла при транспортировке их на 30 платформах суммарной грузоподъемностью 676 т, что дает коэффициент использования грузоподъемности подвижного состава свыше 0,7. Фактически все оборудование блочного котла при отправке его заводами-изготовителями было размещено на 30 платформах, но большей грузоподъемностью; кроме того, было использовано 12 платформ прикрытия при перевозке длинномерных топочных блоков. Суммарный коэффициент использования грузоподъемности подвижного состава при весе металлической части котла 471 т составил 0,33.

Полученный низкий коэффициент использования грузоподъемности подвижного состава объясняется следующим.

1. Отгрузка блоков производилась сразу после окончания изготовления их, вследствие чего блоки не собирались в группы по признакам рационального размещения их для полноценной загрузки платформ, как это предусматривалось проектом; по той же причине платформы прикрытия ничем не загружались и прогонялись порожняком.

Рассредоточение изготовления котла на нескольких предприятиях усугубило и это положение.

2. Ввиду временного отсутствия на дороге платформ требуемого тоннажа имели место случаи вынужденной погрузки блоков на подвижной состав большей грузоподъемности, чем это требовалось проектом.

3. Изготовление для первого блочного котла нескольких блоков площадок и лестниц, транспортировка которых является чрезвычайно нерациональной: эти блоки общим весом 12,6 т вследствие громоздкости их перевозились на четырех платформах общей грузоподъемностью 200 т.

Очевидно, что полное изготовление таких блоков на заводе по условиям транспортировки является нерациональным. На заводе следует, повидимому, производить лишь контрольную сборку блоков площадок на монтажных болтах, после чего отгружать их в разобранном виде. Возможна также погрузка таких блоков, собранных на шарнирах.

При устранении всех перечисленных ненормальностей суммарный коэффициент использования грузоподъемности подвижного состава может быть значительно повышен.

## Монтаж котла

Блочный котел устанавливался на электростанции, построенной в довоенные годы, где здание котельной исключало возможность применения мостового крана для монтажа котла, что вызвало вынужденное решение в выборе основной такелажной схемы для его монтажа (рис. 5).

В качестве основных такелажных средств были приняты Г-образный монтажный кран грузоподъемностью на основном крюке 31 т и две стрелы по 25 т. Между тем вполне очевидно, что монтаж блочного котла, состоящего из значительного числа тяжеловесных блоков, подлежащих установке в сжатые сроки, значительно удобнее было бы производить при помощи мостового крана.

Для подачи оборудования и материалов в котельную использовался железнодорожный путь широкой колеи.

Подъем обмуровочных и изоляционных материалов осуществлялся мачтовым подъемником на 0,5 т; горизонтальное перемещение этих материалов в пределах монтажной зоны и на котле производилось вручную.

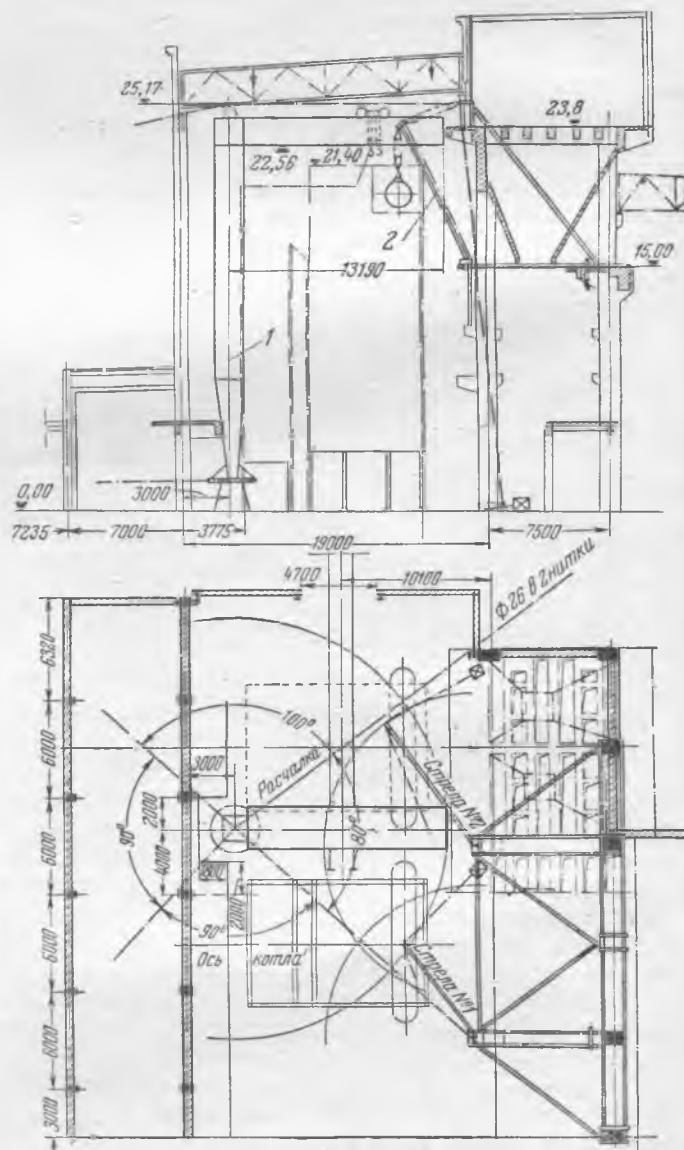


Рис. 5. Основная такелажная схема.

1—Г-образный кран грузоподъемностью 31 т; 2—стрела грузоподъемностью 25 т.





а)



б)

Рис. 6. Блоки котла на укрупнительной площадке.  
а—блок топки с установленной обмуровкой; б—блок газовой камеры (видна блочная обмуровка.)

На территории электростанции была предусмотрена площадка достаточных размеров для раскладки всех блоков котла и проведения необходимых укрупнительных работ. Размещение на ней блоков котла было выбрано, исходя из удобств проведения погрузочно-разгрузочных работ, обеспечения правильного расположения на платформах длинномерных блоков при подаче их в котельную и технологической последовательности монтажа.

На укрупнительной площадке производились: разгрузка и укладка прибывающего оборудования котла, осмотр блоков и элементов котла, устранение выявленных заводских дефектов, укрупнительные работы по металлической части блоков, монтаж блочной обмуровки, осмотр и приемка блоков в монтаж, погрузка оборудования на платформы для подачи в котельную.

Как видно из табл. 1, объем работ по доукрупнению металлической части блоков очень невелик и составляет на все блоки только 6,25 т, в основном за счет площадок и лестниц, которые по условиям транспортировки не могли быть установлены на блоках при их изготовлении на заводах.

В связи с этим работы по доукрупнению блоков в основном заключались в установке на них обмуровки в виде плит, обычной кладки или изоляции, крепившихся к каркасам блоков.

Свыше половины обмуровки было предварительно установлено на блоках котла, что существенно сократило объем обмуровочных работ,

подлежащих выполнению во время монтажа котлоагрегата.

Конструкция котла допускала еще большее увеличение блочности обмуровки, однако ограниченность грузоподъемных средств в котельной не позволила на некоторых блоках установить обмуровку в полном объеме (перегреватель, водяной экономайзер).

На рис. 6 показаны блоки котла на укрупнительной площадке, а также работы по установке на них блочной обмуровки.

Погрузочно-разгрузочные работы были выполнены двумя кранами грузоподъемностью по 25 т.

Транспортировка оборудования в монтажную зону осуществлялась при помощи трех железнодорожных платформ широкой колеи грузоподъемностью по 50 т и нескольких платформ по 20 т.

На рис. 7 показаны блоки перед подачей их в котельную.

Трудозатраты, связанные с работами на укрупнительной площадке, приведены ниже в сводке трудозатрат на монтаж котлоагрегата (табл. 3), из которой видно, что основные работы по доукрупнению блоков были закончены до начала монтажа котла. К этому же сроку были выполнены и работы по монтажу вспомогательного оборудования котла и турбопроводов, не мешавших проведению основных работ по монтажу котлоагрегата



а)



б)

Рис. 7. Блоки шлаковой шахты с сопловой коробкой (а) и водяного экономайзера с прилегающим к нему помостом (б) на платформах.



Монтаж конвективной шахты не представлял трудностей: блоки подавались на платформах под Г-образный кран, который снимал их и сразу устанавливал на рабочее место. Для удобства строповки к блокам были заранее приварены специальные рымы и заготовлены надлежащей длины стропы.

Подъем и установка на место одного блока занимали около получаса. После установки производилась выверка блока и прихватка его электросваркой к ранее установленному блоку. Окончательная обварка осуществлялась после установки двух-трех последующих блоков.

Несколько сложнее были подъемы топочных блоков. Задний средний топочный блок снимался краном и стрелой № 2 с платформы; затем в наклонном положении опирался нижним концом на пол, нагрузка переносилась целиком на кран, который устанавливал блок на свое место.

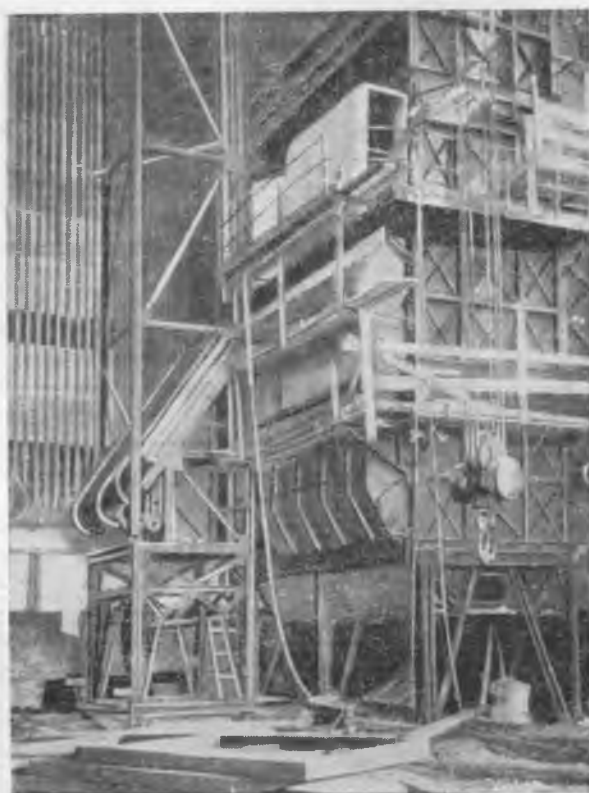
Монтаж переднего левого углового топочного блока произведен был следующим образом. Блок снимался с платформы краном и стрелой № 2 и заносился в направлении фронта котла — в зону, обслуживаемую стрелами; здесь верхняя часть блока подхватывалась стрелой № 1, блок постепенно переводился в вертикальное положение и устанавливался на место. Аналогично монтировались и остальные топочные блоки.

Время, потребное для такелажных операций с этими блоками, составляло нормально 2—3 часа, не считая времени на застропку, которое, несмотря на имевшиеся приспособления, составляло примерно столько же. Выверка блоков производилась по мере их установки, кроме трех послед-

Наименование работ	Трудозатраты, чел-дней		
	до начала монтажа котла	во время монтажа котла	Всего
<b>Укрепление блоков котла</b>			
Металлическая часть . . . . .	179	34	213
Обмуровка (блочная) . . . . .	442	38	480
<b>Итого . . . . .</b>	<b>621</b>	<b>72</b>	<b>693</b>
<b>Работы в котельной</b>			
Монтаж собственного котла . . . . .	—	1 198	1 198
Монтаж вспомогательного оборудования . . . . .	554	210	764
Монтаж трубопроводов . . . . .	756	252	1 008
Обмуровка котла (неблочная) . . . . .	—	770	770
Изоляция трубопроводов и КВО . . . . .	282	174	456
Разные работы . . . . .	55	42	97
<b>Итого . . . . .</b>	<b>1 647</b>	<b>2 646</b>	<b>4 293</b>
Обслуживание монтажа (крановщики, газогенераторщики, инструментальщики и др.) . . . . .	302	394	696
Транспортировка оборудования в монтажную зону . . . . .	30	75	105
Работы по устранению дефектов оборудования, проекта и монтажа . . . . .	52	48	100
Организационные потери рабочего времени . . . . .	45	191	236
Работы, не учтенные нормативно-исследовательской станцией . . . . .	—	389	389
<b>Всего . . . . .</b>	<b>2 697</b>	<b>3 815</b>	<b>6 512</b>



а)



б)

Рис. 8. Отдельные моменты монтажа котла.

а—подъем блока водяного экономайзера; б—блочный котел на третий день монтажа.

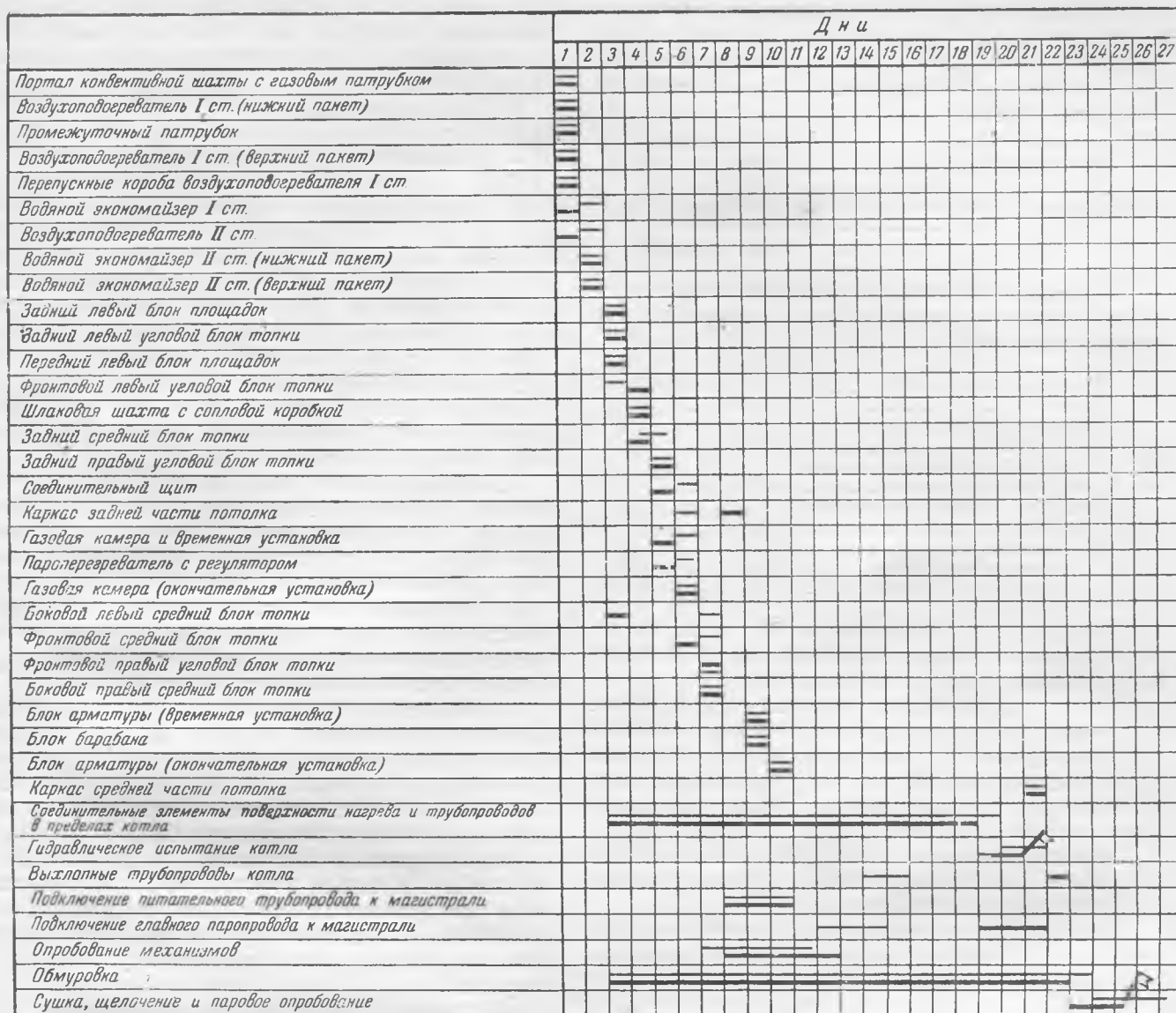


Рис. 9. График основных работ по монтажу котла.

них замыкающих топку блоков, которые вывелись одновременно. Длительность этой операции составила около 40 час., что несколько задержало ход работ по установке остальных блоков котла.

Монтаж основных блоков, составляющих 80 % веса котла, включая обмуровку, занял 10 дней. Отдельные моменты монтажа показаны на рис. 8.

На рис. 9 приведен исполнительный график монтажа блочного котла; на нем тонкими линиями показана продолжительность монтажа котлоагрегата по проекту организации работ, толстыми — фактическая. Как видно, фактический график по многим операциям опережал проектный.

Начиная с третьего дня монтажа, велись обмуровочные работы, сначала в конвективной части, затем — в топочной. Небольшие объемы этих работ и разбросанность участков работы не позволяли широко их механизировать, поэтому обмуровочные работы велись в продолжение почти всего монтажа.

Гидравлическое испытание котла было проведено немедленно после окончания установки

соединительных элементов поверхности нагрева. Котел был растоплен сразу после окончания обмуровочных работ.

Ввиду того что вся блочная обмуровка котла не требовала сушки, а неблочная — была облегченного типа и делалась исподволь в летнее время, длительность сушки котла была очень незначительна и определялась продолжительностью щелочения.

В остальном монтаж котла и пусковые операции не отличались от обычных.

Из сводки трудозатрат<sup>2</sup> на монтаж котлоагрегата (см. табл. 3) можно установить, что трудозатраты на монтаж собственно блочного котла составляют:

Укрупнение блоков . . . . .	213 чел.-дней
Монтаж . . . . .	1 198
Обслуживание монтажа . . . . .	345
Неучтенные работы и организационные потери . . . . .	310
Итого . . . . .	2 066 чел.-дней

<sup>2</sup> Все основные трудозатраты учитывались Нормативно-исследовательской станцией.

Здесь две последние позиции приняты по цифрам табл. 3 — пропорционально весу оборудования и материалов, участвующих в монтаже. Аналогично устанавливаются трудозатраты на обмуровку котла:

Блочная обмуровка . . . . .	480 чел.-дней
Неблочная обмуровка . . . . .	770 "
Обслуживание работ . . . . .	100 "
Прочие работы и потери . . . . .	90 "

Итого . . . 1 440 чел.-дней

Представляют интерес удельные трудозатраты на монтаж оборудования и обмуровку, составляющие по:

Конвективной шахте . . . . .	0,7 чел.-дней/т
Топке . . . . .	1,4 "
Газовоздухопроводам в пределах котла . . . . .	9,1 "
Соединительным элементам поверхности нагрева . . . . .	48,0 "
Котлу в целом (металлическая часть) . . . . .	4,4 "
Обмуровке . . . . .	5,2 "
в том числе блочной . . . . .	3,8 "
неблочной . . . . .	7,2 "

Эти цифры наглядно показывают степень рациональности конструкции отдельных узлов блочного котла в монтажном отношении.

Количество рабочих, занятых на монтаже котлоагрегата в период производства основных работ, колебалось в пределах: от 78 чел. в первый день монтажа до 196 чел. на тринадцатый день (максимум); в последний, двадцать четвертый день работало 112 чел.

Монтаж блочного котла был закончен за 24 рабочих дня с опережением против установленного графика на 2 дня.

По нормативам Министерства электростанций монтаж аналогичного котла в обычном исполнении требует 75 рабочих дней.

## Выводы

1. Опыт проектирования, изготовления, монтажа и эксплуатации первого блочного котла показал полную возможность изготовления и поставки котлов в виде законченных и полностью укомплектованных блоков.

2. Конструктивные и теплотехнические характеристики выполненного блочного котла не уступают этим характеристикам неблочных котлов последних конструкций.

3. Коэффициент блочности в поставке по металлической части, достигнутый в первом блочном котле, составляет 0,935, коэффициент монтажной блочности 0,947; общий коэффициент блочности с учетом обмуровки составляет 0,809.

4. Переход на заводское изготовление и поставку блочных котлов взамен поставки котлов «россыпью» — отдельными деталями — является переходом к настоящему, заводскому изготовлению этого важнейшего оборудования. Этот переход обеспечивает комплектность и высокое качество изготовления оборудования, сводит к мини-

муму доводочные работы в кустарных условиях монтажных площадок и способствует внедрению промышленных методов изготовления и монтажа паровых котлов.

5. Блочные котлы позволяют сократить в 3 раза продолжительность монтажа котлов и в 2,5 раза — потребность в рабочей силе на монтаж.

6. Применение блочной обмуровки позволило существенно сократить объем и сроки выполнения обмуровочных работ, проводимых во время монтажа котла. Однако достигнутый коэффициент блочности по обмуровке 0,57 является недостаточным и он может быть повышен; также должны быть существенно улучшены другие показатели блочной обмуровки: снижены ее вес, трудоемкость изготовления, стоимость; конструктивное выполнение должно быть улучшено, особенно в части крепления плит, установки изоляции, конструкции потолка топки.

7. Изготовленные на заводах блоки котла вполне транспортабельны на железнодорожном составе нормального типа. Блоки котла при транспортировке и погрузочно-разгрузочных операциях несколько не пострадали.

8. Производство блочных котлов не требует повышения класса точности изготовления, и он может быть сохранен на уровне, который в настоящее время применяется в котлостроении.

9. Монтаж блочного котла производился на обычном монтажном участке без какого-либо специального оснащения, которое и не требуется для монтажа блочных котлов. Однако использование для монтажа этих котлов мостовых кранов является особенно желательным.

10. Установка и соединение между собой блоков котла в процессе монтажа не вызвали каких-либо затруднений. Устройство в дальнейшем приспособлений для выверки и стыковки блоков позволит значительно облегчить и ускорить эти операции.

11. Принятый принцип секционирования котла на отдельные транспортабельные блоки может быть распространен на котлы любой производительности, поставляемые нашими заводами.

Естественно, при разработке проекта первого образца нового оборудования, каким является блочный котел, не все вопросы могли быть сразу решены наилучшим образом. Дальнейшее освоение блочных котлов даст возможность устранить имеющиеся недостатки конструкции и улучшить показатели блочных котлов.

Связанное с переходом на производство блочных котлов сооружение сборочных цехов на котельных заводах в короткие сроки окупится указанными преимуществами перевода промышленности на изготовление и поставку котлов крупными блоками.

Для достижения еще более значительного народнохозяйственного эффекта в промышленности и на строительстве принципы блочного изготовления и поставки должны быть распространены на все оборудование, монтируемое на электростанциях.



# Из опыта эксплуатации турбогенераторов с водородным охлаждением

Инж. Г. Л. Вульман

Широкое внедрение на электростанциях турбогенераторов с водородным охлаждением мощностью до 100 тыс. квт (125 тыс. ква) в одной единице при 3 000 об/мин, а также шестилетний опыт их работы позволяют сделать некоторые выводы и предложения по усовершенствованию и упрощению эксплуатации указанных машин.

## Масляная система уплотнения вала турбогенератора

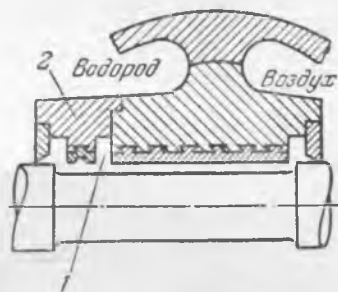
Первые отечественные турбогенераторы завода «Электросила» изготавливались с цилиндрическим уплотнением выхода вала ротора генератора. Конструктивно это уплотнение представляет собой дополнительный вкладыш, являющийся продолжением основного вкладыша подшипника

Страна возбуждителя

турбогенератора, с зазором, равным зазору между шейкой вала и вкладышем основного подшипника (рис. 1).

Рис. 1. Конструкция цилиндрического уплотнения выхода вала.

1 — шель для уплотнительного масла; 2 — уплотнительное кольцо (дополнительный вкладыш).



