

И. Т. ШВЕЦ, В. И. ТОЛУВИНСКИЙ,
И. Д. БУКШПУН, Н. Ф. КИРАКОВСКИЙ,
Ф. Т. МАРКОВСКИЙ

ЭНЕРГЕТИКА

ИЗДАНИЕ ВТОРОЕ,
ДОПОЛНЕННОЕ И ПЕРЕРАБОТАННОЕ

Допущено
Министерством высшего и среднего
специального образования УССР
в качестве учебного пособия
для студентов университетов
и неэнергетических институтов

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ВИЩА ШКОЛА»
Киев — 1971

Энергетика, Швец И. Т. и др., «Вища школа», 1971, стр. 616.

В книге изложены теоретические основы теплотехники, электротехники, энергетического машиностроения (паровые и газовые турбины, двигатели внутреннего сгорания) и котлостроения.

Рассматриваются электрические машины и аппараты, электрические сети и системы, производство и использование электроэнергии в различных отраслях народного хозяйства.

Освещаются технико-экономические проблемы энергетических установок и энергетические балансы как СССР, так и всего мира.

Учебное пособие рассчитано на студентов университетов и неэнергетических институтов.

Табл. 67, илл. 353, библи. 41.

Редакция литературы по энергетике, радиотехнике, электронике и автоматике

Зав. редакцией А. В. Дячков

ОГЛАВЛЕНИЕ

	стр.
Предисловие	7
Введение	8
§ 1. Развитие энергетики СССР	8
§ 2. Энергетика как область науки	12
§ 3. Единицы измерения энергетических величин	13
Глава I. Энергетические ресурсы и их использование	
§ I-1. Структура природных источников энергии	17
§ I-2. Энергетические ресурсы мира и СССР	18
§ I-3. Добыча природных энергоресурсов	21
§ I-4. Экономические характеристики топлив	28
§ I-5. Потребление топлив	30
Глава II. Теоретические основы теплоэнергетики	
§ II-1. Общие сведения	34
§ II-2. Рабочее тело, его основные параметры	35
§ II-3. Характеристическое уравнение состояния. Газовая постоянная	37
§ II-4. Уравнение состояния для реальных газов. Смеси газов	40
§ II-5. Первый закон термодинамики	41
§ II-6. Внутренняя энергия тела	43
§ II-7. Внешняя работа	44
§ II-8. Теплоемкость газов	46
§ II-9. Энтальпия тела	48
§ II-10. Изменения состояния газа	49
§ II-11. Круговые процессы	57
§ II-12. Цикл Карно	58
§ II-13. Обратимые и необратимые процессы	61
§ II-14. Второй закон термодинамики	62
§ II-15. Тепловые $T-s$ -диаграммы для важнейших газовых процессов	67
§ II-16. Водяной пар	71
§ II-17. Циклы паросиловой установки	77
§ II-18. Основы теплопередачи	84
Глава III. Котельные установки	
§ III-1. Общие сведения	102
§ III-2. Топливо	108
§ III-3. Горение топлива и тепловой баланс котельного агрегата	114
§ III-4. Топки	120
§ III-5. Конструкции паровых котлов и котельных агрегатов	132
§ III-6. Пароперегреватели. Водяные экономайзеры. Воздухоподогреватели	139
§ III-7. Вспомогательные устройства котельных установок. Водоподготовка	144

Глава IV. Паровые турбины

§ IV-1. Общие сведения	150
§ IV-2. Основы теории паровых (газовых) потоков	153
§ IV-3. Основы экспериментальных аэродинамических исследований потоков в турбинных решетках	158
§ IV-4. Потери во вращающейся турбинной ступени	161
§ IV-5. Тепловые процессы в паровых турбинах	162
§ IV-6. Сопловые аппараты	166
§ IV-7. Решетки рабочих лопаток	173
§ IV-8. Коэффициенты полезного действия ступени	178
§ IV-9. Основы теплового расчета паровых турбин	184
§ IV-10. Теплофикационные турбины	199
§ IV-11. Регулирование турбин	202
§ IV-12. Конструкции паровых турбин	206
§ IV-13. Конденсационные установки	213

Глава V. Газовые турбины

§ V-1. Общие сведения	218
§ V-2. Тепловые процессы в ГТУ	224
§ V-3. Конструкции ГТУ	237
§ V-4. Топливо и камеры сгорания	250
§ V-5. Материалы в турбостроении и охлаждение элементов высокотемпературных турбин	252

Глава VI. Двигатели внутреннего сгорания

§ VI-1. Общие сведения	258
§ VI-2. Циклы двигателей внутреннего сгорания	260
§ VI-3. Классификация и рабочие циклы двигателей	262
§ VI-4. Наддув двигателей	267
§ VI-5. Основные параметры рабочего процесса	269
§ VI-6. Использование тепла и к. п. д. двигателей	275
§ VI-7. Тепловой баланс и определение мощности двигателя	278
§ VI-8. Топливо, смесеобразование и топливная аппаратура	292
§ VI-9. Системы регулирования и регуляторы	302
§ VI-10. Вспомогательные устройства	304
§ VI-11. Типы двигателей	307
§ VI-12. Перспективы развития двигателей внутреннего сгорания	310

Глава VII. Тепловые электрические станции (ТЭС)

§ VII-1. Общие сведения	313
§ VII-2. Типы и принципиальные схемы тепловых электростанций	314
§ VII-3. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций. Выбор основных параметров	316
§ VII-4. Промышленная площадка ТЭС. Основные сооружения	329
§ VII-5. Загрязнение атмосферы в связи с работой ТЭС	347
§ VII-6. Техничко-экономическая оценка работы ТЭС	349
§ VII-7. Теплофикация и централизованное теплоснабжение	354
§ VII-8. Некоторые новые направления развития отечественных тепловых электростанций	378

Глава VIII. Атомные электрические станции

§ VIII-1. Физические основы использования атомной энергии	385
§ VIII-2. Реакторы	387
§ VIII-3. Вопросы экономики атомной энергетики и дальнейшие пути ее развития	399

Глава IX. Гидроэлектростанции

§ IX-1. Энергия водных потоков	402
§ IX-2. Водяные двигатели	403
§ IX-3. Гидротехнические сооружения	409
§ IX-4. Энергетические показатели ГЭС	411
§ IX-5. Экономические показатели ГЭС	415
§ IX-6. Гидроэнергетическое строительство в СССР	418

Глава X. Теоретические основы электроэнергетики

§ X-1. Электрические заряды	420
§ X-2. Электрическое поле	420
§ X-3. Электрический ток	422
§ X-4. Электродвижущая сила	422
§ X-5. Электрические свойства веществ	424
§ X-6. Электрическое сопротивление проводников	425
§ X-7. Электрическая цепь. Закон Ома	427
§ X-8. Последовательная электрическая цепь	428
§ X-9. Параллельная электрическая цепь	429
§ X-10. Смешанные электрические цепи	431
§ X-11. Мощность электрического тока	431
§ X-12. Энергия (работа) электрического тока	432
§ X-13. Тепловой эффект электрического тока	432
§ X-14. Химический эффект электрического тока	433
§ X-15. Магнитное поле электрического тока. Электромагнитное поле	434
§ X-16. Магнитное поле катушки с током	436
§ X-17. Кривые намагничивания. Гистерезис	438
§ X-18. Механические силы взаимодействия магнитных полей и токов	440
§ X-19. Электромагнитная индукция	441
§ X-20. Переменный ток	443
§ X-21. Частота переменного тока	445
§ X-22. Векторное изображение переменных электрических величин	446
§ X-23. Действующие, или эффективные, значения переменного тока	448
§ X-24. Индуктивность в цепи переменного тока	449
§ X-25. Сдвиг фаз	451
§ X-26. Емкость в цепи переменного тока	453
§ X-27. Цепь переменного тока с активными и реактивными сопротивлениями	456
§ X-28. Мощность переменного тока	459
§ X-29. Активная и реактивная энергия в цепях переменного тока	460
§ X-30. Коэффициент мощности ($\cos \phi$) и методы его повышения	461
§ X-31. Трехфазный ток	464

Глава XI. Электрические машины и аппараты

§ XI-1. Классификация электрических машин	471
§ XI-2. Синхронные генераторы	472
§ XI-3. Синхронные двигатели	483
§ XI-4. Асинхронные двигатели	486
§ XI-5. Машины постоянного тока	502
§ XI-6. Трансформаторы	512
§ XI-7. Выпрямители	522
§ XI-8. Электрические измерения	533

Глава XII. Электрическое оборудование электростанций

§ XII-1. Состав электрооборудования станций	545
§ XII-2. Коммуникационная (выключающая) аппаратура	549
§ XII-3. Аппаратура и устройства защиты при коротких замыканиях	553
§ XII-4. Защита электрических установок от прямых ударов молний и от грозовых перенапряжений	558
§ XII-5. Распределительные устройства (РУ) электрических станций	559

Глава XIII. Электрические сети и энергетические системы

§ XIII-1. Общие сведения	562
§ XIII-2. Конструктивные элементы воздушных линий — провода, изоляторы, опоры	564
§ XIII-3. Техничко-экономические расчеты при проектировании электрических сетей	566
§ XIII-4. Электрический расчет линии передачи	568
§ XIII-5. Энергетические системы	569
§ XIII-6. Нагрузочные режимы энергосистем и оптимальное распределение нагрузки между станциями	572
§ XIII-7. Регулирование частоты и напряжения в системах	575
§ XIII-8. Обеспечение устойчивой параллельной работы синхронных генераторов в системе	576
§ XIII-9. Автоматизация управления режимами энергосистем	578

Глава XIV. Электрификация

§ XIV-1. Производство электроэнергии	581
§ XIV-2. Формы применения электрической энергии	583
§ XIV-3. Электропривод	584
§ XIV-4. Сравнительная характеристика типов электродвигателей	585
§ XIV-5. Электротермия	588
§ XIV-6. Электрические печи	590
§ XIV-7. Электрическое освещение	590
§ XIV-8. Электрохимия	597
§ XIV-9. Общие показатели уровня электрификации	599

Глава XV. Новые способы преобразования и получения электрической энергии

§ XV-1. Приливные и геотермальные электрические станции	603
§ XV-2. Способы прямого получения электрической энергии	604

ПРЕДИСЛОВИЕ

План коммунистического строительства в нашей стране представляет собой гармоническое сочетание политических, хозяйственных и культурных задач на основе научно-технического прогресса. Осуществление этих планов во многом зависит от уровня развития энергетики и электрификации, энерговооруженности работников промышленности, строительства, сельского хозяйства, транспорта.

В этих условиях особое значение приобретает изучение научных основ энергетики как ведущей отрасли науки и техники. Основными направлениями настоящего курса являются ознакомление студентов, не специализирующихся в области энергетики и энергомашиностроения, с современными достижениями в развитии теории и практики тепловых двигателей (паровых и газовых турбин, двигателей внутреннего сгорания), паровых котлов, электрических машин и устройств, тепловых электростанций, энергетических систем и сетей электропередачи, с конструктивными особенностями энергетического оборудования.

Книга является коллективным трудом, выполненным под общей редакцией академика АН УССР И. Т. Швеца. Введение, главы I, IX—XIV написал канд. техн. наук Ф. Т. Марковский; главы II и VII — доцент И. Д. Букшпун; главу III — академик АН УССР В. И. Толубинский; главы IV и V — академик АН УССР И. Т. Швец; главы VI, VIII и XV — доцент Н. Ф. Кираковский.

В сравнительно кратких курсах с большим содержанием не исключаются отдельные недостатки. Поэтому авторы с большой благодарностью примут все пожелания и замечания, которые могут возникнуть у специалистов и студентов при пользовании этой книгой.

Отзывы и пожелания просим направлять по адресу: г. Киев-54, ул. Гоголевская, 7, изд-во «Вища школа».

Авторы

§ 1. РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ СССР

Энергетика — это отрасль народного хозяйства, охватывающая производство и использование разных форм энергии, а также ее преобразование. В энергетике используются в основном пять видов установок:

а) генерирующие, которые преобразуют потенциальную энергию природных энергетических ресурсов в электрическую, тепловую, механическую энергии или в другой вид энергетического ресурса (газогенерирующие установки, компрессорные и др.);

б) преобразующие, т. е. изменяющие параметры и другие особенности данного вида энергии (трансформаторные подстанции, выпрямительные и инверторные электроустановки, трансформаторы тепла и др.);

в) установки для передачи и распределения энергии (электрические, тепловые, газовые сети, нефтепроводы, сети сжатого воздуха);

г) аккумулирующие — предназначенные для частичного регулирования режима производства энергии (электрические и тепловые аккумуляторы, насосно-аккумулирующие гидростанции и др.);

д) потребляющие — служащие для преобразования энергии к тому виду, в котором она непосредственно используется (электрический привод машин, светильники, промышленные печи, отопительные установки и пр.).

Развитие энергетики СССР неразрывно связано с именем В. И. Ленина. Его идея технического переоснащения всего народного хозяйства страны на базе новой энергетики, на базе электрификации лежит в основе политики Коммунистической партии Советского Союза. Дореволюционная Россия, несмотря на огромные природные ресурсы, была страной экономически и технически отсталой. В 1913 г. производство электроэнергии составило менее 2 млрд. *квт · ч*, установленная мощность всех электростанций не превышала 1 млн. *квт*. Основное промышленное оборудование, в том числе и энергетическое, ввозилось из-за границы. Объем производства электроэнергии в России был меньше по сравнению с США.

в 13 раз, Германией — 2,6, Англией — 2,3 раза. Производство электроэнергии на душу населения составляло всего 12 *квт · ч* в год.

В настоящее время критерием общего экономического, технического и культурного уровня развития служат масштабы производства и потребления электроэнергии, уровень электрификации. Путь к общему экономическому и техническому прогрессу, а также к техническому прогрессу энергетики в целом, лежит через дальнейшее развитие электрификации. Эта мысль уже в первые после-революционные годы была положена В. И. Лениным в основу всех планов восстановления разрушенного народного хозяйства и дальнейшего его развития в процессе строительства социализма.

Темпы роста энергопотребления во всем мире прогрессивно возрастают. Мировое потребление энергоресурсов в 1860 г. составило 550 млн. *т* условного топлива, в среднем 0,45 *т* у. т. в год на одного человека. Через сто лет, в 1960 г., мировое потребление энергии поднялось до 4240 млн. *т* у. т., а на душу населения в среднем до 1,5 *т* в год. За 16 лет (1950—1966 гг.) общее производство энергоресурсов мира выросло примерно в два раза (округленно с 2,9 до 5,9 млрд. *т* условного топлива), а производство электроэнергии — в 3,6 раза (примерно с 1 до 3,6 тыс. млрд. *квт · ч*). За этот же период население мира возросло в 1,35 раза (с 2,5 до 3,38 млрд. чел.). Таким образом, за 16 лет общее производство энергетических ресурсов на одного человека выросло в 1,5 раза, а электроэнергия — в 2,7 раза.

Следует подчеркнуть резкую неравномерность уровней энерго-вооруженности в разных странах. Если исключить европейские страны и США, то во всех остальных странах мира, охватывающих около 80% населения земного шара, потребление энергии в год на одного человека составило в 1962 г. в среднем всего 0,45 *т* у. т., т. е. находилось на уровне среднемирового потребления 1860 г.

Значение энергетики (электрификации) для развития всего народного хозяйства и построения социализма В. И. Ленин подчеркивал много раз. На VIII съезде Советов В. И. Ленин говорил: «Только тогда, когда страна будет электрифицирована, когда под промышленность, сельское хозяйство и транспорт будет подведена техническая база современной крупной промышленности, только тогда мы победим окончательно»¹. А в статье «Ответы на вопросы корреспондента английской газеты «Daily express» он подчеркивал: «Электрификация переродит Россию. Электрификация на почве советского строя создаст окончательную победу основ коммунизма в нашей стране»².

¹ В. И. Ленин. Соч., т. 31, стр. 484.

² В. И. Ленин. Соч., т. 30, стр. 343.

В декабре 1920 г. на VIII съезде Советов был утвержден план ГОЭЛРО, план электрификации России, разработанный по указанию В. И. Ленина специальной комиссией под руководством Г. М. Кржижановского, старейшего энергетика России, близкого соратника В. И. Ленина по революционной работе. Это был не только план электрификации, это был план развития всего народного хозяйства на базе электрификации. На протяжении 10—15 лет планом намечалось строительство тридцати электростанций общей мощностью 1750 тыс. *квт*. По срокам план был значительно переполнен.

В последующие годы электроэнергетика СССР развивалась темпами, каких не знала ни одна капиталистическая страна. За 1955—1965 гг. средний ежегодный прирост производства электроэнергии был равен: в СССР — 11,64%, США — 7,64%, Англии — 8,27%, Франции — 7,85%, ФРГ — 8,82%. В 1965 г. электростанциями СССР было произведено 507, а в 1970 г. — 740 млрд. *квт* · ч, что превышает производство электроэнергии в Англии, Франции и ФРГ вместе взятых.

Резко вырос технический уровень электроэнергетики СССР. В соответствии с директивами XXI, XXII и XXIII съездов КПСС рост электроэнергетики шел за счет строительства мощных тепловых электростанций, на которых установлены паротурбинные агрегаты мощностью по 150, 200 и 300 *Мвт* с высокими параметрами пара (температура до 565° С, давление 130—240 · 10⁴ н/м²), обеспечивающими большую экономичность, а также мощных высокоэкономичных гидростанций. Осуществленная единичная мощность паротурбинных станций уже превышает 3 млн. *квт*, в ближайшие годы будут построены ГРЭС мощностью 4 млн. *квт* и больше. Установлены первые паротурбинные агрегаты по 500 и 800 *Мвт* в единице, проектируются еще более мощные — на 1200÷1500 *Мвт*. По реализованной уже единичной мощности гидростанций и их агрегатов СССР занимает первое место в мире: работает Братская ГЭС на Ангаре с 20 агрегатами по 225 *Мвт*, строится Нурекская ГЭС на р. Вахш с 9 агрегатами по 300 *Мвт*, завершено строительство Красноярской ГЭС на Енисее с 10 агрегатами по 500 *Мвт*, проектируются ГЭС на еще большие мощности и с более мощными агрегатами, например, Саяно-Шушенская.

Уже в плане ГОЭЛРО были намечены первые шаги по установлению электрических связей между станциями, т. е. по созданию энергетических систем. Централизованное электроснабжение от энергосистем имеет большие преимущества по сравнению со снабжением от изолированных станций — по общим технико-экономическим показателям, по надежности электропитания и качеству электроэнергии. В настоящее время более 90% всей электроэнергии производится станциями, отдающими выработанную ими электроэнергию в общие сети энергосистем. Мощные магистральные линии передач с напряжениями 220, 330, 500 и 750 *кв* покрывают

все большую часть СССР, связывая между собой отдельные энергосистемы. Создана основа единой энергосистемы (ЕЭС) Европейской части СССР, работают мощные энергообъединения Сибири, Средней Азии, Закавказья, проектируются связи между ними, с помощью которых будет создана ЕЭС всего Советского Союза.

Поставленная В. И. Лениным задача всесторонней электрификации страны актуальна и сейчас. В Программе КПСС, принятой XXII съездом, сказано: «Главная экономическая задача партии и советского народа состоит в том, чтобы в течение двух десятилетий создать **материально-техническую базу коммунизма**. Это означает: полную электрификацию страны и совершенствование на этой основе техники, технологии и организации общественного производства во всех отраслях народного хозяйства». «Электрификация, являющаяся стержнем строительства экономики коммунистического общества, играет ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства, в осуществлении всего современного технического прогресса. Поэтому необходимо обеспечить опережающие темпы производства **электроэнергии**»¹.

В решениях XXIV съезда КПСС намечен дальнейший быстрый рост электроэнергетики. В «Директивах по пятилетнему плану развития народного хозяйства» на 1971—1975 годы указывается, что производство электроэнергии в 1975 г. должно быть доведено до 1030—1070 млрд. *квт·ч*. Для обеспечения опережающего роста электроэнергетики намечено ввести в действие 64—67 млн. *квт* новых мощностей, в основном за счет строительства крупных тепловых электростанций с установкой мощных энергетических блоков.

Особое внимание в Директивах уделено ускоренному развитию атомной энергетики. За пятилетие на атомных электростанциях должно быть введено 6—8 млн. *квт* новых мощностей. Предусмотрен также дальнейший рост добычи топлив: добыча угля в 1975 г. должна быть доведена до 685—695 млн. *т*, а удельный вес добычи угля открытым способом — до 30% от общей добычи.

Большое внимание в Директивах уделено повышению добычи нефти и газа: добыча нефти должна быть доведена до 480—500 млн. *т*, газа — до 300—320 млрд. *куб. м*. Удельный вес нефти и газа в балансе топлив в 1975 г. должен быть поднят не менее чем до 67%.

¹ Программа КПСС. Политиздат. 1965, стр. 66, 69.

2. ЭНЕРГЕТИКА КАК ОБЛАСТЬ НАУКИ

Энергетика — наука о производстве разных форм энергии, преобразованиях, транспортировке и применении ее.

С точки зрения физики процесс производства любой формы энергии заключается в преобразовании одной ее формы в другую. По содержанию физических процессов, происходящих во всех машинах, аппаратах, устройствах энергетического хозяйства, энергетика может быть названа наукой о преобразованиях энергии.