Между основным вкладышем и уплотнительным кольцом (дополнительным вкладышем) по

Страна турбины

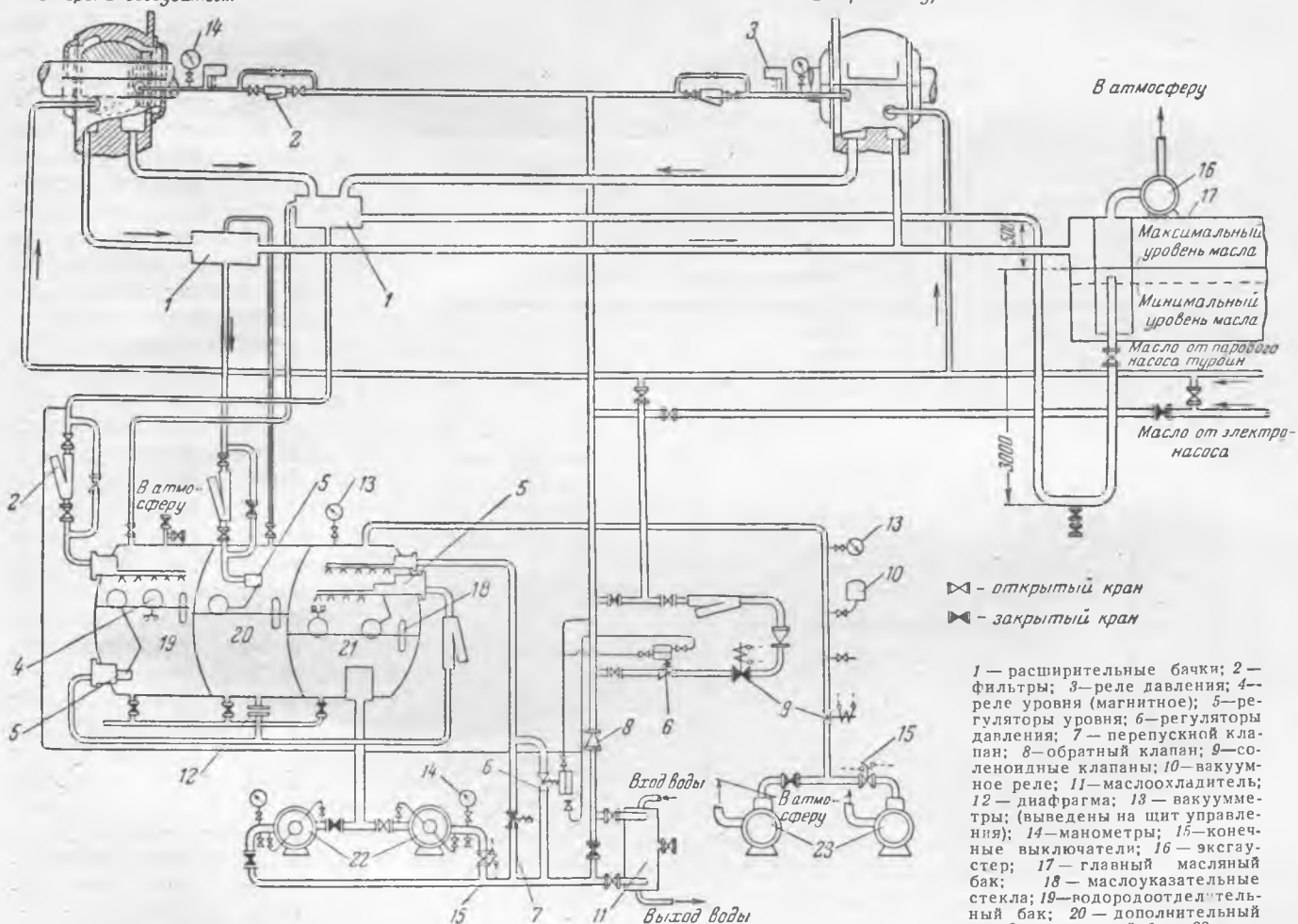
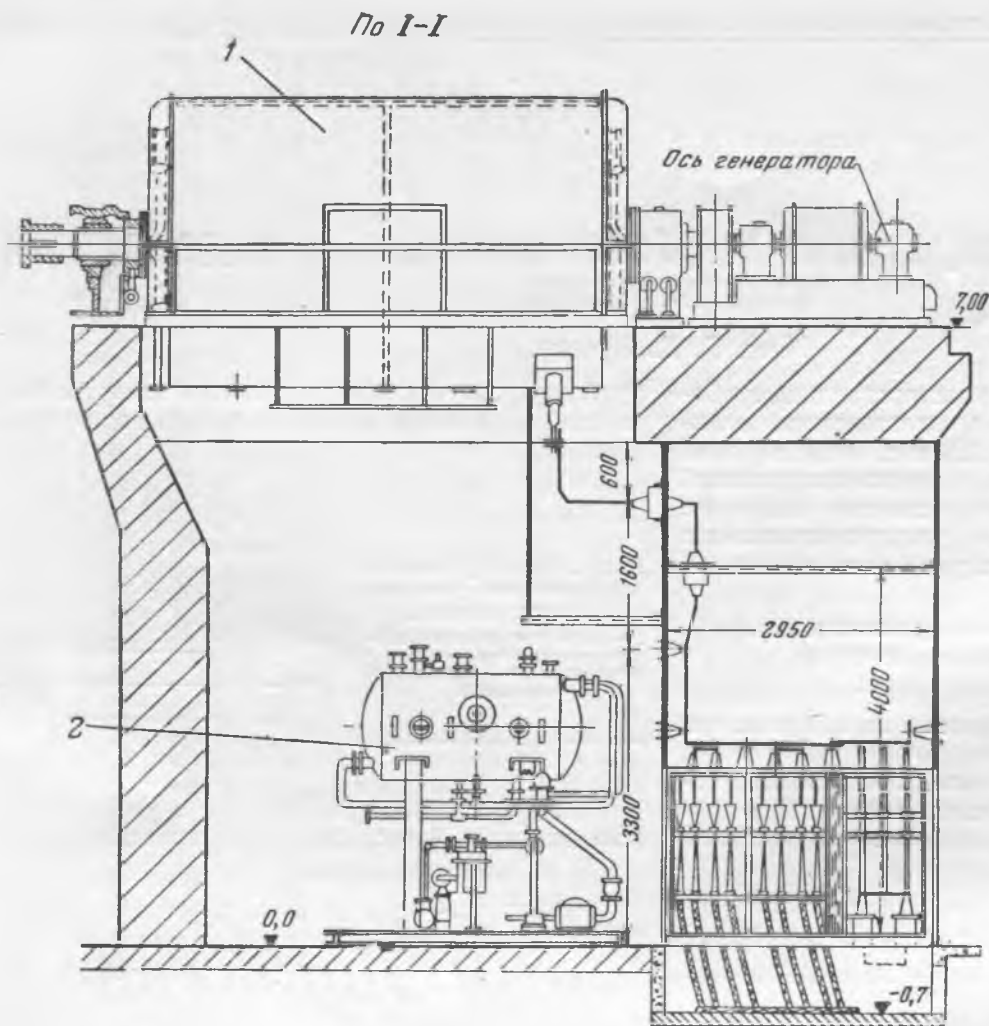


Рис. 2. Схема системы масляного уплотнения вала с маслоочистительной установкой.



окружности имеется щель 1, в которую под давлением 0,25—0,35 ат подается масло, обработанное в специальной вакуумной маслоочистительной установке (очищенное от водорода, воздуха и влаги). Часть этого масла направляется в зазор в сторону турбогенератора под уплотнительное кольцо 2, образуя масляный затвор вокруг вала, препятствующий проникновению как водорода из корпуса турбогенератора в окружающую среду, так и воздуха из окружающей среды внутрь турбогенератора. Другая часть уплотнительного масла, смешиваясь с маслом смазки подшипника, сливается вместе в общую сливную систему турбогенератора.

Подача обработанного масла на уплотнение вала турбогенератора производится автоматически, и при хорошо налаженной работе маслоочистительной установки загрязнение водорода выделяющимся из масла воздухом незначительно. В этом случае снижение чистоты газа в машине будет происходить медленно и практически продувка чистым водородом может потребоваться раз в 1—1½ мес.

При работе без маслоочистительной установки, т. е. при подаче на уплотнение масла от общей масляной системы турбоагрегата, чистота газа в генераторе быстро снижается и возникает необходимость частой (раз в 2—3 дня) продувки генератора чистым водородом из баллонов, что усложняет эксплуатацию и увеличивает расход водорода. При удовлетворительном уплотнении кор-

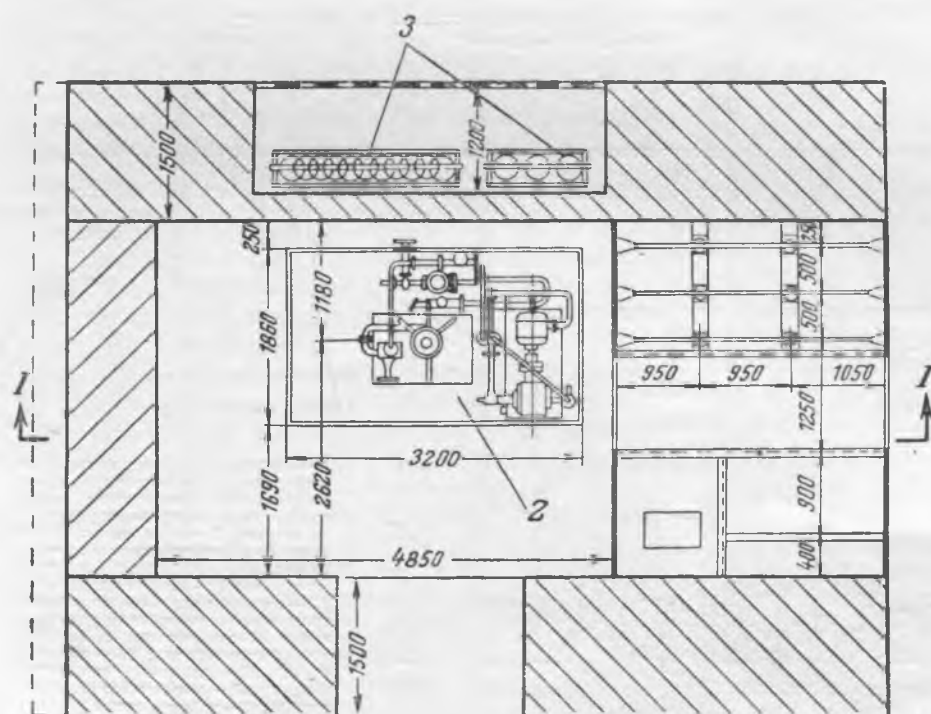


Рис. 3. Расположение маслоочистительной установки.  
1—генератор; 2—маслоочистительная установка; 3—баллоны с газом.



пуга турбогенератора утечки газа обычно не превышают 1—1½ баллона в сутки.

Схема системы масляного уплотнения вала с маслоочистительной установкой показана на рис. 2. Стрелки указывают направление потока масла также при нормальной работе. Сливные трубы должны иметь уклон в сторону слива.

Маслоочистительная установка располагается обычно под турбогенератором (рис. 3).

В дальнейшем заводами ХТГЗ и «Электросила» было разработано новое, более совершенное устройство дискового уплотнения вала по типу упорного подшипника. Указанное дисковое уплотнение вала (рис. 4) впервые было налажено заводом «Электросила» на турбогенераторе типа ТВ-25-2 мощностью 25 тыс. кВт\*.

Основным элементом уплотнения является упорный диск 1, который скользит по торцевой части, напавленной баббитом, неподвижного уплотняющего кольца 2 (уплотняющего вкладыша 3).

Масляный зазор между упорным диском и уплотняющим вкладышем устанавливается минимальным — значительно меньшим, чем зазор между основным вкладышем подшипника и шейкой вала, и может регулироваться пружинами 4.

Масло, подаваемое в масляный зазор, разделяется на две струи, меньшая из которых *a* направляется на водородную сторону, а большая *b* — на воздушную сторону генератора.

Применение указанного устройства значительно уменьшило расход масла на уплотнение вала, что позволило отказаться от специальных маслоочистительных (вакуумных) установок для турбогенераторов с водородным охлаждением мощностью 25—30 тыс. кВт, где для уплотнения используется общая система масляного охлаждения подшипников турбоагрегата. Схема системы масляного уплотнения вала турбогенератора с дисковым уплотнением без маслоочистительной установки выгодно отличается своей простотой от схемы с кольцевым типом уплотнения.

Преимуществом применения дискового уплотнения вала является также возможность работы при избыточном давлении водорода в корпусе, значительно большем, чем на турбогенераторах с кольцевым типом уплотнений вала, т. е. вместо 0,04—0,05 атм допустимо 0,5—1,0 атм, а возможно и более. Это позволит при необходимости, например при прохождении суточного максимума нагрузки, повысить на 10—15% мощность турбогенератора за счет улучшения теплоотдачи. Произведенные на одной электростанции Ленэнерго испытания турбогенератора типа ТВ-50-2 со старым кольцевым (цилиндрическим) типом уплотнения при работе с повышенным избыточным давлением показали, однако, что утечки газа значительно возрастают.

Утечки газа при работе с нормальным избыточным давлением у турбогенераторов с торцевым типом уплотнений вала в 3—4 раза меньше, чем у турбогенераторов с кольцевым уплотнением вала, и в некоторых случаях составляют лишь 1,5—2 м³ газа в сутки.

\* В текущем году ХТГЗ также наладил дисковые уплотнения на нескольких турбогенераторах своего изготовления. Ред.

## Газовое хозяйство турбогенераторов

Принципиальная схема питания турбогенератора водородом показана на рис. 5. Газовый пост, располагаемый обычно под генератором или сбоку в стороне от фундамента на отметке конденсационного помещения, включает водородный и углекислотный коллекторы, две группы баллонов — водородных и углекислотных, а также постоянные осушители газовой смеси, указатели влагосодержания газа в машине и контрольно-измерительные приборы.

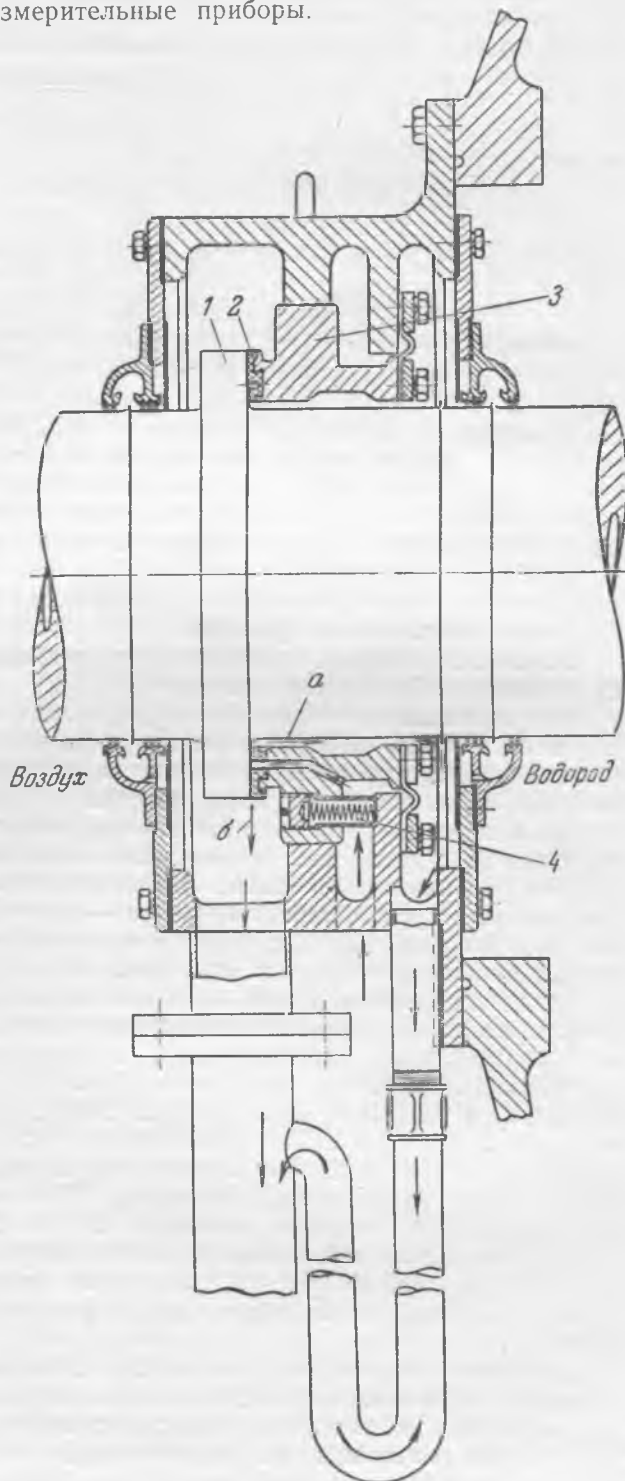


Рис. 4. Дисковое уплотнение вала турбогенератора завода «Электросила».

1—упорный диск; 2—уплотняющее кольцо; 3—уплотняющий вкладыш; 4—регулирующая пружина.

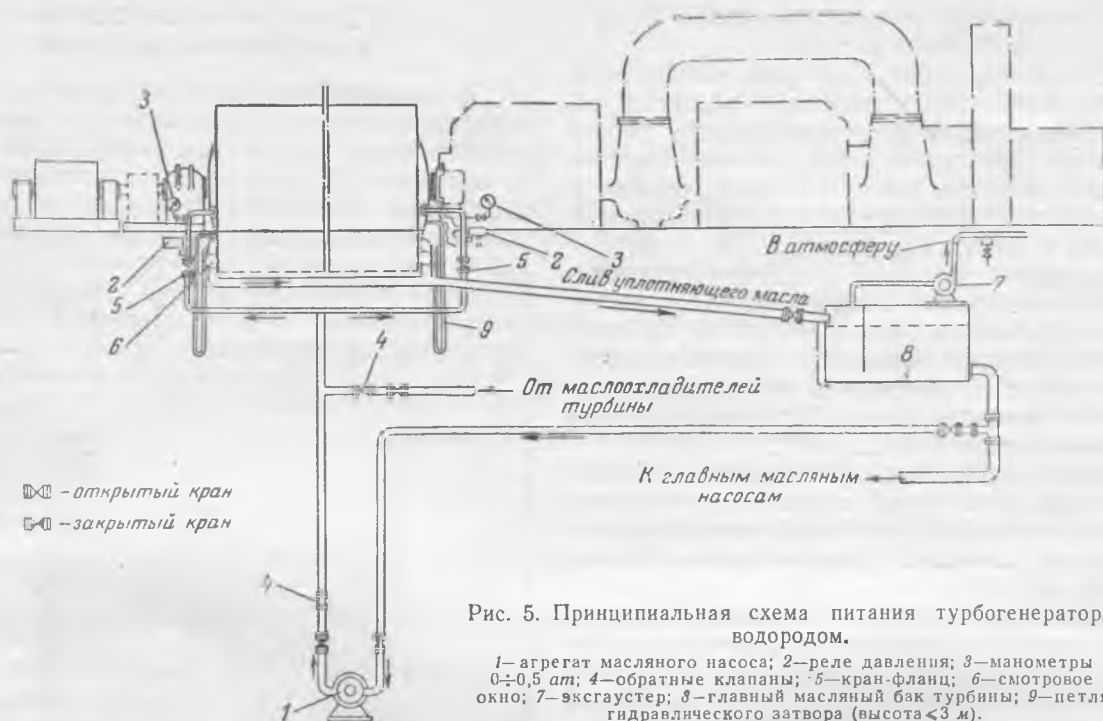


Рис. 5. Принципиальная схема питания турбогенератора водородом.

1—агрегат масляного насоса; 2—реле давления; 3—манометры 0÷0,5 ат; 4—обратные клапаны; 5—кран-фланец; 6—смотровое окно; 7—эксгаузер; 8—главный масляный бак турбины; 9—петля гидравлического затвора (высота < 3 м).

Водородный коллектор соединен с корпусом генератора трубопроводом, подсоединенным внутри верхней части корпуса к распределительной трубе. Углекислотный коллектор соединен трубопроводом с нижней частью корпуса генератора.

Трубопроводы газовой сети собираются из цельнотянутых труб со сварными соединениями, газовыми вентилями и кранами.

Заполнение генератора водородом производится в следующей последовательности.

Из углекислотных баллонов через коллектор в нижнюю часть корпуса генератора подается углекислый газ для вытеснения воздуха, который выходит через верхнюю часть корпуса и удаляется в атмосферу; процесс вытеснения воздуха занимает от 8 до 14 час. (длительность вытеснения воздуха зависит от объема системы газового охлаждения и состояния генератора — вытеснение при неподвижном состоянии генератора занимает меньше времени, чем при вращающемся).

Когда содержание углекислого газа в корпусе генератора (по данным химического анализа отобранных проб) достигнет 85%, подача его прекращается и из водородных баллонов через коллектор в верхнюю часть корпуса генератора подается водород, а смесь углекислоты с оставшимся в корпусе воздухом вытесняется в атмосферу через углекислотный коллектор. Заполнение водородом, которое занимает от 10 до 12 час., считается законченным, когда содержание его в корпусе генератора (по данным химического анализа отобранных проб) достигнет 96—98%.

Освобождение генератора от водорода производится в обратном порядке, т. е. сначала углекислым газом вытесняется водород из корпуса до содержания в нем углекислого газа 95%, затем углекислый газ вытесняется воздухом из ресиверов воздушной компрессорной установки.

Заполнение генератора водородом, а также его вытеснение из генератора могут производить-

ся как в неподвижном состоянии машины, так и под нагрузкой, что обеспечивает сокращение времени перехода с водородного на воздушное охлаждение.

Переход с одной охлаждающей среды на другую при работающем в сети генераторе может производиться при любых значениях тока статора и ротора, допустимых для работы генератора с воздушным охлаждением. Таким образом, при переходе с водородного на воздушное охлаждение требуется предварительное снижение нагрузки до значения, при котором допустима работа с воздушным охлаждением.

Необходимость предварительного заполнения корпуса генератора углекислым газом при заполнении его водородом или при освобождении корпуса от водорода усложняет эксплуатацию и требует значительного времени, поэтому в связи с применением нового типа торцевых уплотнений вала, по мнению автора, необходимо, чтобы Орггрэс совместно с заводами-изготовителями исследовал возможность применения вакуумного способа перехода с водородного охлаждения на воздушное и обратно без применения промежуточной стадии заполнения корпуса углекислотой<sup>1</sup>.

## Обеспечение электростанций водородом и углекислотой

Как известно, для турбогенераторов с водородным охлаждением требуется электролитический водород 99,5%-ной чистоты, получаемый путем электролиза воды (согласно ГОСТ 3022-45). Такой водород может доставляться на место в нормальных водородных баллонах с давлением

<sup>1</sup> Г. Л. Вульман, Некоторые вопросы эксплуатации турбогенераторов с водородным охлаждением, "Электрические станции", 1949, № 10.

150 ат и объемом около 5,5 м<sup>3</sup>, отнесенным к атмосферному давлению<sup>2</sup>.

Водород может вырабатываться также специальной местной электролизерной установкой. Так, например, в настоящее время на электростанциях, имеющих турбогенераторы с водородным охлаждением, нашли применение электролизерные установки небольшой производительности, работающие на давление 10 ат.

Электролизеры устанавливаются, как правило, в отдельных помещениях вне здания.

Получаемым от электролизерной установки водородом заполняются располагаемые вне здания электростанции ресиверы, от которых водород по газовой сети подается ко всем турбогенераторам.

При работе электролизерной установки, кроме водорода, получается также кислород, который можно утилизировать для сварочных работ на электростанции.

Для указанной цели к электролизерной установке должен быть предусмотрен либо трехступенчатый кислородный компрессор на давление порядка 170 ат для заполнения кислородных баллонов, либо специальные кислородные ресиверы на давление 10 ат, от которых разводится газовая сеть для нужд сварки.

При отсутствии или неготовности электролизерной установки к моменту пуска первого турбогенератора следует приобрести некоторое количество водородных баллонов и требующийся водород завезти с ближайшего пункта, имеющего возможность заполнить баллоны компримированным водородом.

Потребное количество водородных баллонов определяется из расчета двухнедельного эксплуатационного расхода водорода (на продувки и пополнение утечек) плюс запас, достаточный хотя бы для двух заполнений турбогенератора.

Кроме того, должен быть также подготовлен запас углекислого газа в баллонах (для вытеснения воздуха или водорода) из расчета трехкратного заполнения турбогенератора.

Баллоны с газом должны храниться на специальном складе.

Минимальный запас баллонов на электростанциях, имеющих турбогенераторы с водородным охлаждением, при доставке газа из ближайших пунктов автотранспортом должен быть не менее:

	Водородных баллонов	Углекислотных баллонов
Для генераторов мощностью 25—30 тыс. кВт . . . . .	50	30
Для генераторов мощностью 50 тыс. кВт . . . . .	70	40
Для генераторов мощностью 100 тыс. кВт . . . . .	100	50

При условии доставки водорода в баллонах из отдаленных пунктов по железной дороге потребное количество баллонов резко возрастает за счет времени в пути и необходимости достаточной загрузки вагона баллонами.

<sup>2</sup> Баллоны изготавливаются на рабочее давление: для водорода 150 ат и для углекислого газа 125 ат, водяной емкостью от 40 до 50 л (ГОСТ 949-41).

Уход и обращение с баллонами, заполненными газом, изложены в «Правилах устройств, содержания и освидетельствования баллонов — для сжатых, сжиженных и растворенных газов» (Госэнергоиздат, 1952) и в «Инструкции по обращению с водородными баллонами», изданной Техническим управлением МЭС (БТИ — Орггрес, 1950).

Утечки газа из турбогенераторов зависят от степени герметизации (плотности) корпуса, т. е. от того, с какой тщательностью уплотнены все возможные места выхода газа из машины (где газ находится при избыточном давлении порядка 0,04—0,05 ат): стыки торцевых щитов, выводы обмотки статора, стыки люков и пр. Кроме того, небольшая часть водорода уносится с маслом уплотнений вала.

В начальной стадии эксплуатации следует принимать суточные утечки газа из машины примерно:

10—12 м <sup>3</sup> газа для турбогенератора 25—30 тыс. кВт	
12—15 " " " "	50
15—20 " " " "	100

В последующем, по мере освоения машины и дополнительного устранения отдельных неплотностей корпуса и т. п., суточные утечки уменьшаются.

Опыт эксплуатации турбогенераторов с водородным охлаждением показывает, что хорошо уплотненные машины с нормально работающими уплотнениями вала и маслоочистительной установкой (там, где они приданы к турбогенераторам), имеют суточные утечки газа 2—3 м<sup>3</sup> для машин 25—30 тыс. кВт и 5—8 м<sup>3</sup> — для машин 100 тыс. кВт.

При расчете емкости ресиверов с запасом водорода следует исходить из того, что для одного заполнения турбогенератора водородом или вытеснения из него водорода или воздуха углекислотой требуется газа (в объемах корпуса заполняемого турбогенератора):

	При не-подвижном	При вращении
Для заполнения турбогенератора водородом . . . . .	1,5—2	2—2,5
Для вытеснения водорода углекислым газом . . . . .	2	2,5
Для вытеснения воздуха углекислым газом . . . . .	1,5	2

Здесь под объемом корпуса имеется в виду так называемый свободный объем корпуса турбогенератора при введенном роторе, вставленных газоохладителях и газопроводах до баллонов.

Объем корпуса для расчета (по данным завода «Электросила») следует принимать:

Для турбогенераторов 25—30 тыс. кВт . . . . .	30 м <sup>3</sup>
50 " " " "	50
100 " " " "	65

При подготовке к эксплуатации турбогенераторов с водородным охлаждением, кроме водородных и углекислотных баллонов, необходимо заготовить примерно 10 азотных баллонов.

Азот необходим для продувки перед пуском системы электролизерной установки, а также для периодической продувки осушителей газа.

# Испытания электродвигателей собственных нужд на самозапуск

Инж. М. Г. Портной и инж. Б. А. Хомутов

Как показали расчеты, проведенные для ряда электростанций одной энергосистемы, остаточные напряжения при самозапуске электродвигателей существующих схем собственных нужд оказались ниже допускаемых директивными указаниями. Чтобы обеспечить успешное резервирование агрегатов собственных нужд, необходимо было либо устанавливать на ответственных двигателях минимальную защиту с автоматикой повторного включения при повышении напряжения, либо убедиться, что самозапуск будет успешным при напряжениях ниже 65%. При этом требовалось уточнить минимально допустимое напряжение при самозапуске от ненагруженного резервного трансформатора, а также условие успешного самозапуска от нагруженного трансформатора.

## Методика испытаний

При испытаниях одна из секций собственных нужд отключалась от своего трансформатора и подключалась к резервному источнику питания от АВР или вручную. Одновременно дежурный персонал был готов в случае неуспешного самозапуска (т. е. если напряжение секций не начнет возрастать через 10—15 сек. после включения) подключить на эту секцию, параллельно резервному, рабочий трансформатор.

Защиты трансформаторов и резервных связей на время испытаний были загрублены. Все двигатели, участвующие в испытаниях (как на работающей, так и на резервной секции), по возможности загружались. Токи и напряжения при самозапуске осциллографировались.

Было проведено 12 опытов самозапуска восемь с ненагруженным трансформатором и четыре с нагруженным. Был также произведен один опыт самозапуска от секции, питаемой генератором собственных нужд и трансформатором. Данные осциллограмм приводятся ниже для трех наиболее интересных опытов.

В первом опыте самозапуск производился от трансформатора 5600 кВа после перерыва

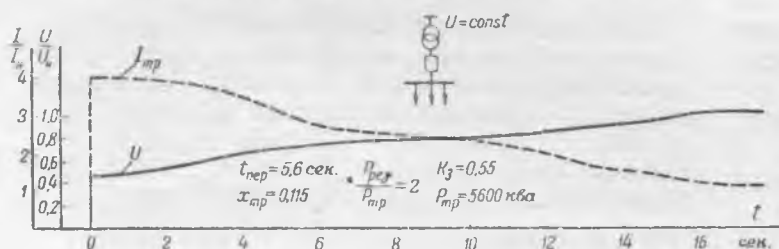


Рис. 1.