Основными формами, в которых применяется в настоящее время энергия, являются тепло и электричество. Отрасли энергетики, изучающие получение, преобразование, транспортировку и применение тепловой и электрической энергии называются, соответственно, *теплоэнергетикой* и *электроэнергетикой*.

Энергия водных потоков, использовавшаяся прежде непосредственно в форме механической энергии, в настоящее время преобразуется на гидроэлектростанциях в энергию электрическую. Отрасль энергетики, изучающая процессы преобразования водной энергии в электрическую, называется *гидроэнергетикой*.

Открытие путей к использованию энергии атомного ядра создало новую отрасль энергетики — *атомную* или *ядерную энергетику*. Энергия ядерных процессов преобразуется в тепловую и электрическую и в этих формах используется.

Вопросами использования энергии перемещающихся масс воздуха занимается *ветроэнергетика*. Энергия ветра используется в основном в механической форме.

Каждая из отраслей энергетики как науки имеет свою теоретическую основу, базирующуюся на законах физических явлений в данной области.

Отчетливое понимание единства и эквивалентности разных форм энергии сложилось только к середине девятнадцатого столетия, когда уже был накоплен большой опыт преобразования одних форм энергии в другие: создана паровая машина, преобразовывающая тепло в механическую энергию; открыты первые источники электрической энергии — гальванические элементы, в которых осуществлялось непосредственное преобразование химической энергии в электрическую; путем электролиза многократно осуществлено обратное преобразование — электрической энергии в химическую; создан электрический двигатель, в котором электрическая энергия преобразовывалась в механическую; открыто явление непосредственного преобразования электрической энергии в тепло; в 1831 году открыт способ превращения механической энергии в электрическую. Естественным завершением огромного объема накопленных данных по преобразованию одних форм энергии в другие явилось открытие *закона сохранения и превращения энергии* — одного из основных законов физики.

Потребность в преобразованиях энергии вызывается тем, что в разных процессах необходима различная форма энергии.

Преобразования энергии не исчерпываются превращением одних ее форм в другие. Тепловая энергия применяется при разных значениях температуры теплоносителя (пар, газ, вода), электрическая — в виде переменного или постоянного тока и при разных уровнях напряжения.

Преобразования энергии осуществляются в разных машинах, аппаратах и устройствах, в целом составляющих техническую основу энергетики. Так, в котельных установках химическая энергия топлив преобразуется в тепло; в паровой турбине это тепло, носителем которого является водяной пар, преобразуется в механическую энергию, которая затем в электрическом генераторе преобразуется в энергию электрическую; на гидроэлектростанциях в гидротурбинах и электрогенераторах энергия водных потоков преобразуется в электрическую; в электрических двигателях электрическая энергия преобразуется в механическую и т. д.

Способы создания и использования разных машин, аппаратов, устройств, предназначенных для получения, преобразования, транспортировки и применения разных форм энергии, базируются на соответствующих разделах теоретических основ энергетики и составляют разделы таких технических наук, как *теплотехника*, *электротехника*, *гидротехника*, *ветротехника*.

В данной книге кратко излагаются теоретические основы энергетики, дается описание основных машин, аппаратов и установок, служащих для получения и преобразования разных форм энергии, транспортировки и применения ее; приводятся сведения о запасах, добыче и потреблении разных видов энергетических ресурсов; освещаются пути дальнейшего развития энергетики.

§ 3. ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

На протяжении столетий разные формы энергии представлялись независимыми друг от друга, поэтому для каждой из них применялись свои единицы измерения. Так, для механической энергии и работы длительное время применялась единица килограммометр, мощность выражалась в лошадиных силах, основной единицей измерения тепла была калория, электрическая энергия измерялась в киловатт-часах, а мощность — в киловаттах.

Открытие закона сохранения и преобразования энергии позволило установить количественные соотношения между всеми этими единицами и, при необходимости, выражать все энергетические величины в одних и тех же единицах независимо от формы энергии. Как уже было сказано, в современной энергетике применяются разнообразные формы энергии и осуществляются многократные преобразования одних форм в другие. Применение разных единиц для разных форм вызывает необходимость в более или менее слож-

Международная система единиц (СИ) по ГОСТ 9867—61

Величины		Единицы измерения	
Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
Основные единицы			
Длина	l	метр	m
Масса	m	килограмм	kg
Время	t	секунда	$сек$
Сила тока	I	ампер	a
Термодинамическая температура	t, T	градус Кельвина	$^{\circ}K$
Сила света	I	свеча	$св$
Дополнительные единицы			
Плоский угол	φ	радиан	$рад$
Телесный угол	ω	стерадиан	$стер$
Производные единицы			
Площадь	S	квадратный метр	m^2
Объем	V	кубический метр	m^3
Плотность	ρ	килограмм на кубический метр	$кг/м^3$
Линейная скорость	v	метр в секунду	$м/сек$
Угловая скорость	ω	радиан в секунду	$рад/сек$
Ускорение	a	метр на секунду в квадрате	$м/сек^2$
Угловое ускорение		радиан на секунду в квадрате	$рад/сек^2$
Сила	F	ньютон	n
Давление, механическое напряжение	p	ньютон на квадратный метр	$n/м^2$
Динамическая вязкость		ньютон-секунда на квадратный метр	$n \text{ сек}/м^2$
Кинематическая вязкость		квадратный метр на секунду	$м^2/сек$
Энергия, работа, количество теплоты	W	джоуль	$дж$
Мощность	P	ватт	$вт$
Количество электричества (заряд)	q	кулон	$к$
Электродвижущая сила	E, e	вольт	$в$
Электрическое напряжение, разность потенциалов	U	вольт	$в$
Частота	ν	герц	$гц$
Электрическое сопротивление	R	ом	$ом$
Напряженность электрического поля	E	вольт на метр	$в/м$
Электрическая емкость	C	фарада	$ф$
Магнитный поток	Φ	вебер	$вб$
Индуктивность	L	генри	$гн$
Магнитная индукция	B	тесла	$тл$
Напряженность магнитного поля	H	ампер на метр	$а/м$
Магнитодвижущая сила	F	ампер	$а$
Световой поток	F	люмен	$лм$
Освещенность	E	люкс	$лк$
Яркость	B	свеча на квадратный метр или кит	$св/м^2$ или $нт$

ных пересчетах. Поэтому, естественно, возникла идея унификации энергетических единиц. Эта унификация осуществлена в новой «Международной системе единиц» (сокращенно СИ, принятой в октябре 1960 г. XI Генеральной конференцией по мерам и весам и утвержденной в СССР как Государственный стандарт (ГОСТ 9867—61)). Новая система универсальна: она содержит единицы измерения для всех отраслей науки и техники.

Каждая система единиц измерения включает единицы основные и производные. Основные единицы устанавливаются независимо одна от другой, производные образуются из основных на основе связывающих их физических законов. Соотношения основных единиц определяющие единицу производную, называются ее размерностью.

Международная система имеет шесть основных единиц: метр, килограмм, секунда, градус Кельвина, ампер, свеча. Кроме того, система содержит две дополнительные единицы, служащие для измерения плоскостных и сферических углов: радиан и стерадиан. В табл. 1 приведены наиболее важные единицы измерения энергетических величин СИ.

В ряде случаев единицы измерения, приведенные в табл. 1, могут оказаться практически неудобными из-за малой или чрезмерной величины. В этих случаях применяются их кратные значения, получаемые с помощью десятичных приставок (табл. 2).

Таблица 2

Приставки для образования кратных и дольных единиц

Приставки	Значение	Сокращенное обозначение	Приставки	Значение	Сокращенное обозначение
пико	10^{-12}	<i>п</i>	дека	10	<i>да</i>
нано	10^{-9}	<i>н</i>	гекто	10^2	<i>г</i>
микро	10^{-6}	<i>мк</i>	кило	10^3	<i>к</i>
милли	10^{-3}	<i>м</i>	мега	10^6	<i>М</i>
санти	10^{-2}	<i>с</i>	гига	10^9	<i>Г</i>
деци	10^{-1}	<i>д</i>	тера	10^{12}	<i>Т</i>

Так образованы широко применяемые единицы мощности: гектоватт (*гвт*), киловатт (*квт*), мегаватт (*Мвт*). Так как джоуль — это ватт за секунду, то кратные значения единиц энергии получают с помощью коэффициентов кратности для единиц мощности (десятичные) и времени (шестидесятиричные):

$$1 \text{ гектоватт-час (гвт} \cdot \text{ч)} = 3,6 \cdot 10^5 \text{ Дж};$$

$$1 \text{ киловатт-час (квт} \cdot \text{ч)} = 3,6 \cdot 10^6 \text{ Дж}.$$

Возможно и непосредственное образование кратных единиц энергии: килоджоуль (*кдж*), мегаджоуль (*Мдж*) и т. д.

В табл. 3 и 4 представлены числовые соотношения между разными единицами энергии и мощности.

Единица силы в СИ — ньютон: $1 \text{ н} = 0,102 \text{ кг}$.

Таблица 3

Пересчет единиц энергии

Единицы	дж	квт·ч	кГм	ккал	эв ¹
1 дж	1	$2,78 \cdot 10^{-7}$	0,102	$2,39 \cdot 10^{-4}$	$6,24 \cdot 10^{18}$
1 квт·ч	$3,6 \cdot 10^6$	1	$3,67 \cdot 10^5$	860	$2,25 \cdot 10^{25}$
1 кГм	9,81	$2,72 \cdot 10^{-6}$	1	$2,34 \cdot 10^{-3}$	$6,12 \cdot 10^{19}$
1 ккал	$4,19 \cdot 10^3$	$1,16 \cdot 10^{-3}$	427	1	$2,61 \cdot 10^{22}$
1 эв	$1,6 \cdot 10^{-10}$	$4,45 \cdot 10^{-24}$	$1,63 \cdot 10^{-20}$	$3,83 \cdot 10^{-23}$	1

¹ эв — электрон-вольт — энергия, приобретаемая электроном при прохождении разности потенциалов в 1 вольт.

Таблица 4

Пересчет единиц мощности

Единицы	вт	квт	кГм/сек	л. с.	ккал/сек
1 вт	1	10^{-3}	0,102	$1,36 \cdot 10^{-3}$	$0,239 \cdot 10^{-3}$
1 кГм/сек	9,81	$9,81 \cdot 10^{-3}$	1	$1,33 \cdot 10^{-2}$	$2,34 \cdot 10^{-3}$
1 л. с.	736	0,736	75	1	0,176
1 ккал/сек	$4,19 \cdot 10^3$	4,19	427	5,69	1

Следует остановиться еще на единицах измерения давления. В СИ давление измеряется в ньютонах на квадратный метр. В прежнем стандарте СССР для измерения давления рекомендовалась единица бар: $1 \text{ бар} = 10^5 \text{ н/м}^2$. Широко применяемая в настоящее время единица давления — техническая атмосфера (ат) — равна 1 кГ/см^2 . Соотношение между этими тремя единицами следующее:

$$1 \text{ бар} = 10^5 \text{ н/м}^2 = 1,02 \text{ ат}.$$

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

§ 1-1. СТРУКТУРА ПРИРОДНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Энергетическими ресурсами называются природные источники энергии, преобразуемые в дальнейшем в формы энергии, которые используются в производственных процессах, на транспорте, в быту.

Основными природными источниками энергии являются энергия солнечной радиации и энергия ядерных реакций.

Непосредственное использование энергии солнечной радиации станет возможным только тогда, когда будет решен вопрос о прямом и достаточно экономичном преобразовании ее в электрическую. Исследовательские работы в этом направлении проводятся уже много лет, физические основы такого преобразования известны, однако удовлетворительного технического решения не получено и, по-видимому, нет оснований ожидать, что оно будет найдено в ближайшем будущем. В настоящее время используются производные формы энергии солнечной радиации — органические топлива, энергия водных и воздушных потоков.

Основное место в балансах запасов, добычи и потребления занимают каменные и в меньшей степени бурые угли; непрерывно возрастает значение нефти и природного газа.

Такие виды топлив, как торф, лигниты, дрова, отходы сельского хозяйства, в современных энергетических балансах составляют небольшой процент.

В общих энергетических балансах роль гидроэнергии незначительна (несколько процентов), а в производстве электроэнергии — довольно существенна. В некоторых странах (Норвегия, Швеция, Швейцария, Канада) энергетика базируется на гидроэнергии.

По приближенным расчетам ветроэнергетические ресурсы мира составляют 65 триллионов *квт · ч* в год. Однако фактическое использование их ничтожно и нет оснований предполагать, что это положение изменится. Основным недостатком ветровой энергии, исключающим возможность ее широкого использования, является пространственная рассредоточенность и связанная с этим малая мощность установок (десятки *квт*). Второй недостаток — непостоянство во времени скорости ветра. Удельный вес ветроустановок в современной энергетике очень незначительный.

Внимание энергетиков неоднократно привлекала идея использования тепла недр земли, исчисляемого фантастическими цифрами. Однако на современном техническом уровне речь может идти об использовании только незначительной доли этих ресурсов. Кроме того, на тех глубинах, которые доступны современной бурильной технике, температуры термальных вод невысоки — обычно намного ниже 100°C , поэтому их использование малоэффективно. В небольшом количестве термальные воды используются (благодаря более благоприятным местным условиям) только в Исландии (в основном для отопления), Новой Зеландии и Италии (геотермические электростанции).

Открытие путей к использованию энергии внутриядерных процессов стало началом новой эры в истории человечества. После того как будет решена задача управления термоядерными реакциями, человечество овладеет неисчерпаемым источником предельно дешевой энергии и навсегда избавится от забот об энергетических ресурсах.

Публикуемые данные о ресурсах расщепляющихся материалов неполны и противоречивы: в таблицах дальше они приводиться не будут. Не будут приводиться также и данные о запасах и использовании ветроэнергетических и геотермических ресурсов.

По современным представлениям, источником солнечной радиации являются термоядерные реакции, сообщаемые Солнцу температуру в сотни миллионов градусов. По некоторым гипотезам, высокая температура в недрах Земли также поддерживается происходящими там ядерными процессами. Если это так, то единственным источником энергии во всех ее формах на земле являются внутриядерные процессы.

§ 1.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ МИРА И СССР

Данные о размерах энергетических ресурсов мира приближены и не остаются неизменными. Продолжающееся изучение недр Земли приводит к открытию новых месторождений углей, нефти, природных газов. Теоретически можно было бы говорить о неисчерпаемости топливных ресурсов Земли. Однако запасы, добыча которых экономически оправдана, ограничены, и в ряде стран уже ощущается дефицит топлив.

В табл. I-1 приведены последние (за 1968 г.) данные научно-исследовательских организаций СССР о мировых топливно-энергетических ресурсах [1]. В графах «А» представлены цифры прогнозных общегеологических запасов. Современные способы добычи не дают возможности извлечь их полностью (для нефти коэффициент извлечения в настоящее время составляет около 40—50%). Значительная часть общегеологических запасов не сможет быть извлечена также по экономическим соображениям — из-за чрезмерного удорожания добычи. В графах «Б» приведены значения

**Прогнозные данные о мировых запасах ископаемых
топливных ресурсов, млрд. т**

Виды ресурсов	А. Прогнозные общегеологические запасы			Б. Запасы, доступные для извлечения		
	натуральный учет	условное топливо	% условного топлива	натуральный учет	условное топливо	% условного топлива
Уголь	16000	11210	90,44	4000	2880	82,66
Нефть	520	743	6,00	260	372	10,68
Природный газ	$180 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$	229	1,85	$140 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$	178	5,11
Торф	261	98	0,79	70	26	0,75
Горючие сланцы	356	114	0,92	90	28	0,80
Всего:	—	12394	100	—	3484	100

запасов, ориентировочно доступные реализации, по оценке советских специалистов. Для возможности количественного сопоставления разных видов топлив параллельно с данными в натуральных единицах (м^3 — для газа и t — для всех других видов) приведены значения в тоннах условного топлива ($t \text{ у. т.}$).

Тепловой эквивалент тонны условного топлива составляет $7 \cdot 10^6 \text{ ккал}$:

$$1 t \text{ у. т.} = 7 \cdot 10^6 \text{ ккал} = 29,33 \cdot 10^9 \text{ дж} = 8,12 \cdot 10^3 \text{ квт} \cdot \text{ч.}$$

Таким образом, в запасах топлив преобладающее место занимают угли.

В табл. 1-2 приведены данные о прогнозных запасах топлив СССР.

Данные табл. 1-3 показывают, что на долю СССР приходится значительная часть мировых топливных ресурсов.

По запасам нефти СССР также занимает одно из первых мест в мире.

Данные о гидроэнергетических ресурсах приведены в табл. 1-4. В связи с тем что гидроэнергия используется только после преобразования ее в электрическую, гидроэнергоресурсы оцениваются только в электрических единицах: в мегаваттах возможной установленной мощности станций и миллиардах киловатт-часов годовой выработки.

По техническим и экономическим соображениям потенциальные ресурсы гидроэнергии не могут быть реализованы полностью. Технические ресурсы значительно ниже потенциальных, данные о них приведены в табл. 1-5. Здесь же представлены данные о достигнутой уже степени использования технических запасов гидроэнергии.

Таблица 1-2

Прогнозные запасы топлив СССР, млрд. т

Виды ресурсов	А. Прогнозные общегеологические запасы			Б. Запасы, доступные для извлечения		
	натуральный учет	условное топливо	% условного топлива	натуральный учет	условное топливо	% натурального топлива
Уголь	8669	6172	93,5	2200	1617	88,5
Природный газ	$60 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$	69	1,1	$48 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$	58	3,2
Торф	158	60	0,9	40	15	0,8
Горючие сланцы	156	50	0,7	39	13	0,7
Прочие горючие ресурсы	—	250	3,8	—	125	6,8
Всего:	—	6601	100	—	1828	100

СССР обладает огромными энергетическими ресурсами, однако территориально они расположены очень неравномерно. На европейскую часть СССР приходится 75% населения. Здесь размещен

Таблица 1-3

Удельный вес СССР в мировых запасах ископаемых топливных ресурсов, %

Виды ресурсов	В прогнозных общегеологических запасах	В извлекаемых запасах
Уголь	55	57,7
Природный газ	31,4	32,6
Торф	60,5	60
Горючие сланцы	43,8	46,4
Прочие горючие ресурсы	33,6	33,8
Всего (по итогам в условном топливе):	53,3	53,7

основной промышленный потенциал и здесь же потребляется 80% всего топлива и энергии, расходуемых ежегодно в стране. Между тем около 90% всех энергоресурсов СССР сосредоточено в Азиатской части, в том числе более 80% в Сибири, в основном в восточной ее части. А на европейские районы, включая Урал, приходится немногим более 11% всех ресурсов. Данные табл. 1-6 показывают степень

неравномерности распределения энергоресурсов по территории СССР.

Эта резко выраженная диспропорция между запасами энергоресурсов и потреблением их в разных зонах страны вызывает необходимость перемещать большие потоки энергии с востока на запад, из Сибири и Средней Азии на Урал и в европейскую часть СССР. Уже работает мощный газопровод Бухара — Урал, сооружаются газопроводы еще большей мощности: Средняя Азия —

Таблица 1-4

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы

	Весь мир	В том числе								
		Азия	Африка	Северная Америка	Южная Америка	Европа	Австралия	КНР	СССР	США
<i>Мат</i>	3750	1340	700	700	600	240	170	544	450	—
Млрд. квт·ч	32900	11750	6150	6150	5250	2100	1500	4750	3950	1500
% к ресурсам мира (по мощности)	1,00	35,7	18,7	18,7	16	6,4	4,5	14,4	12	4,5

Таблица 1-5

Технические ресурсы гидроэнергии

	КНР	СССР	США	Канада	Япония	Норвегия	Швеция	Швейцария	Франция	Италия	ФРГ
Млрд. квт·ч/год	2000	1720	491	325	103	100	80	30	65	55	16
% использования ресурсов	—	5	28,8	48,5	67	29,3	37	62,3	52,3	70,5	51

Таблица 1-6

Распределение энергетических ресурсов на территории СССР, %

Районы	Топливо	Гидроэнергия	Всего
Европейская часть (с Уралом)	10,9	13,8	11,2
Сибирь	85,8	59,9	82,5
В том числе Восточная Сибирь и Дальний Восток	73,1	55,6	70,9
Средняя Азия	3,0	20,6	5,29
Закавказье	0,3	5,7	1,05

Центр и Западная Сибирь — Центр. Проектируются линии передачи из Сибири, по которым на Урал и в Центр будет транспортироваться большое количество электрической энергии.

§ 1-3. ДОБЫЧА ПРИРОДНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Уровень производства и потребления энергетических ресурсов является важнейшим показателем общего уровня экономического развития, поскольку рост экономики основывается на соответствующем росте энергетики.

Кривые на рис. I-1 и I-2 убедительно показывают динамику роста энергетики и общей энерговооруженности. Кривые 1 (на рис. I-1 и I-2) показывают рост народонаселения: за время с 1900 по 1966 г. население мира выросло немногим более чем в два раза (3310 млн. на начало 1965 г.), население СССР с 1913 по 1968 г. выросло в 1,5 раза (239 млн. на начало 1969 г.). Потребление первичных энергоресурсов за то же время выросло во всем мире в 4,5 раза, а в СССР — в 25 раз. Соответственно возросла и общая энерговооруженность (потребление энергии в год на одного человека): в 2,5 раза в среднем для всего мира и в 18 раз для СССР. Табл. I-7 дает представление о достигнутом уровне общей энерговооруженности.