питания на 5,6 сек. (рис. 1). К трансформатору подключалась нагрузка  $P_d = 8710 \text{ кВт}$  с коэффициентом загрузки  $k_z = 0,55$ . При этом около 30% нагрузки составляли мельницы. Реактивное сопротивление трансформатора и реактора составляло 11,5%. Напряжение снижалось до 48% от номинального напряжения электродвигателей. Максимальный ток в 4 раза превышал номинальный ток трансформатора. Развертывание продолжалось 16 сек. Первая же группа двигателей развернулась через 5 сек.

Интересно отметить, что самозапуск с такой же примерно нагрузкой ( $k_z = 0,65$ ), но при посадке напряжения до 53% закончился через 7 сек., а при посадке напряжения до 62%  $U_n$  — через 4 сек.

Во втором опыте самозапуск производился от трансформатора 5600 кВа, нагруженного на секцию с присоединенной мощностью  $P_{d, \text{раб}} = 2600 \text{ кВт}$  (рис. 2). После перерыва питания на 3,65 сек. была подключена мощность  $P_d = 4800 \text{ кВт}$  с коэффициентом загрузки  $k_z = 0,7$ . Мельниц в составе нагрузки не было. Реактивное сопротивление трансформатора и реактора составляло 13%. При этом опыте напряжение снижалось до 62%  $U_n$ . Наибольший ток самозапуска составлял  $3,2 I_n$ . Продолжительность самозапуска составила 3 сек. Ток рабочей секции до опыта равнялся 540 а. Разность между током трансформатора и током резервируемой секции  $300 \div 600 \text{ а}$ .

В третьем опыте самозапуск производился при питании электродвигателей от работающей секции с подсоединенной мощностью  $P_{d, \text{раб}} = 3200 \text{ кВт}$  (рис. 3). Питание секции осущест-

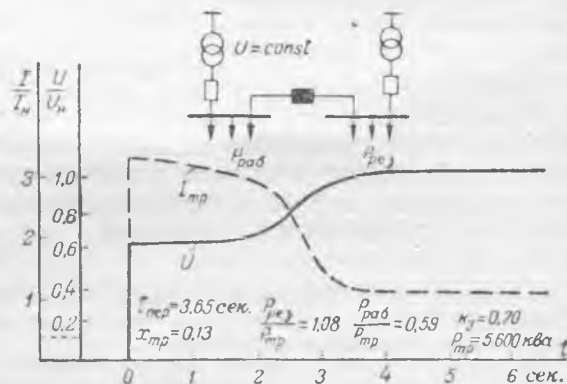


Рис. 2.

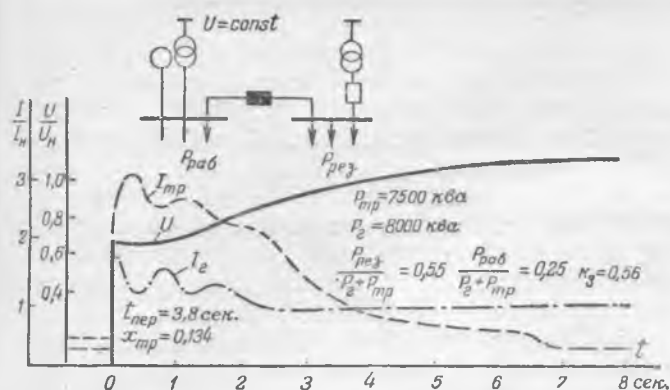


Рис. 3.

влялось от двух источников: генератора  $P_2 = 8000 \text{ кВа}$  и трансформатора  $P_{tr} = 7500 \text{ кВа}$ . К этой секции подключались после перерыва питания на 3,8 сек. две секции с присоединенной мощностью  $P_\partial = 9400 \text{ кВт}$  с коэффициентом загрузки  $k_3 = 0,56$ . В составе нагрузки было до 20% мельниц.

В момент самозапуска напряжение секции снижалось до 64%  $U_n$ . Наибольший ток трансформатора составлял  $3,1I_n$ , а генератора —  $2I_n$ . Наблюдались качания генератора с частотой 1,1 гц. Качания и затухание тока в генераторе вызывали перераспределение тока самозапуска между трансформатором и генератором максимально на  $0,8I_n$  трансформатора. Самозапуск длился 7 сек. Первая группа электродвигателей развернулась через 3 сек., ток генератора установился через 2,5 сек.

## Сравнение опытных и расчетных данных

Из сравнения опытных данных с расчетными<sup>1</sup> видно следующее:

1. Сопротивление подключаемых электродвигателей, определенное из осциллограмм, получается на 15–20% больше расчетного. Это происходит за счет неполной остановки двигателей при перерыве питания на 4–5 сек. Такая ошибка в определении сопротивления дает заниженное на 7 ÷ 10% значение напряжения при самозапуске и завышенное на 10 ÷ 15% значение тока самозапуска. При резервировании от двух источников питания (генератора и трансформатора) расчет производился по методу спрямленных характеристик. Ошибки расчета в этом случае были следующие: а) при опытах суммарное сопротивление двигателей оказалось на 17% больше расчетного; б) напряжение самозапуска — на 7% меньше; в) ток трансформатора — на 15% больше и г) ток генератора — на 8% меньше (не учитывая первого толчка). Таким образом, в этом случае расчеты дают достаточную точность.

2. Увеличение тока самозапуска за счет рабочей секции получается примерно на величину

<sup>1</sup> Расчеты производились по методам, изложенным в книге И. А. Сыромятникова «Режимы асинхронных двигателей» (Госэнергиздат, 1950).

рабочего тока этой секции. Такое сравнительно небольшое влияние тока работающей секции объясняется тем, что ток двигателей при скольжении, меньшем критического (т. е. работающих), в основном активный; ток же двигателей, имеющих скольжение больше критического (т. е. резервируемых), в основном реактивный.

Как известно, зависимость сопротивления и фазы тока электродвигателя от скольжения определяется следующими формулами:

$$\frac{z}{z_k} \approx \sqrt{1 + \left(\frac{s_k}{s}\right)^2} \quad (1)$$

и

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{s}{s_k}, \quad (2)$$

где  $z_k$  — сопротивление короткого замыкания двигателя;

$s_k$  — критическое скольжение,

которые справедливы для скольжений, больших номинального.

Представляя схему замещения двигателя как параллельное соединение активного и реактивного сопротивлений, определим зависимость реактивного сопротивления от скольжения

$$I_2 = \frac{U}{z} \sin \varphi;$$

$$x = \frac{U}{I_2} = \frac{z}{\sin \varphi} = z \sqrt{1 + \operatorname{ctg}^2 \varphi}.$$

Подставив сюда формулы (1) и (2), получим:

$$\frac{x}{z} \approx \left(\frac{z}{z_k}\right)^2 \approx 1 + \left(\frac{s_k}{s}\right)^2.$$

Для трех значений скольжения подсчитаем полное и реактивное сопротивления:

$s$	$z/z_k$	$x/z_k$
0,05	2,33	5
0,1	1,41	2
0,2	1,12	1,25

Как видно, в двух случаях реактивное сопротивление рабочей секции превосходит сопротивление  $z_k$  в 2 раза и более. Если определить соответствующий реактивный ток с учетом посадки напряжения, то получим ток, примерно равный рабочему.

Следует отметить, что скольжение работающих двигателей изменяется медленно, а пока оно увеличивается, подключаемые двигатели в значительной степени успевают развернуться. Это обстоятельство также облегчает условия самозапуска от работающей секции.

3. Напряжение опрокидывания секции составляет не более 48% при загрузке двигателей на 55% и значительной доле мельниц в составе нагрузки (т. е. механизмов с постоянным моментом сопротивления). Если ввести в формулу допустимого из условия самозапуска напряжения коэффициент загрузки двигателей, то получим:

$$U_{don} = \sqrt{\frac{k_a}{b}},$$

где  $b$  — кратность пускового момента.



Для различной средней загрузки секции  $b=2,5$  получим следующие данные для  $k_3$  и  $U\%$ :

$k_3$	$U$
1 . . . . .	63,2%
0,8 . . . . .	56,5%
0,7 . . . . .	53%
0,6 . . . . .	43%
0,5 . . . . .	45%

Таким образом, если учесть, что средняя нагрузка секции всегда меньше номинальной и обычно не превышает 0,7, то допустимое напряжение получается не более 55%. Однако в действительности оно получается еще меньшим из-за фактически имеющего место поочередного раз-  
вертывания двигателей, что вызвано: а) неодинаковой их загрузкой; б) различной кратностью максимального момента и в) разным характером нагрузки. В действительности при полностью подключенном оборудовании секции нагрузка не бывает больше 70%, так как установленная мощность выбирается больше максимально возможной в эксплуатации. На этом основании можно считать допустимым напряжение самозапуска 55%  $U_n$ . При самозапуске от работающей секции можно также принять допустимым 55%  $U_n$ .

Для ориентировочных расчетов на основании принятой величины минимального остаточного напряжения составлены таблицы соотношения между установленной мощностью подключаемых двигателей и мощностью трансформатора. Например, для самозапуска от резервного трансформатора при кратности максимального момента 2,5 кратности пускового тока 5, минимальном остаточном напряжении 0,55  $U_n$  и номинальном напряжении со стороны питания трансформатора:

$x_{тр}$	$P_d/P_{тр}$
8% . . . . .	180%
10% . . . . .	150%
15% . . . . .	100%

а для самозапуска от работающей при тех же исходных условиях (установленная мощность работающей секции принята равной мощности трансформатора; если мощность работающей секции меньше мощности трансформатора, то мощность подключаемой секции может быть увеличена на половину недогрузки трансформатора):

$x_{тр}$	$P_d/P_{тр}$
8% . . . . .	150%
10% . . . . .	115%
15% . . . . .	60%

## Выводы

1. Допустимым напряжением самозапуска для собственных нужд электростанций следует считать 55%  $U_n$ .

2. Расчеты для определения уставок релейной защиты следует производить по сопротивлениям короткого замыкания двигателей (см. ниже пример расчета). Электродвигатели работающей секции можно приближенно учитывать их номинальным током.

3. Для ориентировочных расчетов допустимости самозапуска от резервного трансформатора или работающей секции можно пользоваться приведенными выше данными предельной установленной мощности подключаемой секции по условиям самозапуска.

4. Для уточнения аналитических расчетов самозапуска необходимо пользоваться фактически пусковыми кратностями токов электродвигателей, определяемыми по осциллограммам или по методу Орггрэс с обрывом одной фазы.

5. Следует коренным образом пересмотреть типовую схему соединений и автоматики резервного трансформатора (разработанной ТЭП), согласно которой при ремонте одного любого силового трансформатора собственных нужд с заменой его резервным собственными нужды электростанции необоснованно полностью лишаются АВР на все время ремонтов.

6. Для действующих электростанций при отсутствии резервного трансформатора следует шире применять схему взаимного резервирования нагруженных трансформаторов.

## Пример расчета самозапуска секции

Имеется секция с суммарным пусковым током  $I_n = 6300$  а при напряжении  $U_n = 3$  кв. Секция включается через резервный трансформатор  $k = 6,3/3,15$  кв;  $I_k = 8\%$ ,  $P = 5600$  ква и реактор  $x_p = 6\%$ ;  $U_p = 6$  кв,  $I_p = 750$  а. Напряжение на питающих шинах изменяется в пределах  $6,1 \div 6,8$  кв.

1. Определим данные схемы замещения, приведенные к напряжению низкой стороны,

$$x_d = \frac{U_n}{\sqrt{3}I_n} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 6300} = 0,275 \text{ ом};$$

$$x_p = 0,06 \frac{6000}{\sqrt{3} \cdot 22 \cdot 750} = 0,0693 \text{ ом};$$

$$x_{тр} = 0,08 \frac{3,15^2}{5,6} = 0,141 \text{ ом};$$

$$x_{вн} = x_p + x_{тр} = 0,0693 + 0,141 = 0,21 \text{ ом};$$

$$U_{макс} = \frac{6,8}{2} = 3,4 \text{ кв};$$

$$U_{мин} = \frac{6,1}{2} = 3,05 \text{ кв}.$$

## 2. Напряжение при самозапуске

$$U_{сз} = U_{мин} \cdot \frac{x_d}{x_{вн} + x_d} = 3,05 \frac{0,275}{0,21 + 0,275} = 1,73 \text{ кв}.$$

Самозапуск пройдет успешно, так как

$$\frac{U_{сз}}{U_{д. вн}} = \frac{1,73}{3} = 0,58 > 0,55.$$

3. Максимальная защита должна быть отстроена от тока самозапуска

$$I_{сз} = \frac{U_{макс}}{\sqrt{3}(x_{вн} + x_d)} = \frac{3400}{\sqrt{3}(0,21 + 0,275)} = 4060 \text{ а}.$$



# Телемеханизация кабельных сетей крупных городов

Инж. В. П. Алхазов, инж. Т. П. Белая и инж. Н. М. Красникова

Существующие распределительные сети крупных городов представляют собой сложное хозяйство. От питающих центров (электростанций и подстанций) отходят магистральные кабели, передающие электроэнергию в центры городской нагрузки. Эти кабели приходят на распределительные бестрансформаторные подстанции (распределительные пункты), имеющие распределительные устройства с масляными выключателями для отходящих кабельных направлений. Последними осуществляется питание многочисленных трансформаторных помещений, расположенных в различных частях города. Распределительная сеть высокого напряжения (6 и 10 кВ) представляет собой разветвленную сетку. Распределительные пункты и трансформаторные помещения работают без дежурного персонала.

Основным показателем работы городской кабельной сети является ее безаварийная работа, т. е. обеспечение бесперебойности в подаче электроэнергии потребителям. Большинство городских кабельных сетей имеет радиальную конфигурацию распределительной высоковольтной сети, а поэтому повреждение одного из участков ее вызывает прекращение электроснабжения целого ряда потребителей, присоединенных к данному лучу (направлению). Существовавший порядок выделения поврежденных участков сети, т. е. в конечном счете ликвидация аварии, занимал много времени и в настоящее время уже не может удовлетворить требованиям бесперебойного электроснабжения хозяйства большого города. Поэтому в настоящее время широко применяется автоматизация кабельных сетей, обеспечивающая выделение поврежденного оборудования и включение резервного питания<sup>1</sup>. Автоматизацией питающей и распределительной городской сети, казалось бы, может быть полностью достигнуто бесперебойное электроснабжение потребителей.

Однако опыт работы крупной кабельной сети показал, что достигнуть этого только автоматизацией сети нельзя. Работа автоматики в свою очередь потребовала обязательного наличия устройств, сигнализирующих о всех произошедших переключениях в схеме сети, а также позволяющих контролировать ее электрические параметры. Такими устройствами являются средства телемеханики.

При проектировании телемеханизации в первую очередь необходимо решить три основных вопроса: определить объем телемеханизации, выбрать аппаратуру телемеханики и каналы для ее работы.

<sup>1</sup> См. статью В. А. Смирнова, Автоматизация распределительной городской сети, „Энергетик“, 1953, № 6.

Опыт проектирования и выполнения работ по телемеханизации в одной из энергосистем подтверждает, что решение указанных выше вопросов требует особого учета специфических условий работы городской кабельной сети.

## Выбор объема телемеханизации

Объем телемеханизации (число телеизмерений и передаваемых телесигналов, применение телеуправления) должен определяться, исходя из схемы электрических соединений сети, степени ее автоматизации, особенностей эксплуатации сети, а также структуры диспетчерского управления. Он должен быть минимальным, но достаточным для обеспечения рационального режима работы сети, а также для предупреждения и ликвидации возможных аварий.

Схема электрических соединений, а также структура диспетчерского управления при проектировании телемеханизации обычно задаются довольно жестко, так как выбор их в основном определяют другие условия (количество и расположение пунктов электроснабжения и электропотребления, передаваемые мощности и пр.). Объемы автоматизации и телемеханизации влияют друг на друга, и выбор их должен быть тесно увязан между собой.

В связи с наличием большого числа питающих центров, распределительных пунктов и значительной протяженностью распределительной и питающей кабельной сети для повышения оперативности управления и обслуживания городскую сеть делят на районы. Поэтому для кабельных сетей крупных городов характерной является двухступенчатая структура диспетчерского управления, т. е. такая структура, при которой имеются диспетчерские службы районов — с районным диспетчерским пунктом (РДП) и центральная диспетчерская служба — с центральным диспетчерским пунктом (ЦДП). Районные диспетчерские службы обеспечивают нормальную работу распределительных сетей, а центральная диспетчерская служба руководит районными и обеспечивает нормальную работу питающей сети.

Двухступенчатость диспетчерского управления сокращает объем телемеханизации для каждого из диспетчерских пунктов. Кроме того, для сокращения объема телемеханизации очень важно выделить из общего числа те объекты, которые действительно необходимо телемеханизировать, чтобы обеспечить каждому звену диспетчерского управления повышение оперативности, не перегружив его ненужными сигналами, измерениями и командами.

С этой точки зрения при выборе объема телемеханизации большое внимание должно быть уделено вопросу необходимости телеуправления выключателями. Однако анализ работы автоматизированных кабельных сетей, имеющих достаточные резервы по генерирующей и трансформаторной мощности, а также по пропускной способности кабелей показал, что от телеуправления выключателями можно отказаться.

Дежурный персонал на распределительных пунктах в таких кабельных сетях, как правило, уже снят и поэтому телемеханизация не преследует цели уменьшения численности персонала. Основными доводами в пользу отказа от телеуправления выключателями являются следующие:

1. В нормальных условиях все выключатели, за исключением выключателей резервных связей, включены, и переключения в сети производятся только для осмотров, ремонтов и профилактических мероприятий, что связано с необходимостью отключения разъединителей и соблюдения «Правил техники безопасности».

2. При правильной организации эксплуатации и правильном построении сети в ней не должно быть суточных переключений.

3. При авариях отключения и переключения как в питающей, так и в распределительной сетях должны обеспечиваться релейной защитой и автоматикой (АВР, АЧР, АПВ для воздушных линий).

4. Применение телеуправления выключателями приведет к значительным капитальным затратам, так как потребуются замена ручных приводов выключателей грузовыми с устройством для автоматического подъема груза.

Отказ от телеуправления позволяет свести телемеханизацию кабельной сети только к телеконтролю, т. е. передаче телесигналов и телеизмерений. Телеконтроль должен позволять диспетчеру наглядно видеть производство переключений в сети, быстро (через несколько секунд) получать сигналы о ненормальных режимах и следить за распределением нагрузок.

Таким образом, на РДП должны передаваться с распределительных пунктов телесигналы о положении выключателей и о работе защиты от замыканий на землю.

На ЦДП необходимо телесигнализировать положение всех выключателей питающей сети и резервных связей (находящихся в оперативном ведении диспетчера ЦДП), а также сигналы о работе защиты от замыканий на землю со стороны питающих центров.

Сигналы о положении выключателей питающих кабелей и сигналы о работе защиты от замыканий на землю следует передавать на ЦДП непосредственно с питающего центра. Сигналы о положении выключателей питающих кабелей со стороны распределительных пунктов и выключателей кабелей связи целесообразно передавать на ЦДП через устройства ретрансляции, устанавливаемые на РДП.

Для контроля за уровнем напряжения и для правильного распределения нагрузок с каждого питающего центра на ЦДП и с каждого распределительного пункта на РДП должны передаваться телеизмерения токов отходящих кабелей и на-

пряжения шин. Исходя из условий эксплуатации кабельных сетей, все телеизмерения следует передавать только по вызову. Ввиду того что нельзя заранее наметить кабели, которые в случае аварии потребуют контроля распределения нагрузок, необходимо дать возможность диспетчеру вызвать измерение тока любого контролируемого кабеля.

Поскольку распределительная сеть, как правило, работает по радиальной схеме и каждый распределительный пункт является источником питания для своего участка, сети телеизмерения напряжения только с нескольких распределительных пунктов не дадут нужных результатов. Эти измерения не будут определять характера распределения напряжения в сети всего района.

Телеизмерение напряжения с каждого питающего центра диспетчеру ЦДП необходимо для контроля и обеспечения качества отпускаемой электроэнергии, для быстрого получения величин напряжения с разных питающих центров при производстве оперативных переключений и при предупреждении и ликвидации аварий. При наличии телеизмерения напряжений диспетчер может в любое время проверить правильность претензий потребителя.

Телеизмерение тока с каждого присоединения при наличии дежурного персонала на питающем центре на первый взгляд может показаться излишним. Однако следует иметь в виду, что наличие возможности вызвать телеизмерение может сократить время ликвидации аварии на 5—10 мин., что составляет 15—25 % от общего времени ликвидации аварии (30—40 мин.). В условиях крупного города, когда почти каждая авария приводит к выключению больниц, кино, театров, магазинов, бань и т. п., борьба за такое сокращение времени ликвидации аварии вполне себя оправдывает.

Из опыта эксплуатации крупной городской сети 6 и 10 кВ можно привести ряд примеров, подтверждающих целесообразность осуществления предлагаемого объема телемеханизации.

1. В автоматизированной распределительной сети (по двухлучевой схеме) отключение одного направления из-за повреждения в кабеле происходит незаметно для потребителя и для дежурного персонала района, так как вся нагрузка автоматически переводится на другое направление. При этом трансформаторы этого направления загружаются до 150 %. Длительная работа с такой перегрузкой без своевременного телесигнала и телеизмерения может привести к повреждению трансформаторов.

2. Работа АВР в часы максимальных нагрузок при повреждении питающих кабелей, а также вынужденное действие АВР во время системных аварий (которые обычно сопровождаются сильными толчками со значительным понижением напряжения на шинах питающего центра) также могут явиться причиной сетевой аварии из-за перегрузки питающих кабелей. Телесигнализация и телеизмерения в этом случае позволяют предупредить возможные аварии.

3. Без средств телемеханики диспетчер узнает о ненормальностях в сети в большинстве случаев от потребителей, которые обычно сообщают об

исчезновении напряжения. До выяснения причины и определения места повреждения проходит довольно много времени. При наличии телесигнализации и телеизмерения время на определение поврежденного участка сети, а потому и время недоотпуска электроэнергии резко сокращаются.

4. Сетевые районы и диспетчерская служба в настоящее время ведут ориентировочные расчеты баланса нагрузки участков сети по максимально-нагрузочным схемам и оперативным журналам питающих центров.

Производить ежедневный контроль при нормальном режиме и после переключений эксплуатации не имеет возможности, так как посылка оперативных бригад для производства проверок отнимает много времени. При наличии телеизмерений диспетчер может вести этот контроль, не привлекая оперативные бригады.

5. Получение телесигналов о работе защиты от замыкания на землю позволяет диспетчеру довольно точно выделить поврежденный участок и тем самым значительно сократить время ликвидации «земли». Это в большинстве случаев предотвращает развитие аварии.

## Каналы связи

При телемеханизации распределительных электросетей крупных городов возникает необходимость создания каналов телемеханики между районными диспетчерскими пунктами и несколькими сотнями распределительных пунктов, расположенных по длине кабельных трасс на расстоянии до 20 км от соответствующих РДП. Кроме того, для осуществления телеконтроля с центрального диспетчерского пункта необходимо связать его со всеми питающими центрами и районными диспетчерскими пунктами (рис. 1).

Естественно, что не может ставиться вопрос о прокладке самостоятельной сети кабельной связи. Общая протяженность такой дополнительной сети определялась бы сотнями километров, что привело бы к огромным затратам.

Поэтому решение должно быть найдено в использовании электрических сетей, уже имеющих в системе городского хозяйства, т. е. силовой кабельной сети 6 и 10 кВ и телефонной сети.

Использованию кабельной сети 6 и 10 кВ для каналов телемеханики в настоящее

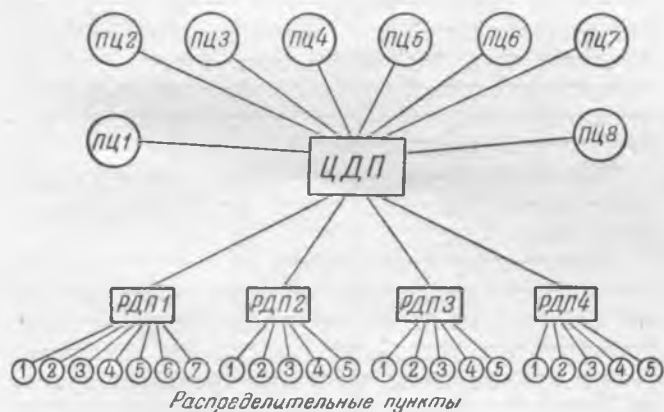


Рис. 1. Схема оперативного диспетчерского управления кабельной сетью.

время уделяется большое внимание. Однако для крупных городских сетей этот способ не может считаться целесообразным по следующим соображениям:

а) схема кабельных сетей не совпадает со схемой каналов телемеханики, так как кабельные линии 6 и 10 кВ дают возможность связать распределительные пункты не с РДП, а с питающими центрами (как правило, РДП располагаются не на питающих центрах, а в центре района кабельной сети);

б) ввиду изменения конфигурации сети при работе АВР потребуется обработка не только основного, но и резервных кабелей;

в) аппаратура обработки кабельных линий не позволит использовать простую и дешевую аппаратуру телеизмерения выпрямительной системы.

Использование телефонной сети. Телефонные сети крупных городов весьма развиты, их конфигурация позволяет осуществить связь между любыми точками в черте города. Для каналов телемеханики могут быть использованы как городская телефонная сеть, так и телефонные сети энергосистемы.

Почти все питающие центры и РДП имеют прямую ведомственную связь с ЦДП кабельной сети. Каналы телемеханики между питающими центрами и ЦДП, а также между РДП и ЦДП могут быть получены уплотнением прямых телефонных пар или путем выделения самостоятельных пар в ведомственной сети.

Несколько сложнее обстоит дело с созданием каналов телемеханики между распределительными пунктами и соответствующими РДП ввиду большого количества распределительных пунктов. Для этой связи должна быть использована городская телефонная сеть, как наиболее гибкая и разветвленная; в отдельных случаях может быть использована ведомственная сеть.

В качестве каналов телемеханики могут быть использованы либо жилы телефонного кабеля, соединяющие жестко РДП и распределительные пункты, либо каналы, получаемые при помощи аппаратуры АТС; в последнем случае аппаратура телемеханики должна автоматически подключаться к линии, как абоненты АТС на момент передачи.

Наиболее надежная связь может быть получена при применении прямых каналов. В целях экономии кабеля для прямой связи распределительных пунктов с РДП должны быть использованы абонентские линии телефонов городской сети, стоящих в распределительных пунктах (как известно, городская телефонная сеть состоит из абонентских линий, соединяющих телефоны абонентов с районной АТС, и соединительных линий между районными АТС).

Обычно основная масса телефонов, находящихся в распределительном пункте, связана с одной, двумя районными АТС.

Для прямой связи РДП должен быть соединен с районным АТС кабелями, емкость которых равна числу подходящих абонентских линий распределительных пунктов. На АТС абонентские линии телефонов распределительных пунктов должны быть отсоединены от аппаратуры АТС и перекрессированы на кабель РДП. В этом слу-



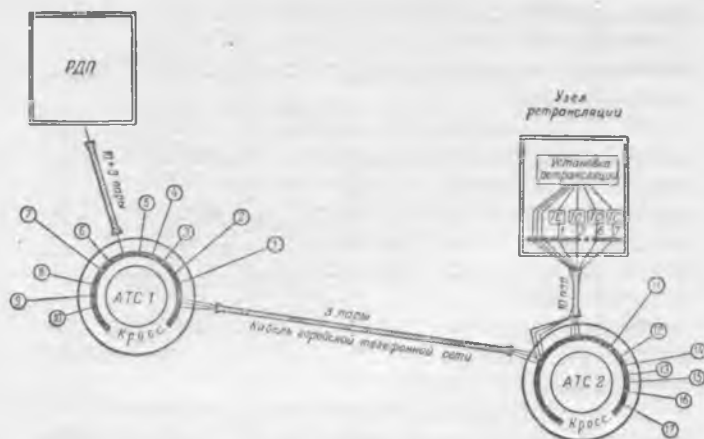


Рис. 2. Схема каналов телемеханики.

чае телефонный разговор может производиться только между распределительным пунктом и РДП или между распределительным пунктом и каким-либо другим абонентом через коммутатор РДП, т. е. исключается возможность занятия оперативной связи другими абонентами.

В случае, если между РДП и АТС по каким-либо соображениям нецелесообразно прокладывать кабель, на АТС или вблизи нее можно организовать узел ретрансляции. Для этого абонентские линии распределительных пунктов отсоединяются от аппаратуры АТС и перекрессируются на кабель, идущий на ретрансляционный узел к установкам телесигнализации и вызова телеизмерений (ТС-ТИ), распределительных пунктов. Установки распределительных пунктов связываются исполнительными цепями с установкой ретрансляции. Для связи ретрансляционного узла с РДП абонируются три пары в кабеле городской телефонной сети. Одна пара используется для работы установки ретрансляции, вторая — для передачи телеизмерения и третья — для телефонного разговора (рис. 2).

Для распределительных пунктов 1—10 (рис. 2) каналы телемеханики получены перекрестировкой абонентских линий на АТС 1. Для телемеханизации распределительных пунктов 11—17 используется узел ретрансляции при АТС 2.

Полученная тем или иным путем прямая связь должна быть уплотнена с таким расчетом, чтобы по абонентской линии распределительного пункта можно было передавать телесигналы, приказы на вызов измерений, сами телеизмерения и телефонный разговор.

Условия эксплуатации распределительных пунктов (отсутствие дежурного персонала и редкие вызовы телеизмерений) позволяют в качестве уплотнения рекомендовать способ последовательной во времени передачи, что в свою очередь обеспечивает возможность использования простой аппаратуры телеизмерения выпрямительной системы.

## Аппаратура телемеханики

Выбор типа аппаратуры телемеханики определяется в основном объемом телемеханики, видами измеряемых величин и каналами связи.

Вологодская областная универсальная научная библиотека

Однако к этой аппаратуре необходимо предъявить ряд общих требований, которые диктуются особенностями эксплуатации кабельных сетей:

1. Разветвленность кабельных сетей и наличие большого количества распределительных пунктов определяют значительный объем телемеханизации всей сети даже при минимальном объеме телемеханики с каждого пункта или питающего центра. Ввиду этого телемеханизация кабельных сетей ведет к большому насыщению аппаратурой телемеханики (например, для отдельных районов может потребоваться передать на РДП от 200 до 400 измерений).

Поэтому в целях уменьшения затрат при телемеханизации кабельных сетей, а также в целях упрощения эксплуатационного обслуживания аппаратура, применяемая для телемеханизации, должна быть предельно простой и дешевой.

2. В некоторых случаях устройства телемеханики должны работать при колебаниях температуры окружающей среды  $\pm 30^\circ \text{C}$  и относительной влажности 70%.

3. Условия кабельной сети позволяют производить передачу последовательно во времени телеизмерений (по вызову), телесигналов и телефонного разговора; точность телеизмерений может быть снижена (допускаемая погрешность телеизмерений тока до 5%, напряжения — 3%).

4. Исходя из решений по каналам связи, аппаратура телемеханики должна работать по кабельным телефонным линиям (на расстоянии до 20 км), используя прямые каналы или разговорные каналы АТС).

5. Максимальный уровень передачи при работе как по каналам АТС, так и по прямым каналам не должен превышать значений, допустимых при нормальной эксплуатации линий телефонной связи.

Для прямых каналов связи может быть принята аппаратура телеизмерения выпрямительной системы (ближнего действия), как наиболее простая и надежная в эксплуатации.

В целях экономии аппаратуры и облегчения условий эксплуатации на каждом распределительном пункте и питающем центре должно устанавливаться по одному выпрямительному преобразователю тока и напряжения, вне зависимости от числа измеряемых параметров. Это позволяет значительно сократить по всей сети число выпрямительных ламп.

Чтобы обеспечить простую схему подключения токовых цепей к выпрямительному преобразователю тока, вторичные цепи трансформатора тока каждой линии должны присоединяться к выпрямительному устройству через вторичный промежуточный трансформатор.

Число приборов должно быть минимальным и в пределе равняться числу необходимых шкал (рис. 3).

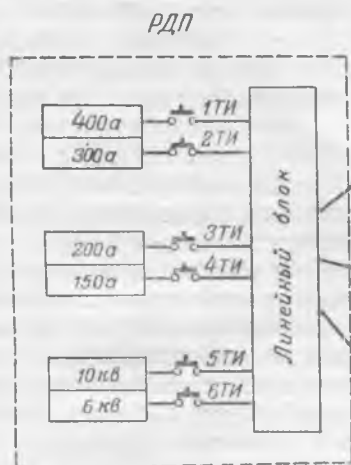
В настоящее время завод «Электропулт» изготавливает комплекты аппаратуры выпрямительной системы, позволяющие использовать одно выпрямительное устройство для десяти измерений тока и принимать до десяти измерений на прибор не более чем с двух распределительных пунктов.

В случае использования для связи каналов АТС или прямых каналов с частотным уплотне-



нием пришлось бы использовать телеизмерения дальнего действия частотных систем (рис. 4).

Эта аппаратура должна удовлетворять следующим техническим требованиям:



ИТ—повторители реле вызова телеизмерений на РДП; РМ—повторители реле вызова телеизмерений на распределительном пункте; КТ—корректирующие трансформаторы; ВУ—выпрямительные устройства; ВПН—выпрямительные преобразователи напряжения.

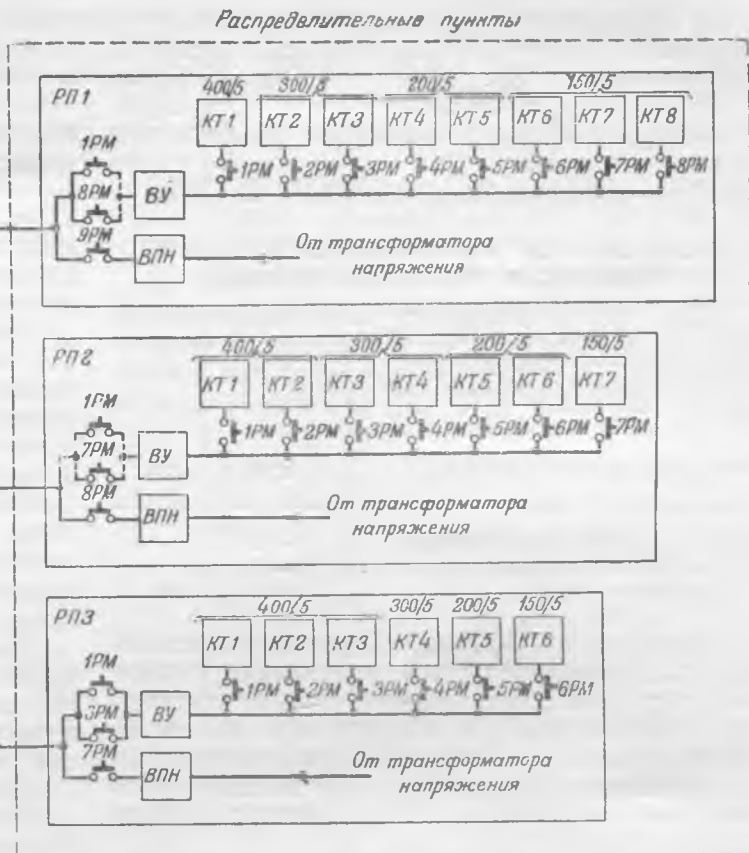


Рис. 3. Схема телеизмерений выпрямительной системы.

- 1) работать по каналу АТС или уплотненному каналу;
- 2) для передачи (по вызову) всех телеизмеряемых величин с распределительного пункта или питающего центра должен использоваться только один генератор;
- 3) на один приемник телеизмерения должны подаваться измеряемые величины с разных рас-

пределительных пунктов (или питающих центров);

- 4) на один прибор (последовательно во времени) могут поступать измерения с разных приемников; число приборов должно быть минимальным (в пределе равно числу необходимых шкал);

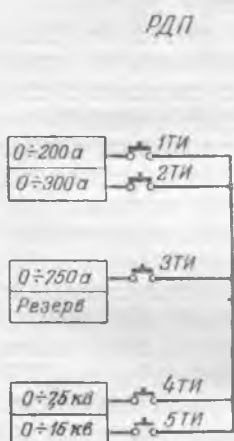
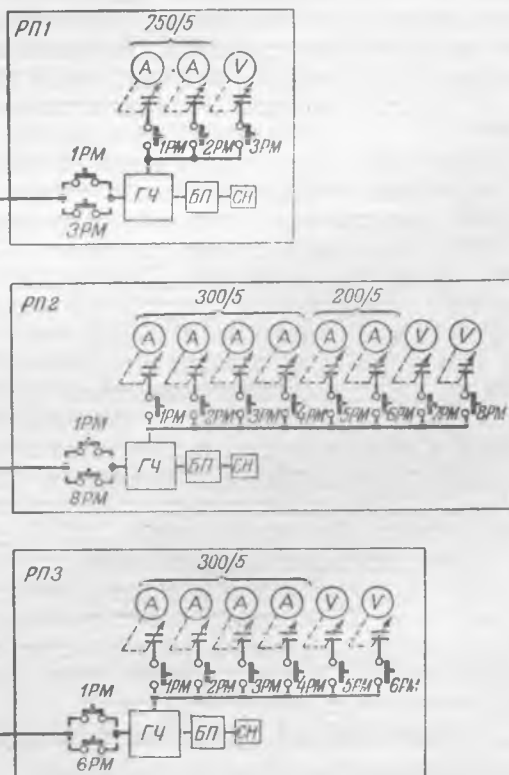


Рис. 4. Схема телеизмерений частотной системы.  
ГЧ—генератор частоты; БП—блок питания; СН—стабилизатор напряжения; А—датчик-амперметр; В—датчик-вольтметр.



5) погрешность телеизмерения, как указывалось выше, может быть допущена для тока 5%, для напряжения 3%.

6) на распределительных пунктах аппаратура телеизмерения должна нормально работать при колебаниях температуры окружающей среды  $\pm 30^\circ$  и относительной влажности — до 70%.

### Устройства телесигнализации и вызова телеизмерений

Для телемеханизации крупных кабельных сетей должны применяться устройства телесигнализации (ТС), а также телесигнализации и вызова телеизмерений (ТС-ТИ) различной емкости:

Назначение устройства	ТС	ТИ
Для распределительного пункта . .	10—20	5—10
Для питающего центра . . . . .	25—75	25—75
Для ретрансляции . . . . .	100—200	—

Устройство ТС-ТИ для распределительных пунктов должно обеспечить автоматическую известительную телесигнализацию с этих пунктов на РДП, циркулярную передачу сигналов по запросу диспетчера и индивидуальный вызов телеизмерений, а также требовать для телесигнализации, телеизмерений и телефонного разговора одного канала связи.

Устройство должно обеспечить двусторонний вызов абонента для телефонного разговора и при этом телесигнализации должно обеспечиваться предпочтение перед телеизмерениями и телефонным разговором. Это значит, что если во время телеизмерений или телефонного разговора происходит переключение объекта телесигнализации, канал должен автоматически переключаться на устройство ТС-ТИ, и на ДП посылается известительная передача о новом положении объекта. Переключение канала должно происходить только после проверки правильности принятия распорядительной серии на контролируемом пункте.

В целях упрощения эксплуатационного обслуживания и удешевления устройства ТС-ТИ должны выполняться по предельно облегченной схем общим и индивидуальных узлов. Для каналов, создаваемых при помощи аппаратуры АТС, в настоящее время установки ТС-ТИ заводами не изготавливаются. Для прямых каналов заводом выпускается устройство телеуправления — телесигнализации (ТУ-ТС) типа ВРТ-53.

Эти устройства сложны для условий кабельной сети и не рассчитаны на передачу по одному каналу последовательно во времени телесигнализации, телеизмерений и телефонного разговора.

Для возможности использования устройства типа ВРТ-53 в кабельных сетях при наличии прямой связи без уплотнений ОАТН института «Гидроэнергопроект» разработало схему автоматического переключателя линии (линейную приставку типа ЛП-2, принятую к производству заводом «Электропульт»), позволяющего в комбинации с ВРТ-53 использовать один канал для телемеханики и телефонной связи.

Схема линейной приставки используется для

отключения линейной цепи устройства ТУ-ТС от канала связи и подключения аппаратуры телеизмерений, а также для обратного переключения канала на устройство ТУ-ТС. Переключение канала на передачу телеизмерений возможно после проверки правильности исполнения посланного приказа и осуществляется (как и обратное переключение, а также вызов телефона) посылкой импульса переменного тока 50 гц напряжением 75 в (посылка импульса производится по одному проводу и «земле»).

Устройство типа ВРТ-53 в сочетании с линейной приставкой и телефонным коммутатором позволяет по одной паре проводов последовательно во времени осуществить:

а) телеуправление; б) вызов телеизмерения; в) передачу вызванного телеизмерения; г) циркулярную передачу сигналов по запросу диспетчера; д) автоматическую известительную телесигнализацию, посылаемую с контролируемого пункта; е) двусторонний вызов абонента к телефону; ж) телефонный разговор.

Для выполнения перечисленных операций требуется одна двухпроводная неуплотненная линия связи. Отсутствие фильтров в линейной цепи позволяет использовать для передачи телеизмерений выпрямительную систему ближнего действия.

Линейная приставка состоит из двух полуккомплектов, один из которых устанавливается на диспетчерском, а второй — на контролируемом пунктах. Схема приставки разработана так, что не требует каких-либо переделок в устройстве ТУ-ТС типа ВРТ-53. При неисправности устройств ТУ-ТС схема обеспечивает прямую телефонную связь.

Устройства ТС-ТИ распределительных пунктов питаются постоянным током 48 в. На стороне РДП питание обеспечивается от батареи, работающей в буферном режиме с селеновым выпрямителем; на стороне распределительных пунктов — только селеновыми выпрямителями. Для повышения надежности питания сеть переменного тока должна иметь надежный автоматический резерв по низкому напряжению.

Устройство ТС-ТИ для питающих центров должно обеспечивать автоматическую известительную телесигнализацию с питающего центра на ЦДП, циркулярную передачу сигналов по запросу диспетчера, индивидуальный и циркулярный вызов телеизмерений. Циркулярный вызов телеизмерений следует дать для возможности регистрации утренних и вечерних максимумов нагрузок. Чтобы сократить объем телесигнализации, устройство должно быть снабжено схемой автоматического отыскания земли. В остальном устройство должно удовлетворять всем обычным техническим требованиям для установок ТУ-ТС.

Из изложенного видно, что при телемеханизации кабельных сетей крупных городов возникает ряд специфических вопросов, требующих уточнения и разрешения как в части объема телемеханизации, так и в части аппаратуры телемеханики. Эти вопросы должны решаться проектирующими и научно-исследовательскими институтами, заводами-изготовителями и обязательно совместно с работниками эксплуатации.



# Эксплуатация телемеханизированных подстанций и распределительных пунктов

Инж. С. Е. Кашпровский и инж. Е. А. Кагановская

В энергосистеме согласно принятой схеме управления центральному диспетчерскому пункту подчинены электростанции и сети 35 кВ (так называемая основная система); распределительные сети 10 кВ с распределительными пунктами подчинены районному диспетчерскому пункту электрических сетей.

Телемеханизированные подстанции представляют собой подстанции с двумя трансформаторами, двумя линиями 35 кВ и 13—15 линиями 10 кВ с двойной системой шин на обоих напряжениях. Распределительные устройства 35 кВ — открытые, 10 кВ — закрытые. Подстанции работают в кольце 35 кВ, соединяющем электростанции системы.

Распределительные пункты представляют собой закрытые распределительные устройства, имеющие двойную систему шин и 9—13 отходящих линий. На некоторых из них имеются понижающие трансформаторы мощностью до 3 200 кВА, напряжением 10/2 кВ. Эти пункты расположены в городе и являются питательными для сети 10 кВ. Так как сеть 10 кВ развита недостаточно, то на распределительных пунктах часто производятся переключения, вызываемые как ремонтными работами, так и изменениями режима сети (ежегодно бывает до 100 включений и отключений выключателей).

До телемеханизации как подстанции, так и распределительные пункты управлялись дежурным персоналом. На подстанции в каждую смену дежурил техник и охранник. На распределительном пункте находился дежурный электромонтер.

Дежурный по подстанции производил осмотры оборудования и оперативные переключения, подготавливал рабочие места ремонтному персоналу и оформлял допуски к работам. Дежурный электромонтер на распределительном пункте производил осмотры оборудования, подготовку рабочих мест совместно с ремонтной бригадой и допуск ее к работам.

В связи с телемеханизацией и осуществлением включений и отключений выключателей на подстанциях с ЦДП, а на распределительных пунктах с РДП стало возможным на каждой подстанции оставить только одного дежурного техника и возложить на него обязанности по производству осмотров оборудования, заряду оперативной батареи, подготовке рабочих мест и допуску к работам, а также и по охране подстанции<sup>1</sup>. С телемеханизированных распределительных пунктов дежурный персонал снят полностью.

Это мероприятие дало возможность образовать бригаду монтеров для обходов всех распределительных пунктов сети, что позволило снять дежурных монтеров и с нетелемеханизированных пунктов.

<sup>1</sup> Нельзя признать обоснованным сохранение на телемеханизированных подстанциях, находящихся относительно близко от ЦДП и РДП энергосистемы, круглосуточного дежурства. Ред.

На ЦДП и РДП были смонтированы диспетчерские щиты с мнемосхемами, изготовленные заводом «Электропульс».

Как для подстанций, так и для распределительных пунктов принято телеуправление всеми выключателями 35 и 10 кВ. Кроме того, на этих объектах имеется управление искателями «земли», т. е. устройствами, автоматически определяющими линию 10 кВ с поврежденной на землю изоляцией одной фазы.

Телесигнализация предусматривает передачу положения всех выключателей и сигналов при замыканиях на землю каждой из линий 10 кВ. Кроме того, с каждого объекта передаются общие сигналы.

С подстанций передаются следующие сигналы: аварийное отключение выключателей (от выходного сигнального реле); немедленный выезд дежурного (неисправность на подстанции); работа защиты трансформаторов от внутренних повреждений; предельная температура масла трансформаторов (отдельно каждого); замыкание на землю в сети 35 кВ; замыкание на землю в сети 10 кВ; перегрузка трансформаторов; контроль напряжения трансформаторов напряжения 35 кВ.

С распределительных пунктов передаются сигналы: аварийное отключение выключателей; понижение напряжения переменного тока; понижение напряжения постоянного оперативного тока.

В объем телеизмерений для подстанций входит телеизмерение напряжений 35 и 10 кВ, тока трансформаторов и тока линий 35 кВ.

В объем телеизмерений для распределительных пунктов входит измерение тока отходящих линий 10 кВ. Все измерения работают по вызову.

На подстанциях 35/10 кВ установлены время-распределительные устройства телеуправления — телесигнализации типа ВРТ-48 модель В и др. изготовления завода «Энергодеталь». Эти устройства в энергосистеме реконструированы. Изъята защита от неправильной передачи телесигналов, осуществленная в свое время при помощи схемы с двумя контактами у реле-повторителей положения выключателей РК. Последняя устранена как совершенно лишнее и бесполезное звено. В устройство внесены изменения для разрешения одновременного отключения нескольких выключателей — так называемая аварийная разгрузка, которая неоднократно оправдывала себя в эксплуатации.

Питание устройств на ЦДП осуществляется от аккумуляторных батарей 48 В для самих комплектов и 60 В для питания линий связи. На подстанциях использованы ответвления 48 В от оперативной батареи 110 В с постоянным подзарядом.

В качестве реле-повторителей использованы встроенные в кожухи реле типа РПТ-100 на 127 В переменного тока, включенные через добавочные сопротивления на напряжение 110 В постоянного тока. В качестве реле управления У

использованы те же реле, но включаемые без добавочных сопротивлений.

Для телеизмерения применена аппаратура ближнего действия завода «Электропульт» с приборами типа ПМС-1.

В качестве линий связи применены арендованные у городской АТС кабельные пары. Сопротивление проводов в оба конца достигает для наиболее удаленных объектов 2 000 ом. Следует заметить, что это потребовало добавления в устройствах ВРТ-48 реле Л<sup>1</sup>, включенного до реле Л, что значительно повысило чувствительность устройства. В качестве такого реле принято реле типа 10.

Вследствие того что питание линий осуществлено с ЦДП от батарей 60 в, в устройствах дополнительно были смонтированы реле максимальной защиты (РМЗ). Для этой цели взяты реле типа 70, но с током трогания, превышающим нормальный ток линии в 2—2,5 раза. Такое реле реагирует на короткое замыкание в конце линии.

На распределительных пунктах установлены устройства ТУ-ТС, разработанные и изготовленные персоналом МС РЗАИ электросети. Эти устройства основаны на полярно-распределительном принципе. Их преимущество заключается в том, что на трех распределительных пунктах они имеют по одному командному и резервному устройству. Недостатком устройства является передача сигнализации положения выключателей только во время действия данной телемеханической установки.

Решено в дальнейшем заменить эти устройства заводскими установками ВРТ-53.

Для телеизмерения тока каждой из отходящих линий на распределительных пунктах применены специальные промежуточные трансформаторы тока и одно общее выпрямительное устройство. Это дало возможность осуществить одним устройством телеизмерение до 20 присоединений. Соответствующая схема была разработана ЦС РЗАИ и МС РЗАИ электросети в 1951 г.\*.

В качестве источников питания на распределительных пунктах применяются как аккумуляторные батареи 24—48 в, так и выпрямительные устройства. Успешно используются источники выпрямленного напряжения типа КВ-24-3,6 Энергоцветмета Министерства цветных металлов. Хорошая их работа определяется наличием специального регулирующего устройства с магнитным усилителем и качественными фильтрами. Они были на месте переделаны на напряжение 48 в и работают безотказно.

На телемеханизированных объектах принят следующий порядок обслуживания устройств телемеханики и основного оборудования.

На электростанциях все работы во вторичных цепях производятся персоналом МС РЗАИ; работа с самими устройствами телемеханики — силами ЦС РЗАИ и с основным оборудованием — персоналом электроцеха.

На подстанциях 35/10 кв допуск к работам как на основном оборудовании, так и в устройствах вторичных цепей и телемеханики производит дежурный подстанции. Работы по ремонту

основного оборудования производит специальный ремонтный персонал электросети; работы во вторичных цепях и в устройствах телемеханики — персоналом МС РЗАИ электросети.

На распределительных пунктах дежурного персонала нет, и поэтому все работы как с основным оборудованием, так и с устройствами защиты, автоматики и телемеханики производит персонал электросети, имеющий оперативные права (персонал участка подстанций — с основным оборудованием и персонал МС РЗАИ электросети — с защитными и телемеханическими устройствами). Допуск по телефону разрешает дежурный диспетчер РДП.

Всего за 1953 г. по энергосистеме произведено следующее количество телемеханических операций:

- 1) телеуправление — 2 578 «правильно» и 13 «отказов»;
- 2) телесигнализация — 55 446 «правильно» и 47 «отказов»;
- 3) телеизмерений по вызову — 45 642 «правильно» и 16 «отказов».

В сумме устройства телемеханики проработали 78 448 час. и за это время имели 1 146 час. простоя.

За 1953 г. не было неправильных операций телеуправления, а невыполненные составили 0,5% от числа правильно исполненных операций.

В телесигнализации за 1953 г. неправильные сигналы или отказы составили 0,085% от полного числа правильных. За тот же период неправильных вызовов и отказов телеизмерения было 0,035% от полного числа вызовов телеизмерений.

Таким образом, телемеханические устройства зарекомендовали себя даже в период фактического их освоения как имеющие достаточную для промышленной эксплуатации надежность.

Неполадки телемеханических устройств, имевшие место за 1953 г., характеризуются числом случаев нарушений в работе:

По телеуправлению . . . . .	13
В том числе:	
Неудовлетворительное состояние устройства поиска земли (из-за ошибок в схеме) . . . . .	1
Нарушение цепей в устройствах ВРТ-48 (из-за небрежной заводской пайки) . . . . .	2
Неправильные операции дежурного диспетчера (посылка команды одновременно на отключение обоих выключателей трансформатора, следствием чего был защитный отказ) <sup>2</sup> . . . . .	3
Понижение напряжения на выпрямителе при циркулярной аварийной разгрузке и одновременной работе нескольких реле (из восьми реле У сработали только три и соответственно отключили три объекта из восьми, подлежащих отключению при этой операции) . . . . .	1
Разрегулировка ключа на пульте управления по вине персонала . . . . .	1
Отказ привода ГП-125 на включение также по вине персонала . . . . .	1

Не выяснено (наиболее вероятно, что нарушения были из-за обрыва без предупреждения соединительных проводов, находящихся в ведении городской АТС) . . . . . 4

\* Подобная аппаратура в настоящее время выпускается заводом «Электропульт». Ред.

<sup>2</sup> Возможность одновременного отключения всех выключателей трансформатора желательно предусматривать, так как это создает определенное удобство в эксплуатации. Ред.

По телесигнализации . . . . .	47
В том числе:	
По вине эксплуатационного персонала служб РЗАИ . . . . .	31
Из-за ошибок в проекте . . . . .	2
По вине персонала других служб . . . . .	2
Из-за нарушений линий связи . . . . .	9
Из-за нарушений питания . . . . .	3

Анализ неполадок показывает, что персонал еще недостаточно изучил аппаратуру телемеханики. Например, некоторыми МС РЗАИ не регулировались реле РК, чем было вызвано 12 отказов в работе устройств ТУ-ТС.

Плохо обслуживается аппаратура пультов и мнемосхем (четыре нарушения из-за разрегулировки ключа, затирания кнопки и перегорания лампочки в мнемосхеме). Неудовлетворительно были запроектированы и схемы сигнализации.

В отношении телеизмерения ближнего действия нужно в первую очередь отметить высокую погрешность. Например, ваттметры дают погрешность до  $\pm 3\%$  от шкалы и она в существующих устройствах не может быть понижена. Вследствие незначительного вращающего момента прибора и сложной системы передачи к длинной стрелке плохо работают приборы ПМС-1. Нужно подумать о расширении шкалы вольтметров и повышении устойчивости показаний.

В целом опыт работ по телемеханизации в энергосистеме показал, что при освоении персоналом выпускаемой аппаратуры, а тем более при ее усовершенствовании, уже сейчас своевременно переходить на проектирование большинства подстанций без щитов управления и без постоянного дежурства персонала.