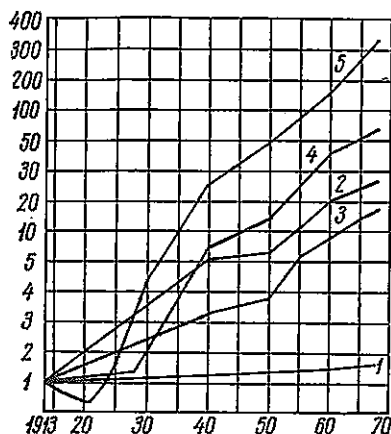


Рис. I-1. Динамика роста энергетики и энерговооруженности СССР:

1 — народонаселение; 2 — потребление первичных энергоресурсов; 3 — общая энерговооруженность; 4 — промышленное производство; 5 — производство электроэнергии.

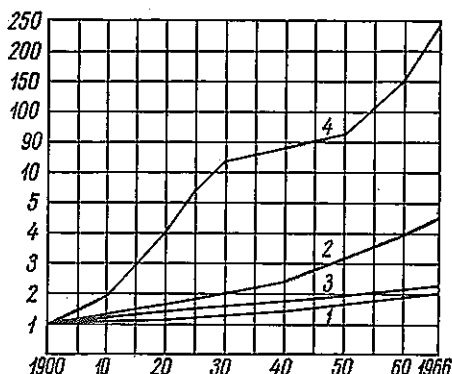


Рис. I-2. Динамика роста энергетики мира:

1 — народонаселение; 2 — потребление первичных энергоресурсов; 3 — общая энерговооруженность; 4 — производство электроэнергии.

В 1968 г. общая энерговооруженность СССР достигла 5,1 *т у. т.* в год на человека.

На рис. I-1 и I-2 показана также динамика роста производства электроэнергии — наиболее универсального и эффективного вида

Таблица I-7

Данные по общей энерговооруженности (1965 г.)

Единицы	Весь мир (в среднем)	СССР	США	Англия	Франция	ФРГ
<i>квт · ч</i> <i>т у. т.</i>	14400 1,77	38000 4,67	81000 9,95	42700 5,25	26400 3,23	38600 4,74

Таблица 1-8

Мировая годовая добыча разных видов природной энергии (млн. т у. т.)

Виды ресурсов	Годы					
	1860	1900	1920	1940	1960	1966
Уголь	137	767	1340	1880	2223	2050
Нефть	0,1	31,2	144	450	1400	2240
Природный газ	4,9	12,1	30,4	118	622	980
Дрова и пр.	409,5	518	603	704	630	320
Гидравлическая энергия	4	4	30,8	75	356	400
Всего:	555,5	1332,3	2148,2	3227	5231	5990
На одного человека	0,42	0,83	1,2	1,43	1,75	1,82

энергии. Бурный рост электрификации свидетельствует о стремительном техническом прогрессе во всех областях человеческой деятельности, начавшемся на основе широкого применения электрической энергии в первой четверти текущего столетия, непрерывно нарастающем и в настоящее время. О том же свидетельствует и кривая 4 на рис. 1-2: рост промышленного производства (основного потребителя энергии) идет более быстрыми темпами, чем потребление первичных ресурсов, так как технический прогресс обеспечивает снижение удельных расходов энергии.

Следует предупредить, что кривые на этих рисунках показывают только общую тенденцию роста показателей.

В табл. 1-8 приведены данные о мировой годовой добыче (и потреблении) разных видов природных ресурсов, пересчитанных в т у. т. Гидроэнергия, которая в современных условиях «добывается» всегда в виде электрической энергии, пересчитана по среднему для данного года удельному расходу топлива на квт · ч на паротурбинных станциях: киловатт-часы, выработанные ГЭС, умножаются на этот показатель.

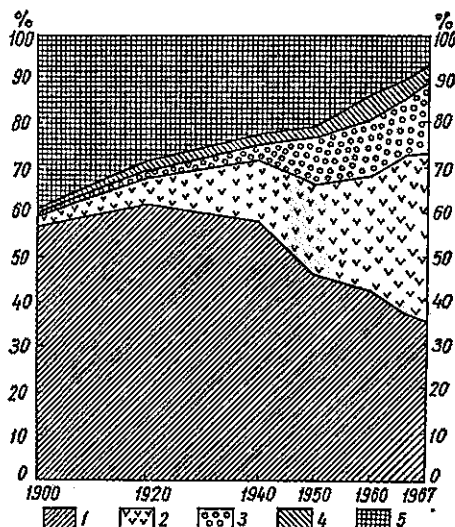


Рис. 1-3. Структура добычи топливно-энергетических ресурсов в мировом хозяйстве в 1900—1967 гг. (в процентах): 1 — уголь; 2 — нефть; 3 — газ природный; 4 — гидроэлектроэнергия; 5 — дрова и растительные отходы.

На рис. 1-3 представлена динамика изменения структуры используемых природных энергоресурсов в мировом топливном балансе на протяжении длительного отрезка времени.

В 1860 г. около 74% всего мирового топлива составляли дрова и растительные отходы; удельный вес нефти и газа не превышал 1%, а угля — 25%. В 1900 г. в топливном балансе мира уголь составлял уже 58%, нефть и газ — 3%, дрова и суррогаты топлива — 39%; в 1920 г. на уголь приходилось до 62% топлива, на нефть и газ — до 8,2%.

Таблица 1-9

Годовая добыча природных энергоресурсов в СССР и США

Страна	Виды ресурсов	Единицы	Годы								
			1913	1950	1955	1960	1962	1964	1965	1967	1969
СССР	Уголь	млн. т	29,2	261,1	391,3	510	517,4	554	578	595	608
	Нефть	млн. т	10,3	37,8	70,8	148	186	224	243	288	328
	Газ природный и попутный	млрд. м³	0,017	6,18	9	45,3	73,5	108,6	127,6	159	183
	Гидроэнергия	млн. т у. т.	0,04	7	11,4	20,3	28,8	33	37	40	41,6
США	Уголь	млн. т	—	508	449	394	396	442	477	510	514
	Нефть	млн. т	—	267	335	348	360	380	385	433	453
	Газ	млрд. м³	—	178	248	359	393	440	455	520	583
	Гидроэнергия	млн. т у. т.	—	50,7	54,5	59	68	82	—	—	110

Таблица 1-10

Структура добычи природных энергоресурсов в СССР и США, %

Страна	Виды ресурсов	Годы							
		1950	1955	1960	1962	1964	1965	1967	1969
СССР	Уголь	76	72,5	59,4	53	48,9	47,2	43,1	41,7
	Нефть	18,8	22,5	30	32,6	33,7	33,8	34,9	37,7
	Газ	2,6	2,37	7,6	10,7	13,7	15,2	17,4	17,1
	Гидроэнергия	2,6	2,63	3	3,7	3,7	3,8	3,6	3,5
	Всего:	100	100	100	100	100	100	100	100
США	Уголь	41	32,2	26,2	25,1	25,4	—	22,2	22
	Нефть	34,8	39,4	37,2	36,7	35,2	—	74	36,7
	Газ	19,3	23,9	32	33,2	34	—	—	38
	Гидроэнергия	4,9	4,5	4,6	5	5,4	—	3,8	3,3
	Всего:	100	100	100	100	100		100	

Однако с двадцатых годов текущего столетия начинается снижение удельного веса угля. Увеличиваются темпы роста потребления нефти и газа. Это было связано с изобретением и массовым применением в промышленности, транспорте, военной технике двигателей внутреннего сгорания, а также широким использованием природного газа в быту, химии, промышленных технологических

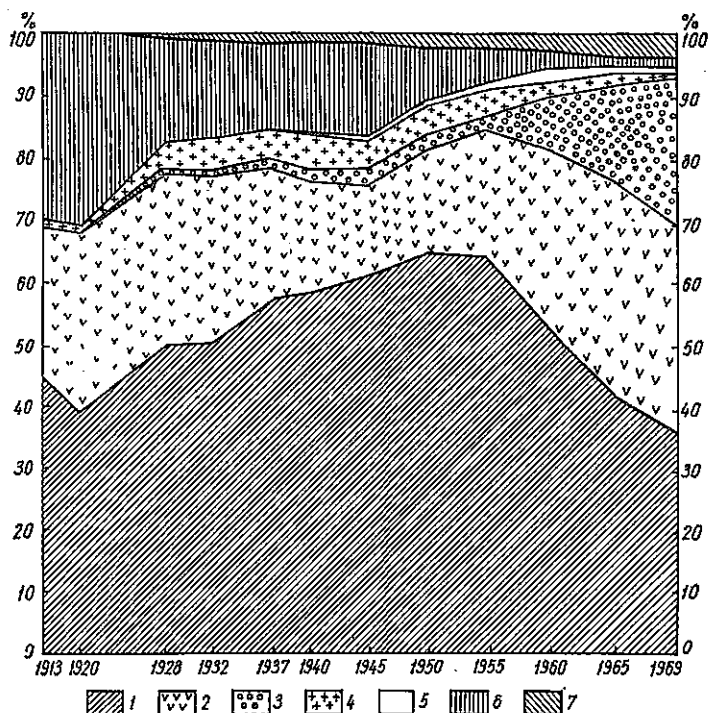


Рис. 1-4. Структура добычи топливно-энергетических ресурсов в СССР в 1913—1969 гг. (в %):

1 — уголь; 2 — нефть; 3 — газ; 4 — торф; 5 — сланцы; 6 — дрова; 7 — гидроэлектроэнергия.

процессах. Успехи геологов, открывающих все новые мощные источники нефти и газа, и экономические преимущества в использовании нефти и газа по сравнению с углем не оставляют сомнения, что удельный вес этих топлив в мировом топливном балансе, по крайней мере в ближайшем будущем, будет возрастать.

В 1965 г. в мировом энергетическом балансе удельный вес разных источников энергии составлял: угля — 42,5%; нефти — 34,7%; газа — 14%; гидроэнергии — 4,8%; атомной энергии — 0,3%; прочих источников — 3,7%.

В табл. 1-9 приведены данные о добыче основных видов природных энергоресурсов в СССР и США, а в табл. 1-10 эти же данные

пересчитаны в *т у. т.* и приведены в процентах к годовому итогу.

Динамика изменения структуры добычи природных энергоресурсов в СССР и США представлена на рис. 1-4 и 1-5.

В цифрах, приведенных в табл. 1-8—1-10, а также на рис. 1-4 и 1-5, следует обратить внимание на следующее:

1. Основная роль топлив в используемых природных источниках энергии. Удельный вес гидроэнергии ограничивается несколь-

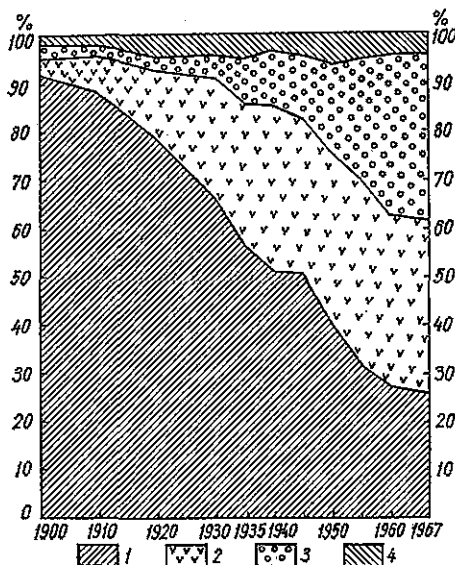


Рис. 1-5. Структура добычи топливно-энергетических ресурсов в США в 1900—1967 гг. (в %):

1 — уголь; 2 — нефть; 3 — газ природный; 4 — гидроэлектроэнергия.

кими процентами, и хотя абсолютные цифры используемых гидроресурсов достаточно быстро растут, роль их в общем балансе изменяется незначительно.

2. Бурный рост добычи и потребления нефти, природного газа и тенденция к уменьшению темпов роста добычи угля. За 1950—1955 гг. добыча угля в СССР выросла в 1,5 раза, за следующее пятилетие — на 30%, а за 1960—1965 гг. — всего на 11,3%. Между тем добыча нефти за те же 15 лет выросла в 6,5, а газа — в 21 раз. Удельный вес угля в балансе добываемых топлив снизился с 78 до 49%; нефти — поднялся с 19,3 до 35,1%, а газа — с 2,7 до 15,8%. В соответствии с «Директивами XXIV съезда КПСС» в 1975 г. доля нефти и газа в топливном балансе

страны должна быть доведена до 67%.

Такое изменение структуры топливного баланса было предписано в решениях XXI съезда КПСС и подтверждено директивами XXII и XXIII съездов. В программе Партии записано: «Будет последовательно проводиться линия на преимущественное развитие добычи нефти и газа»¹.

Побудительными мотивами к форсированной добыче и широкому использованию нефти и природного газа является не только то, что себестоимость этих топлив заметно ниже, чем углей, но и то, что применение их практически во всех отраслях народного хозяйства дает большой технический и экономический эффект по сравнению с углем. Повышается производительность разных

¹ Материалы XXII съезда КПСС. М., Госполитиздат, 1961, стр. 372.

производственных агрегатов, их к. п. д., улучшается качество продукции, существенно снижаются эксплуатационные издержки (на топливо и рабочую силу), уменьшаются капитальные вложения в разные установки, упрощается обслуживание установок.

В США и в ряде других стран форсирование добычи и потребления нефти и газа было начато значительно раньше, чем в СССР. Доля угля в топливном балансе США снизилась в настоящее время до 22%.

Географическое размещение добычи основных энергетических ресурсов в СССР весьма неравномерно; об этом свидетельствуют данные табл. I-11, I-12 и I-14.

Таблица I-11

Географическое размещение добычи угля в СССР, % от всей добычи

Зоны	Годы				
	1913	1940	1960	1965	1970
Европейская часть СССР	87,9	63,8	52,6	50,1	46,5
В том числе:					
Донбасс	86,9	56,8	36,7	35,6	—
Урал	4,2	7,2	11,5	10,7	8,2
Восточные районы	7,9	29	35,9	39,2	45,3

Таблица I-12

Географическое размещение добычи нефти в СССР, % от всей добычи

Зоны	Годы			
	1913	1940	1955	1965
Европейская часть СССР	22,8	22,1	68,6	84,4
В том числе:				
Поволжье и Урал	—	5,9	58,2	71,8
Северный Кавказ	12,6	14,9	9,2	8,5
Украина	10,2	1,1	0,4	3,7
Восточные районы	77,2	77,9	31,4	15,6
В том числе:				
Азербайджан	74,6	71,5	21,8	8,8
Средняя Азия	2,6	4,7	8	5,5
Сибирь	—	1,6	1,3	1,3

Таблица I-13

Добыча газа в СССР, млн. м³

	Годы										
	1913	1925	1930	1935	1940	1945	1950	1955	1960	1965	1969
Всего	17	127	520	1806	3219	3278	5761	8981	45297	127666	183000
В том числе природный	—	—	—	—	407	2200	3995	5897	37593	111183	160000

Территориальное размещение добычи газа в СССР, %

Районы	Годы					
	1940	1945	1950	1955	1960	1965
Северный Кавказ	13,0	3,1	3,3	1,7	33,4	33,6
Волго-Уральская зона	—	37,5	25	23	14,1	13,9
Прочие районы РСФСР	—	22,2	29,4	17,6	2,6	0,7
Украинская ССР	87	37,2	36,3	48,0	36,7	34
Азербайджанская ССР	—	—	5,9	8,6	12,1	2,7
Узбекская ССР	—	—	0,1	1,1	1,0	14,6
Киргизская ССР	—	—	—	—	0,1	0,1
Таджикская ССР	—	—	—	—	—	0,1
Туркменская ССР	—	—	—	—	—	0,1

Данные табл. 1-11 свидетельствуют о все большем перемещении топливной базы страны на восток и резком снижении удельного веса Донбасса, который на протяжении нескольких десятилетий был основной энергетической базой страны. Это связано с заметным истощением наиболее экономически эффективных ресурсов Донбасса, высокой стоимостью добычи углей здесь и, с другой стороны, с открытием на востоке мощных месторождений очень дешевых углей открытой добычи и быстрым ростом их потребления. Основными месторождениями в Сибири и Средней Азии являются Кузнецкое, Карагандинское, Канско-Ачинское, Экибастузское.

Данные табл. 1-13 дают представление о бурном росте добычи газа в СССР. Начало добычи природного (свободного) газа в СССР относится только к концу 30-х годов; до этого добывался так называемый попутный газ, сопровождающий добычу нефти.

Территориальное размещение добычи газа представлено в табл. 1-14.

В 1965 г. в газодобывающей промышленности на европейскую часть СССР приходилось более 82% всей добычи газа. Однако освоение недавно разведанных мощных месторождений газа в Западной Сибири и Средней Азии в ближайшие годы резко изменит соотношение потоков газа из разных зон СССР.

§ 1-4. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОПЛИВ

Основными экономическими показателями топлив являются:

а) себестоимость тонны топлива s , получаемая делением суммы годовых эксплуатационных расходов на годовую добычу;

б) удельные капиталовложения k , равные частному от деления капиталовложений на годовую добычу топлив.

Топлива транспортируются от мест добычи к местам потребления на многие сотни, а иногда и тысячи километров, поэтому к удельным капиталовложениям на месте добычи (в шахту или

скважину) приходится добавлять вложения в транспортные сооружения (железные дороги, нефте- и газопроводы), а в себестоимости учитывать эксплуатационные издержки по ним. В итоге экономические показатели топлив на месте потребления могут значительно превышать показатели добычи. Для сравнительной экономической оценки разных топлив экономические показатели их относятся к тонне условного топлива.

Экономические показатели добычи зависят от разных факторов: горногеологических условий (глубина залегания топлив, степень технической сложности добычи), мощности пластов и всего бассейна, теплосодержания топлива, технического уровня добычи и пр. Для углей решающее значение имеет возможность открытой добычи их. Себестоимость и удельные капиталовложения углей открытой добычи в несколько раз меньше чем при шахтной. Кроме того, резко улучшаются условия труда и в 6 и более раз повышается его производительность.

В табл. I-15 приведены показатели добычи углей по нескольким месторождениям.

Таблица I-15

Показатели добычи углей

Бассейны	Способ добычи	Себестоимость, руб/т у. т.	Удельные капиталовложения, руб/т у. т.
Донецкий	шахты	7,5	29
Кузнецкий	карьеры	2,7	16
Карагандинский	шахты	6,6	22
Кизеловский	шахты	10,4	31
Экибастузский	карьеры	1,8	9,8
Итатский	карьеры	1,5	9,4
Канско-Ачинский	карьеры	1,2	5

Данные табл. I-16 показывают влияние дальности перевозки углей на их экономические показатели на месте потребления и ограничение зоны целесообразного применения углей разных месторождений.

При определении показателей добычи нефти и природного газа учитываются вложения и издержки по разведке и геологопоисковым работам. В табл. I-17 приведены осредненные показатели добычи нефти для нескольких месторождений.

Благодаря улучшению техники, а также эксплуатации более мощных месторождений, себестоимость добычи нефти заметно снижается. Если средний по СССР уровень себестоимости 1950 г. взять за 100, то в 1955 г. эта цифра снизилась до 78,8, в 1960 г. — до 53, а в 1965 г. — до 49.

Самым дешевым топливом является природный газ. Средняя себестоимость его на 1 т у. т., с учетом стоимости геологоразве-

Таблица 1-16

Показатели сравнительной экономичности в пунктах
потребления донецких и кузнецких углей

Пункт потребления	Уголь: К—Кузнецкий Д—Донецкий	Дальность перевозки, км	Себестоимость, руб.	Удельные капи- таловложения, т у. т.
Горький	К	3260	7,2	41
	Д	1230	9,5	40
Пенза	К	3130	7,2	41
	Д	1030	9,1	38
Казань	К	2710	6,5	37
	Д	1600	10	43
Куйбышев	К	2770	6,6	40
	Д	1230	9,5	38
Саратов	К	3190	7,2	42
	Д	950	8,8	36
Москва	К	3540	9,3	44
	Д	1100	7,6	39

дочных работ, составляет около 1 руб. Наиболее дешевым в настоя-
щее время является газ Газлинского месторождения (Бухара):

Таблица 1-17

Показатели добычи нефти, руб/т у. т.

Место добычи	Себестои- мость	Удельные капитало- вложения
РСФСР	2,5	26,3
В том числе:		
Поволжье	1,88	19,7
Северный Кавказ	2,79	24,2
Азербайджан	3,38	28
Украина	2,23	28,8

себестоимость добычи
его составляет всего 0,5
руб/т у. т., удельные
капиталовложения рав-
ны 9 руб/т у. т. Одна-
ко при передаче его в
центр европейской час-
ти СССР эти показатели
увеличатся в несколько
раз. Несмотря на это,
среднеазиатский газ бу-
дет значительно деше-
ле, чем донецкий уголь.

§ 1-5. ПОТРЕБЛЕНИЕ ТОПЛИВ

Структура энергопотребления в СССР по группам энергопотре-
бителей представлена в табл. 1-18.

Потребление топлива в промышленности за год на одного рабо-
чего в среднем по СССР составляет: 1908 г.— 9,1; 1928 г.— 11,3;
1962 г.— 20,4 т у. т.

Структура промышленного топливопотребления и тенденции
ее изменения видны из данных табл. 1-19.