□ □ □

## Эксплуатация телемеханизированной подстанции

Инж. Л. Ф. Габуня и инж. Ф. А. Куликов

Телемеханизированная понизительная подстанция расположена в черте города на расстоянии 2,5 км от центрального диспетчерского пункта. Подстанция (рис. 1) имеет открытые распределительные устройства 110 и 35 кВ и закрытое 6 кВ с одной системой шин. Система шин 110 кВ состоит из двух секций, соединенных между собой через секционный разъединитель; две

электропередачи 110 кВ работают в режиме разомкнутого кольца (одна линия на подстанции включена, а другая отключена и находится под напряжением со стороны соседней подстанции). На линиях 110 кВ и силовых трансформаторах смонтированы АВР, а на линиях 35 и 6 кВ — АПВ.

Большую часть суток в работе находится один трансформатор, второй — включается в работу только в часы вечернего максимума.

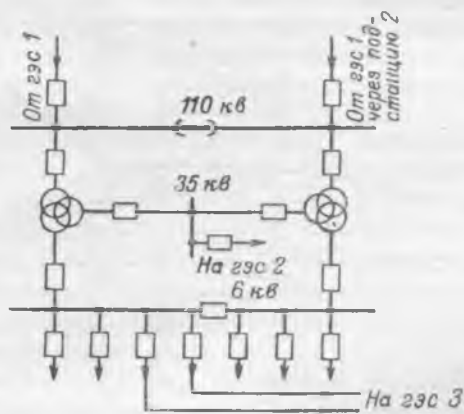


Рис. 1.

секции шин 6 кВ связаны через секционный выключатель.

К подстанции подходят две линии 110 кВ, отходят — одна 35 кВ и семь линий 6 кВ. Через эту подстанцию осуществляется параллельная работа трех электростанций энергосистемы, а также распределяется основное количество вырабатываемой электроэнергии.

На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 15/15/10 тыс. кВА, 110/38,5/6,6 кВ. Все выключатели — масляные с соленоидными приводами.

По условиям релейной защиты сети линии

### Управление и обслуживание подстанции

Контроль за работой подстанции осуществляется с центрального диспетчерского пункта. Все включения и отключения выключателей производятся непосредственно диспетчером энергосистемы. Операции по отключению и включению разъединителей, установке и снятию переносных защитных заземлений, когда какое-либо присоединение выводится в ремонт, выполняются эксплуатационным персоналом.

При получении на ЦДП предупредительного или аварийного сигнала диспетчер энергосистемы вызывает на подстанцию начальника или мастера или посылает туда дежурный персонал оперативной службы электросетей, который производит осмотр подстанции и по выпавшим сигнальным реле или другим приборам определяет причину работы предупредительной или аварийной сигнализации.

Весь штат двух телемеханизированных подстанций и одного распределительного пункта 6 кВ составляет 5 чел.: начальник этих подстанций, один мастер, один старший электромонтер и два электромонтера.

Работа этого персонала сводится к осмотрам оборудования в сроки согласно «Правилам техни-



ческой эксплуатации», наблюдению за работой устройств телемеханики и проведению ремонтов.

Нормально для ремонтных целей или профилактических испытаний оборудования подстанции наряды выписывает начальник подстанции, оперативные переключения производит мастер подстанции с ремонтным персоналом, имеющим III квалификационную группу, или с дежурным техником оперативной службы электросетей. Эти же лица подготавливают рабочее место. Допуск к работам производит дежурный техник оперативной службы или мастер подстанции.

В неотложных случаях, а также при отключении воздушных и кабельных линий для проведения ремонтных работ оперативные переключения и подготовку рабочего места производит дежурный техник (V квалификационная группа) совместно со старшим дежурным монтером (IV квалификационная группа) оперативной службы электросетей.

Необходимо отметить, что согласно «Правилам безопасности» требуется не менее трех квалифицированных работников, не принимающих непосредственного участия в ремонтных работах (выписывающий наряд, ответственный руководитель и допускающий), что при малом количестве эксплуатационного персонала создает большие трудности в организации и проведении ремонтных работ.

## Объем телемеханизации

В объем телемеханизации подстанции входят: телеуправление всеми масляными выключателями; телесигнализация их положения; передача общих сигналов — «авария», «неисправность» и «земля на шинах 6—35 кВ»; телесигнализация работы дифференциальной и газовой защиты силовых трансформаторов; телеизмерение по вызову токов всех трех обмоток силовых трансформаторов, напряжения на шинах 6 кВ и постоянное телеизмерение частоты на шинах 110 кВ.

Телемеханизация подстанции выполнена на аппаратуре заводского изготовления — установке телеуправления-телесигнализации типа ВРТ-48 и телеизмерительной аппаратуре выпрямительной системы завода «Электропульт». На центральном диспетчерском пункте установлены щит и пульт конструкции завода «Электропульт».

В качестве каналов телемеханики между подстанцией и ЦДП использованы шесть жил кордельного кабеля марки ДЗД-7×4, из которых две жилы для телеуправления — телесигнализации и четыре жилы — для телеизмерения.

## Итоги работы устройств телемеханики

За время эксплуатации телемеханизированной подстанции (XII 1952 г. — III 1954 г.) было произведено 723 операции с масляными выключателями; из них 23 операции (3,2%) были неуспешными. Телеустановка имела 50 час. простоя. При этом большинство случаев неправильной работы аппаратуры телемеханики вызвано наличием некоторых конструктивных недостатков и заводских

дефектов и относится к периоду наладки и освоения.

Данные по отказам работы устройства телеуправления — телесигнализации приведены ниже:

Причина отказа	Количество случаев	Общее время простоя
Нарушение контура замедления реле 1П . . . . .	6	6 час.
Механическая разрегулировка шагового искателя полукомплектов КП и ДП . . . . .	2	2 часа
Изменение временной характеристики контура пульсары . .	1	1 час
Плохая пайка в цепях управления	1	8 час.
Нарушение питания в полукомплекте КП . . . . .	2	8 .
Нарушение контактов в реле-повторителях . . . . .	2	5 .
Отказ по невыясненной причине .	9	—
Профилактика . . . . .	—	20 час.

За это же время был один случай нарушения работы телеизмерения с простоем 72 час. из-за пробоя изоляции в трансформаторе ВПН-1.

В процессе эксплуатации были выявлены следующие недостатки установки ВРТ-48.

1. Существующая защита в полукомплекте подстанции, состоящая из реле 1КУ и 2КУ, не во всех случаях исключает возможность ложной операции, в частности когда нарушена изоляция между ламелями искателя или механически поврежден конец луча искателя и при других неисправностях, которые могли бы вызвать перекрытие лучом двух ламелей.

Вместо этой защиты может быть рекомендована защита с одним реле, рассчитанным на работу при протекании через него тока двух и более реле управления, схема которой показана на рис. 2, где РИВ и РИО — реле исполнения характера операции (соответственно «включить» и «отключить»); КС — реле контроля синхронного хода искателя; НИ — начинающее реле; 2КУ — второе контрольное реле защиты от двух приказов; Б — реле блокировки вызывного сигнала;

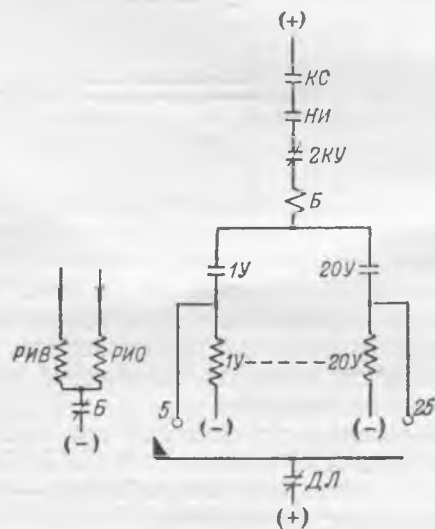


Рис. 2.

1У—20У — реле управления; ДЛ — реле приема удлиненной паузы.

2. В полукомплекте диспетчерского пункта цепи управления сосредоточены на тех ламелях искателя, где луч ротора имеет плоский наконечник. В результате при незначительном механическом смещении ротора искателя происходит образование двойных удлиненных пауз и команда телеуправления не проходит.

Для устранения указанного недостатка в порядке опыта был подрезан наконечник луча ротора искателя. Однако это создало возможность ложной операции. Во время операции с объектами (допустим с объектом, расположенным на ламели 6) в момент перехода ротора искателя с ламели 5 на ламель 6, когда реле искателя находится в подтянутом состоянии, луч на ДП, в результате незначительного смещения ротора, может оказаться на ламели 6, тогда как на КП луч еще находится на ламели 5.

В результате этого образуется удлиненная пауза на ламели 5 КП и происходит ложная операция. Такие же явления происходят и на ламелях телесигнализации. Они могут быть устранены путем применения искателя с точечным наконечником луча.

3. На диспетчерском щите отсутствует постоянный контроль исправности цепей телесигнализации. Этот недостаток при возможных нарушениях цепей сигнализации (неисправность сигнальных ламп, контактов сигнальных реле и символов) может дезориентировать дежурного диспетчера и во время аварийных режимов вызвать нежелательные последствия.

### **Профилактические проверки и испытания аппаратуры телемеханики**

Профилактику и ремонты оборудования телемеханики производит специально выделенный персонал ЦС РЗАИ. Наряды формы № 2 на эти работы выписывает начальник МС РЗАИ электросетей, а допуск к работам производит начальник или мастер подстанции.

Допуск к работам как на основное оборудование, так и на аппаратуру телемеханики осуществляется по распоряжению или с ведома дежурного диспетчера.

Профилактические испытания аппаратуры телемеханики производятся раз в год. В объем профилактических испытаний входят: чистка и регулировка контактов реле, шаговых искателей, проверка взаимодействия отдельных узлов и всей схемы телеустановки и снятие осциллограммы линейной характеристики телеустановки (в отдельных случаях могут быть сняты временные характеристики с реле замедленного действия).

Профилактические испытания вторичных цепей производятся одновременно с ремонтом основного оборудования. Кроме того, проводятся ежедневные наблюдения за работой средств телеме-

ханики и выявившиеся дефекты незамедлительно устраняются. Исправность цепей телесигнализации на диспетчерском щите проверяется раз в неделю.

### **Выводы**

1. За все время эксплуатации устройства телемеханики показали надежную работу. Как уже указывалось выше, имевшие место отказы в работе относятся главным образом к периоду освоения и наладки.

2. Телемеханизация подстанций дает возможность полностью снять дежурный персонал и в то же время значительно повышает оперативность диспетчерского управления, позволяя диспетчеру системы непрерывно следить за работой подстанций.

В условиях рассматриваемой энергосистемы это имеет особое значение при ликвидации аварий, когда восстановление питания потребителей производится от электростанций небольшой мощности, что не позволяет восстановить электроснабжение сразу всех потребителей. В этом случае диспетчер системы отключает с ЦДП отходящие линии 6 кВ, подает на шины подстанции напряжение и затем поочередно включает отключенные линии, чем намного сокращается время ликвидации аварии.

3. Как правило, телеуправление необходимо осуществлять теми выключателями, положением которых определяется режим работы. Остальные выключатели линий и трансформаторов должны быть оборудованы автоматическими устройствами (АПВ, АВР, АЧР). Особо важно иметь телесигнализацию положения всех выключателей, сигналы о состоянии подстанции (авария, неисправность, работа автоматики, работа дифференциальной и газовой защит трансформаторов и пр.), а также телеизмерение необходимых величин, так как это позволяет диспетчеру быстро ориентироваться в аварийной обстановке и в минимальное время восстанавливать нормальное положение.

В начале 1954 г. в период обильного выпадения мокрого снега в энергосистеме имели место многократные отключения линий электропередачи 110 кВ вследствие схлестывания проводов. Только благодаря наличию средств телемеханики диспетчер во всех случаях исключительно быстро восстанавливал нормальную работу системы.

4. При существующей защите в установке ВРТ-48 все же не исключена возможность выполнения ложной операции телеуправления. Поэтому считаем целесообразным рекомендовать заменить эту защиту на предлагаемую нами, поскольку последняя надежно гарантирует от выполнения ложной операции.

5. В целях лучшего использования небольшого количества эксплуатационного персонала на телемеханизированных подстанциях при проведении ремонтных работ и допусков к работам необходимо пересмотреть «Правила безопасности» в этой части.

□ □ □

# ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

## Асбоцементные кровельные покрытия

За последние годы большое применение получили асбоцементные кровельные покрытия промышленных зданий.

Надежная атмосфероустойчивость и невосгораемость этих покрытий в сочетании с индустриальностью позволяют отнести этот вид кровли к числу наиболее прогрессивных, не требующих кранового оборудования большой грузоподъемности, что обычно является необходимым при монтаже кровельных покрытий из крупных панелей (армопенобетонных, армопеносиликатных, железобетонных — утепленных).

Несмотря на перечисленные преимущества асбоцементных кровельных покрытий, в строительстве тепловых электростанций и промышленных предприятий МЭС они не нашли еще надлежащего применения. Между тем имеется полная возможность использования этого типа покрытий в таких зданиях, как разгрузочного устройства, теплохолодного склада, галереи топливоподачи, паровозного депо.

В настоящее время для устройства кровель промышленных зданий выпускаются асбоцементные волнистые листы усиленного профиля ВУ (ГОСТ 5427-50), основная характеристика которых приведена в табл. 1.

Таблица 1

Характеристика	ВУ-1	ВУ-2	ВУ-3	ВУ-4
Длина, мм . . . . .	2 800±10	2 300±10	2 100±10	1 600±10
Ширина, мм . . . . .	994±5	994±5	994±5	994±5
Толщина, мм . . . . .	8±0,8 8±0,3	8±0,8 8±0,3	6±0,5 6±0,2	6±0,5 6±0,2
Момент сопротивления, см <sup>3</sup> /м . . . . .	104	104	78	78

Волнистые листы ВУ-1 и ВУ-2 (рис. 1) применяются в основном для холодных кровель промышленных зданий, но при пролетах до 1,3 м могут быть использованы также



Рис. 1. Волнистые листы усиленного профиля марок ВУ-1 и ВУ-2.

1 — поперечная нахлестка листов;  
2 — продольная нахлестка;  
3 — прогон.

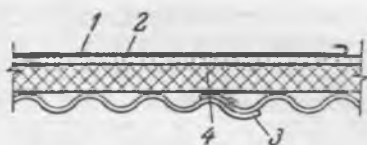


Рис. 2. Конструкция покрытия с плиточным утеплителем.

1 — рулонный ковер; 2 — стяжка; 3 — продольный стык листов; 4 — утеплитель (пенобетон).

и для утепленного покрытия при суммарной нагрузке (постоянной и временной) не более 200 кг/м<sup>2</sup>.

В этих случаях должен быть применен легкий и плиточный утеплитель, как, например, торфоплиты, минеральная пробка и т. п. (рис. 2). Однако указанная конструкция имеет ряд существенных недостатков, а именно: малая величина перекрываемых пролетов — не более 1,3 м; недостаточная индустриальность; затруднительность работ по устройству покрытия в зимних условиях.

В настоящее время разработано несколько вариантов конструкций утепленных кровельных покрытий с использованием листов марок ВУ в качестве несущих элементов (рис. 3). Однако все эти конструкции несовершенны и страдают в той или иной мере теми же недостатками, что и конструкция, изображенная на рис. 2.

Волнистые листы усиленного профиля марок ВУ-3 и ВУ-4 предназначаются для кровельных покрытий чердачных зданий и главным образом для обшивки неутепленных каркасных стен с факверком.

Для устройства утепленных кровельных покрытий по типу рис. 2 с 1950 г. промышленностью выпускаются более рациональные несущие асбоцементные полуволнистые листы (ПВУ), позволяющие увеличить размер перекрываемого пролета до 1,75 м. Объемный вес применяемого в этом случае утеплителя допускается до 600 кг/м<sup>3</sup>. Продольное стыкование листов ПВУ производится внахлестку аналогично листам ВУ.

Основная характеристика листов ПВУ следующая:

Длина . . . . .	1 600 мм	1 850 мм
Ширина . . . . .	1 000 "	1 320 "
Толщина . . . . .	10 "	10 "
Момент сопротивления . . . . .	300 см <sup>3</sup> /м	300 см <sup>3</sup> /м

Следует, однако, отметить, что покрытия из листов ПВУ, несмотря на несколько лучшую несущую их способность, не лишены недостатков конструкции рис. 2.

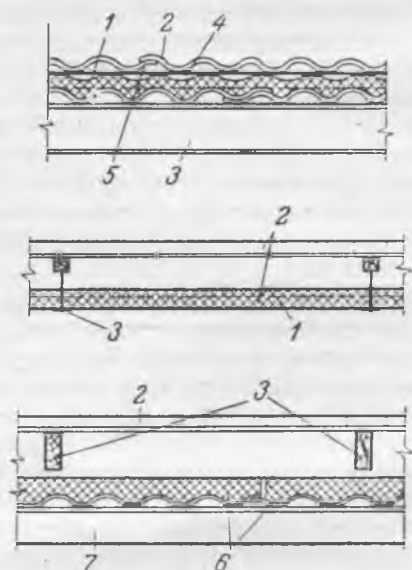


Рис. 3. Три варианта утепленных кровельных покрытий с использованием листов ВУ в качестве несущих элементов.

1 — утеплитель; 2 — листы ВУ-1; 3 — прогоны;  
4 — деревянная рейка 5×5 см; 5 — продольный стык листов ВУ; 6 — утепленные блоки (листы ВУ и утеплитель); 7 — верхний пояс фермы.

По сравнению с перечисленными видами более рациональными являются применяемые в настоящее время типы покрытий из плит ЦНИПС и лотковых утепленных плит.

Конструкция плит ЦНИПС (рис. 4) состоит из верхнего и нижнего асбоцементных листов, соединенных при помощи алюминиевых заклепок в единую, коробчатого вида, плиту, внутри которой размещается утеплитель, чаще всего минеральный войлок. Торцы плит закрываются специальными асбоцементными вставками, прикрепленными при помощи деревянных бобышек к основным листам. Общий вес плит вместе с утеплителем 57—60 кг/м<sup>2</sup>.

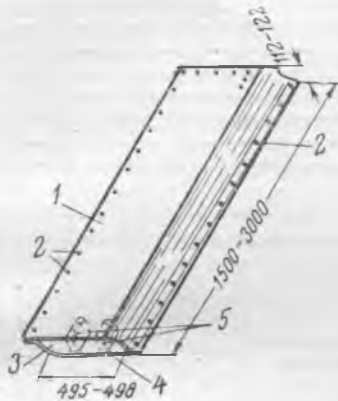


Рис. 4. Полые плиты ЦНИПС.

1—верхний лист; 2—алюминиевые заклепки; 3—асбоцементная вставка торцов; 4—нижний лист; 5—деревянные бобышки

Плиты ЦНИПС позволяют перекрывать пролеты до 3 м и укладываются по железобетонным или металлическим прогонам. Продольные стыки плит при их монтаже в покрытие утепляются валиками из минеральной ваты, завернутыми в пергамин; поперечные соединения осуществляются впритык.

Плиты ЦНИПС, как правило, поставляются заводами в собранном виде; в тех случаях, когда их поставка производится отдельными элементами, сборка осуществляется на строительстве.

При правильной укладке прогонов монтаж кровельного покрытия из плит ЦНИПС не представляет ничего сложного и может производиться в любое время года. Поверх уложенных плит делается рулонный кровельный ковер.

Основным недостатком плит ЦНИПС является относительно большой расход асбоцемента — 39—42 кг/м<sup>2</sup> кровли, а также слабая сопротивляемость их ударным нагрузкам.

Начиная с 1949—1950 гг., помимо указанного типа плит, для устройства теплых кровель промышленных зданий с рулонным кровельным ковром применяются асбоцементные лотковые плиты. Их конструкция состоит из несущего лотка, утеплителя и гидронизляционной пленки или стяжки (рис. 5).

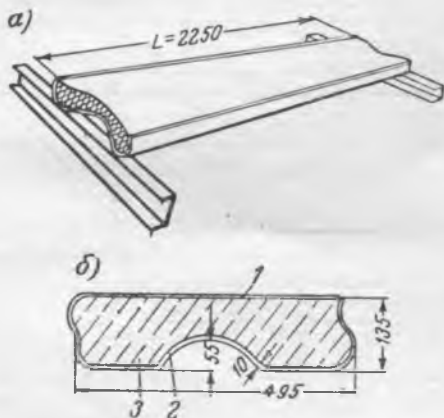


Рис. 5. Лотковая плита.

а—общий вид; б—поперечное сечение.

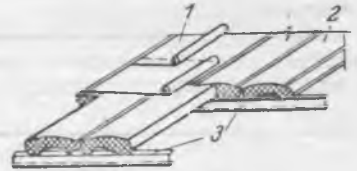
1—гидронизляционная пленка или стяжка; 2—асбоцементный лоток; 3—утеплитель.

Принятая форма лотка в сочетании с наиболее рациональным размещением материала в поперечном сечении благодаря свойству асбоцемента выдерживать при сжатии нагрузку в 3—4 раза больше, чем при растяжении, обеспечивает большую несущую способность этих плит при небольшом расходе асбоцемента — 24 кг/м<sup>2</sup>. При одинаковом расходе материала на 1 м<sup>2</sup> покрытия несущая способность лотковых плит в 4—5 раз больше волнистых листов ВУ. Общий вес лотковых плит в зависимости от принятого утеплителя равен 67—75 кг/м<sup>2</sup>.

Лотковые плиты подобно плитам ЦНИПС укладываются по железобетонным или стальным прогонам и применяются при пролетах от 1,75 до 2,25 м (рис. 6). Благо-

Рис. 6. Покрытие из лотковых плит.

1—рулонный ковер; 2—лотковые плиты; 3—металлические прогоны.



даря изогнутости боковых продольных сторон плит соединение их обеспечивается своеобразным замком, создающим монолитность покрытия (рис. 7).

Поперечное стыкование плит осуществляется при помощи имеющегося в торцах криволинейного замка (рис. 8), который позволяет создать надежную опору плитам даже в тех случаях, когда верхние полки прогонов имеют небольшие размеры.

В случаях, когда ширина полки прогонов больше 12 см, укладка плит может производиться впритык. При укладке по скату (при расположении прогонов поперек ската кровли) для предотвращения сползания плит применяются специальные металлические клеммы, при помощи которых плиты крепятся к прогонам.

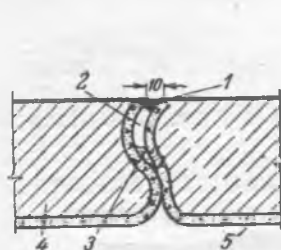


Рис. 7. Деталь продольного сопряжения лотковых плит.

1—битумная мастика; 2—минеральная вата; 3—раствор; 4—утеплитель; 5—асбоцементный лоток.

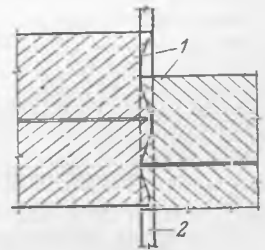


Рис. 8. Деталь стыка лотковых плит на прогонах.

1—лотковые плиты; 2—металлический прогон.

Кровельные покрытия из утепленных асбоцементных плит благодаря их малому весу дают значительную экономию металла, что видно из сравнительных данных, приведенных в табл. 2.

Таблица 2

Конструкция	Наибольший пролет, м	Вес покрытия, кг	Расход металла на 1 м <sup>2</sup> покрытия, кг					
			Сетка колонн 18×6 м			Сетка колонн 18×12 м		
			Прогоны	Фермы и связи	Всего	Прогоны	Фермы и связи	Всего
Железобетонные плиты со шлаковым утеплителем толщиной 16 см	2,25	300	18,8	25,5	48,3	18,8	30,4	53,2
Армопенобетонные плиты . . . . .	2,25	110	15,1	19,6	41,7	15,1	22,3	44,4
Пустотелые плиты ЦНИПС . . . . .	3,0	65	—	26,4	27,4	—	27,3	28,3
Лотковые асбоцементные плиты . . . . .	2,0	85	13,1	15,1	19,2	13,1	19,5	33,6

Несмотря на преимущества асбоцементных кровельных покрытий, последние не могут быть рекомендованы для цехов с агрессивным газовыделением (сернистые газы или пары кислот), так как эти выделения при относительной влажности воздуха в помещениях могут повлечь коррозию асбоцемента. Устройство асбоцементных покрытий в этих случаях может быть допущено только с обязательной окраской нижней поверхности плит (листов) устойчивыми красками или лаками и с заделкой стыков плит прочной и устойчивой мастикой.

В помещениях и цехах с повышенной влажностью (свыше 55%) применение указанных покрытий допускается только с малогабаритным утеплителем и обязательным устройством пароизоляционного слоя из битумной мастики.

В табл. 3 приводится перечень утеплителей, рекомендуемых при асбоцементных кровельных покрытиях, и их техническая характеристика.

Т а б л и ц а 3

Утеплители	Объемный вес, кг/м <sup>3</sup>	Коэффициент теплопроводности	Показатели прочности, кг/см <sup>2</sup>
Стройизоляция . .	250	0,10	При сжатии 3—4
Цементный фибролит . . . . .	400	0,12	При изгибе 3,5—4
Торфяные плиты .	250	0,06	То же 3—4
Фибробитуминозные плиты . .	400	0,08—0,10	То же 5—6
Пенобетон . . . .	До 500	0,15	При сжатии 5—6
Газогипс или водостойкий пеногипс . . . . .	До 600	0,16	
Минеральная пробка . . . . .	300	0,06	При изгибе 1,5—2

Инж. Г. А. Лазарев

## Увеличение грузоподъемности башенного крана БК-25-48 на больших вылетах

Башенный кран БК-25-48 с максимальной грузоподъемностью 25 т со стрелой 23,5 м был спроектирован Промстальмонтажем в основном для монтажа доменных печей.

Применение этого крана с нормальной стрелой для монтажа металлического каркаса типового главного корпуса электростанции создает необходимость двухзаходной системы монтажа, так как в поперечном направлении кран не охватывает внешние ряды колонн главного корпуса.

В целях увеличения рабочей зоны башенного крана была сконструирована вставная дополнительная секция стрелы, увеличивающая ее длину в осях до 30 м. При этом кран стал геометрически охватывать необходимую зону монтажа металлоконструкций главного корпуса, что видно из рис. 1.

Однако расчет допускаемой грузоподъемности при различных вылетах крана с удлиненной стрелой показал, что на вылетах 20 м и выше грузоподъемность крана ограничивается прочностью самой стрелы, что заставило понизить паспортную грузоподъемность на максимальном вылете до 10 т.

Такое значительное уменьшение грузоподъемности на больших вылетах снижает эффективность применения удлиненной стрелы, так как усложняет монтажные операции, заставляя при-

менять менее рациональные, но легкие блоки или даже идти на производство монтажа россыпью. Так, например, при монтаже металлического каркаса главного корпуса одной тэц в случае применения башенного крана с удлиненной стрелой металлоконструкции кровли машинного зала пришлось монтировать россыпью, а колонны ряда Д поднимать с одновременным опиранием на фундаменты.

Учитывая, что прочность стрелового полиспаста, металлоконструкций и механизмов, а также устойчивость позволяют увеличить грузоподъемность крана с удлиненной стрелой на больших вылетах, проектным бюро треста «Кавказ-энергострой» запроектировано усиление удлиненной стрелы башенного крана БК-25-48 путем приварки дополнительных четырех уголков 60×6 мм, как это показано на рис. 2 (эти уголки на рисунке заштрихованы). Общий вес металла, идущего на усиление стрелы, составляет 1119 кг, или 0,9% от веса металлоконструкций крана. Это усиление дало возможность увеличить на 28% грузоподъемность крана на больших вылетах в пределах устойчивости крана, прочности металлоконструкций, стрелового и грузового полиспастов.

Сравнительное увеличение грузоподъемности крана при усилении стрелы видно из следующего:

При вылете стрелы	Грузоподъемность при обычной удлиненной стреле	Грузоподъемность при усиленной удлиненной стреле
17 м . . . . .	25 т	25 т
20 м . . . . .	22 т	23 т
23 м . . . . .	18 т	21 т
26 м . . . . .	15 т	18 т
29 м . . . . .	12 т	15 т
30,6 м . . . . .	10 т	12,8 т

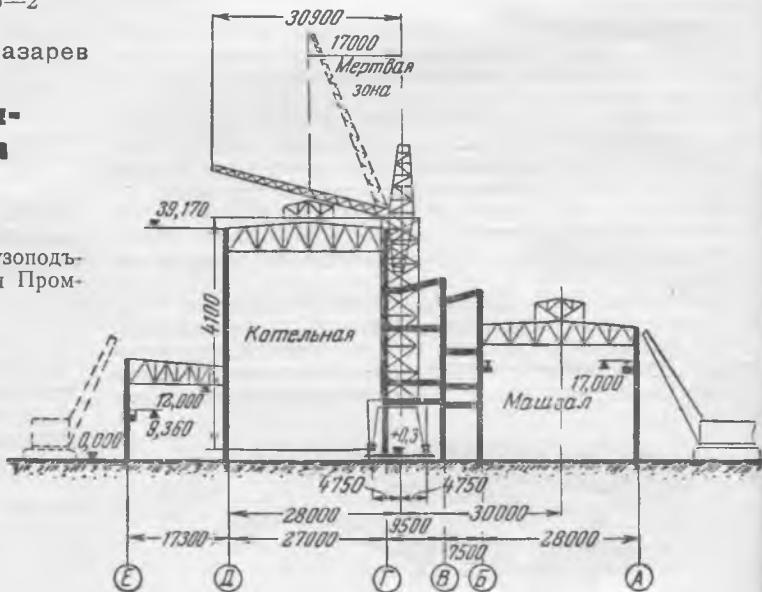


Рис. 1.

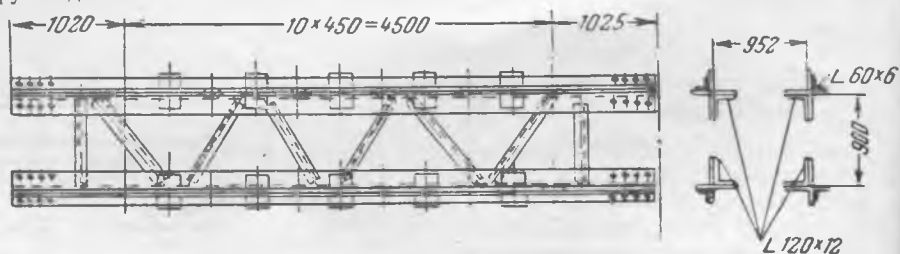


Рис. 2.

Инж. С. П. Бакш



# Подъемное устройство для обслуживания синхронного компенсатора

На одной подстанции для ремонтно-монтажных работ по синхронному компенсатору мощностью 15 тыс. *кв*а за-всда «Электросила» в целях удешевления строительства вместо обычно устанавливаемого мостового крана запроектировано и осуществлено специальное подъемное устройство упрощенного типа.

Подъемное устройство (рис. 1) состоит из прикрепленной к перекрытию помещения синхронного компенсатора прокатной двутавровой балки, на которой установлены четыре монорельсовые тележки. К этим тележкам шарнирно подвешены специальные ручные винтовые домкраты грузоподъемностью по 20 т, снабженные в нижней части хомутами для крепления штропов (рис. 2). Все тележки связаны между собой жесткими тягами и могут одновременно передвигаться вдоль балки при помощи ручной лебедки.

Наиболее тяжелые ремонтно-монтажные операции по

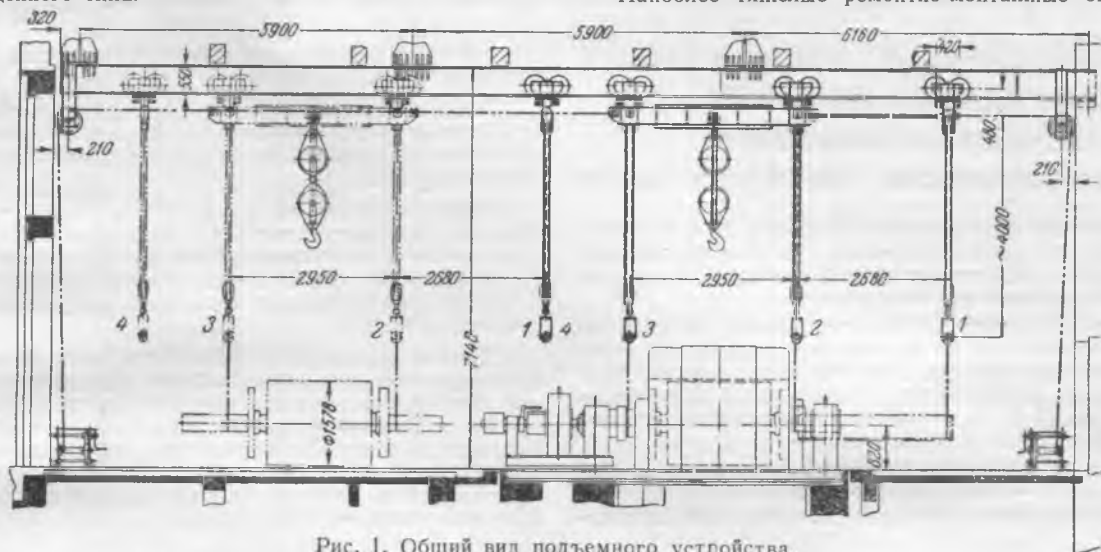


Рис. 1. Общий вид подъемного устройства.

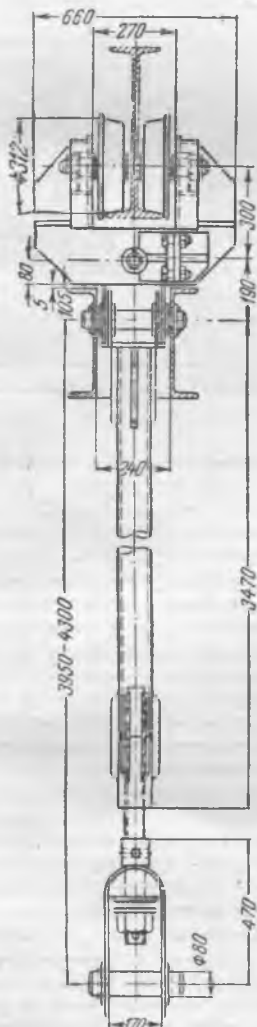


Рис. 2. Подвесной винтовой домкрат.

синхронному компенсатору — выемка и установка ротора, вес которого достигает 26 т, — осуществляются следующим образом.

Подъемное устройство устанавливается над синхронным компенсатором, у которого предварительно демонтируется возбудитель, после чего подвесными домкратами 1 и 3 (см. рис. 1) при помощи штропов ротор компенсатора захватывается около подшипников. В этом положении ротор несколько приподнимается, подшипники разбираются, а на конец вала ротора, со стороны, противоположной возбудителю, устанавливается специальный удлинитель. Конец удлинителя захватывается домкратом 1, после чего домкрат 2 освобождается (при этом нагрузка на домкрат 3 достигает 20 т).

Захваченный, таким образом, ротор на тележках при помощи ручной лебедки передвигается по балке до момента, когда домкрат 1 дойдет до боковой поверхности статора, а домкрат 2 выйдет на его противоположную сторону. В этом положении ротор вновь подвешивается на домкрат 2, а домкрат 1 освобождается и удлинитель вала снимается.

После описанных операций ротор, подвешенный на домкратах 2 и 3, может быть передвинут на монтажную площадку, примыкающую к фундаменту статора, и уложен на специальные козлы для осмотра и ремонта (показано пунктиром).

Установка ротора производится аналогичным образом, но все операции ведутся в обратной последовательности.

Для вспомогательных ремонтно-монтажных работ, например для демонтажа возбудителя, установлен свободно подвешенный винтовой домкрат 4. Предусмотрена также возможность подъема и передвижения статора и других грузов весом до 25 т, для чего две средние тележки соединены между собой специальной балкой, к которой подвешивается полиспаст. К этой же балке может быть подвешена таль для подъема отдельных деталей синхронного компенсатора.

Как показала практика эксплуатации, операции выемки и установки ротора при помощи описанного подъемного устройства осуществляются достаточно просто и быстро. Стоимость его значительно ниже стоимости мостового крана соответствующей грузоподъемности. Существенно уменьшаются также строительные затраты, так как высота помещения для синхронного компенсатора может быть снижена на 2—2,5 м и доведена до 4—4,5 м (в описываемом случае высота помещения определялась архитектурными соображениями).

Инж. Г. А. Чилаев

## ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

### Трехимпульсный электронный регулятор питания с гидравлическим исполнительным механизмом

На электростанции высокого давления (128 ата) с котлоагрегатами с производительностью 110 т/час установлена тепловая автоматика гидравлической системы. Регуляторы питания — одноимпульсные изодромные.

С целью улучшения работы автоматики питания на одном из котлов был установлен трехимпульсный электронный регулятор питания. При этом были использованы гидравлический исполнительный механизм и импульсное устройство уровня в барабане котла имевшегося одноимпульсного изодромного регулятора.

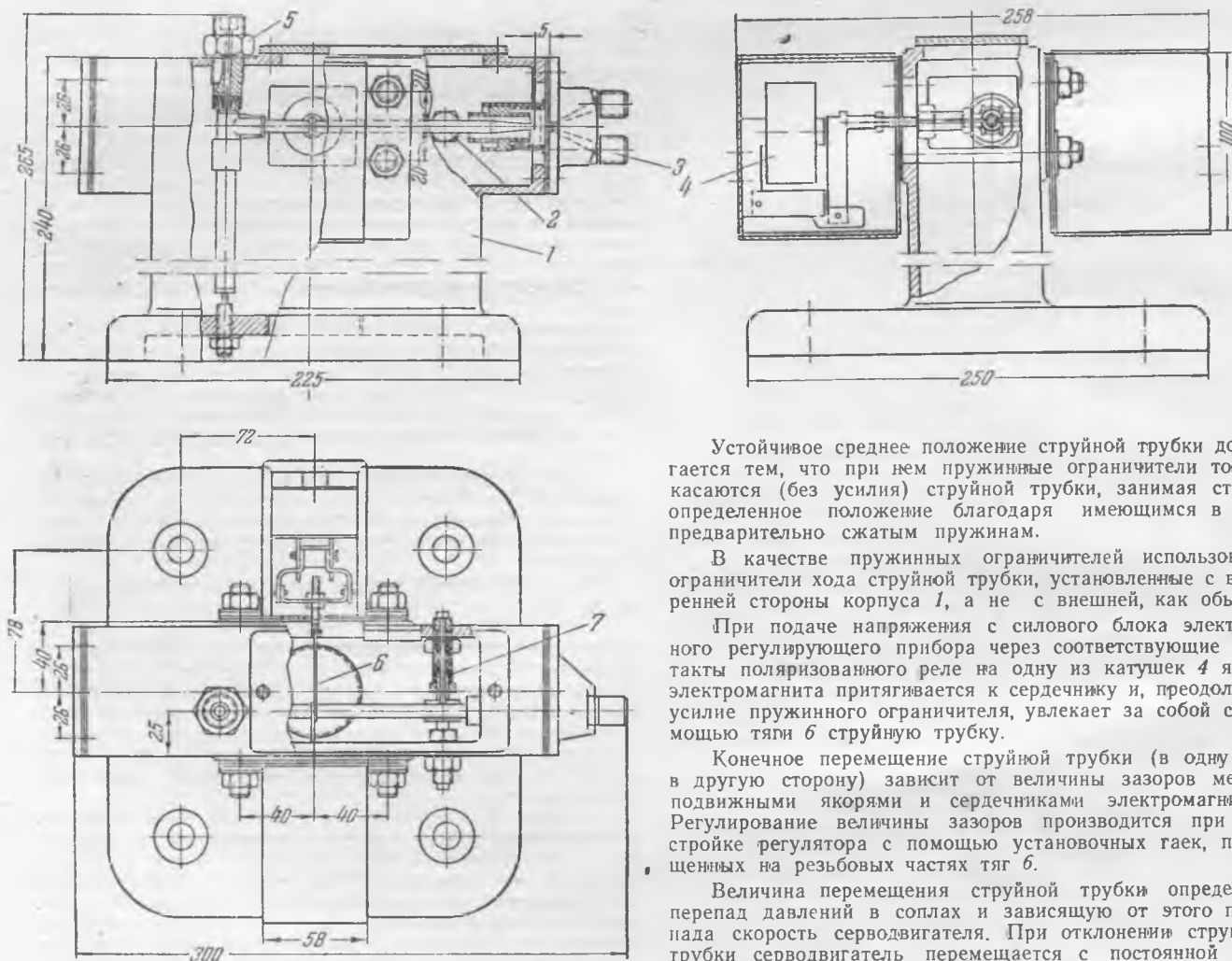
Переходным элементом от электронного регулирующего прибора ВТИ — завод «Энергодеталь» — к гидравлическому исполнительному механизму явилось трехпозицион-

ное электрогидравлическое реле струйного типа, показанное на рис. 1\*.

Электрогидравлическое реле изготовлено в основном из стандартных узлов гидравлического струйного реле с горизонтальной струйной трубкой и электромагнитов от контактора МКР-0.

Электрогидравлическое реле работает следующим образом. При отсутствии напряжения на катушках электромагнитов 4 струйная трубка 2 находится благодаря соответствующей установке пружинных ограничителей 7 в среднем положении по отношению к приемным соплам сопловой плиты 3.

В этом положении струйной трубки струя масла, поступающего под давлением 4—5 ат через штуцер 5 в струйную трубку и выходящего через суженную часть струйной трубки с большой скоростью, попадает равными частями в приемные сопла. За счет этого в приемных соплах, соединенных маслопроводами с полостями гидравлического серводвигателя, создаются одинаковые давления, и серводвигатель остается неподвижным.



Устойчивое среднее положение струйной трубки достигается тем, что при нем пружинные ограничители только касаются (без усилия) струйной трубки, занимая строго определенное положение благодаря имеющимся в них предварительно сжатым пружинам.

В качестве пружинных ограничителей использованы ограничители хода струйной трубки, установленные с внутренней стороны корпуса 1, а не с внешней, как обычно.

При подаче напряжения с силового блока электронного регулирующего прибора через соответствующие контакты поляризованного реле на одну из катушек 4 якорь электромагнита притягивается к сердечнику и, преодолевая усилие пружинного ограничителя, увлекает за собой с помощью тяги 6 струйную трубку.

Конечное перемещение струйной трубки (в одну или в другую сторону) зависит от величины зазоров между подвижными якорями и сердечниками электромагнитов. Регулирование величины зазоров производится при настройке регулятора с помощью установочных гаек, помещенных на резьбовых частях тяг 6.

Величина перемещения струйной трубки определяет перепад давлений в соплах и зависящую от этого перепада скорость серводвигателя. При отклонении струйной трубки серводвигатель перемещается с постоянной скоростью до тех пор, пока на катушку электромагнита подается напряжение.

\* Выполнено по предложению Е. М. Тинкер.

Рис. 1. Конструкция трехпозиционного электрогидравлического реле струйного типа.

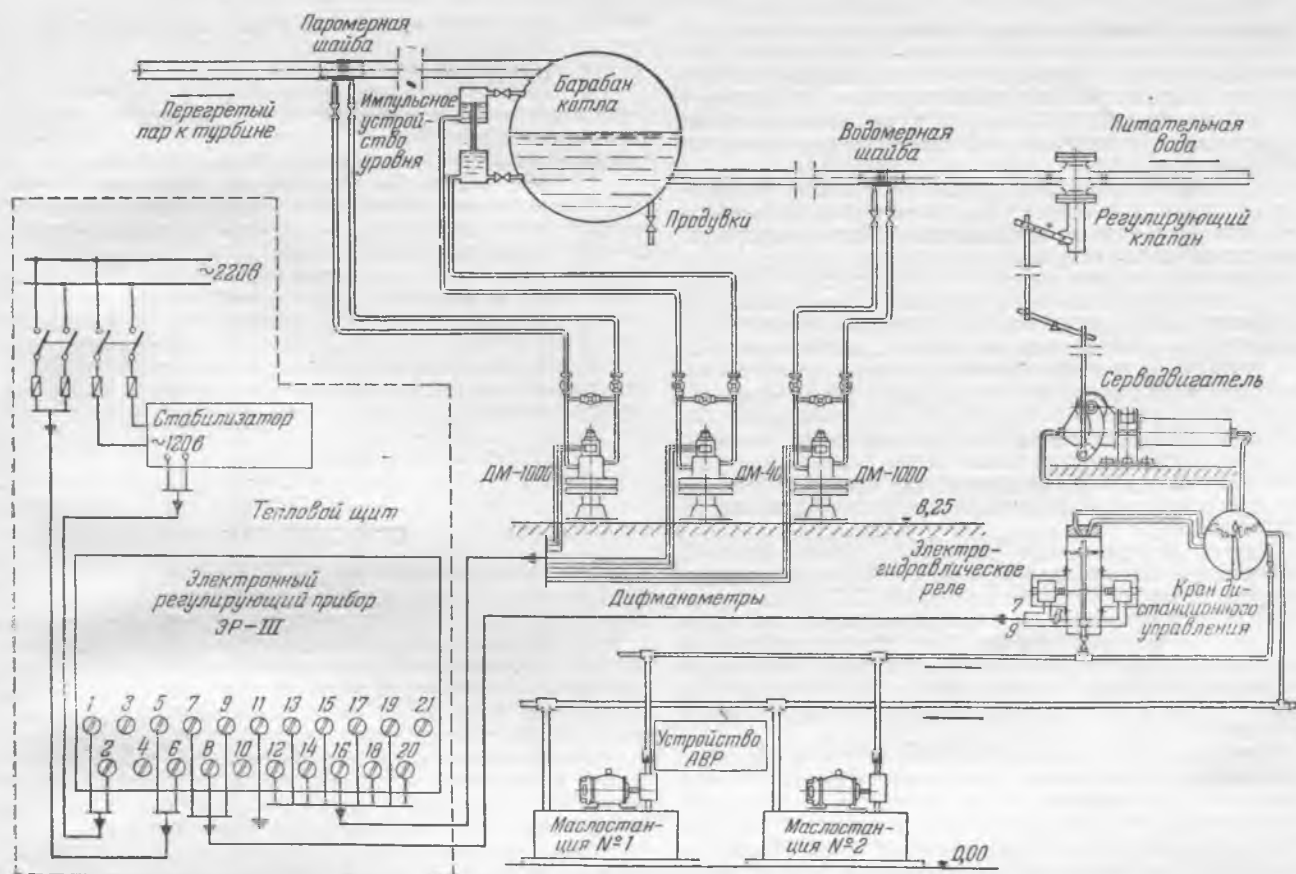


Рис. 2. Принципиальная схема установки трехимпульсного электронно-гидравлического регулятора питания котла водой.

После снятия напряжения с катушки электромагнита пружинный ограничитель возвращает струйную трубку в среднее положение, а якоря электромагнитов, соединенные со струйной трубкой жесткими тягами 6, возвращаются в прежнее положение. В этот момент движение серводвигателя прекращается.

Таким образом, в работе исполнительного механизма сохранен релейный принцип, определяемый работой выходного каскада электронного блока, включающего в себя поляризованное реле РП-5.

В связи с этим известные динамические свойства регулятора (ВТИ с серводвигателем постоянной скорости полностью сохранились. Полная схема регулятора показана на рис. 2.

Применение гидравлического исполнительного механизма повысило надежность работы исполнительной части регулятора (по сравнению с электрическим серводвигателем). Отсутствие магнитного контактора с силовыми контактами упростило обслуживание. Наличие АВР маслостанций на постоянном токе от аккумуляторных батарей обеспечивает дистанционное управление гидравлическим серводвигателем и в случае потери напряжения переменного тока (в том числе и в случае потери напряжения собственных нужд электростанций).

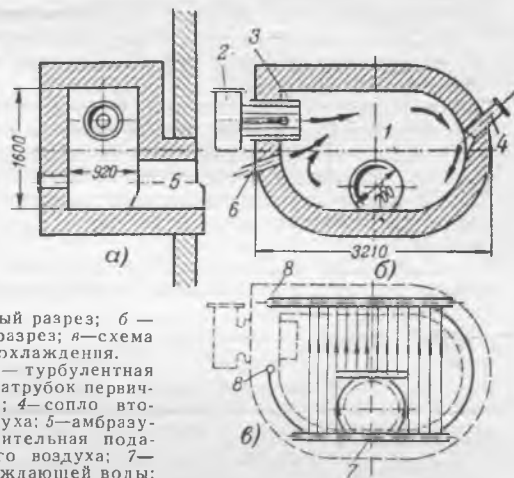
Применение трехимпульсного регулятора (вместо ранее установленного одноимпульсного регулятора) значительно уменьшило колебания расхода питательной воды. Кроме того, трехимпульсный регулятор более надежен в работе при возможных аварийных сбросах нагрузки.

Указанные преимущества трехимпульсного регулирования, а также преимущества гидравлического исполнительного механизма определяют целесообразность выполнения трехимпульсных регуляторов питания (с помощью электронного регулятора с гидравлическим исполнительным механизмом) в условиях данной электростанции на всех котлоагрегатах.

Инж. Е. М. Тинкер и инж. В. В. Федяев

## Пламенная горелка для АШ

Пламенная горелка ТКЗ (см. рисунок) представляет собой овальную камеру 1, в которую через турбулентную горелку (улитку) 2 и патрубок 3 подается пылевоздушная смесь. Внутри камеры создается вращательное движение



Пламенная горелка для АШ.

пылевоздушной смеси и газа по пути, обозначенному на схеме стрелками. Вращательное движение создается за счет формы камеры, а также потому, что в камеру горелки через сопло 4 вводится с большой скоростью горячий воздух. Вихревой поток нагретых до температуры 1550—1600°С газов внутри камеры должен обеспечивать быстрое зажигание пылевоздушной смеси и устойчивое горение угольной пыли. Существенное значение для быстрого зажигания и устойчивого горения имеет также жидкий шлак, заполняющий под камеры слоем в 50—80 мм. Горение в камере горелки полностью не заканчивается. Через выходное от-

верстие (амбразуру) 5 в нижней части боковой смены пламя выходит в топочную камеру котла.

Впервые пламенные горелки были опробованы в эксплуатации летом 1952 г. как вспомогательные горелки при сжигании АШ. На боковых стенах топки серийного котла высокого давления ТП-170-1, на 2 670 мм ниже основных турбулентных горелок, было установлено по одной пламенной горелке.

Опробование было произведено вскоре после первичного пуска котла в эксплуатацию, когда из-за ненадежности топочного режима приходилось почти непрерывно подсвечивать факел мазутом.

С пуском пламенных горелок условия сжигания топлива в топке резко изменились: горение стало устойчивым без расхода мазута, ядро горения снизилось, температура перегрева пара уменьшилась на 15—20° С, шлакование фестоны и особенно пароперегревателя почти прекратилось. Однако на вторые сутки работы выгорела огнеупорная обмуровка камер пламенных горелок. Ее заменили новой, более огнестойкой, выполненной из карборундового кирпича, но вскоре выгорела и она. После этого пламенные горелки были демонтированы, а вместо них временно поставлены турбулентные горелки ОргрЭС производительностью по 2,5 т/час.

Следующее опробование пламенных горелок на этой электростанции было произведено в мае 1953 г. при первичном пуске вновь смонтированного котла ТП-170-1. Форма горелок и их размещение на боковых стенках топки были сохранены. Стены камер горелок были закрыты ошпонованными трубами, через которые пропусклась техническая вода, около 25 т/час на каждую горелку. Вода нагревалась на 12—15° С. На ошпонованную поверхность труб нанесли хромитовую обмазку.

К настоящему времени накоплен достаточный опыт промышленной эксплуатации пламенных горелок. В них были выявлены и ликвидированы конструктивные недоработки, в частности, дано дополнительное дутье 6 под насадками 3, что предотвратило сепарацию угольной пыли в нижней части камеры, сделан свободный слив воды из труб, защищающих стенки камер, переделаны шнековые питатели для обеспечения более равномерной подачи топлива.

При наладке выяснилось, что устойчивое воспламенение и горение топлива в пламенной горелке возможны только при подаче в нее через сопла 4 и 6 определенного количества вторичного воздуха. Горение наиболее устойчиво, когда избыток воздуха в камере близок к единице. В настоящее время тепловое напряжение объема камеры горелок равно около  $3 \cdot 10^6$  ккал/м<sup>3</sup> час. Предполагается, что тепловое напряжение может быть повышено при дальнейшей наладке горелок.

Горелка разжигается за 10—15 мин. с расходом мазута 200 кг. После этого горение угольной пыли в пламенной горелке становится настолько устойчивым, что мазут может быть выключен.

Работа пламенных горелок не зависит от режима топки. Поэтому при перебоях в подаче пыли и при других нарушениях работы топки пламенные горелки продолжают обеспечивать устойчивое воспламенение пыли без добавки мазута. Во время работы пламенных горелок пульсации в топке не наблюдаются.

Содержание горючих в уносе на котле ТП-170-1, сжигающем пыль АШ при  $R_{88} = 8-9\%$  и оборудованном двумя вспомогательными пламенными горелками, приведено в таблице 1.

	Нагрузка котла, т/час			
	125—140	140—150	150—160	160—170
Содержание горючих в уносе, %	17—15	15—16	16—19	19—25
Средний коэффициент избытка воздуха . . . . .	1,32	1,26	1,20	1,15

Большая часть жидкого шлака из камеры горелки выбрасывается в глубину топки мощным потоком газов, выходящим из отверстия 5. Установленные под пламенными горелками паровые сопла, предназначенные для распыливания шлака, не используются.

<sup>1</sup> По данным наладочных испытаний, проведенных бригадой ЮжОргрЭС (руководитель Н. Н. Горелов).

Испытания и наладка горелок еще продолжаются и поэтому пока рано говорить об окончательных показателях их работы. Но уже сейчас, после годичной эксплуатации видны их основные преимущества:

1. Пламенные горелки позволяют при работе на АШ отказаться от мазута, расходуемого для поддержания факела при расшлаковке, снижении нагрузки и для возобновления факела при кратковременном погасании.

2. Постоянно подсвечивая факел, пламенные горелки позволяют давать в топку достаточное для нормального горения количество воздуха в широком диапазоне нагрузки и получать хороший выжиг пыли.

3. Если подавать в пламенные горелки растапливаемого котла вторичный воздух от работающих котлов, то ими можно пользоваться для растопки и не расходовать на растопку мазут, что проверено в эксплуатации.