Как видно, после 1955 г. быстро возрастает доля нефти и газа,
а удельный вес угля в топливопотреблении резко падает. «Прочие»

виды топлив (дрова, торф, сланцы), достаточно широко использовавшиеся ранее, в настоящее время сколько-нибудь заметного значения в топливопотреблении не имеют.

Таблица 1-18

Структура энергопотребления в СССР по группам, %

Потребители	Структура потребления			
	топливные ресурсы в балансе		все виды энергии в балансе	
	дореволюционном	современном	дореволюционном	современном
Промышленность	26,8	57,7	17,4	55,6
Транспорт	14,5	12,6	2,6	6,5
Сельское хозяйство	4,8	5,4	3,8	2,2
Жилищно-коммунальное хозяйство и быт	16,7	13	25,9	19,5
городов	37,2	11,3	50,3	16,2
сельских районов				

Таблица 1-19

Структура промышленного топливопотребления СССР, %

Топливо	Годы				
	1913	1940	1955	1965	1970
Уголь	47,8	59	64,9	43,3	38,2
Нефть	30,6	18,8	21	33,7	36,1
Природный газ	—	1,8	2,3	17,7	21,3
Прочие	21,6	20,4	11,8	5,3	4,4

Таблица 1-20

Структура топливного баланса электростанций, %

Топливо	1913	1955	1958	1965
Уголь	37,7	74,3	76,6	65
Нефтепродукты	57	10,4	5,6	11,8
Природный газ	—	2,1	6,8	15,2
Прочее топливо	5,3	13,2	11	8

Все более крупным потребителем топлив становятся тепловые электрические станции. В настоящее время доля их в топливопотреблении уже превышает 30 % и из года в год возрастает. Структура топливного баланса электростанций показана в табл. 1-20.

Уголь остается основным топливным ресурсом для производства электроэнергии, и такое положение сохранится, по-видимому, еще надолго.

Распределение топливопотребления по основным зонам СССР отражено в табл. I-21.

Около 80% всего топливопотребления приходится на Европейскую часть СССР и Урал, т. е. на зоны с дефицитным топливным балансом. Топливопотребление восточных районов, в которых сконцентрированы основные топливные ресурсы, растет, но недостаточно интенсивно.

Таблица I-21

Географическое распределение топливопотребления СССР, %

Зоны	1955	1960	1965
Европейская часть	63	61,7	60,2
Урал	16,5	17,8	17,2
Восточные районы	20,5	20,5	22,6

Основными потребителями нефтепродуктов являются транспорт всех видов и промышленные печи. Кроме того, нефть является важной статьей экспорта.

Структура потребления природного газа в СССР показана в табл. I-22.

С 1958 по 1965 г. использование газа в быту выросло более чем в 4 раза. По примерным подсчетам в 1965 г. в СССР пользовались газом в быту 50 млн. человек.

Таблица I-22

Структура потребления природного газа в СССР, %

Потребители	1958	1965
Коммунально-бытовые	10,5	11,2
Промышленность (без электростанций)	51,2	55,7
В том числе:		
химическая	1	4,9
металлургическая	6,1	15,9
машиностроение и металлообработка	6,5	9,3
строительных материалов	8,5	9,9
Прочие отрасли промышленности	29,1	15,7
Электростанции	34,5	24,7
Прочие потребители	3,8	8,4

Быстрыми темпами растет использование газа в промышленности: с 1958 по 1965 г. оно выросло в 5 раз. Применение газа в доменном процессе существенно снижает расход дорогого кокса. Эффективно применение природного газа в мартеновских печах, в цветной металлургии, в промышленности строительных материалов и в других отраслях. Быстро растет потребление природного и попутного газа в химической промышленности.

Хотя применение природного газа на тепловых электростанциях снижает примерно на 20% удельные капиталовложения в них, повышает к. п. д. и существенно уменьшает эксплуатационные

издержки, доля станций в потреблении газа уменьшается, так как использование природного газа в других отраслях более эффективно. Впрочем, в абсолютных цифрах потребление природного газа электростанциями все же растет.

Эффективность применения природного газа подтверждает экономия в эксплуатационных издержках, полученная от использования природного газа в разных отраслях народного хозяйства СССР и составившая за семилетие (1959—1965 гг.) 7,9 млрд. руб.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетические ресурсы СССР, тт. I и II. М., «Наука», 1968.
2. Материалы VII Мировой энергетической конференции, М., 1968.
3. Материалы Союзной Конференции по проблемам топливно-энергетического баланса СССР. М., 1966.
4. Н. В. М е л ь н и к о в. Минеральное топливо, М., «Недра», 1966.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

§ II-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Энергия в современном научном представлении понимается как общая мера всех форм движения материи.

Благодаря изучению окружающей нас среды был открыт всеобщий закон, которому подчиняются все явления природы, — закон сохранения и превращения энергии. Он гласит, что *во всех процессах природы происходят переходы одних форм движения в другие; исчезновение же энергии или создание ее из ничего невозможно.*

Таким образом, закон сохранения энергии имеет две стороны: количественную — выражающую неуничтожаемость движения материи, и качественную — выражающую возможность превращения различных форм движения друг в друга, их взаимосвязь. Различают тепловую, механическую, электрическую и другие формы движения материи.

Тепловая форма движения может превращаться (в эквивалентных количествах) в механическую, электрическую, химическую и другие формы движения. В свою очередь, например, механическая форма движения материи может превращаться в электрическую, тепловую и другие формы движения.

При всех превращениях энергии количественная мера движения материи во всех формах проявления этого движения остается постоянной.

В 1760 году, т. е. почти за 100 лет до опубликования работ Майера, Гельмгольца, Клаузиуса в области молекулярно-кинетической теории материи, М. В. Ломоносов в письме к Л. Эйлеру и в докладе на заседании Российской Академии Наук излагает понятия о материи, утверждая, что все явления в природе представляют собой различные формы движения материи. Его принципиальная позиция в этих фундаментальных положениях вытекает, в частности, из его взглядов на природу теплоты: «...имеется достаточное основание теплоты в движении. А так как никакое движение без материи происходить не может, то необходимо, чтобы достаточное основание теплоты состояло в движении какой-либо материи...».

Так как всякое материальное тело характеризуется в каждый момент времени совокупностью форм движения материи, то численное значение энергии тела (системы) должно быть функцией состояния этого тела (системы).

При изучении общих закономерностей тепловых явлений следует помнить, что все тела состоят из мельчайших частиц — молекул и атомов, находящихся в состоянии непрерывного, непрекращающегося хаотического движения. Поэтому тепло или тепловую энергию нужно рассматривать как меру переданной телу или отданной им энергии хаотического молекулярного движения (тепловой формы движения).

В дальнейшем термины «количество тепла» или «запас тепла» употребляются для простоты изложения. Однако необходимо учитывать условность этих терминов. Так, под «количеством тепла», содержащимся в каком-нибудь теле, подразумевают сумму энергий теплового движения молекул или атомов, составляющих данное тело.

Наука, изучающая законы превращения энергии в различных процессах, сопровождающихся тепловым эффектом, называется *термодинамикой*¹.

Предметом изучения *технической термодинамики*, представляющей научный фундамент теплоэнергетики, являются процессы взаимного превращения теплоты и работы.

Одной из основных задач технической термодинамики является разработка теоретических основ тепловых двигателей, изучение наивыгоднейших условий преобразования в них тепловой энергии в механическую.

Техническая термодинамика применима только к *макроскопическим* телам (системам) и изучает лишь их макроскопические свойства, не вдаваясь в изучение вопросов *микроскопической* природы тела, таких как движение молекул и атомов в теле и т. п.

Изучение качественных особенностей теплового движения, микрофизической природы вещества является предметом другой науки — статистической физики.

В основе термодинамики лежит понятие о термодинамическом равновесии. Если макроскопическая система находится в неизменных внешних условиях, то она всегда самопроизвольно приходит в состояние термодинамического равновесия.

§ II-2. РАБОЧЕЕ ТЕЛО, ЕГО ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Превращение тепловой энергии в механическую происходит с помощью рабочего тела — газа или пара (преимущественно водяного). В соответствии с этим различают тепловые двигатели:

¹ Слово «термодинамика» происходит от двух греческих слов: *therme* — теплота, жар; *dinamikos* — силовой.

газовые и паровые. Жидкие или твердые тела не могут служить в данном случае рабочим телом, так как изменения их объемов под влиянием теплового воздействия сравнительно незначительные.

Основными параметрами рабочего тела, характеризующими его макроскопическое состояние, являются давление p , удельный объем v и температура t . Совокупностью этих параметров определяется термодинамическое состояние тела.

Рассмотрим перечисленные параметры газообразного рабочего тела.

Давление газа. Согласно кинетической теории давление, которое оказывает идеальный газ на стенки заполняемого им сосуда, можно рассматривать как общий средний результат ударов его молекул о стенки. Давление идеального газа численно равно двум третям средней кинетической энергии молекул, заключенных в единице объема газа:

$$p = \frac{2nm\bar{w}^2}{3 \cdot 2},$$

где p — давление газа;

n — количество молекул, приходящееся на единицу объема газа;

m — масса молекулы данного газа;

$\bar{w}$ — средняя скорость молекулы.

Основная единица давления понимается как сила в ньютонах, действующая на площадь стенки сосуда размером в 1 м^2 .

Поскольку давление, создаваемое силой в 1 н на поверхность в 1 м^2 , очень мало, в технике пользуются кратными единицами давления: 1 кН/м^2 , равный 1000 н/м^2 , или 1 Мн/м^2 , равный 10^6 н/м^2 .

Ранее давление измерялось в барах:

$$1 \text{ бар} = 10^5 \text{ н/м}^2 = 0,1 \text{ Мн/м}^2 = 10 \text{ н/см}^2.$$

При измерении давления высотой ртутного столба или воды можно пользоваться следующим соотношением:

$$1 \text{ мм вод. ст.} = 9,81 \text{ н/м}^2; 1 \text{ мм рт. ст.} = 133 \text{ н/м}^2.$$

Пример 1. Давление в 1 Мн/м^2 перевести в бар и ат:

$$1 \text{ Мн/м}^2 = 1 \frac{10^6 \text{ н}}{\text{м}^2} = 1 \frac{10}{\text{м}^2} \frac{10^5 \text{ н}}{\text{м}^2} = 10 \text{ бар};$$

$$1 \text{ Мн/м}^2 = 1 \frac{10^6 \cdot 0,102 \text{ кгс}}{\text{м}^2} = 1 \frac{0,102}{\text{м}^2} \frac{10^3}{\text{м}^2} \frac{10^4 \text{ кгс}}{\text{м}^2} = 10,2 \text{ ат}.$$

Здесь принято: $1 \text{ Мн} = 10^6 \text{ н}$. $1 \text{ н} = 0,102 \text{ кгс}$, $10^4 \text{ кгс/м}^2 = 1 \text{ ат}$.

Удельный объем газа. Плотность. Удельным объемом (v) тела называют объем единицы его массы. Если обозначить общий объем газа V , а его массу G , то

$$v = \frac{V}{G} [\text{м}^3/\text{кг}].$$

Плотностью (ρ) газа называют количество вещества, содержащееся в единице объема:

$$\rho = \frac{G}{V} = \frac{1}{v},$$

т. е. это величина, обратная удельному объему. Значит,

$$\rho v = 1; V = Gv \text{ и } G = \rho V.$$

Температура газа. Между кинетической энергией поступательного движения молекул тела и его температурой имеется следующая связь:

$$\frac{2}{3} \frac{m \bar{w}^2}{2} = kT,$$

где k — константа Больцмана, равная $1,37 \cdot 10^{-16}$ эрг/град;

T — абсолютная температура.

Из этого выражения следует, что между средней кинетической энергией поступательного движения молекул $\frac{m \bar{w}^2}{2}$ и температурой тела существует прямая связь и что абсолютная температура всегда положительна.

Шкала температур, по которой измеряется абсолютная температура (шкала Кельвина), называется *абсолютной шкалой*; ею широко пользуются в термодинамических исследованиях.

В технике используют международную стоградусную температурную шкалу (шкала Цельсия); 0° этой шкалы соответствует постоянной точке плавления льда, а 100° — постоянной точке кипения воды при 760 мм рт. ст.

Соотношение между абсолютной температурой (T) и температурой по стоградусной шкале (t) таково:

$$T = t^\circ \text{C} + 273,16,$$

откуда следует, что абсолютный нуль температуры (0°K) будет соответствовать — $273,16^\circ$ стоградусной шкалы:

$$0^\circ \text{K} = -273,16; 0^\circ \text{C} = 273,16^\circ \text{K}; 100^\circ \text{C} = 373^\circ \text{K}.$$

§ II-3. ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОЕ УРАВНЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ГАЗОВАЯ ПОСТОЯННАЯ

На основании законов для идеальных¹ газов Бойля — Мариотта ($\frac{v_1}{v_2} = \frac{p_2}{p_1}$) и Гей-Люссака ($\frac{v_2}{v_1} = \frac{T_2}{T_1}$) может быть найдено уравнение, связывающее приведенные выше параметры состояния.

Предположим, что какой-нибудь газ переходит из состояния p_1, v_1, T_1 в новое состояние p_2, v_2, T_2 . Допустим далее, что этот

¹ Газ, в котором допускается отсутствие силы сцепления между молекулами, а молекулы принимаются в качестве материальных точек, не имеющих объема, называется идеальным.

переход происходит сначала при постоянной температуре T_1 , а затем при постоянном давлении p . Тогда для первого случая изменения состояния газа при объеме v_1 , равном промежуточному объему v' , по закону Бойля — Мариотта

$$p_1 v_1 = p_2 v',$$

откуда

$$v' = v_1 \frac{p_1}{p_2}.$$

Для второго случая изменения состояния газа, пользуясь законом Гей-Люссака,

$$\frac{v'}{v_2} = \frac{T_1}{T_2},$$

откуда

$$v' = v_2 \frac{T_1}{T_2}.$$

Сравнивая полученные выражения для v' , можно написать:

$$v_1 \frac{p_1}{p_2} = v_2 \frac{T_1}{T_2} \quad \text{или} \quad \frac{v_1 p_1}{T_1} \frac{v_2 p_2}{T_2} = \text{const.} \quad (\text{II-1})$$

Таким образом, соотношение $\frac{vp}{T}$ — величина постоянная для каждого газа и обозначается через R . Следовательно,

$$\frac{vp}{T} = R \quad \text{или} \quad pv = RT. \quad (\text{II-2})$$

Уравнение Клепейрона — Менделеева (II-2) называется *характеристическим* уравнением для идеального газа; оно отнесено к 1 кг газа.

Для всего расчетного объема газа V весом G уравнение (II-2) примет вид:

$$pV = GRT.$$

Подставив в уравнение (II-2) единицы измерения для p , v и T , найдем измерение для R :

$$R = \frac{pv}{T} = \frac{\text{н} \cdot \text{м}^3}{(\text{м}^3 \cdot \text{кг} \cdot \text{град})} = \frac{\text{н} \cdot \text{м}}{(\text{кг} \cdot \text{град})} = (\text{дж}/\text{кг} \cdot \text{град}).$$

Очевидно, что между давлением, удельным объемом и абсолютной температурой идеального газа существует определенная зависимость. Если будут изменяться значения двух из этих параметров, то третий — может быть легко найден, поскольку R для каждого газа имеет свое постоянное значение.

Значения газовой постоянной для отдельных газов приведены в табл. II-1.

При одинаковых температурах и давлении молекулярные объемы, т. е. объемы одного моля, всех идеальных газов одинаковы (*закон Авогадро*).

Молекулярный вес отдельных газов и газовая постоянная

Газы	Формулы	Число атомов в молекуле	Молекуляр- ный вес	Газовая по- стоянная R , дж/(кг · град)
Кислород	O ₂	2	32	259,8
Азот	N ₂	2	28	296,8
Водород	H ₂	2	2	4124,4
Углекислый газ	CO ₂	3	44	189,0
Водяной пар	H ₂ O	3	18	461,5
Метан	CH ₄	5	16	518,3
Воздух	—	—	29	287,0

При нормальных условиях ($T = 273,16^\circ \text{К}$ и $p = 101333 \text{ н/м}^2$) объем одного моля идеальных газов

$$v_\mu = \mu v_0 = 22,41 \text{ м}^3/\text{кмоль}, \quad (\text{II-3})$$

откуда $v_0 = \frac{22,41}{\mu} \text{ м}^3/\text{кг},$

где v_0 — удельный объем газа при нормальных условиях;
 μ — молекулярный вес газа.

Величина μR — *универсальная газовая постоянная* — имеет постоянное значение для всех газов и может быть найдена таким образом:

$$\mu R = \frac{101333 \cdot 22,41}{273,16} = 8314,9 \text{ дж/(кмоль} \cdot \text{град)} \quad (\text{II-4})$$

Зная молекулярный вес данного газа, легко вычислить его газовую постоянную R .

Например, для кислорода

$$R_{\text{O}_2} = \frac{8314,9}{32} = 259,8 \text{ дж/(кг} \cdot \text{град)}.$$

На основании предыдущего уравнение состояния для одного моля идеального газа таково:

$$pV_\mu = 8314,9 T.$$

Пример 2. В сосуде объемом 2 м^3 находится метан под давлением 10 Мн/м^2 ($\sim 100 \text{ ат}$) при температуре 30°С . Найти количество метана в сосуде.

Газовая постоянная для 1 кг метана

$$R_{\text{CH}_4} = \frac{8314,9}{16} = 518 \text{ дж/(кг} \cdot \text{град)};$$

$$p = 10 \text{ Мн/м}^2 = 100 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2.$$

Количество метана в сосуде

$$G = \frac{pV}{R_{\text{CH}_4} T} = \frac{100 \cdot 10^5 \cdot 2}{518(273+30)} = 127,4 \text{ кг}.$$

§ II-4. УРАВНЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ДЛЯ РЕАЛЬНЫХ ГАЗОВ. СМЕСИ ГАЗОВ

Приведенное выше характеристическое уравнение $pV = RT$ справедливо для идеальных газов. Поскольку все известные газы при определенных условиях могут быть переведены в жидкое состояние, можно считать, что каждый реальный газ является в той или иной мере перегретым паром соответствующей жидкости. Чем более отдален данный газ от жидкого состояния, тем он ближе к идеальному, и наоборот. Чем ниже температура газа и выше его давление, тем возможны большие погрешности в случае применения соотношений, выведенных для идеальных газов.

Учитывая индивидуальные особенности молекул и взаимодействие между ними, для каждого реального газа нужно применять специфическое уравнение состояния. Составление общего уравнения для реальных газов (сжатых газов и паров) является сложной задачей. Принципиально такое уравнение может быть лишь приближенным.

Ван дер Ваальсом (1873 г.) предложено уравнение для реальных газов, которое может быть применено для определенной, ограниченной области состояний:

$$\left(p + \frac{a}{v^2}\right)(v - b) = RT$$

или

$$pv \left(1 + \frac{a}{v^2 p}\right) \left(1 - \frac{b}{v}\right) = RT. \quad (\text{II-5})$$

Константы a и b этих уравнений зависят от природы вещества и могут быть определены из следующих выражений:

$$a = 3p_k v_k^2; \quad b = \frac{v_k}{3},$$

где p_k и v_k — соответственно критическое давление и критический удельный объем газа.

При большой степени сжатия газов и в особенности при состояниях, близких к сжиженному, уравнение Ван дер Ваальса дает заметные погрешности.

Следует иметь в виду, что в технике часто приходится иметь дело не с однородными газами, а главным образом с их смесями.

Для определения газовой постоянной смеси газов $R_{\text{см}}$ пользуются законом Дальтона. Согласно этому закону, если смесь газов заключена в какой-нибудь сосуд, каждый компонент этой смеси (при отсутствии химических реакций) производит такое давление, какое он производил бы, находясь один в этом сосуде. Таким образом, давление смеси газов в сосуде определится как сумма парциальных давлений газов, составляющих смесь.

Предположим, что для отдельных компонентов смеси, взятых при постоянной температуре,

$$G_1, G_2, \dots G_n; p_1, p_2, \dots p_n; R_1, R_2, \dots R_n.$$

Имея в виду, что объем газа постоянный, получим следующие уравнения состояния:

$$p_1 v = G R_1 T; \quad p_2 v = G R_2 T; \quad p_n v = G R_n T.$$

Складывая эти уравнения, на основании закона Дальтона получаем

$$p v = v (p_1 + p_2 + \dots + p_n) = T (G_1 R_1 + G_2 R_2 + \dots + G_n R_n).$$

Суммируя вес составных частей, получаем общий вес смеси G и соответственно ее удельный объем:

$$v_{\text{см}} = \frac{v}{G}.$$

На основании приведенных уравнений находим:

$$p v_{\text{см}} = \frac{G_1 R_1 + G_2 R_2 + \dots + G_n R_n}{G} T,$$

где

$$\frac{G_1 R_1 + G_2 R_2 + \dots + G_n R_n}{G} = R_{\text{см}}.$$

Тогда характеристическое уравнение для смеси идеальных газов напишем так:

$$p v_{\text{см}} = R_{\text{см}} T. \quad (\text{II-6})$$

§ II-5. ПЕРВЫЙ ЗАКОН ТЕРМОДИНАМИКИ

Первый закон термодинамики является частным выражением общего закона сохранения и превращения энергии применительно к тепловым процессам, сопровождающимся преобразованием тепловой и механической энергии.