Тепло охлаждающей горелки воды должно использоваться, например, путем включения горелок в схему циркуляции котла.

Инж. В. А. Большаков, инж. М. В. Мейклер  
и инж. П. Н. Некрашенко

## ОТ РЕДАКЦИИ

В настоящее время нет еще достаточных данных для того, чтобы утверждать, что пламенные горелки ТКЗ могут длительно и надежно работать в качестве основных с тем эффектом, который ожидают авторы статьи. Необходимо работать над повышением надежности горелок, так как при существующем конструктивном оформлении и охлаждении технической водой пламенные горелки довольно часто выходят из строя.

Одновременно не следует упускать из виду весь комплекс мероприятий, освещавшихся в ряде статей нашего журнала, направленных на повышение устойчивости и экономичности горения АШ в топках паровых котлов.

## Реконструкция проточной системы охлаждения на замкнутый цикл у гидрогенераторов малой мощности

Большинство гидрогенераторов малой мощности, работающих с проточной вентиляцией, установлены на гидроэлектростанциях в жарких местностях Советского Союза (Узбекэнерго, Грузэнерго), где в летние месяцы температура входящего в машины охлаждающего воздуха достигает 40—45° С, а температура выходящего воздуха может доходить до 60—65° С.

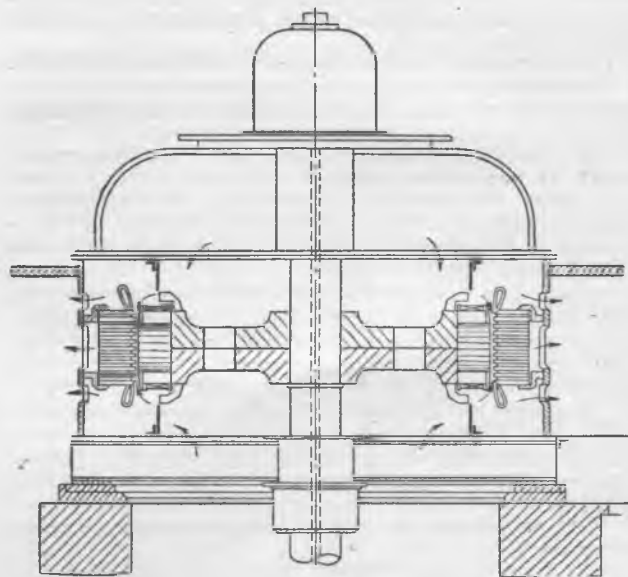


Рис. 1. Типовая схема вентиляции гидрогенератора малой мощности с проточной системой охлаждения.



Так как при проточной системе вентиляции нагретый в машине воздух поступает в помещение машинного зала, обслуживающему персоналу в летнее время приходится работать в очень тяжелых температурных условиях.

Кроме того, в этих местностях из-за ограниченного количества осадков воздух обычно насыщен пылью, что вызывает интенсивное загрязнение активных частей машины.

В указанных районах гидростанции обычно строятся на горных реках, температура воды которых, как правило, не превышает 15—20° С, что может служить предпосылкой для перевода гидрогенераторов таких станций на замкнутый цикл вентиляции, применяя охладители спирального типа, изготавливаемые Троицким электромеханическим заводом.

Нормальная схема вентиляции гидрогенераторов малой мощности с проточным охлаждением показана на рис. 1. Воздух нагнетается в машину лопастями, которые закреплены возле торцов полюсов ротора, образуя нижний и верхний вентиляторы, а также самими полюсами, создающими при вращении ротора дополнительный вентиляционный эффект.

При этом нижний и верхний вентиляторы, работая параллельно, засасывают воздух из двух помещений: соответственно — турбинного и генераторного залов. Пройдя через машину, воздух неорганизованным потоком поступает в помещение гидростанции.

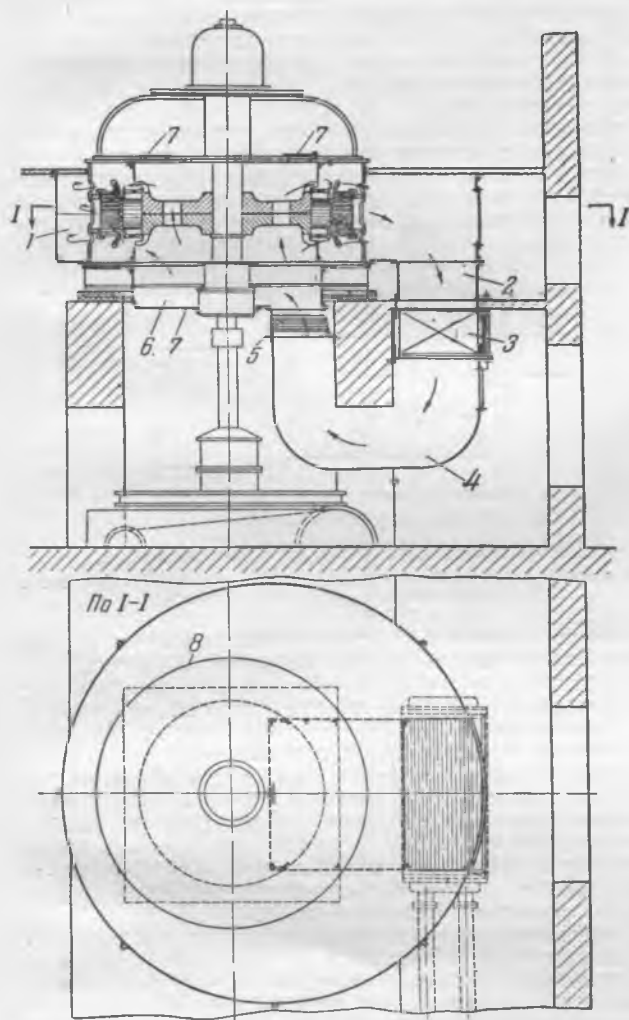


Рис. 2. Реконструкция проточной системы охлаждения гидрогенератора на замкнутый цикл (стрелками показано направление движения воздушного потока).

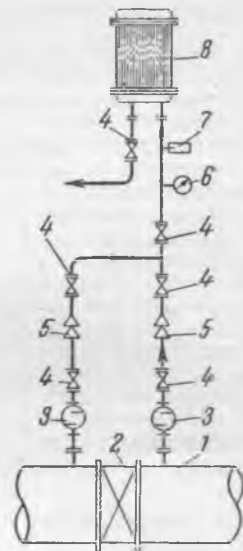
1 — коллектор горячего воздуха; 2 — короб горячего воздуха; 3 — секция воздухоохладителя; 4 — U-образный короб холодного воздуха; 5 — горловина из промасленного брезента; 6 — камера холодного воздуха; 7 — заглушки верхних и нижних окон; 8 — корпус статора генератора.

Для создания замкнутого цикла вентиляции необходимо организовать потоки воздуха вне машины, при этом распределение их в самом гидрогенераторе также может несколько измениться. При проведении такой реконструкции вокруг статора генератора монтируется кожух из тонкой листовой стали (рис. 2), служащий коллектором для выходящих потоков нагретого воздуха. Окона в верхней торцевой части генератора, через которые при проточной системе охлаждения поступал воздух к верхнему вентилятору, перекрываются.

Из коллектора горячий воздух по вертикальному коробу поступает в секцию охладителя, подвешенную на каркасе к перекрытию, разделяющему помещения турбинного и генераторного залов.

Рис. 3. Возможная схема водоснабжения охладителя (стрелками показано направление движения воды).

1 — напорный трубопровод; 2 — дроссельный клапан; 3 — фильтр; 4 — задвижки; 5 — шайбы дросселирующие; 6 — манометр; 7 — термометр; 8 — секция воздухоохладителя.



Конструкция охладителя — нормальная с активным слоем из трубок со спиральными ребрами.

Размеры секции выбираются в соответствии с результатами теплового расчета<sup>1</sup>.

Охладитель устанавливается так, чтобы периодическую чистку трубок (требующую съема водяных камер) можно было производить без демонтажа самой секции.

Из охладителя охлажденный воздух проходит по U-образному коробу в кольцевую камеру, непосредственно соединенную с генератором.

Из нижней части генератора воздух засасывается в машину вентиляторами: нижним — непосредственно, верхним — через отверстия в корпусе ротора. Дальнейшие пути потоков воздуха после вентиляторов при замкнутом и проточном циклах вентиляции идентичны.

При переводе гидрогенератора на замкнутый цикл охлаждения необходимо предусмотреть питание охладителя водой. Один из возможных вариантов водоснабжения приведен на рис. 3, где питательный трубопровод охладителя подключен к байпасным отверстиям напорного трубопровода вместо байпаса, который на гидростанции не использовался. Так как давление воды при этом у места подключения (4—5 атм) оказывается выше предельного давления, на которое рассчитана нормальная работа воздухоохладителя (1—2 атм) в напорной линии устанавливается редуктор, обеспечивающий необходимое снижение давления.

На одной из гидростанций несколько генераторов 3,7 тыс. квт, 6,3 кв, 375 об/мин, работающих с проточной системой вентиляции, были переведены на замкнутый цикл охлаждения (см. рис. 2).

Сравнительные результаты тепловых испытаний, проведенных на одной из этих машин до и после реконструкции, сведены в таблицу.

Как видно из таблицы, несмотря на изменение условий работы вентиляции и уменьшение расхода воздуха, перекося в нагреве верхних и нижних лобовых частей

<sup>1</sup> Ю. И. Азбукин, Выбор спиральных воздухоохладителей, "Электрические станции", 1951, № 5.



## Результаты тепловых испытаний гидрогенератора 3,7 тыс. квт до и после реконструкций

Величины	Протяжная система вентиля- ции	Замкнутый цикл вентиляции
Ток статора, а . . .	440	440
Напряжение стато- ра, в . . . . .	6 300	6 300
Активная мощность, квт . . . . .	3 600	3 600
Температура воздуха в машинном зале, °С . . . . .	45	45
Температура воды, °С . . . . .	—	18
Температура возду- ха, входящего в ге- нератор, °С . . .	45	23
Температура возду- ха, выходящего из генератора, °С . .	58—60	42
Средняя температура обмотки статора, °С . . . . .	75	62
Температура возду- ха в зоне верхних лобовых частей об- мотки статора, °С	56	41
Температура возду- ха в зоне нижних лобовых частей об- мотки статора, °С	54	40
Средняя температура обмотки ротора, °С	70	69
	(при $I_p = 175 \text{ а}^*$ )	(при $I_p = 216 \text{ а}$ )
Расход воздуха, м³/сек	11—12	7,5—8,5

\* При токе ротора 175 а ток статора не зафиксирован.

обмотки после проведенной реконструкции не наблюдается. Температуры охлаждающего воздуха и нагрев активных частей значительно снизились, что позволило даже в летнее время дополнительно нагрузить машину реактивным током сверх номинального.

Значительно улучшились условия работы в машинном зале и практически полностью прекратилось запыление машины.

Инж. Ю. И. Азбукин и инж. Н. М. Рабинович

## Повышение надежности гене- раторов с параллельным возбуждением

Существенным недостатком генераторов постоянного тока с параллельным возбуждением является недостаточная устойчивость напряжения. При изменении нагрузки от нуля до полной, напряжение генератора меняется в среднем на 15—20%, а у некоторых типов машин значительно больше.

Если возбуждение машин отрегулировано для холостого хода или малой нагрузки, то при внезапном возрастании нагрузки генератор может лавинообразно сбросить напряжение почти до нуля, причем в некоторых случаях напряжение самостоятельно не восстанавливается даже после снятия нагрузки. Ток короткого замыкания генератора с параллельным возбуждением имеет малую кратность и не всегда обеспечивает четкую работу плавких предохранителей.

Вследствие указанных недостатков такие генераторы являются не вполне надежными, и если действующая инструкция по эксплуатации собственных нужд допускает применение этих машин для питания ответственных присоединений собственных нужд электростанций, в том числе и двигателей питателей пыли, то это можно объяснить, повидимому, лишь тем, что на большинстве электростан-

ций котлы работают с равномерным расходом пара, и нагрузка генераторов, питающих двигатели питателей пыли, колеблется в узких пределах.

Форсировка возбуждения может предотвратить лавинообразный сброс напряжения, но при резких колебаниях нагрузки и недостаточном надзоре устройство форсировки может превратиться в суррогат регулятора напряжения, вызывая раскачку напряжения, что неблагоприятно отразится на работе питателей пыли и автоматике горения.

На одной электростанции металлургической промышленности, нагрузка которой меняется в широких пределах, эти недостатки генераторов с параллельным возбуждением неоднократно вызвали серьезные неполадки и брак в работе, в том числе с ограничением нагрузки потребителей.

Для улучшения работы генератора щеточная траверза была передвинута против хода в заведомо неправильное положение, чем удалось придать машине слабокомпендирую характеристику и избавиться от неполадок. Такое мероприятие рассматривалось как временное ввиду возможности нарушения правильной работы коллектора. Необходимо отметить, что этот генератор использовался в среднем на 20% своей мощности.

Недостатки генератора с параллельным возбуждением устраняются заменой параллельного возбуждения независимым. В этом случае совершенно отпадает опасность лавинообразного спада напряжения, а колебания напряжения при изменении нагрузки не превышают 10%, что является допустимой величиной для сети, питающей электродвигатели. Вследствие устойчивости напряжения и достаточной кратности тока короткого замыкания необходимость в устройстве форсировки возбуждения отпадает, что упрощает установку и делает ее более надежной.

Чтобы не ставить работу преобразовательного агрегата в зависимость от какого-либо дополнительного источника тока, для постороннего возбуждения следует использовать выпрямленный ток от выпрямителя, непосредственно подсоединенного к зажимам электродвигателя агрегата.

При напряжении трехфазного тока 380 в и постоянного 220 в возможно применение бестрансформаторной схемы выпрямления (см. рисунок) с использованием обмот-

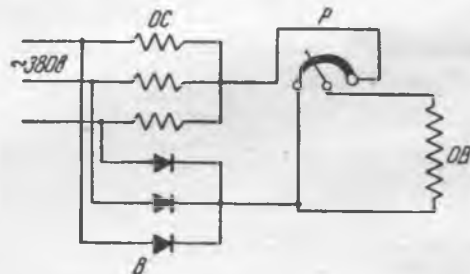


Схема независимого возбуждения генератора.

ОС — обмотка статора; В — выпрямитель; Р — реостат возбуждения; ОВ — обмотка возбуждения генератора.

ки электродвигателя в качестве нулевой точки, что не оказывает ощутительного влияния на работу двигателя. Бестрансформаторные схемы возможны и для некоторых других соотношений переменного и постоянного напряжений.

При напряжении трехфазного тока 380 в каждая ветвь выпрямителя содержит 22 последовательно соединенных элемента. Расчетная величина тока в каждой ветви выпрямителя равна 33% максимального тока возбуждения, в соответствии с чем выбирается размер (диаметр шайбы) элементов. При отсутствии элементов необходимого размера можно в каждую ветвь выпрямителя включить параллельно два или больше выпрямительных столбиков, собранных из элементов меньшего размера.

Нормальный реостат может оказаться непригодным для независимого возбуждения из-за недостаточной величины его сопротивления. В некоторых случаях можно ограничиться включением в цепь возбуждения дополнительного нерегулируемого сопротивления; в других случаях могут потребоваться полный перерасчет и переделка всех ступеней нормального реостата.

Независимое возбуждение, оборудованное по описанному выше способу, полностью устранило неполадки в работе генератора и обеспечило высокую надежность питания электродвигателей питателей пыли.

Инж. А. С. Леглер

## Обходное устройство с гибким переносным кабелем

В настоящее время известны следующие случаи замены выключателей и ячеек, вышедших из строя.

1. Применение междушинного выключателя вместо вышедшего из строя. Для этого необходимо демонтировать выключатель и на его месте смонтировать шинную перемычку, что занимает значительное время. При этом ячейка остается под напряжением и не резервируется остальное ее оборудование (трансформаторы тока, разъединители, изоляторы, ошиновка).

2. Установка специального обходного устройства полностью резервирующей ячейку. Но при этом возникают конструктивные затруднения, увеличиваются объем здания распределительного устройства и количество оборудования, на что требуются дополнительные затраты. Поэтому в распределительных устройствах 6—10 кВ обходное устройство не применяется.

По предложению автора, на одной электростанции для резервирования ячеек распределительного устройства 6 кВ был использован междушинный выключатель, к которому примонтирован дополнительный разъединитель с кабельной перемычкой в резиновой изоляции (рис. 1). С вышедшей из строя или отключаемой на ремонт или перемонтаж ячейки снимается напряжение. Свободный конец кабельной перемычки подносят к резервируемой ячейке и подключают к шинам за линейным разъединителем (фазировка по расцветке).

На междушинном выключателе изменяют уставки релейной защиты, подключают его первый шинный и дополнительный разъединители. После этого подключают междушинный выключатель и подают электроэнергию потребителям.

Конструктивное исполнение переносного кабеля от отдельной резервной ячейки показано на рис. 2.

Ячейка междушинного выключателя имеет следующие дополнения:

1. Для учета электроэнергии установлен счетчик, который начинает работать при включении дополнительного разъединителя.

2. Кроме обыкновенной блокировки разъединителей с выключателем, имеется специальная блокировка, не допускающая подключения одновременно дополнительного и второго шинного разъединителей.

Ячейка междушинного выключателя с дополнительным разъединителем и кабельной перемычкой в течение полутора лет использовалась 9 раз и через нее было подано потребителям 2 223 440 кВтч. Перемычка с разъединителем работала надежно, подключение осуществлялось в среднем через 40 мин. и отключение в среднем через 30 мин.

Преимущество предлагаемой схемы состоит в ее большой простоте, легком и дешевом монтаже и довольно простом подключении оборудования.

При ее использовании:

1) резервируются в аварийных случаях ячейки отходящих линий, трансформаторов и двигателей собственных нужд, распределительных устройств собственных нужд и т. д.

2) во время профилактики ячеек радиальных и нагруженных кольцевых линий перерыв в питании потребителей сокращается до 70 мин. и, кроме того, для переключения

кабельной перемычки можно использовать провалы нагрузки;

3) во время перемонтажа ячейки питание потребителей можно произвести через кабельную перемычку, что также сокращает время отключения потребителей.

В распределительных устройствах, в которых нет междушинных выключателей или нет возможности монтировать к ним дополнительный разъединитель с кабельной перемычкой в резиновой изоляции, резервирование ячеек возможно осуществить при помощи специальной резервной ячейки. Оборудование ячейки подбирается по самой мощной ячейке распределительного устройства.

В ряде устройств имеются свободные ячейки, а в сетях и на электростанциях из местных ресурсов возможно подобрать нужное оборудование для монтажа резервных ячеек по схеме, изображенной на рис. 2.

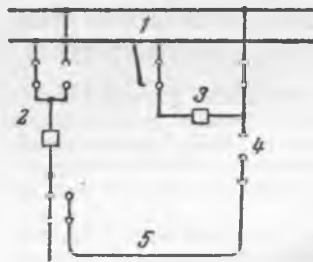


Рис. 1. Резервирование ячейки устройства 6 кВ при помощи дополнительного разъединителя и кабельной перемычки.

1 — шины 3—10 кВ; 2 — линейная ячейка; 3 — междушинный выключатель; 4 — дополнительный разъединитель; 5 — кабельная перемычка.

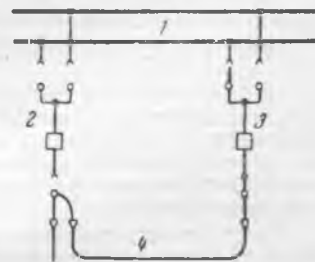


Рис. 2. Конструктивное исполнение переносного кабеля от отдельной резервной ячейки.

1 — шины 3—10 кВ; 2 — линейная ячейка; 3 — резервная ячейка; 4 — кабельная перемычка.

### Выводы

Описываемые способы резервирования ячеек целесообразно использовать в распределительных устройствах 3—10 кВ электростанций и сетей в аварийных случаях, во время ремонтов и при перемонтаже ячеек, где это возможно по конструктивным условиям.

Инж. Е. Б. Сипавичус

### ОТ РЕДАКЦИИ

В отдельных случаях применение переносного кабеля с резиновой изоляцией для обеспечения оставления в работе кабельной линии, выключатель которой ремонтируется, может быть целесообразным. Однако такой переносный кабель следует подвергать профилактическим испытаниям повышенным напряжением с учащенной периодичностью. Кроме того, должны быть приняты меры по предупреждению возможности прикосновения персонала к кабелю, когда этот кабель находится под напряжением.



## ХРОНИКА

### *В Техническом управлении Министерства*

#### **О предупреждении расстройств вальцовочных соединений на котлах высокого давления**

В барабанах ряда котлов высокого давления имело место одновременное расстройство многих вальцовочных соединений как в опускных, так и в паро- и водоперепускных пучках. Неплотность обнаруживалась чаще всего после ускоренной остановки и ввода котла в работу из кратковременного аварийного ремонта.

Расследование показало, что плотность вальцовочных соединений нарушалась в результате больших температурных напряжений, возникавших в теле еще неостывшего барабана при вводе в него питательной воды.

Измерение температуры тела барабана котла 220 т/час, 110 атм показало, что через 10 час. после спуска воды из барабана температура его понизилась с 320°С лишь до 240°С. При подаче в котел питательной воды, хотя бы подогретой до 200°С, тело барабана омывается в нижней части водой с температурой 100°С, так как при отсутствии давления все избыточное тепло воды расходуется на испарение.

Ввиду резко различных коэффициентов теплоотдачи от нагретого металла в кипящей воде ( $\sim 10\,000$  ккал/м<sup>2</sup>/час) и к перегретому пару ( $\sim 20$  ккал/м<sup>2</sup>/час) температура металла барабана быстро падает на участках, омываемых водой, и почти не изменяется на участках, омываемых паром. Различные по величине и времени изменения температур приводят к короблению барабанов, нарушению плотности соединений и способствуют развитию трещин в металле вследствие возникающих значительных температурных напряжений.

Для предупреждения таких неполадок Техническое управление обязало (противоаварийный циркуляр № Т-5/54) главных инженеров электростанций и начальников котельных цехов:

1. Спуск воды из остановленного котла производить в точном соответствии с § 225 «Правил технической эксплуатации» лишь после охлаждения ее до температуры не более 70—80°С.

2. В тех случаях, когда при вынужденной остановке котла вода была спущена или «ушла» из барабана, возобновлять подачу питательной воды не ранее чем через 20—24 часа, если температура металла барабана не превосходит 130°С.

3. Измерение температуры барабана производить непосредственно по термометрам, установленным не меньше чем в двух точках в паровой и водяной части каждого отсека ступенчатого испарения. Определять температуру можно также по кривой охлаждения, полученной экспериментально на данном котле или на котле данного типа.

На основе результатов измерений температур установить необходимые режимы пуска и остановки котлов, подъема и снижения давления, питания и изменений температуры питательной воды.

4. Прекращать питание котла при разрыве экранной или кипяточной трубы, не допуская подпитки котла для поддержания видимого уровня воды.

Для быстрого прекращения питания питательная запорная арматура котлов должна иметь надежно действующее дистанционное управление.

5. При повреждении поверхностей нагрева производить своевременное отключение котлов от паровой магистрали, не допуская прогрева барабанов паром параллельно рабо-

тающих котлов. Котлы, не имеющие обратных клапанов, оборудовать надежно действующим дистанционным управлением паровой запорной арматурой.

Поддерживать запорную арматуру в исправном состоянии и не допускать прогрева барабанов отключенных котлов паром, проникающим через неплотности запорной арматуры.

6. Не допускать усиленного питания котла, отключенного из работы, но находящегося под давлением, так как это может привести к опасным температурным неравномерностям из-за заполнения низа барабана водой, которая в этом случае будет проходить через экономайзер, не нагреваясь, и иметь температуру, на 100—150°С меньшую температуры насыщения.

7. Запретить постоянную подачу небольшого количества питательной воды в остановленный котел с дренированием воды в целях ускоренного охлаждения барабана.

8. Проверить состояние изоляции барабанов и при необходимости восстановить и впредь содержать ее в исправности во избежание местных охлаждений.

9. Проверить наличие и в случае необходимости установить внутрибарабанные устройства, обеспечивающие хорошее перемешивание питательной и котловой воды.

#### **О внедрении чувствительной избирательной защиты от одно- фазных замыканий на землю на линиях 2—6 кв, питающих торфяные предприятия**

На линиях 2—6 кв, питающих торфяные предприятия, по условиям техники безопасности должна устанавливаться защита, действующая на отключение при замыканиях на землю.

Отключение только поврежденной линии до последнего времени не могло быть обеспечено из-за отсутствия чувствительной избирательной защиты, реагирующей на небольшие токи, имеющие место при замыканиях на землю на таких линиях. Вместе с тем значительное искусственное увеличение тока замыкания на землю недопустимо по условиям техники безопасности.

Поэтому в энергосистемах на линиях, питающих торфяные предприятия, применяется защита от замыканий на землю, реагирующая на повышение напряжения нулевой последовательности, не обладающая избирательностью и действующая на отключение всей подстанции или секции шин. Число отключений подстанций такой защитой от замыканий на землю в течение торфяного сезона в энергосистемах весьма велико (например, в 1953 г. в Мосэнерго было 349 отключений, в Извэнерго 410), что приводит к перебоям в электроснабжении торфопредприятий и недозаботке торфа.

В настоящее время для осуществления чувствительной избирательной защиты линий торфопредприятий от замыканий на землю, действующей на отключение только поврежденной линии, в ЦНИЭЛ разработаны чувствительные магнитные реле и трансформаторы тока, которые выпускаются заводом «Энергоприбор».

В ряде энергосистем (Калининэнерго, Горэнерго, Кировэнерго) такая защита уже применяется в течение трех-четырех торфяных сезонов и опыт ее эксплуатации дал положительные результаты.

В целях повышения бесперебойности электроснабжения торфяных предприятий Техническое управление предлагает (решение № 17/Э от 6/VIII 1954 г.):

1. Энергосистемам приступить к широкому внедрению чувствительной токовой избирательной защиты от замыканий на землю линий 2—6 кВ, питающих торфяные предприятия. Она должна являться основной защитой и дополняться с кабельными трансформаторами тока типа КНТ-36 и магнитно-токовыми реле типа МТР-77 завода «Энергоприбор», обеспечивающими первичные токи срабатывания 0,3 А и время действия при двукратном токе 0,2 сек. Для действия защиты должен быть использован естественный емкостный ток замыкания на землю, а при величине его меньше 0,6 А должен создаваться небольшой искусственный ток 1—1,5 А.

В качестве резервной должна применяться защита от повышения напряжения нулевой последовательности, действующая на отключение подстанции или секции шин с выдержкой времени 0,5—0,7 сек., обеспечивающей отстройку от основной защиты.

Защита должна выполняться и эксплуатироваться в соответствии с информационными материалами ЦНИЭЛ и завода «Энергоприбор».

Примечание. В отдельных случаях, когда ток замыкания на землю может оказаться недостаточным для действия избирательной токовой защиты (отключена часть линий или имеется большое переходное сопротивление в месте повреждения), действие резервной защиты не должно рассматриваться как неправильное.