Пусть к телу, имеющему массу G кг, объем V м³ и температуру t° , подводится некоторое количество тепловой энергии dQ . Рассмотрим действие, производимое на тело этой энергией (кроме случаев, когда теплота вызывает в теле электрические или химические явления).

В соответствии с молекулярно-кинетической теорией строения вещества повышение температуры тела происходит за счет усиления движения его частиц — увеличения энергии поступательного и вращательного движения молекул, энергии внутримолекулярных колебаний, т. е. за счет увеличения *внутренней* кинетической

энергии тела. В результате сообщения телу тепла оно может расширяться, в связи с чем может изменяться и группировка его частиц, увеличиваться расстояние между ними. В результате часть сообщенной телу энергии будет затрачиваться на преодоление внутренних сил, связывающих частицы тела, или на приращение работы его внутренних сил.

Если тело под действием подведенной энергии расширяется, оно естественно, преодолевает при этом внешние силы, действующие на него (например, давление окружающей среды), следовательно, часть энергии будет затрачиваться на преодоление внешних сил, на *внешнюю работу* или на работу расширения.

Наконец, под действием тепловой энергии тело может прийти в движение или изменить скорость движения; в этом случае часть затраченной энергии пойдет на приращение живой силы, его внешней *кинетической энергии*.

Бесконечно малое приращение внутренней энергии тела обозначим через dU . Внешнюю работу или работу расширения, совершаемую телом при определенных условиях, обозначим через dL . Работу, производимую телом (кроме работы расширения тела), идущую на увеличение его живой силы, обозначим через dW .

Тогда получим:

$$dQ = dU + dL + dW. \quad (II-7)$$

Если допустить, что тело никакой дополнительной работы при нагревании не производит, т. е. находится в относительном покое ($dW = 0$), то подведенное количество тепла dQ пойдет только на приращение внутренней энергии тела и на совершение им внешней работы расширения dL , т. е.

$$dQ = dU + dL. \quad (II-8)$$

(подведенное тепло, приращение внутренней энергии и внешняя работа выражены в одних и тех же единицах — джоулях).

Для принятых условий это уравнение представляет собой математическое выражение первого закона термодинамики:

тепло, подведенное извне к данному телу (системе), частично идет на приращение его внутренней энергии, а в остальном — на совершение механической работы против сил окружающей среды.

Нужно иметь в виду, что Q будет иметь положительный знак, когда мы подводим к телу тепло ($dQ > 0$), и отрицательный, если мы от данного тела отводим тепло ($dQ < 0$).

Если применить (II-7) не ко всей системе, а лишь к принятой единице массы, то тогда уравнение первого закона термодинамики можно записать так:

$$dq = du + dl. \quad (II-9)$$

Здесь величины q , u , l соответственно являются удельными величинами количества теплоты, внутренней энергии и работы.

В уравнении для первого закона, написанного в дифференциальной форме, знак d имеет различное значение. В самом деле, величина dU характеризует *изменение* внутренней энергии, являясь ее дифференциалом. Между тем dQ и dL представляют собой бесконечно малые или элементарные количества подведенного тепла и совершенной работы; они не характеризуют собой изменения (дифференциалы) тепла и работы, т. е. было бы неправильно говорить о «приращении» количества тепла и работы. Итак, следует иметь в виду, что dQ и dL *не являются дифференциалами*. Эти величины, как это будет подробнее показано ниже, *зависят от характера процесса*, при котором тепло переходит из одного состояния в другое.

§ II-6. ВНУТРЕННЯЯ ЭНЕРГИЯ ТЕЛА

Под внутренней энергией следует понимать всю совокупность потенциальной и кинетической энергии частиц тела — его молекул и атомов, обуславливаемых: первая — взаимным расположением и силами сцепления частиц, вторая — скоростью их движения и массой.

В технической термодинамике нет необходимости определять абсолютное значение внутренней энергии тела; здесь достаточно лишь определить его внутреннюю энергию при переходе из одного состояния U_1 в другое U_2 :

$$\Delta U = U_2 - U_1. \quad (\text{II-10})$$

Внутреннюю энергию тела U принято измерять от какого-нибудь определенного состояния, например, от состояния тела при 0°C и 760 мм рт. ст. Следовательно, под внутренней энергией тела в данном состоянии нужно понимать приращение энергии при переходе тела из принятого условного состояния в данное состояние.

Внутренняя энергия тела есть функция от величин, определяющих состояние тела

$$U = f(p_1, V_1, t),$$

и, следовательно, должна рассматриваться как термодинамический параметр состояния тела. Поскольку внутренняя энергия является функцией состояния тела, то дифференциал внутренней энергии dU есть полный дифференциал рассматриваемой функции, т. е.

$$dU = df(p_1, V_1, t). \quad (\text{II-11})$$

Изменение внутренней энергии при переходе из начального состояния в конечное может быть выражено так:

$$\Delta U = \int_1^2 dU = U_2 - U_1 = f(p_2, V_2, t_2) - f(p_1, V_1, t_1), \quad (\text{II-12})$$

где $p_1 V_1 t_1$ — давление, объем и температура начального состояния тела;

p_2, V_2, t_2 — давление, объем и температура конечного состояния тела.

Отсюда следует, что изменение внутренней энергии тела системы при переходе из одного состояния в другое полностью определяется значениями энергии в конечном и начальном состоянии и не зависит от тех промежуточных состояний, в которых система пребывала при переходе. Следовательно, значение внутренней энергии, которое приобретает система в конечном состоянии, не зависит от того, каким путем она его достигла, а полностью определяется этим состоянием.

Так как dU является полным дифференциалом, значит внутренняя энергия системы — функция состояния системы. Таким образом, величина внутренней энергии, однозначно определяемая для какого-либо состояния двумя его параметрами, сама может служить характеристикой состояния газа, т. е. вместе с каким-либо из параметров p, v, T определять его состояние (т. е. является параметром состояния).

§ II-7. ВНЕШНЯЯ РАБОТА

Для определения выражения внешней работы рассмотрим такой пример. Пусть в цилиндре, в котором находится некоторое количество газа, передвигается поршень площадью F (рис. II-1). Находящийся в цилиндре газ характеризуется параметрами p, v, T . Правая сторона цилиндра открыта и связана с атмосферой, давление здесь равно p_0 . Тогда сила, действующая на поршень, будет равна $F(p - p_0)$. При сдвиге поршня вправо объем заключенного в цилиндре газа увеличится. При бесконечно малом сдвиге поршня на величину dx бесконечно малая величина произведенной работы

$$dL = F(p - p_0) dx.$$

Принимая для взятого элемента давление равное p , запишем:

$$dL = Fp dx.$$

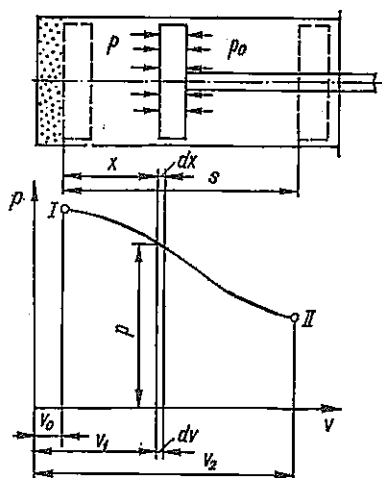


Рис. II-1. Изображение работы в p - v -диаграмме.

существующая на поршень, будет равна $F(p - p_0)$. При сдвиге поршня вправо объем заключенного в цилиндре газа увеличится. При бесконечно малом сдвиге поршня на величину dx бесконечно малая величина произведенной работы

Но так как Fdx — бесконечно малое приращение объема dV газа, то

$$dL = pdV, \quad (II-13)$$

т. е. элементарная работа определяется как произведение давления на элементарное изменение объема.

Соответственно при полном ходе поршня s от положения I до положения II и расширении газа от объема V_0 до V_2

$$L = \int_{V_0}^{V_2} pdV. \quad (II-14)$$

Анализируя работу газа в диаграмме pV , представленной площадью под кривой процесса I—II, можно сделать вывод, что величина совершаемой работы во многом зависит от характера изменения состояния газа или пути перехода системы из одного состояния в другое. Следовательно, в отличие от внутренней энергии U является функцией процесса.

Иначе говоря, для определения работы недостаточно знать только параметры в точках I и II процесса, а необходимо знать координаты промежуточных точек или всю кривую процесса. Кривую I—II, изображающую $f(p, v)$, принято называть кривой состояния или кривой давления.

В рассматриваемом примере количество затраченного тепла будет положительным, так как оно затрачивается на работу системы. Работа L , совершаемая за счет сообщенного телу тепла, будет также положительной, поскольку конечный объем V_2 больше начального объема V_1 . Если объем остается неизменным, то ни при каких условиях обмена работой между системой и окружающей средой быть не может.

Если процесс будет протекать в обратном направлении, т. е. в направлении II—I, работа будет отрицательной. В этом случае происходит работа сжатия.

На основании изложенного уравнение первого закона термодинамики можно записать так:

для элементарного изменения состояния

$$dQ = dU + pdV, \quad (II-15)$$

для конечного изменения состояния

$$Q = U_2 - U_1 + \int_{V_0}^{V_2} pdV. \quad (II-16)$$

§ II-8. ТЕПЛОЕМКОСТЬ ГАЗОВ

Теплоемкость тела c — это количество тепла, необходимое для нагрева принятой количественной единицы (1 кг, 1 м³, 1 моль) вещества на 1°.

Соответственно различают удельную теплоемкость единицы массы, отнесенную к 1 кг — $\text{дж}/(\text{кг} \cdot \text{град})$; удельную объемную теплоемкость, отнесенную при нормальных условиях к 1 м³, т. е. при 0° С и 760 мм рт. ст. — $\text{дж}/(\text{н}/\text{м}^3 \cdot \text{град})$; мольную теплоемкость, отнесенную к 1 моль — $\text{дж}/(\text{моль} \cdot \text{град})$.

Количество тепла, которое требуется для нагрева G кг вещества с теплоемкостью c от температуры t_1 до температуры t_2 , определяется по уравнению

$$Q = c_m (t_2 - t_1) G [\text{дж}]. \quad (\text{II-17})$$

Здесь c_m (или c) — средняя теплоемкость в интервале температур от t_1 до t_2 ; $c = \frac{q}{t_2 - t_1} \text{ дж}/(\text{кг} \cdot \text{град})$, где q — количество тепла, подведенное к 1 кг данного тела для нагрева от t_1 до t_2 .

Для твердых и жидких тел теплоемкость не зависит от давления, но до некоторой степени зависит от температуры; на величине теплоемкости эта зависимость сказывается незначительно, поэтому в большинстве случаев эти изменения не учитываются.

Для газов и перегретых паров теплоемкость может приобретать различные значения в зависимости от условий, при которых происходит нагревание.

Как было установлено, количество тепла или совершенной работы является функцией процесса. Это и позволяет утверждать, что теплоемкость тела или системы будет зависеть от процесса, при котором происходит изменение состояния. Особое значение имеют процессы, когда нагревание осуществляется в условиях постоянного объема и постоянного давления.

Если подвести к телу тепло dQ и изменить при этом температуру тела на dT , то для данного процесса изменения состояния теплоемкость c может быть выражена:

$$c = \left(\frac{dQ}{dT} \right)_x.$$

Индекс x , поставленный у частной производной $\frac{dQ}{dT}$, показывает, при каком именно процессе происходит нагревание тела: в случае процесса нагрева при *постоянном объеме*

$$c_v = \left(\frac{dQ}{dT} \right)_{v=\text{const}}; \quad (\text{II-18})$$

в случае нагрева при *постоянном давлении*

$$c_p = \left(\frac{dQ}{dT} \right)_{p=\text{const}}. \quad (\text{II-19})$$

Удельная теплоемкость на основании уравнения первого закона термодинамики

$$c = \frac{dq}{dt} = \frac{du}{dt} + \frac{pdv}{dt}.$$

Здесь $\frac{pdv}{dt}$ — удельная работа, т. е. работа, совершаемая 1 кг тела при изменении температуры на 1°.

Обозначим эту работу через l , тогда

$$c = \frac{du}{dt} + l. \quad (\text{II-20})$$

Рассмотрим изменение этого соотношения для $c_v = \text{const}$ и $c_p = \text{const}$.

В первом случае

$$l = \frac{pdv}{dt} = 0,$$

тогда удельная теплоемкость газа при постоянном объеме $c_v = \frac{du_v}{dt}$, откуда $du_v = c_v dt$.

Поскольку изменение внутренней энергии не зависит от характера процесса и определяется граничными состояниями, то индекс v при du можно опустить, тогда

$$du = c_v dt. \quad (\text{II-21})$$

На этом основании уравнение первого закона термодинамики можно записать:

$$dq = c_v dt + pdv. \quad (\text{II-22})$$

Удельная теплоемкость при постоянном давлении ($p = \text{const}$)

$$c_p = c_v + l. \quad (\text{II-23})$$

Видоизменяя выражение для c_p , продифференцируем характеристическое уравнение $pv = RT$, предположив, что $p = \text{const}$:

$$pdv = RdT = Rdt.$$

Таким образом,

$$l = \frac{pdv}{dt} = \frac{Rdt}{dt} = R. \quad (\text{II-24})$$

На основании уравнения (II-24) удельная теплоемкость при $p = \text{const}$

$$c_p = c_v + R, \quad (\text{II-25})$$

откуда

$$c_p - c_v = R. \quad (\text{II-26})$$

Как видно из (II-26), c_p всегда больше c_v , причем на постоянную величину R , т. е. на величину удельной работы при процессе $p = \text{const}$.

Это легко уяснить, если учесть, что изменение газа при постоянном объеме не сопровождается никакой внешней работой (газ не расширяется), тогда как в случае изменения состояния газа при постоянном давлении и нагревании он, расширяясь, преодолевает внешнее сопротивление среды и, таким образом, *совершает работу*. Иначе говоря, если в рассматриваемых случаях нагревать одно и то же количество газа, предположим, на 1°C , то при постоянном давлении ($p = \text{const}$) будет затрачено тепла больше, чем при постоянном объеме ($v = \text{const}$), так как в первом случае газ будет не только нагреваться, но и совершать работу, для чего, естественно, требуется дополнительное количество тепловой энергии.

Большое значение имеет отношение теплоемкостей c_p и c_v . Это отношение обозначается κ :

$$\kappa = \frac{c_p}{c_v}. \quad (\text{II-27})$$

Пользуясь уравнениями (II-26) и (II-27), можно получить следующие выражения:

$$c_v(\kappa - 1) = R; \quad (\text{II-28})$$

$$c_p \frac{\kappa - 1}{\kappa} = R. \quad (\text{II-28, а})$$

Изложенное выше о зависимости теплоемкостей газов от их физических свойств и условий нагрева относится и к газовым смесям.

§ II-9. ЭНТАЛЬПИЯ ТЕЛА

Энтальпия (теплосодержание) тела — это функция состояния тела, определяемая суммой его внутренней энергии U и так называемой потенциальной энергией давления pV .

Обозначая энтальпию через I , а удельную энтальпию 1 кг тела через i , можно записать:

$$\begin{aligned} I &= U + pV \text{ [кдж]}; \\ i &= u + pv \text{ [кдж/кг]}. \end{aligned} \quad (\text{II-29})$$

Приращение энтальпии

$$dI = d(U + pV) = dU + p dV + V dp.$$

Когда нагревание происходит при постоянном давлении ($p = \text{const}$), т. е. когда $V dp = 0$, приращение энтальпии равно количеству тепла, сообщенного телу:

$$dI_p = dU + p dV = dQ. \quad (\text{II-30})$$

Так как $dU = c_v dT$ и $d(pV) = d(RT) = R dT$, то выражение для приращения энтальпии следующее:

$$dI = c_v dT + R dT = (c_v + R) dT = c_p dT, \quad (\text{II-31})$$

откуда

$$I_2 - I_1 = c_p (t_2 - t_1). \quad (\text{II-32})$$

Интегрируя выражение $dI = dQ$ или $di = dq$ при $p = \text{const}$, получим

$$q_p = \int di = i_2 - i_1, \quad (\text{II-33})$$

т. е. внешнее тепло при изобарическом процессе изменения состояния тела ($p = \text{const}$) определяется как разность его энтальпий в конечном и начальном состоянии.

Анализируя (II-29), можно заключить, что поскольку внутренняя энергия U и давление p тела являются функциями состояния, то энтальпия также является функцией состояния тела.

При расчете энтальпии в термодинамике исходят от условного нуля (0°K или 0°C). Изменение энтальпии газов и паров вычисляется в широком диапазоне состояний и излагается в виде специальных диаграмм и таблиц.

§ II-10. ИЗМЕНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ГАЗА

Если изменение состояния газа происходит в результате сообщения ему или отвода от него некоторого количества тепла, то могут меняться все характеризующие его переменные, т. е. p , v , t .

Рассмотрим некоторые случаи изменения состояния тела, имеющие важное значение в технической термодинамике.

Изменение состояния при постоянном объеме (изохорический процесс). В этом процессе $V = V_1 = \text{const}$.

Следовательно, изменение объема $dV = 0$.

Уравнение первого закона термодинамики $dq = dv + p dv$ примет вид

$$dq = du = c_v dT, \quad (\text{II-34})$$

т. е. все сообщенное телу тепло затрачивается на приращение его внутренней энергии. При этом внешняя работа расширения не происходит (рис. II-2). Здесь нет площади, выражающей работу. Линия процесса называется *изохорой* и представляет отрезок вертикальной прямой, параллельный оси ординат.

Сопоставляя характеристическое уравнение ($pv = RT$) для газа в начальном ($p_1 T_1$) и конечном ($p_2 T_2$) состоянии, получаем

$$\frac{p_1}{p_2} = \frac{T_1}{T_2}, \quad (\text{II-35})$$

т. е. при изохорическом изменении состояния газа давление прямо пропорционально абсолютным температурам.

Для конечного процесса $I-II$ можно записать:

$$q_{I, II} = u_2 - u_1 = \int_I^{II} c_v dT = \bar{c}_v (T_2 - T_1) = \bar{c}_v (t_2 - t_1) \quad (II-36)$$

(принимая при интегрировании среднюю теплоемкость $\bar{c}_v$ постоянной величиной).

Изменение состояния при постоянном давлении (изобарический процесс). В этом процессе $p = p_1 = \text{const}$.

Уравнение первого закона термодинамики сохраняет свое выражение, поскольку происходит приращение внутренней энергии и внешняя работа расширения

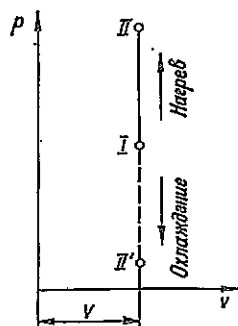


Рис. II-2. Изображение изохорического процесса в $p-v$ -диаграмме.

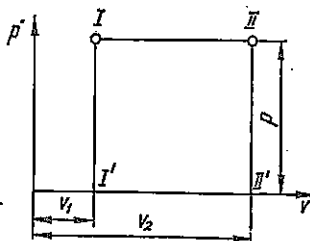


Рис. II-3. Изображение изобарического процесса в $p-v$ -диаграмме.

$$l = \int_{v_1}^{v_2} p dv.$$

Кривая давления в данном случае параллельна оси абсцисс (рис. II-3).

Работа выражается площадью прямоугольника под кривой давления $I-II-II'-I'$:

$$l = p(V_2 - V_1), \quad (II-37)$$

т. е. равна энергии, затраченной на увеличение объема газа.

Сопоставляя характеристические уравнения для газа в начальном ($v_1 T_1$) и конечном ($v_2 T_2$) состоянии, получим

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{T_1}{T_2}, \quad (II-38)$$

т. е. при процессе $p = \text{const}$ объемы газа прямо пропорциональны абсолютным температурам.

Для конечного процесса $I-II$ работа при изобарическом процессе

$$l_{I, II} = \int_I^{II} p dv = p \int_I^{II} dv = p(v_2 - v_1) = R(T_2 - T_1) = R(t_2 - t_1). \quad (II-39)$$

Уравнение состояния газа для изобарического процесса в дифференциальной форме запишем так:

$$p dv = R dT,$$

так как

$$p dv = dl, \text{ то } R = \frac{dl}{dT}.$$

Это выражение объясняет физический смысл газовой постоянной R , представляющей удельную работу расширения 1 кг газа (при $p = \text{const}$), отнесенную к 1 градусу.

Изменение состояния при постоянной температуре (изотермический процесс). В этом процессе $t_1 = t_2 = \text{const}$; следовательно, $dT = d(273 + t) = 0$.

Уравнение первого закона термодинамики, поскольку $dU = c_v dT = 0$, приобретает вид

$$dq = p dv. \quad (\text{II-40})$$

Таким образом, в изотермическом процессе все тепло, сообщаемое газу, превращается в работу расширения; изменения же внутренней энергии и энтальпии газа в этом процессе не происходит.

Характеристическое уравнение для газа примет вид:

для состояния I $p_1 v_1 = RT_1$,

для состояния II $p_2 v_2 = RT_1$,

тогда

$$p_1 v_1 = p_2 v_2 = \text{const} \quad (\text{II-41})$$

или

$$pv = \frac{p}{\gamma} = RT = \text{const}. \quad (\text{II-42})$$

В изотермическом процессе давления обратно пропорциональны объемам или прямо пропорциональны удельным весам.

В дифференциальной форме (II-42) приобретает вид

$$p dv + v dp = 0.$$

Кривая этого процесса представляет собой равностороннюю гиперболу, удовлетворяющую приведенному выше уравнению.

Работа газа в изотермическом процессе при изменении состояния от I до II (рис. II-4), определится из общего выражения работы

$$L = \int_I^{II} p dv. \quad (\text{II-43})$$

Работа эта будет положительной в случае расширения газа и, наоборот, отрицательной — при сжатии газа. Графически работа выражается площадью под изотермой I—II.

Из уравнения изотермического процесса

$$p_1 v_1 = pv$$

следует

$$p = \frac{p_1 v_1}{v},$$

тогда

$$L = p_1 v_1 \int_I^{II} \frac{dv}{v}.$$

Интегрируя это выражение, находим

$$L = p_1 v_1 \ln \frac{v_2}{v_1} \quad (\text{II-44})$$

или на основании предыдущего

$$L = p_1 v_1 \ln \frac{p_1}{p_2}. \quad (\text{II-45})$$

Далее на основании характеристического уравнения выражение для L может принять вид (для 1 кг газа)

$$L = RT \ln \frac{v_2}{v_1} = RT \cdot \ln \frac{p_1}{p_2}. \quad (\text{II-46})$$

Соответственно для G кг газа

$$L_G = GRT \ln \frac{V_2}{V_1} = GRT \ln \frac{p_1}{p_2}. \quad (\text{II-47})$$

Изменение состояния газа без сообщения или отвода тепла (адиабатический процесс). В этом процессе $dQ = 0$.

Уравнение первого закона термодинамики примет вид

$$dq = du + pdv = c_v dT + pdv = 0, \quad (\text{II-48})$$

откуда

$$pdv = -du, \quad (\text{II-49})$$

т. е. внешняя работа при адиабатическом расширении газа может совершаться только за счет изменения его внутренней энергии ($u_2 - u_1$).

Для вывода уравнения адиабаты продифференцируем характеристическое уравнение $pv = RT$:

$$pdv + vdp = -RdT.$$

Так как $c_v = \frac{R}{k-1}$ (II-28), то выражение (II-48) будет таким:

$$\frac{R}{k-1} dT + pdv = 0, \text{ откуда } RdT = -pdv(k-1),$$

тогда

$$pdv + vdp = -pdv(k-1) = pdv + vdp + pdv(k-1) = 0.$$

После соответствующих преобразований находим:

$$kpdv + vdp = 0. \quad (\text{II-50})$$

Исходя из этого дифференциального уравнения, можно найти уравнение адиабаты. Поделив обе части последнего уравнения на pv , получим

$$k \frac{dv}{v} + \frac{dp}{p} = 0.$$

Интегрирование этого уравнения достаточно просто (полагая k величиной постоянной в пределах процесса)

$$\ln p + k \ln v = \text{const}$$

или $\ln (pv^k) = \text{const}$ и, следовательно,

$$pv^k = \text{const.} \quad (\text{II-51})$$

Это и есть уравнение адиабатического процесса (равносторонняя гипербола высшего порядка). Величина k называется показателем степени адиабаты.

Если заданы начальные параметры состояния газа и конечный объем v_2 , то конечные величины p_2 и T_2 могут быть определены так:

$$p_2 = p_1 \left(\frac{v_1}{v_2} \right)^k. \quad (\text{II-52})$$

Для определения конечной температуры T_2 запишем уравнение адиабаты:

$$p_1 v_1^k = p_2 v_2^k \quad (\text{II-53})$$

или

$$(p_1 v_1) v_1^{k-1} = (p_2 v_2) v_2^{k-1}.$$

Пользуясь характеристическим уравнением

$$p_1 v_1 = RT_1 \text{ и } p_2 v_2 = RT_2,$$

находим

$$T_1 v_1^{k-1} = T_2 v_2^{k-1},$$

откуда

$$T_2 = T_1 \left(\frac{v_1}{v_2} \right)^{k-1}. \quad (\text{II-54})$$

Если температуру T_2 требуется найти при известных давлениях p_1 и p_2 , то преобразовав уравнение $\frac{p_2}{p_1} = \left(\frac{v_1}{v_2} \right)^k$ в виде $\left(\frac{v_1}{v_2} \right) = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{1}{k}}$,

находим $T_2 = T_1 \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}}$. (II-54a)

При адиабатическом расширении конечная температура газа T_2 будет меньше его начальной температуры T_1 , так как работа расширения L в данном процессе происходит за счет внутренней энергии газа.

Работа, как и в предыдущих процессах, графически изображается площадью под кривой процесса.

Из уравнения

$$dL = p dv = -c_v dT$$

после интегрирования (при $c_v = \text{const}$) получаем

$$L = -c_v \int_{T_1}^{T_2} dT = -c_v (T_2 - T_1) = c_v (T_1 - T_2). \quad (\text{II-55})$$

Заменяя в этом уравнении $c_v = \frac{R}{k-1}$, получим

$$L = \frac{R}{k-1} (T_1 - T_2), \quad (\text{II-56})$$

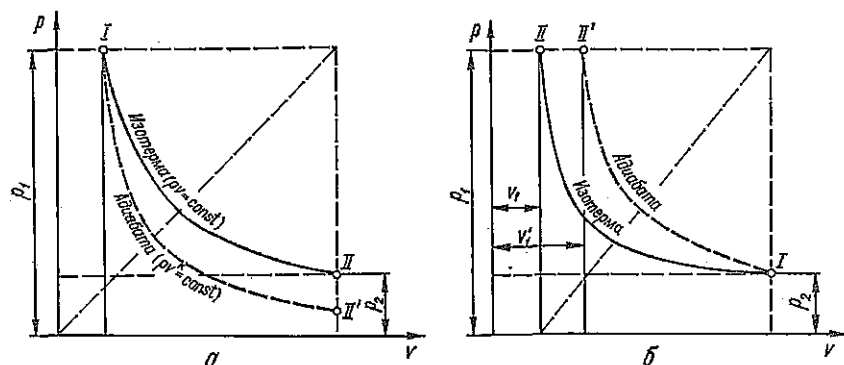


Рис. II-4. Изображение изменений состояния газа при адиабатическом *a* и изотермическом *б* процессах.

или на основании предыдущего ($p_1 v_1 = RT$ и т. д.) найдем следующее выражение для положительной работы (расширение) при адиабатическом процессе:

$$L = \frac{1}{k-1} (pV_1 - pV_2). \quad (\text{II-57})$$

При сжатии затраченная работа идет на повышение температуры газа, поскольку, как было условлено, при адиабатическом процессе тепло не отдается наружу.

Показатель адиабаты $k = \frac{c_p}{c_v}$ для двухатомных газов можно принять равным 1,41:

$$k-1 = \frac{c_p}{c_v} - 1 = 1,41 - 1 = 0,41,$$

$$\frac{k-1}{k} = 0,29.$$

Практически точно осуществить адиабатический процесс невозможно, поскольку нет абсолютных непроводников тепла; однако подобны адиабатическому процессу явления быстрого расширения или сжатия газа, когда в результате большой скорости процесса

газ не успевает отдать или, наоборот, получить извне необходимое количество тепла.

Адиабатическое расширение связано с понижением температуры газа, а адиабатическое сжатие — с повышением.

Благодаря адиабатическому расширению сильно сжатых газов, можно получить очень низкие температуры, необходимые для сжижения газов, в частности, воздуха.

Зная параметры начальной точки процесса в $(p-v)$ -координатах и определив ряд промежуточных точек, на основании уравнений (II-51) и (II-52), можно построить адиабатическую кривую

Если сравнить графическое изображение адиабаты и изотермы (при расширении), то видно, что адиабата более круто падает к оси объемов, чем изотерма (рис. II-4, а). При адиабатическом сжатии конечный объем больше, чем при изотермическом (рис. II-4, б).

Политропическое изменение состояния. Выше мы рассмотрели важнейшие случаи изменения состояния газа, каждый из которых характеризовался определенным заданным ограничением (например, при изотермическом процессе $t = \text{const}$, при адиабатическом $dq = 0$ и т. д.).

Политропическое изменение состояния газа — это любой процесс изменения состояния, при котором переменные p и v связаны уравнением

$$pv^n = \text{const.} \quad (\text{II-58})$$

Политропическое изменение состояния газа можно рассматривать как общее для всех частных процессов изменение состояния газа.

Действительно, для $n = 1$ $pv = \text{const}$ (изотерма),
 » $n = k$ $pv^k = \text{const}$ (адиабата),
 » $n = 0$ $pv^0 = p = \text{const}$ (изобара),

для $n = \pm \infty$, pv^∞ , или $\frac{1}{p}v = \text{const}$,
 или $v = \text{const}$ (изохора),

т. е. при разных значениях показателя n получаем все случаи изменения состояния для идеального газа.

На рис. II-5 представлено семейство кривых, каждая из которых отражает частный случай изменения состояния газа.

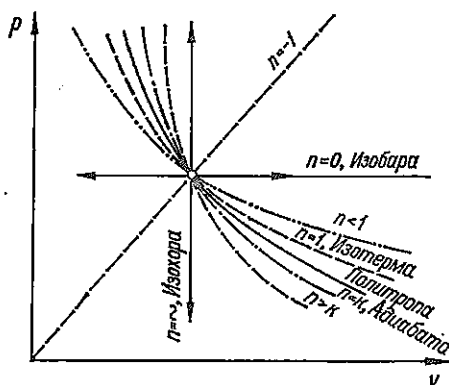


Рис. II-5. Семейство политропических кривых с разными показателями n .

Аналитические соотношения для политропического процесса можно получить из соответствующих соотношений для адиабатического процесса заменой показателя k показателем политропы n .

Политропический процесс изменения состояния газа имеет большое значение для исследования процессов, совершающихся в тепловых машинах; он широко применяется для изучения индикаторных диаграмм двигателей, т. е. совершаемого рабочим телом цикла (в p — v -координатах) при работе двигателя.

Пример 3. Определим конечные параметры и работу газа для процесса расширения, происходящего по изотерме, адиабате и политропе при следующих исходных данных: расширяется 10 кг азота от начального давления $p_1 = 12 \cdot 10^5$ н/м² и температуры $t = 250^\circ\text{C}$ до конечного давления $p_2 = 2 \cdot 10^5$ н/м².

а) Для изотермического расширения. Определим начальный объем газа по характеристическому уравнению:

$$v_1 = \frac{GR_p T_1}{\mu_{N_2} \cdot p_1} = \frac{10 \cdot 8314,9 (273 + 250)}{28 \cdot 12 \cdot 10^5} = 1,29 \text{ м}^3.$$

Конечный объем найдем так:

$$V_2 = \frac{p_1}{p_2} V_1 = \frac{12}{2} \cdot 1,29 = 7,74 \text{ м}^3.$$

Пользуясь (II-47), определим работу газа в этом процессе:

$$L_G = GRT_1 \ln \frac{V_2}{V_1} = 10 \cdot 296,8 \cdot 523 \ln \frac{7,74}{1,29} = 2760 \cdot 10^3 \text{ Дж} = 2760 \text{ кДж}.$$

б) Для адиабатического расширения. Конечный объем газа определится из (II-54,а):

$$v_2 = v_1 \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{1}{k}} = 1,29 \left(\frac{12}{2} \right)^{\frac{1}{1,4}} = 4,62 \text{ м}^3.$$

Конечная температура газа

$$T_2 = \frac{p_2 v_2}{GR} = \frac{2 \cdot 10^5 \cdot 4,62}{10 \cdot 296,8} = 313^\circ\text{K} = 40^\circ\text{C}.$$

Работу газа в этом процессе найдем из (II-57):

$$L = \frac{1}{k-1} (p_1 V_1 - p_2 V_2) = \frac{1}{1,4-1} (12 \cdot 10^5 \cdot 1,29 - 2 \cdot 10^5 \cdot 4,62) = 1510 \text{ кДж}.$$

в) Для политропического расширения (при $n = 1,2$). Конечный объем определим так:

$$V_2 = V_1 \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{1}{n}} = 1,29 \left(\frac{12}{2} \right)^{\frac{1}{1,2}} = 5,75 \text{ м}^3.$$

Конечная температура газа

$$T_2 = \frac{p_2 V_2}{GR} = \frac{2 \cdot 10^5 \cdot 5,75}{10 \cdot 296,8} = 389^\circ\text{K}.$$

Работа газа в рассматриваемом процессе равна:

$$L = \frac{1}{n-1} (p_1 V_1 - p_2 V_2) = \frac{1}{1,2-1} (12 \cdot 10^5 \cdot 1,29 - 2 \cdot 10^5 \cdot 5,75) = 1990 \text{ кДж}.$$

Таким образом, работа всего процесса

$$L = \text{пл. } abcc'a' - \text{пл. } cdaa'c' = \text{пл. } abcd,$$

т. е. при круговом процессе в системе координат $p-v$ работа будет изображаться площадью замкнутой кривой процесса. Эта работа будет положительной, если движение по описываемому контуру совершается по часовой стрелке и, наоборот, отрицательной, если движение совершается против часовой стрелки.

Определим коэффициент полезного действия кругового процесса. Уравнение (II-59) показывает, что в круговом процессе в работу превращается лишь часть сообщенного количества тепла, а именно $Q = Q_1 - Q_2$, в то время как отданное количество тепла Q_2 теряется.

Отношение

$$\eta_t = \frac{Q}{Q_1} = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1} = 1 - \frac{Q_2}{Q_1} \quad (\text{II-60})$$

называется *термическим*, или *тепловым*, коэффициентом полезного действия кругового процесса. Иначе говоря, термический к.п.д. представляет собой отношение количества тепла, превращенного в механическую работу, к подведенному теплу. Термический к.п.д. является основной характеристикой теплового двигателя любого типа.

Уравнение (II-60) показывает, что коэффициент полезного действия рассмотренного процесса всегда будет меньше 1.

Максимальное значение к.п.д. кругового процесса достигается в цикле Карно.

§ II-12. ЦИКЛ КАРНО

В круговом процессе идеального теплового двигателя, предложенного французским ученым Сади Карно (1824 г.), совершаются только изотермические и адиабатические изменения состояния. Изображение цикла Карно в координатах $p-v$ приведено на рис. II-7, а. При круговом процессе система взаимодействует с двумя источниками (внешними телами) различной температуры T_1 и T_2 .

Цикл Карно состоит из двух изотерм $I-II$ и $III-IV$ и двух адиабат $II-III$ и $I-IV$.

Тепло Q_1 подводится в процессе изотермического расширения $I-II$; отводится Q_2 — в процессе изотермического сжатия $III-IV$. Количество тепла, сообщаемое газу при изотермическом расширении,

$$Q_1 = RT_1 \ln \frac{v_2}{v_1}.$$

Количество тепла, отбираемое в процессе изотермического сжатия,

$$Q_2 = RT_2 \ln \frac{v_3}{v_4}.$$

Для адиабат II—III и I—IV имеем

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{v_2}{v_3}\right)^{k-1} \quad \text{и} \quad \frac{T_3}{T_1} = \left(\frac{v_1}{v_4}\right)^{k-1}.$$

Значит,

$$\frac{v_2}{v_3} = \frac{v_1}{v_4} \quad \text{или} \quad \frac{v_2}{v_1} = \frac{v_3}{v_4}.$$

Поскольку из предыдущего

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{T_2}{T_1} \frac{\ln \frac{v_3}{v_4}}{\ln \frac{v_2}{v_1}},$$

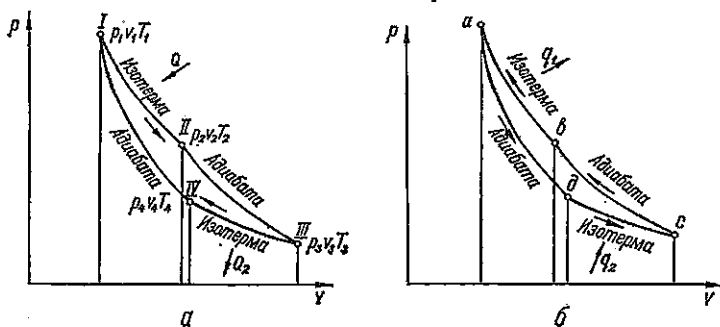


Рис. II-7. Цикл Карно (а) и обратный цикл Карно (б).

то, учитывая преобразования для объемов, находим

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{T_2}{T_1}$$

или

$$\frac{Q_1}{T_1} - \frac{Q_2}{T_2} = 0. \quad (\text{II-61})$$

Таким образом, для цикла Карно

$$\eta_t = 1 - \frac{Q_2}{Q_1} = 1 - \frac{T_2}{T_1}, \quad (\text{II-62})$$

где T_1 — температура источника тепла и T_2 — температура охладителя.

Следовательно, к.п.д. кругового процесса Карно зависит только от граничных температур процесса.

Выражение $\eta_t = 1 - \frac{T_2}{T_1}$ справедливо для системы с любым рабочим веществом.

Чем больше разность температур верхнего и нижнего источников в данном процессе, тем больше тепловой энергии будет переходить в работу.

Из (II-62) следует, что к.п.д. в данном случае достигает 1 при $T = 0$ (-273°C) или при $T_1 = \infty$, но эти условия неосуществимы.

Следовательно, к.п.д. теплового двигателя никогда не может быть равен 1. Для увеличения экономичности цикла нужно стремиться к увеличению температуры горячего источника T_1 или к уменьшению температуры холодильника T_2 , т. е. к увеличению разности температур $T_1 - T_2$. При $T_1 = T_2$, т. е. при тепловом равновесии, когда вся система будет иметь одинаковую температуру, термический к.п.д. процесса будет равен 0. Следовательно, температурный перепад в цикле — необходимое условие для получения полезной работы. Ниже приводятся значения термического к.п.д. цикла Карно в зависимости от верхней температуры T_1 (температура нижнего источника принята равной $t_2 = 20^\circ \text{C}$):

$t_1, ^\circ \text{C}$	100	200	300	500	800	900	1000	2000
$T_1, ^\circ \text{K}$	373	473	573	775	1073	1173	1273	2273
$\eta, \%$	21,4	38,0	48,9	62,1	72,7	75,0	76,9	87,1

Обратный цикл Карно является идеальным для холодильных установок. При данной температуре t_1 соответственным выбором степени адиабатического расширения можно получить требуемую для холодильной установки более низкую температуру t_2 .

Рассмотрим обратный цикл Карно в диаграмме $p-v$ (рис. II-7,б). В данном случае процесс будет протекать против часовой стрелки. Газ начального состояния (точка a) расширяется сначала по адиабате ad , при этом его температура упадет с T_1 до T_2 , и далее по изотерме dc . На участке изотермического расширения газ получает извне от тела с постоянной температурой T_2 некоторое количество тепла q_2 . Затем газ подвергается сжатию по адиабате cb (при этом его температура повысится от T_2 до T_1) и по изотерме ba . При изотермическом сжатии происходит отдача тепла q_1 внешнему источнику.

Для совершения полного обратного цикла $adcba$ затрачивается извне работа l_1 , равная, как известно, площади $abcd$.

Согласно уравнению первого закона термодинамики

$$q_2 - q_1 = -l_1$$

откуда

$$q_1 = q_2 + l_1$$

Итак, в результате совершенного цикла $adcba$ происходит перенос тепла q_2 от холодного тела к нагретому, что связано, однако, с затратой внешней работы; последнее является необходимым условием перехода тепла от холодного тела к нагретому.

§ II-13. ОБРАТИМЫЕ И НЕОБРАТИМЫЕ ПРОЦЕССЫ

При сообщении телу некоторого количества тепла изменяются его физические параметры, т. е. происходит процесс изменения его состояния.

Процесс называется *обратимым*, если он может протекать в прямом и в обратном направлениях, причем тело пройдет через одинаковые термодинамические состояния без каких-либо остаточных конечных изменений в окружающей среде или в самом теле. Обратимый процесс является в то же время и равновесным¹, т. е. таким, в котором в результате многократного нарушения равновесия внутри системы будет происходить непрерывный восстановительный процесс, представляющий собой как бы совокупность последовательно проходимых телом состояний равновесия.

Постоянство температуры определит термическое равновесие, постоянство давления — механическое равновесие.

Если совершаемый процесс не отвечает указанным условиям обратимости, он называется *необратимым*. Совершаемые в природе процессы изменения состояния являются необратимыми процессами, поскольку все они сопровождаются явлениями теплообмена или трения, что обуславливает их необратимость. Иначе говоря, реальные тепловые процессы всегда необратимы.

Следовательно, обратимый процесс является идеальным процессом. В термодинамике этот процесс часто применяется для сравнения с ним того или иного действительного процесса и оценки степени несовершенства последнего.

Если тело необратимо переходит из одного состояния в другое, то работа, производимая при этом, будет меньше той работы, которая была бы (при одних и тех же условиях) совершена телом при обратимом процессе,

$$L_{\text{необр}} < L_{\text{обр}},$$

т. е. если в системе происходит необратимый процесс, то для ее возвращения в первоначальное состояние должна быть затрачена работа извне. Чем больше будет степень необратимости процесса, тем больше потребуется затратить работы извне для возвращения системы в первоначальное состояние.

Характерные необратимые процессы — расширение и дросселирование газа, теплообмен и др. В самом деле, если мы, например, приведем в соприкосновение два тела, имеющих конечную разность температур, то тепло самопроизвольно будет переходить от более горячего тела к более холодному, но никогда наоборот.

Превращение механической энергии в тепловую — всегда процесс необратимый. Всякое тело, движущееся не в пустоте, но в соприкосновении с другими телами, должно преодолевать препятствующие его движению силы — трение и сопротивление среды.