2. Проектным организациям предусматривать в проектах торфяных подстанций при наличии двух и более линий,

отходящих от системы шин или секции и оборудованных выключателями, применение чувствительной токовой избирательной защиты от замыканий на землю линий 2—6 кВ.

Опыт применения чувствительной токовой избирательной защиты от замыканий на землю линий 2—6 кВ целесообразно распространить и на другие сети, где по условиям техники безопасности также необходимо отключение замыканий на землю, сопровождающихся небольшим током (например, сети, питающие передвижные механизмы на строительных объектах).

3. При недостаточной величине емкостного тока искусственный ток замыкания на землю может быть получен одним из следующих способов:

а) при помощи включения на выходе вторичной обмотки измерительного трансформатора напряжения (НОМ или НТМИ) активного сопротивления;

б) при помощи заземления нулевой точки первичной обмотки трансформатора собственных нужд, нагрузка которого включена только на междупазные напряжения, через сопротивление;

в) при помощи высоковольтных конденсаторов, подключенных к шинам подстанции.

4. Для установки кабельного неразъемного трансформатора тока нулевой последовательности типа КНТ-36 при воздушных выводах на них должны монтироваться кабельные вставки, выполненные из трехфазных шланговых кабелей типов ГТШ и КШЭ или из трех однофазных шланговых кабелей.



## Александр Ананьевич Фильштинский

25 сентября 1954 г. скоропостижно скончался видный работник энергетики СССР Александр Ананьевич Фильштинский.

А. А. Фильштинский родился в 1907 г. в г. Елизаветграде (ныне Кировоград) в семье учителя. Учился он на рабфаке, затем на электротехническом факультете МВТУ, который окончил в 1930 г.

Производственную работу т. Фильштинский начал на монтаже Горьковской грэс. Затем он занимал ряд ответственных должностей в Энергострое, Оргэнерго и Орггрэсе, был заместителем главного инженера Азэнерго и заместителем начальника Технического отдела Главэнерго Наркомтяжпрома. С 1938 г. по 1941 г. А. А. Фильштинский был главным электриком треста «Теплоэлектропроект».

В годы Великой Отечественной войны т. Фильштинский работал главным инженером Челябинской тэц, начальником Технического отдела Главуралэнерго и главным инженером Промэнергопроекта. С 1946 г. по 1950 г. он был главным инженером Главэнергомонтажа Минтяжстроя, затем начальником и главным инженером проектной конторы Особпроектмонтажа Минтяжстроя.

С 1950 г. А. А. Фильштинский вернулся на работу в Теплоэлектропроект, где непосредственно руководил проектированием ряда крупных объектов как главный инженер проекта и заместитель начальника отдела комплексного проектирования Московского отделения Теплоэлектропроекта.



Особпроектмонтаж

А. А. Фильштинский был высококвалифицированным инженером-электриком с большим техническим кругозором и глубокими теоретическими познаниями; ему принадлежит ряд изобретений в области релейной защиты. Им опубликован ряд научно-технических статей в журналах «Электрические станции» и «Электричество» по различным вопросам оборудования электрических станций и электрических сетей.

В течение ряда лет А. А. Фильштинский был членом Технического совета Министерства электростанций, членом редколлегий первого издания «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей», научным редактором журнала «Электрические станции». Под его руководством был составлен ряд руководящих материалов.

А. А. Фильштинский был настоящим новатором в энергетике, предлагая всегда новые, передовые, прогрессивные решения, позволившие внедрить в проектирование, строительство и эксплуатацию ценные рационализаторские предложения и изобретения.

За свою инженерную деятельность т. Фильштинский был награжден медалями Советского Союза.

Воспитанник Ленинского комсомола, член Коммунистической партии Советского Союза, он до конца своих дней был предан социалистической Родине и делу построения коммунизма в нашей стране.

Память об Александре Ананьевиче Фильштинском сохранится на многие годы в сердцах всех знавших его.

Уговец И. И., Мхитарян С. Г., Некрасов А. М., Фаерман С. Ц., Сыромятников И. А., Иванищенко Ф. Д., Четвериченко А. Н., Крикунчик А. Б., Двоскин Л. И., Федосеев А. М., Грудинский П. Г., Коровкин Н. А., Кузичкин И. Г., Песчанский В. И., Ракита С. С., Кукель-Краевский А. С., Рокотян С. С. и др.



# ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

## Линия электропередачи постоянного тока 100 кв

В 1954 г. в Швеции начали опытную эксплуатацию кабельной линии передачи постоянного тока длиной 100 км от г. Вестервика на материке до г. Висби на о. Готланд<sup>1</sup>. Технические данные передачи — 100 кв, 20 тыс. квт, 200 а на стороне постоянного тока — случайно почти совпадают с техническими данными линии Мутье—Лион — наиболее мощной передачи постоянного тока из осуществленных по системе Тюри, на которой подземный кабель при напряжении до 150 кв постоянного тока проработал 24 года без повреждений.

Сооружению готландской линии предшествовала длительная исследовательская работа по преобразовательным установкам и вентилям высокого напряжения большой мощности. В конце 1945 г. была введена в эксплуатацию воздушная линия постоянного тока Троллхэттен—Меллеруд протяженностью около 50 км. На конечных подстанциях этой линии установлено по две последовательно соединенных группы вентилях 45 кв, 72 а; общая мощность установки при напряжении 90 кв составляет 6,5 тыс. квт. Благодаря смещению на 30° векторов вторичного напряжения обеих групп трансформаторов получается 12-фазная пульсация.

Значительная часть опытов для уменьшения затрат на потери производилась на подстанции Троллхэттен при ис-

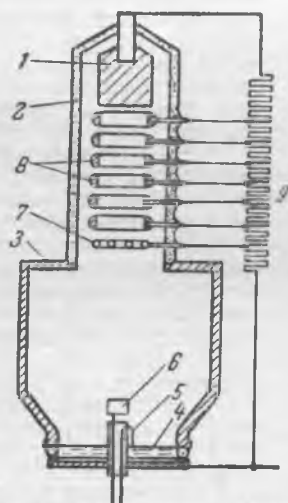


Рис. 1. Конструктивная схема ртутного вентиля высокого напряжения фирмы ACEA.

1 — главный анод; 2 — анодный цилиндр; 3 — корпус вентиля; 4 — ртутный катод; 5 — электрод зажигания; 6 — анод возбуждения; 7 — управляющая сетка; 8 — промежуточные электроды; 9 — делитель напряжения.

пользовании одной группы вентилях в качестве выпрямительной, а другой — в качестве инверторной.

В 1951 г. для испытания более мощных преобразователей в Троллхэттене была построена специальная лабора-

тория. В этой лаборатории можно было проводить полное испытание вентилях мощностью до 20 тыс. квт в единице при 70 кв в трехфазной мостовой схеме.

Одной из важнейших конструктивных проблем для ртутных вентилях на высокое напряжение при большом токе является конструкция анода. Фирма ACEA применяет для таких вентилях промежуточные электроды — несколько расположенных один над другим графитовых анодов, присоединенных к внешнему делителю напряжения (рис. 1).

Принципиальная схема передачи Вестервик—Висби (рис. 2) предусматривает использование морской воды в качестве обратного провода, что позволяет ограничиться сооружением однопроводной кабельной линии. Выпрямительная подстанция будет питаться от сети 132 кв материка, а инверторная подстанция включается в местную сеть 30 кв острова. На каждой из конечных подстанций устанавливается по две последовательно соединенных группы ртутных вентилях 50 кв, 200 а, включенных по трехфазной мостовой схеме. На приемной подстанции в Висби устанавливается синхронный компенсатор 30 тыс. квт. Обе подстанции соединены одножильным свинцованным кабелем 30 мм<sup>2</sup> с пропитанной бумажной изоляцией. Второй полюс

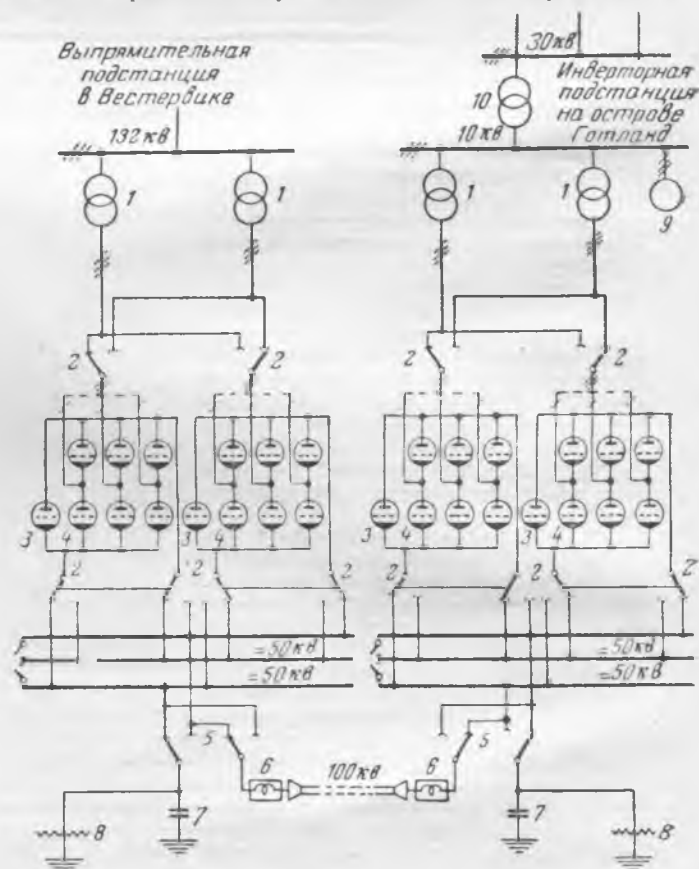


Рис. 2. Главная схема электрических соединений электропередачи постоянного тока высокого напряжения Вестервик—Висби.

1 — трансформаторы преобразователей; 2 — переключающие разъединители; 3 — блокирующие вентили; 4 — главные вентили; 5 — переключающие разъединители; 6 — сглаживающие дроссели; 7 — заземляющие конденсаторы; 8 — электроды, опущенные в море; 9 — синхронный компенсатор; 10 — трансформатор с силовым выключателем.

<sup>1</sup> Technische Rundschau, 1954, 19/II, № 7, стр. 1—5.



на каждой подстанции присоединен к устроенным в море специальным электродам.

Предусмотрена возможность увеличения мощности передачи в 2 раза путем прокладки второго кабеля и установки еще двух преобразовательных устройств на конечных подстанциях.

В цепи постоянного тока имеются переключатели, позволяющие изменять полярность кабеля. Последовательно с кабелем включены сглаживающие дроссели, имеющие, в частности, назначение снизить скорость нарастания тока при коротких замыканиях. Кроме того, в разных точках схемы предусмотрены различные устройства для сглаживания пульсаций.

Каждый ртутный вентиль, установленный на линии Вестервик — Висби, имеет два параллельно включенных анода. Стальной корпус вентиля имеет ребра для охлаждения при помощи вентилятора, устанавливаемого под вентиляем; в нем располагаются ртутный катод и вспомогательные аноды для постоянного возбуждения. Примыкающие к корпусу сверху анодные цилиндры, на которые ложится запираемое напряжение, окружены концентрическими изолирующими цилиндрами, присоединенными к отдельной вентиляционной системе, обеспечивающей подачу воздуха для охлаждения или подогрева анодов. Здесь же установлены комбинированные делители напряжения промежуточных электродов из емкостей и активных сопротивлений. Для каждого вентиля устанавливается насос высокого вакуума, постоянно работающий на форвакуумный бак. Предусмотрены специальные мероприятия для поддержания более высокого вакуума, чем в стандартных выпрямителях.

Как видно из схемы рис. 2, катоды трех вентилях, которые присоединены к фазам трансформатора, должны быть изолированы друг от друга на полное напряжение трансформатора; присоединение всех вспомогательных цепей, включая цепи сетевого управления, осуществляется через изолирующие трансформаторы, так как потенциал кожуха вентиля приблизительно равен потенциалу катода.

В каждой преобразовательной группе имеется один (седьмой) блокирующий вентиль, через который проходит ток в случае кратковременного аварийного обесточивания преобразователя сверхбыстродействующей защитой, что позволяет при обратном зажигании сохранять в работе половину установки.

Синхронный компенсатор поддерживает постоянным напряжение на шинах 10 кВ при помощи автоматического быстродействующего регулятора напряжения. Регулирование передаваемой по линии мощности производится таким образом, чтобы обеспечить постоянство частоты в сети острова. Регулятор, воспринимающий отклонение частоты от заданной величины, действует на цепи сеток преобразователей так, чтобы, например, при снижении частоты увеличилось значение выпрямленного напряжения, а следовательно, и передаваемой мощности. Канал связи, необходимый для регулирования и телеуправления выпрямительной установкой с острова, обеспечивается радиосвязью на коротких волнах.

При неработающей тепловой станции разворот компенсатора производится до половинной скорости от пускового двигателя, питаемого автоматическим дизель-генератором; дальнейший разворот обеспечивается инвертором.

Кабель между островом Готланд и материком был уложен в июне 1953 г. при помощи специального судна<sup>2</sup>. При длине подводного участка кабеля 96 км имеется 15 соединительных муфт. Наибольшая глубина трассы — 140 м.

После прокладки и монтажа концевых муфт кабель был испытан напряжением 220 кВ постоянного тока. Через 2 мес. пребывания его под водой испытание было повторено.

Технико-экономические подсчеты шведских специалистов показывают, что передача гидроэнергии на остров с материка при существующих ценах на уголь более экономична, чем расширение местной тепловой электростанции.

Первые опыты по передаче энергии на Готланд постоянным током были проведены в марте 1954 г. при нагрузке от 2 до 4 тыс. кВт, без синхронного компенсатора<sup>3</sup>.

После монтажа и включения синхронного компенсатора нагрузка была увеличена до 10 тыс. кВт, но затем установка была временно отключена в связи с повреждением кабеля. Обе преобразовательные подстанции работали без каких-либо неполадок.

Обраб. Н. А.

<sup>2</sup> ASEA Journal, 1953, VII — VIII, т. 26, № 7 — 8, стр. 113.

<sup>3</sup> El. Times, 1954, 8/IV, т. 125, № 3257, стр. 510 — 511.



## БИБЛИОГРАФИЯ

### Новые книги по энергетике

Абрамов А. С. и Шейнин Б. И., Топливо, топки и котельные установки (Учебное пособие для коммунально-строительных техникумов), М., Издательство Министерства коммунального хозяйства РСФСР, 1953, 248 стр. с илл., ц. 6 р. 40 к.

Рассматриваются следующие вопросы: элементы котельной установки; топливо и его горение, баланс тепла котельной установки, топки отопительно-производственных котлов; водогрейные и паровые котлы низкого давления, монтаж и эксплуатация котлов, топливоподача и золоудаление, обработка питательной и котловой воды, вспомогательное оборудование котельной, компоновка отопительно-производственных котельных, себестоимость отпущенного тепла.

Бенедикт О. В., Номографический метод расчета сложных сильно насыщенных магнитных цепей электрических машин, М. — Л., Госэнергоиздат, 1953, 247 стр. с илл., ц. 11 р. 95 к.

В книге изложен разработанный автором номографический метод расчета сложных сильно насыщенных магнитных цепей электрических машин. Номографический метод позволяет находить связь между распределением магнитной индукции, распределением разностей магнитных потенциалов и геометрической конфигурацией машины. Подробно излагаются вопросы влияния на распределение магнитных величин формы зубцов и пазов статора и ротора и формы зазора и полюсных наконечников при наличии

нескольких систем м. д. с. Даются методы точного учета влияния нагрузки и геометрической конфигурации магнитной цепи на потенциальную кривую коллектора и на величину и распределение магнитных потерь в машинах постоянного тока. Приложены расчетные номограммы для наиболее употребительных сортов стали.

Бутенко Н. Л., Руководство по монтажу поверхности нагрева паровых котлов, М. — Л., Госэнергоиздат, 1954, 224 стр., ц. 5 р. 65 к.

В книге изложены основные вопросы подготовки и проведения монтажа поверхностей нагрева котельного агрегата; даны общие сведения о такелажном оборудовании; приведено описание современных паровых котлов; изложены элементарные сведения о свойствах металлов, применяемых в котлостроении. Предназначена для слесарей-монтажников, занимающихся монтажом поверхностей нагрева котлов на электростанциях.

Вопросы энергетике, Сборник статей. Редколлегия К. К. Плауде и др. (Акад. наук Латв. ССР. Ин-т энергетике и электротехники), II, Рига, Издательство Акад. наук Латв. ССР, 1953, 187 стр. с илл., ц. 6 р. 85 к.

В сборнике дано обоснование двухступенчатой схемы теплоснабжения, рассмотрены вопросы методики технико-экономических расчетов в теплофикационных системах, даны результаты испытаний новой топки малой мощности для сжигания торфа в зажатом слое и результаты разработки Институтом лесохозяйственных проблем новой кон-

струкции газогенераторов малой мощности для торфа и древесины повышенной влажности. В сборник, кроме того, включены статьи по гидрологии рек Латвийской ССР, методическим вопросам определения режимов работы гидроэлектростанций как основы для определения режимов сетей местных гидроэнергетических систем; определению параметров переходного режима синхронного генератора и по вопросу оптимальных режимов заряда аккумуляторов через полупроводниковые выпрямители.

**Долин П. А.**, Правила безопасности при работах на линиях электропередачи без снятия напряжения (с пояснением), М.—Л., Госэнергоиздат, 1954, 63 стр., ц. 2 р. 70 к.

Кратко рассматриваются основные условия и приемы работ, выполняемых на неотключенных воздушных линиях высокого напряжения, в том числе работ, выполняемых с опор с подъемом до верха и разборкой их конструктивных элементов, а также требующих прикосновения к проводам, находящимся под напряжением. Приводятся нормы, сроки и условия испытаний изолирующих устройств и вспомогательных приспособлений, применяющихся при работах на неотключенных линиях. Книга предназначена для персонала сетевых районов, производящего ремонты воздушных линий без снятия напряжения.

**Миронов К. А. и Шипетин Л. И.**, Теплотехнические измерительные приборы, Справочные материалы, М., Машгиз, 1954, 499 стр., с илл., ц. 18 р. 40 к.

В книге изложены основные характеристики различных приборов для измерения температуры, давления, количества и расхода жидкостей, газов и пара, а также уровня жидкостей; приведены схемы внешних соединений приборов и их габаритные размеры. Книга рассчитана на лиц, занимающихся проектированием, монтажом и эксплуатацией устройств для контроля и регулирования тепловых процессов различных производств. Она может быть полезна также для студентов вузов и техникумов при курсовом и дипломном проектировании.

**Прузнер С. Л.**, Планирование основного производства на тепловых электростанциях (Плановый энергобаланс), М., Министерство культуры СССР—Московский энергетический институт им. Молотова, 1954, 75 стр., с илл., беспл.

Учебное пособие предназначено для студентов теплоэнергетического факультета. В нем в определенной последовательности освещаются вопросы планирования производства на социалистических энергопредприятиях, производственной программы энергетической системы, основных принципов распределения нагрузки между электростанциями системы, энергетического баланса тепловой электростанции и даются основные понятия о нормировании расходов энергии и составлении плана основного производства на тепловых электростанциях.

**Сенников В. Е.**, Энергетики (Из опыта работы Ивановской энергетической системы), Иваново, Ивановское книжное издательство, 1953, 79 стр., ц. 70 коп.

Книга содержит следующие главы: основоположники научного социализма об электрической технике; коммунистическая партия в борьбе за электрификацию страны Советов; план ГОЭЛРО и электрификация Ивановской области. Энергосистемы в народном хозяйстве СССР; Ивановские энергетики в годы Великой Отечественной войны и в послевоенные годы; вопросы энергетики на XIX съезде Коммунистической партии Советского Союза; технический прогресс и электроэнергетика в пятой пятилетке; основные перспективы развития энергосистемы; автоматика и телемеханика в Ивановской энергосистеме и др.

Справочник унифицированных норм времени на котельно-сварочные работы. Под. ред. Курочкина (утв. 24/1 1951 г.), Центральное бюро нормативов труда в нефтяной промышленности ЦБНТ, Нормативно-исследовательская станция объединения Казахстаннефть, Астрахань, 1953, 90 стр., беспл.

Справочник описывает работы, производящиеся в ремонтных мастерских предприятий объединения «Казахстаннефть» и предназначен для персонала производств, оснащенных элементарным механизированным оборудованием и приспособлениями. Состоит из разделов: монтаж резервуаров, ремонт паровых котлов локомобильного типа, сварочные работы и разные работы.

Строитель первых гидроэлектростанций в СССР академик Генрих Осипович Графтио, 1869—1949 (Отв. ред. Г. М. Кржижановский, биогр. очерк Н. А. Караулова), М., Издательство Акад. наук СССР, 1953, 196 стр., с илл., ц. 13 р. 60 к.

В сборнике о жизни и деятельности академика Г. О. Графтио, подготовленном Энергетическим институтом Акад. наук СССР, помещен ряд научных работ и статей Генриха Осиповича, представляющих большой интерес для энергетиков. Рассказывается о выдающихся стройках Волховской и Нижне-Свирской гидроэлектростанций, возглавлявшихся академиком Г. О. Графтио и сыгравших огромную роль в суровые дни Великой Отечественной войны.

Трубопроводы электростанций, Сб. III, Опоры и подвески (межведомственные нормы), М.—Л., Госэнергоиздат, 1953, 272 стр. с илл., ц. 10 р. 50 к.

Опоры станционных трубопроводов нормализованы в двух конструктивных исполнениях—из сварных конструкций и из литых. Строительные размеры сварных и литых опор приняты одинаковыми, что делает их взаимозаменяемыми. Нормы содержат все размеры и допуски, а также технические условия на изготовление и приемку элементов трубопроводов.

**Фазылов Х. Ф.**, Теория и методы расчета электрических систем (Стационарные режимы), Ташкент, Издательство, Акад. наук Уз. ССР, 1953, 176 стр. с черт., ц. 1 р. 50 к.

В книге рассматриваются вопросы инженерной теории сетей электрических систем, методы расчета нормальных режимов электрических систем, оценка их эффективности, методы расчета распределения между станциями, реактивной мощности системы, обеспечения минимальных потерь, и методы расчета самоустанавливающихся режимов и статической устойчивости электрических систем.

**Шершев А. А.**, Пневматические топки ЦКТИ системы Шершнев для котлов малой мощности, М.—Л., Машгиз, Ленингр. отделение, 1954, 104 стр., с черт., ц. 3 р. 70 к.

Рассматриваются конструкции пневматических топок ЦКТИ системы Шершнев для паровых котлов малой мощности, а также специфические условия их установки и эксплуатации. Указываются особенности свойств и качественные характеристики топлив, сжигаемых в пневматических топках. Приводятся результаты испытаний и эксплуатации пневматических топок котлов малой мощности, а также рекомендации по расчету и проектированию этих топок, питателей и топливоподача. Книга предназначена для инженерно-технического персонала промышленных предприятий.

Библиограф М. А. Мостовая



ПОПРАВКА

В № 8 «Электрические станции» за 1954 г. в заметке А. Н. Воронченко «Устройство несгораемых перегородок в кабельных туннелях действующих электростанций», стр. 51, левая колонка, рис. 2 и 3 следует поменять местами, оставив подписи под ними на месте.

## Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, а также давать и другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать фотографиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее  $9 \times 12$  см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или фотография должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подрисуночную подпись.

Чертежи и фото в текст не вклеивать, а прилагать отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Советском Союзе меры длины, веса и др.

6. Рукопись в конце должна иметь подпись автора, полностью имя, отчество и фамилию, домашний адрес, место работы, должность и год рождения.

7. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, К-12, Б. Черкасский пер., д. 2, редакция журнала «Электрические станции».



# ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

## ОТКРЫТА ПОДПИСКА на 1955 г.

### НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ЖУРНАЛЫ:

#### „ЭЛЕКТРИЧЕСТВО“

Орган Академии наук СССР, МЭС СССР и Министерства электротехнической промышленности СССР

Основан в 1880 г.

12 номеров в год

Подписная цена: на год 96 руб.  
на 6 мес. 48 руб.  
на 3 мес. 24 руб.

Журнал рассчитан на широкие круги инженеров и научных работников и направлен на оказание им действенной помощи в разработке и решении важнейших практических и теоретических задач, возникающих в работе по электрификации всех отраслей народного хозяйства Советского Союза.

#### „ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ“

Орган МЭС СССР

Год издания 26-й 12 номеров в год

Подписная цена: на год 96 руб.  
на 6 мес. 48 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технических работников электростанций и сетей, проектных и строительных организаций Министерства электростанций, а также на энергетиков предприятий других министерств и ведомств.

#### „ТОРФЯНАЯ промышленность“

Орган МЭС СССР

Год издания 32-й 8 номеров в год

Подписная цена: на год 32 руб.  
на 6 мес. 16 руб.

Журнал рассчитан на руководящих работников, инженеров, техников, мастеров и бригадиров торфопредприятий, строительства торфопредприятий, заводов торфяного машиностроения, преподавателей, научных сотрудников, студентов торфяных институтов и техникумов.

#### „ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА“

Орган МЭС СССР, Министерства тяжелого машиностроения СССР и Академии наук СССР

Год издания 2-й 12 номеров в год

Подписная цена: на год 96 руб.  
на 6 мес. 48 руб.

Журнал рассчитан на широкие круги инженерно-технических и научных работников теплоэнергетиков, а также на студентов старших курсов теплоэнергетических специальностей высших учебных заведений.

#### „ЭНЕРГЕТИК“

Ежемесячный массовый производственно-технический журнал МЭС СССР

Год издания 3-й 12 номеров в год

Подписная цена: на год 24 руб.  
на 6 мес. 12 руб.

Журнал рассчитан на широкие круги энергетиков: кочегаров, машинистов, механиков, электромонтеров, мастеров и техников, работающих на электростанциях, электрических и тепловых сетях, а также на энергетиков, работающих в отделах главного энергетика и главного механика промышленных предприятий.

#### „ГИДРОТЕХНИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО“

Производственно-технический и экономический журнал МЭС СССР

Год издания 24-й 8 номеров в год

Подписная цена: на год 32 руб.  
на 6 мес. 16 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технический персонал, работающий на строительстве и эксплуатации гидроэлектростанций и гидротехнических сооружений, в проектно-исследовательских организациях, научно-исследовательских институтах, и на студентов вузов.

#### „СВЕТОТЕХНИКА“

Орган Министерства радиотехнической промышленности и Министерства электротехнической промышленности

Год издания 1-й 6 номеров в год

Подписная цена: на год 18 руб.  
на 6 мес. 9 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технический персонал предприятий радиотехнической и электротехнической промышленности и промышленных проектных организаций, работников научно-исследовательских институтов а также на студентов вузов.

**ПОДПИСКА ПРИНИМАЕТСЯ:** ГОРОДСКИМИ И РАЙОННЫМИ ОТДЕЛАМИ СОЮЗПЕЧАТИ, ВО ВСЕХ КОНТОРАХ, ОТДЕЛЕНИЯХ И АГЕНТСТВАХ СВЯЗИ И ОБЩЕСТВЕННЫМИ УПОЛНОМОЧЕННЫМИ ПО ПОДПИСКЕ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ, В ОРГАНИЗАЦИЯХ, УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЯХ И УЧРЕЖДЕНИЯХ.