¹ Равновесное изменение состояния называется еще *квазистатическим*.

Работа, затрачиваемая на преодоление этих сил, полностью превращается в тепло, которое рассеивается в окружающем пространстве.

Известно, например, что пуля в полете теряет скорость в связи с ее трением о воздух (превращение механической энергии в тепловую), однако процесс этот невозможно обратить, т. е. невозможно добиться, чтобы рассеянное тепло трения превратилось в механическую энергию движения пули.

Причина необратимости реальных процессов — в природе материи, в ее молекулярном строении.

§ II-14. ВТОРОЙ ЗАКОН ТЕРМОДИНАМИКИ

В первом законе термодинамики устанавливается эквивалентность тепловой и механической энергии, но не указывается, в каком направлении может совершиться тепловой процесс, и не оговариваются условия, при которых возможен процесс перехода одного вида энергии в другой.

Между тем тепловая энергия может переходить лишь от тела, имеющего более высокую температуру, к телу с меньшей температурой. Первый закон термодинамики не учитывает этих условий и не устанавливает каких-либо ограничений для величины η процесса, допуская, следовательно, полное преобразование подведенного к телу тепла в работу.

Превращение в тепловых машинах тепловой энергии в механическую говорит о том, что теплота, хотя и эквивалентна работе, но не равноценна ей, и в этом превращении проявляются особенности тепловой энергии. В самом деле, если превращение механической энергии в тепловую происходит без всяких ограничений, *самопроизвольно*, то обратный процесс — превращение тепловой энергии в механическую — совершается лишь при наличии двух источников тепла — *горячего* и *холодного* (или верхнего и нижнего), следовательно, он является процессом *несамопроизвольным*, т. е. возможным лишь при внешнем взаимодействии.

Иначе говоря, необходимое условие для непрерывной работы любого теплового двигателя — наличие не менее двух источников тепла, имеющих различные температуры, с которыми поочередно вступает в контакт рабочее тело.

Второй закон термодинамики обобщает эти особенности тепловой энергии применительно к макротелам, т. е. к системам с большим количеством частиц; он определяет *направление* совершаемых тепловых процессов и устанавливает определенные ограничения при преобразовании тепловой энергии в механическую.

Второй закон термодинамики утверждает, что нельзя получить работу с помощью тел, находящихся в тепловом равновесии, хотя они и могут обладать практически неограниченными ресурсами внутренней энергии.

Кельвин так формулирует это положение второго закона:

невозможно передать тепло от менее нагретой системы к более нагретой при отсутствии одновременных изменений в обеих системах или в окружающей среде.

Процесс перехода тепла в работу возможен только тогда, когда он является не единственным результатом этого процесса (изменение термодинамического состояния одного или нескольких тел, участвующих в процессе).

Рассмотренные примеры позволяют сделать вывод, что невозможно обратить процесс, при котором за счет трения возникает тепловая энергия. Это подтверждает вывод о том, что тепловое движение частиц тела является более вероятным, чем направленное, упорядоченное движение.

Из первого закона термодинамики следует, что для получения работы необходим источник энергии, так как без него работа не происходит. Работа не может быть получена «из ничего», т. е. невозможно создать вечный двигатель, способный совершать работу без притока энергии извне.

Второй закон термодинамики отвергает также возможность создания двигателя, который совершал бы работу за счет использования энергии тел, находящихся в тепловом равновесии (например, запасов энергии океана, атмосферного воздуха), т. е. двигателя, располагающего только одним источником тепла (вечного двигателя второго рода).

Первый и второй законы термодинамики являются законами для всех систем, в которых происходит преобразование одного вида энергии в другой.

Аналитическое выражение второго закона термодинамики. Энтропия. Если считать тепло, поглощенное телом, положительным, а тепло, отданное телом, отрицательным, то (II-61) можно записать:

$$\frac{Q_1}{T_1} + \frac{Q_2}{T_2} = 0. \quad (\text{II-63})$$

Отнеся это уравнение к циклу Карно, можно выразить его следующим образом:

$$\sum \left(\frac{Q}{T} \right) = 0. \quad (\text{II-64})$$

Если представить, что любой обратимый круговой процесс разделен на бесконечно малые участки, каждый из которых является бесконечно малым циклом Карно, то при совокупности всех процессов знак суммы перейдет в знак интеграла

$$\int \frac{dQ}{T} = 0. \quad (\text{II-65})$$

Приведенное выражение представляет собой известный интеграл Клаузиуса для обратимых круговых циклов, являющийся

основным математическим выражением второго закона термодинамики в применении к круговым процессам.

Количество тепловой энергии, передаваемой телу тем или иным способом, не является, как отмечалось, функцией параметров состояния тела, так как зависит от характера процесса.

Если же рассматривать отношение количества подводимого к телу тепла к его абсолютной температуре $\frac{dQ}{T}$, то это отношение для обратимого процесса не будет зависеть от пути процесса. Отношение $\frac{dQ}{T}$ характеризует однозначное изменение функции параметров состояния так же, как изменение других функций состояния тела (внутренней энергии, удельного объема, давления, температуры, энтальпии), т. е. выражает функцию состояния.

Пользуясь интегрирующим множителем $\frac{1}{T}$ — величиной, обратной абсолютной температуре, преобразуем соответственно уравнение первого закона термодинамики:

$$\frac{dq}{T} = c_v \frac{dT}{T} + \frac{pdv}{T}. \quad (\text{II-66})$$

Заменив в правой части равенства $\frac{p}{T} = \frac{R}{v}$, получим

$$\frac{dq}{T} = c_v \frac{dT}{T} + R \frac{dv}{v}. \quad (\text{II-67})$$

Так как c_v является функцией температуры, а R величиной постоянной, то правая часть равенства (II-67) оказывается полным дифференциалом функции переменных величин T и v и, следовательно, является функцией состояния.

Функцию состояния тела $\frac{dQ}{T}$ Клаузиус назвал *энтропией*.

Для кругового обратимого процесса суммарное изменение энтропии является однозначной функцией состояния и не зависит от пути или характера процесса.

Если обозначить энтропию тела при нуле температур через S_0 , то энтропия тела для обратимого процесса S может быть выражена:

$$S = S_0 + \int_0^T \frac{dQ}{T}. \quad (\text{II-68})$$

В этом случае получим абсолютное значение энтропии. Если энтропию отсчитывать от какого-нибудь условного состояния, как это делается при термодинамических расчетах (например, при $P = 760$ мм рт. ст. и $T = 273^\circ \text{ K}$), то в результате получим относительное значение энтропии.

Уравнение (II-68) для S в дифференциальной форме

$$dS = \frac{dQ}{T}, \quad (\text{II-69})$$

т. е. возрастание энтропии тела равно количеству тепла, сообщенного телу в обратимом процессе, деленному на его абсолютную температуру.

Уравнение (II-69) можно записать:

$$dQ = TdS$$

или

$$Q = \int_{S_1}^{S_2} TdS. \quad (\text{II-70})$$

При обратимом адиабатическом процессе $dq = 0$ и $dS = 0$, т. е. энтропия остается постоянной.

Энтропию любого тела можно определить для любого состояния. Как следует из (II-69), размерность энтропии такая же, как и весовой теплоемкости, от которой, однако, она резко отличается по своему физическому смыслу; для удельной энтропии s — в $\text{кдж}/(\text{кг} \cdot \text{град})$.

Нужно отметить, что энтропия имеет определенный физический смысл, являясь реальным свойством тела (затруднения в усвоении этого понятия во многом объясняются отсутствием приборов, которые позволили бы непосредственно измерить величину энтропии). Энтропия в тепловых явлениях имеет такое же значение, какое электрический заряд в электрических явлениях. В определенном смысле энтропию можно рассматривать как термический заряд.

Итак, энтропия отдельных тел в системе может увеличиваться, уменьшаться или оставаться без изменения под действием процессов, совершаемых в системе, но общая энтропия всей системы при необратимых процессах может только увеличиваться.

Если в изолированной системе имеются два тела с температурами T_1 и T_2 , причем $T_1 > T_2$, то тепло, естественно, будет передаваться от первого тела ко второму. При этом можно допустить, что энтропия первого тела уменьшится на величину $\frac{Q}{T_1}$, а энтропия второго тела увеличится на величину $\frac{Q}{T_2}$. Изменение энтропии всей системы составит $\frac{Q}{T_2} - \frac{Q}{T_1}$, но эта величина положительна, поскольку $\frac{Q}{T_2} > \frac{Q}{T_1}$; следовательно, энтропия всей системы увеличилась.

Уменьшение энтропии этой системы возможно лишь при передаче тепла от более холодного тела более тепловому. Этот процесс

может произойти лишь при затрате энергии извне (при затрате механической энергии, например, в холодильных машинах).

Энтропия жидкого тела больше энтропии твердого тела (при такой же температуре):

$$S_{ж} - S_{тв} = \frac{Q_{пл}}{T_{пл}}. \quad (II-71)$$

Энтропия тела в парообразном состоянии будет больше энтропии жидкости. Приращение энтропии при парообразовании (по Кистяковскому)

$$S_{п} - S_{ж} = \frac{Q_{кип}}{T_{кип}} = 8,75 + 4,575T_{кип}. \quad (II-72)$$

Всякий процесс в изолированной системе может протекать самостоятельно только в одном таком направлении, которое приводит эту систему в равновесие. Так, процесс истечения газа из резервуара прекратится в тот момент, когда давление в этом резервуаре станет равным давлению в окружающем пространстве; процесс перехода тепла от одного тела к другому прекратится, когда температуры обоих тел уравниются, и т. д. Поскольку все процессы могут протекать только с увеличением энтропии, изменение энтропии является критерием для суждения о возможности протекания процесса в данном направлении. Энтропия достигает максимума, когда система приходит в равновесие и дальнейший процесс становится невозможным.

На основании ранее изложенного общее выражение для изменения энтропии можно записать так:

$$S_2 - S_1 = c_v \ln \frac{T_2}{T_1} + R \ln \frac{V_2}{V_1} \quad (II-73)$$

или

$$S_2 - S_1 = c_v \ln \frac{p_2}{p_1} + c_p \ln \frac{V_2}{V_1}. \quad (II-74)$$

Пользуясь рассмотренным понятием энтропии, второй закон термодинамики можно сформулировать иначе: *энтропия замкнутой (изолированной) совершающей работу системы никогда не уменьшается, только в идеальном случае обратимых изменений она остается постоянной; при необратимых процессах она увеличивается.* Принцип возрастания энтропии является признаком необратимости.

Опыт показывает, что для любого воздействия на систему можно установить вполне определенную величину, при которой в этой системе и окружающей среде воздействие данного рода не осуществляется. Такие физические величины называют потенциалами (P). Разность соответствующих потенциалов внутри и вне системы является движущей причиной данного процесса в системе.

Рассмотрим некоторые взаимодействия различного рода. Теплообмен между двумя телами, как отмечалось, возможен только при разности температур

$$T_{\text{ср}} \neq T_{\text{сист.}}$$

Тепловое равновесие осуществляется только при равенстве температур тел, приведенных в тепловой контакт. В рассмотренном случае тепловым потенциалом является температура. Если температура окружающей среды выше, чем температура системы, то количество воздействия в тепловой форме будет подводиться к системе $dQ > 0$, и это вызовет рост энтропии $dS > 0$.

Электрическое взаимодействие возможно лишь при разности электрических потенциалов заряженных тел, например, $v_{\text{ср}} > v_{\text{сист.}}$. Электрическое равновесие, как известно, осуществляется только при равенстве электрических потенциалов тел, приведенных во взаимодействие. Следовательно, потенциалом при электрическом взаимодействии является электрический потенциал (заряд будет протекать от окружающей среды к системе).

В случае механического деформирующего взаимодействия роль потенциала выполняет давление. Действительно, при разности давлений вне и внутри системы возможно изменение объема системы. При равенстве давлений в системе и окружающей среде $p_{\text{ср}} = p_{\text{сист.}}$ невозможно осуществить расширение или сжатие системы.

§ II-15. ТЕПЛОВЫЕ $T-s$ -ДИАГРАММЫ ДЛЯ ВАЖНЕЙШИХ ГАЗОВЫХ ПРОЦЕССОВ

Изображая термодинамические процессы в $p-v$ -диаграммах можно проследить за изменением только двух параметров состояния рабочего тела: давления p и удельного объема v . По этим же диаграммам определяют величину и знак работы, совершаемой рабочим телом. Но $p-v$ -диаграмма не показывает температурных изменений тела, происходящих в процессе изменения состояния, не отражает количества и знака тепла, участвующего в этом процессе, изменения энтропии тела и его внутренней энергии. Диаграммы, отражающие указанные характеристики в основных процессах изменения газов, в $T-s$ -координатах называются тепловыми или энтропийными.

Пусть в $T-s$ -диаграмме (рис. II-8) точка I (T_1, s_1) будет изображать начальное состояние газа. Точка II определится величиной энтропии s_2 и температурой T_2 . Чтобы определить площадь I—II—II—I в диаграмме $T-s$, рассмотрим элемент этой площади шириной ds . Этот элемент можно рассматривать как прямоугольник, одна сторона которого ds , а другая T и, значит, площадь Tds ; но $Tds = dQ$, следовательно, взятый элемент площади выражает собой какое-то элементарное количество тепла dQ , сообщенное телу. Суммируя отдельные элементы площади, получим площадь всей тепловой диаграммы I—II—II'—I', которая изображает

все сообщенное телу количество тепла; площадь $I-II-II'-I' = \int_{s_1}^{s_2} T ds$.

Таким образом, в $T-s$ -диаграмме площадь, ограниченная кривой процесса, температурными ординатами и разностью энтропий, представляет собой количество тепла, сообщенное телу (или отведенное от него) в данном процессе.

Рассмотрим случай изменения состояния газа применительно к тепловой $T-s$ -диаграмме.

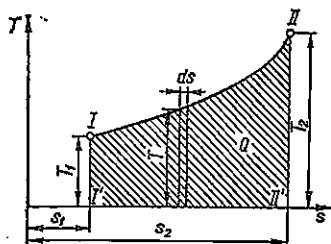


Рис. 11-8. Изображение процесса изменения состояния газа в тепловой $T-s$ -диаграмме.

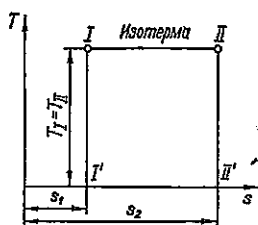


Рис. 11-9. Изображение изотермического процесса в тепловой $T-s$ -диаграмме.

Изотермическое изменение состояния. Из выражения $T = \text{const}$ видно, что в тепловой диаграмме изотерма переходит в прямую, параллельную оси абсцисс, т. е. оси энтропий (рис. 11-9).

Изменение энтропии для данного процесса находят из уравнения

$$s_2 - s_1 = \int_I^{II} \frac{dQ}{T} = \frac{1}{T} \int_I^{II} dQ = \frac{Q}{T}, \quad (11-75)$$

откуда

$$Q = (s_2 - s_1) T. \quad (11-76)$$

Из общего уравнения для изменения энтропии (11-73) при условии $T = \text{const}$ (поскольку $\ln \frac{T_2}{T_1} = \ln 1 = 0$) следует:

$$s_2 - s_1 = R \ln \frac{v_2}{v_1} = R \ln \frac{p_1}{p_2}. \quad (11-77)$$

Адиабатическое изменение состояния. Из уравнения $dq = T ds$ следует, что при условии, если $dq = 0$, то $ds = 0$; следовательно,

$$s_2 - s_1 = 0; \quad s_2 = s_1 = \text{const},$$

т. е. при обратимых адиабатических процессах энтропия остается неизменной. Исходя из этого, обратимые адиабатические процессы также можно назвать изоэнтропийными процессами.

В тепловой $T-s$ -диаграмме адиабата принимает вид отрезка прямой $I-II$ (рис. II-10), направленной перпендикулярно к оси абсцисс. Отсутствие площади в тепловой диаграмме указывает на то, что для совершения работы L тепло не сообщается. Внешняя работа в данном процессе совершается за счет внутренней энергии тела.

Уравнение для изменения энтропии (II-74) в этом процессе примет вид:

$$c_v \ln \frac{p_2}{p_1} = -c_p \ln \frac{v_2}{v_1} = kc_v \ln \frac{v_1}{v_2},$$

откуда

$$\ln \frac{p_2}{p_1} = k \ln \frac{v_1}{v_2}. \quad (\text{II-78})$$

Делогарифмируя это уравнение, получаем

$$\frac{p_2}{p_1} = \left(\frac{v_1}{v_2} \right)^k \text{ или } pv^k = \text{const},$$

что является, как известно, уравнением адиабатического процесса.

Изохорическое изменение состояния. В этом случае общее уравнение для приращения энтропии (II-74), учитывая, что $v_2 = v_1 = \text{const}$ ($dv = 0$) и, следовательно, $\ln \frac{v_2}{v_1} = \ln 1 = 0$, примет вид

$$s_2 - s_1 = c_v \ln \frac{p_2}{p_1} = c_v \ln \frac{T_2}{T_1}, \quad (\text{II-79})$$

в дифференциальной форме

$$ds = c_v \frac{dT}{T}.$$

Количество подведенного тепла для совершения процесса

$$q_v = \int_{s_1}^{s_2} T ds = \int_{T_1}^{T_2} T c_v \frac{dT}{T} = c_v \int_{T_1}^{T_2} dT = c_v (T_2 - T_1). \quad (\text{II-80})$$

Графическое изображение изохорического процесса в диаграмме $T-s$ показано на рис. II-11.

Изобарическое изменение состояния. В этом процессе, имея в виду, что $p = \text{const}$ и $\ln \frac{p_2}{p_1} = \ln 1 = 0$, общее уравнение для

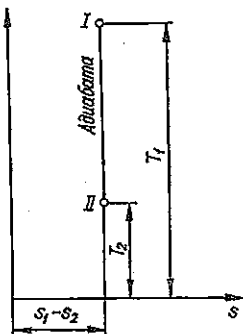


Рис. II-10. Изображение адиабатического процесса в тепловой $T-s$ -диаграмме.

приращения энтропии будет таким:

$$s_2 - s_1 = c_p \ln \frac{v_2}{v_1} = c_p \ln \frac{T_2}{T_1} \quad (\text{II-81})$$

и, соответственно,

$$ds = c_p \frac{dT}{T}.$$

Количество подведенного тепла для прохождения процесса, по аналогии с предыдущим,

$$q_p = c_p (T_2 - T_1). \quad (\text{II-82})$$

Кривая изобарического процесса $I-II$ в тепловой диаграмме изображена на рис. II-12. Площадь $I-II-II'-I'$ под кривой

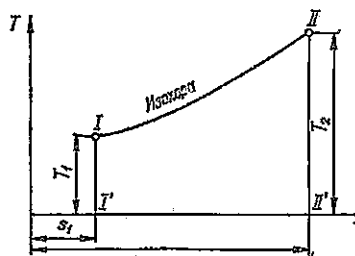


Рис. II-11. Изображение изохорического процесса в тепловой $T-s$ -диаграмме.

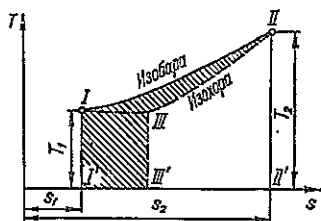


Рис. II-12. Изображение изобарического процесса в тепловой $T-s$ -диаграмме.

$I-II$ процесса аналогично предыдущему представляет количество тепла, подведенного для совершения процесса. Из сравнения (II-79) и (II-81) видно, что приращение энтропии при одних и тех же приращениях температур для изобары больше, чем для изохоры, в $\frac{c_p}{c_v} = \kappa$. Это, в свою очередь, и определяет разницу в площади под кривыми процесса (изобара $I-II$, изохора $II-III$).

Цикл Карно в $T-s$ -диаграмме. В $T-s$ -диаграмме может быть рассмотрен и цикл Карно, состоящий из изотермических и адиабатических процессов (рис. II-13).

Рассмотрим вначале изотермическое расширение, показанное в $p-v$ -диаграмме (рис. II-13,а) линией 1 и 2 и сопровождаемое подачей тепла Q_1 . В тепловой диаграмме $T-s$ (рис. II-13,б) изотерма изображена горизонтальной линией $I-II$. В связи с изменением энтропии на $s_2 - s_1$ подведенное в процессе $I-II$ количество тепла графически представляется в виде прямоугольника $I-II-II'-I'$.

Далее в цикле Карно следует адиабатическое расширение (линия 2-3 рис. II-13,а). Этот процесс в тепловой диаграмме (рис. II-13,б), сопровождаемый понижением температуры T_1 и T_2 ,

представляется в виде вертикали $II-III$. Затем следует изотермическое сжатие (кривая $3-4$ рис. II-13, а), сопровождаемое отдачей тепла Q_2 . Изотермическое сжатие в тепловой $T-s$ -диаграмме представлено в виде горизонтальной линии $III-IV$. Площадь $III-IV-IV'-III'$ под этим отрезком соответствует количеству тепла Q_2 .

Наконец, адиабатическое сжатие, показанное в $p-v$ -диаграмме кривой $4-1$, в тепловой диаграмме изображено вертикально $IV-I$ ($T_1 - T_2$).

В результате цикл Карно в тепловой диаграмме будет изображен прямоугольником $I-II-III-IV$, представляющим разность прямоугольников $I-II-III'-I'$ (Q_1) и $III-IV-IV'-III'$ (Q_2).

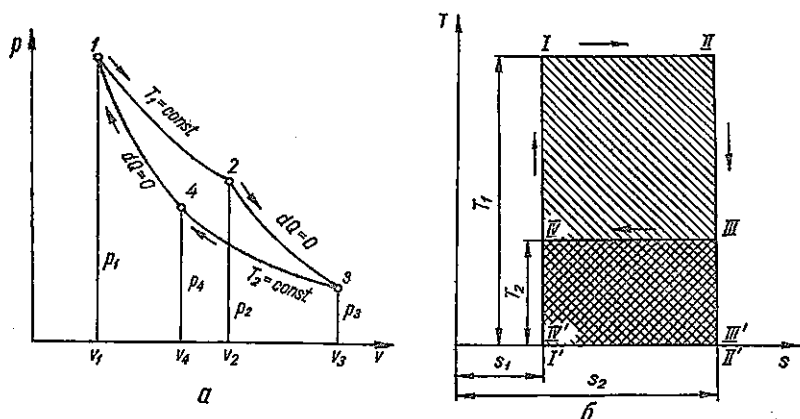


Рис. II-13. Цикл Карно в системах $p-v$ (а) и $T-s$ (б).

В $T-s$ -диаграмме при цикле Карно тепло превращается в работу лишь во время перехода от высшей температуры к низшей. В самом деле, если допустить, что $T_1 = T_2$, то площадь, изображающая тепло, переходящее в работу, была бы равна нулю.

Итак тепло, перешедшее в работу, характеризуется в этой диаграмме площадью $I-II-III-IV$. Отсюда легко показать значение к. п. д. этого цикла.

$$\eta_c = \frac{\text{площадь } I-II-III-IV}{\text{площадь } I-II-III'-I'} = \frac{(S_2 - S_1)(T_1 - T_2)}{(S_2 - S_1)T_1} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} = 1 - \frac{T_2}{T_1}. \quad (\text{II-83})$$

§ II-16. ВОДЯНОЙ ПАР

Парами в технике принято называть газообразные тела, которые при сравнительно незначительном охлаждении конденсируются. Эти свойства паров отличают их от газов, которые также можно считать перегретыми парами соответствующей жидкости;

их можно превратить в жидкость лишь при значительном охлаждении и под большим давлением. Водяной пар широко применяется как теплоноситель, а также как рабочее тело в паросиловых установках.

Пар, находящийся в сосуде в соприкосновении с жидкостью, из которой он образован, при одинаковых с ней тепловых условиях, называется *насыщенным паром*. Если насыщенный пар довести до температуры, превышающей температуру кипения для данного давления, то такой пар будет *перегретым*.

Превращение жидкости в пар может произойти в процессе *испарения* или *кипения*. Испарением называют процесс образования пара с поверхности жидкости, происходящий при любой температуре. При сообщении жидкости тепла ее температура и интенсивность испарения возрастают. При определенной температуре, зависящей от природы жидкости и давления, наступает парообразование по всей ее массе. Этот процесс называют процессом кипения. Получающийся при этом пар имеет давление среды, в которой происходит процесс кипения жидкости.

В процессе испарения фазовый переход от жидкости к пару с молекулярно-кинетической точки зрения представляет собой вылет из жидкой фазы за ее пределы наиболее быстрых молекул, находящихся в интенсивном движении. При кипении тепловое движение становится настолько сильным, что появляется некоторое количество частиц с энергией, достаточной для того, чтобы вылететь из сферы притяжения соседних молекул. Вылетающие молекулы заполняют пространство над жидкостью, образуя насыщенный пар, при этом часть вылетевших молекул может снова попасть в жидкую фазу.

Установлено, что между давлением и температурой насыщенного пара существует строго определенная зависимость. Давление насыщенного пара определяется температурой жидкости, т. е. каждой температуре будет соответствовать вполне определенное давление. Состояние насыщенного пара, взятого отдельно от жидкости, из которой он образовался, непостоянно. При малейшем изменении условий насыщенный пар будет конденсироваться или, наоборот, станет перегретым. Перегретый пар резко отличается от насыщенного и приближается к газам тем больше, чем больше степень перегрева. Перегретый пар получают обычно в специальных пароперегревателях, встроенных в паровой котел. Парообразование в паровом котле следует рассматривать как процесс, происходящий при постоянном давлении.

Водяной пар, получаемый в котле, обычно содержит примесь воды в виде капель или водяной пыли; такой пар, находящийся в смеси с жидкостью, называется *влажным*. Насыщенный пар, свободный от примесей воды, называется *сухим* паром.

Тепло, необходимое для нагревания 1 кг жидкости от 0°C до температуры кипения t_s , называется *теплотой жидкости*

$$q_t = \int_0^t c dt. \quad (II-84)$$

Можно считать, что все подведенное к жидкости тепло q для нагревания ее до точки кипения затрачивается на увеличение внутренней энергии жидкости, т. е. можно принять, что $q = u_s$.

Тепло, затрачиваемое для превращения 1 кг жидкости при температуре $t_s(p = \text{const})$ в сухой насыщенный пар, называется *теплотой парообразования* r . Количество тепла, затрачиваемое на парообразование, называют еще и скрытой теплотой, поскольку температура при этом процессе сообщения тепла остается постоянной (для воды при $t = 100^\circ \text{C}$, $r = 2260 \text{ кдж}$).

В процессе превращения жидкости в пар объем ее увеличивается с v' до v'' ; очевидно, здесь происходит работа расширения, которая при $p = \text{const}$ будет равна $p(v'' - v')$.

Эту часть затрачиваемого тепла принято называть *внешней теплотой парообразования*.

Однако, парообразование сопровождается также затратой энергии на преодоление сил сцепления между молекулами, идущей на приращение внутренней энергии пара. Эту часть тепловой энергии называют *внутренней теплотой парообразования* и обозначают через r .

Таким образом, теплота испарения

$$r = p(v'' - v') + r. \quad (II-85)$$

С увеличением давления теплота испарения уменьшается. Полная теплота испарения (λ_s) может быть получена, если учесть тепловую энергию, затраченную на процесс парообразования жидкости, и энергию, затраченную на нагрев последней от 0° до температуры кипения t_s .

$$\lambda_s = i'' = q + r, \quad (II-86)$$

где i'' — энтальпия (теплосодержание) насыщенного пара.

Это выражение справедливо для сухого насыщенного пара, полностью освобожденного от примесей воды.

Как уже отмечалось, насыщенный пар, получаемый в паровом котле, состоит из сухого пара и частичек воды.

Если степень сухости пара, т. е. количество сухого пара, содержащегося в 1 кг влажного пара, обозначить через x , то степень влажности соответственно обозначится через $1-x$. Тогда полная теплота влажного, насыщенного пара, характеризующегося степенью сухости x , составит

$$\lambda_{sx} = q + xr. \quad (II-87)$$

Рассмотрим процессы преобразования воды в пар в диаграмме $p-v$ (рис. II-14).

Пусть вода, находящаяся под давлением p , имеет начальную температуру 0°C . Состояние воды в этих условиях соответствует точке a ; объем воды — точке V_0 .

Если сообщить воде некоторое количество тепла при постоянном давлении, то это приведет к повышению ее температуры вплоть до точки кипения (точка b); объем воды в точке b будет V' .

Дополнительное нагревание воды приведет к изменению ее агрегатного состояния, т. е. к парообразованию (при $p = \text{const}$ и $t = \text{const}$). Когда вся жидкость будет обращена в пар, объем увеличится до V'' (точка c).

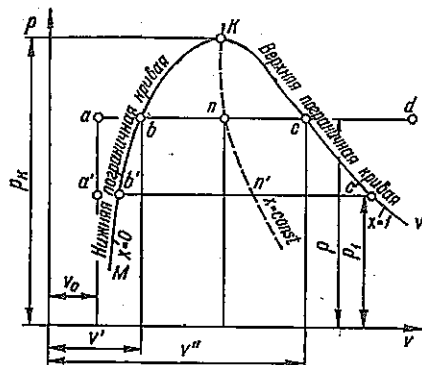


Рис. II-14. Изображение процесса парообразования в p - v -диаграмме.

Изобара bc изображает процесс парообразования воды, линия ab характеризует нагрев жидкости до температуры кипения. Если продолжать нагревать пар, то объем его увеличится, предположим, до точки d . Температура пара при этом будет возрастать, пар станет перегретым. Таким образом, изучая изобару ad по участкам, обнаружим, что ab соответствует воде в жидком состоянии; bc — влажному насыщенному пару, причем в точке c пар будет сухим; cd — перегретому состоянию пара.

Если при рассмотренных ранее условиях, т. е. при $p = \text{const}$, охлаждать пар, то все фазы его изучения произойдут в обратном порядке.

Изображая процесс парообразования при другом давлении, получим соответственно новые точки a' , b' и c' .

Всякая точка, взятая на линии bc , например, точка n , будет соответствовать состоянию смеси пара и воды, т. е. состоянию насыщенного пара со степенью сухости x (так, в точке b' степень сухости $x = 0$, а в точке c' степень сухости $x = 1$). Соединяя точки, лежащие на границах жидкости и смеси ее с паром, а также на границе этой смеси и перегретого пара, получим так называемые пограничные кривые.

Характерно, что по мере увеличения давления расстояния между кривыми уменьшаются и, наконец, они сходятся в точке K , которая называется *критической точкой*. Соответствующие этой точке давление и температура называются также критическими (для водяного пара: $P_k = 225,65 \text{ кг/см}^2$ и $t_k = 374,15^\circ \text{C}$).

В критической точке K разница в свойствах жидкости и пара исчезает. Выше критической точки существование двухфазного состояния вещества невозможно.

Кривая MKN делит диаграмму на такие области: влево от кривой MK (нижняя пограничная кривая) — область воды в жидком состоянии; ниже кривой MKN — область сосуществования или смеси пара и воды (влажный насыщенный пар); справа от кривой KN (верхняя пограничная кривая) — область перегретого пара. Соединив на диаграмме точки n, n_1, n_2 и т. д., лежащие на разных изобарах, но отражающие одну и ту же степень сухости, можем получить *кривую сухости*.

Энтропия водяного пара. Рассмотрим энтропию жидкости s' при температуре кипения.

Пусть для нагрева 1 кг воды на dT сообщается тепло

$$dq = c dT.$$

Принимая теплоемкость $c = 1$, получим

$$dq = dT$$

и, следовательно,

$$ds = \frac{dq}{T} = \frac{dT}{T}.$$

Энтропия воды в ее граничном состоянии

$$s_1 = \int_{T=273}^{T_s} \frac{dT}{T} = \ln \frac{T_s}{T_{273}} = 2,3 \lg \frac{T_s}{T_{273}}, \quad (II-88)$$

например, при $p = 10 \text{ атм}$ и $t_s = 179^\circ \text{C}$ энтропия

$$s' = 2,3 \lg \frac{452}{273} = 2,12 \text{ кдж}.$$

Рассмотрим далее энтропию сухого насыщенного пара s'' . В процессе парообразования изменение энтропии определится как $s'' - s'$. Поскольку температура в этом процессе остается постоянной, теплота испарения

$$r = (s'' - s') T_s,$$

откуда

$$s'' = s' + \frac{r}{T_s}.$$

Принимая во внимание предыдущее выражение для s' , имеем

$$s'' = \ln \frac{T_s}{273} + \frac{r}{T_s} = 2,3 \lg \frac{T_s}{273} + \frac{r}{T_s}. \quad (II-89)$$

Для рассмотренного выше примера (при давлении 10 атм и соответственно $r = 481,8 \text{ ккал/кг}$)

$$s'' = 0,505 + \frac{481,8}{452} = 1,574 \text{ ккал/(кг} \cdot \text{град)} = 6,54 \text{ кдж/(кг} \cdot \text{град)}.$$

Энтропия влажного насыщенного пара s_v может быть определена из выражения

$$(s_v - s') T_s = x r,$$

откуда

$$s'' = s' + \frac{x r}{T_s} = \ln \frac{T_s}{273} + \frac{x r}{T_s} = 2,3 \lg \frac{T_s}{273} + \frac{x r}{T_s}. \quad (\text{II-90})$$

Рассмотрим далее энтропию перегретого пара $s_{\text{пе}}$.

Для бесконечно малого перегрева сообщенное пару тепло

$$dq = c_p dT.$$

Зная, что $ds = \frac{dq}{T}$, можем написать

$$ds = c_p \frac{dT}{T}$$

или в интегральной форме, в заданных пределах,

$$s_{\text{пе}} - s'' = \int_{T_s}^{T_{\text{пе}}} c_p \frac{dT}{T} = c_p \ln \frac{T_{\text{пе}}}{T_s} = 2,3 c_p \lg \frac{T_{\text{пе}}}{T_s}. \quad (\text{II-91})$$

Энтальпия перегретого пара

$$i_{\text{пе}} = i'' + c_p (t_{\text{пе}} - t_s). \quad (\text{II-92})$$

I-s-диаграмма для водяного пара. При термодинамических расчетах изменения состояния водяного пара широко применяется диаграмма $I-s$, которая имеет все основные характеризующие состояние пара величины, отнесенные к координатам I и s .

Диаграмма $I-s$ строится следующим образом. На оси ординат откладывается энтальпия i' жидкости для различных давлений, а на оси абсцисс — энтропия s' жидкости, также применительно к выбранной градации давлений. Пересечения координат, соответствующих одним и тем же давлениям, дадут ряд точек, соответствующих началу парообразования, которые в сумме образуют нижнюю пограничную кривую ($x = 0$). Аналогично строится верхняя пограничная кривая ($x = 1$). В этом случае на оси ординат откладывают значения энтальпии i'' для сухого насыщенного пара, а на оси абсцисс — энтропию s'' для сухого насыщенного пара. Сумма точек пересечения координат дает искомую верхнюю пограничную кривую, характеризующую конец парообразования ($x = 1$).

Диаграмма $I-s$ для водяного пара делится этими кривыми на области: жидкость, насыщенный пар, перегретый пар (рис. II-15).

Изобары в области насыщенного пара изображаются прямыми линиями, являющимися одновременно изотермами. При переходе в область перегретого пара изобары и изотермы разделяются и

представляют собой каждая отдельную кривую. Изобары плавно поднимаются вверх; направление изотерм — слева направо.

Диаграмма $I-s$ позволяет с достаточной для технических расчетов точностью определить теплосодержание (энтальпию) пара и разность теплосодержаний для отдельных состояний пара в виде отрезков (например, разницу энтальпий пара в начале и в конце рабочего процесса и др.).

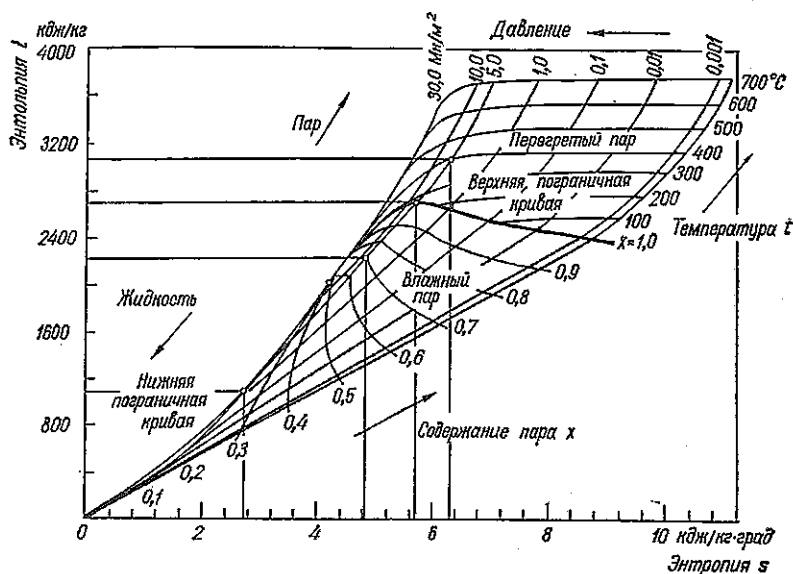


Рис. II-15. Энтальпия водяного пара при различной энтропии ($i-s$ -диаграмма).

Область диаграммы, лежащая выше верхней пограничной кривой, принадлежит перегретому пару; область же, лежащая между верхней и нижней пограничными кривыми, — влажному пару. Зависимость между энтальпией и энтропией для различных давлений приведена на диаграмме.

Большой вклад в изучение свойств водяного пара был сделан советскими учеными В. А. Кириллиным, М. П. Вукаловичем, И. И. Новиковым и др.

§ II-17. ЦИКЛЫ ПАРОСИЛОВОЙ УСТАНОВКИ

Для прохождения цикла паросиловой установки необходимо сообщить воде тепло, получить из нее перегретый пар (этот процесс совершается в паровом котле при постоянном давлении), затем за счет расширения полученного пара в паровом двигателе получить механическую работу и далее отвести тепло к холодному источнику — конденсатору, где отработанный пар охлаждается холодной водой,

превращаясь в конденсат. Круговой процесс замыкается при сжатии конденсата с помощью насоса до давления в котле.

Простейшая схема паросиловой установки представлена на рис. II-16, а изображение теоретического цикла паросиловой установки (цикла Ренкина) в координатах $p-v$ и $T-s$ — на рис. II-17 и II-18.

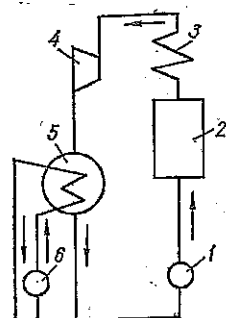


Рис. II-16. Простейшая схема паросиловой установки:

1 — насос; 2 — паровой котел; 3 — пароперегреватель; 4 — паровой двигатель; 5 — конденсатор; 6 — циркуляционный насос.

Точка 1 (рис. II-17) характеризует состояние пара, поступившего в паровой двигатель. Кривая 1—2 изображает адиабатический процесс расширения пара в двигателе (точка 2 показывает состояние отработанного пара на выходе его из машины). От точки 2 до точки 3 совершается процесс конденсации пара; точка 3 показывает состояние конденсата (превращенного в воду отработанного пара) на выходе его из конденсатора. Линия 3—4 характеризует подачу воды в котел с помощью насоса, сжимающего конденсат до требуемого давления. Так как вода практически несжимаема, линия 3—4 представляет собой изохору. Линия 4—5 отражает подогрев поданной в котел воды; точка 5 показывает состояние воды в конце нагревания или начало кипения. По линии 5—6 происходит процесс парообразования в котле; точка 6 соответствует сухому насыщенному пару. Наконец, от точки 6 до точки 1 совершается перегрев пара в пароперегревателе. Далее цикл повторяется.

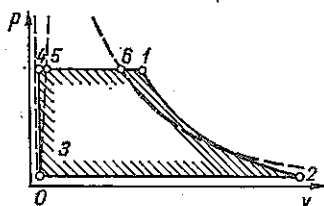


Рис. II-17. Цикл Ренкина в $p-v$ -координатах.

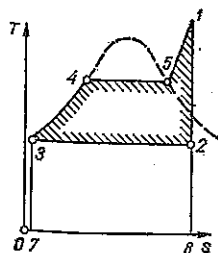


Рис. II-18. Цикл Ренкина в $T-s$ -координатах.

В отличие от цикла Карно, в идеальном цикле Ренкина подвод тепла от источника и отвод тепла происходит не при постоянной температуре, а при постоянном давлении ($p = \text{const}$). Второй особенностью цикла Ренкина является то, что в процессе отвода тепла от теплоносителя его состояние доводится до полной конденсации в жидкость.

Рассмотрим цикл Ренкина в $T-s$ -диаграмме (рис. II-18). Кри-

вая 1—2 изображает процесс адиабатического расширения пара в двигателе; точка 1 — состояние перегретого пара (при давлении p_1). В точке 2 (при давлении p_2) начинается конденсация пара, и прямая 2—3 изображает процесс его конденсации (при $p = \text{const}$ и $t = \text{const}$). От точки 3 до точки 4 совершается подогрев воды в котле до температуры насыщения (при $p = \text{const}$). Процесс парообразования изображается изотермой (изобарой) 4—5. По линии 5—1 совершается перегрев пара.

Количество превращенного в работу тепла измеряется площадью цикла 3—4—5—1—2—3 и выражает разность $q_1 - q_2$, где q_1 — количество подведенного к двигателю тепла, а q_2 — количество тепла, отданного охлаждающей воде в конденсаторе.

Термический к. п. д. цикла определяется следующим отношением:

$$\eta_t = \frac{q_1 - q_2}{q_1} = \frac{\text{площ } 3-4-5-1-2-3}{\text{площ } 7-3-4-5-1-6-7}.$$

Полезная работа пара может быть определена по разности энтальпий пара, поступающего в двигатель i_1 , и отработавшего пара, выходящего в конденсатор i_2 . Указанный тепловой перепад легко найти по $I-s$ -диаграмме.

Тогда к. п. д. цикла может быть написан в следующем виде:

$$\eta_t = \frac{i_1 - i_2}{i_1 - i_{\text{к}}}, \quad (\text{II-93})$$

где $i_{\text{к}}$ — энтальпия конденсата.

Термический к.п.д. цикла Ренкина повышается с увеличением p_1 и T_1 и с уменьшением p_2 .

Наиболее полно степень термодинамического совершенства цикла определяется так называемым относительным термическим к. п. д. ($\eta_{\text{от}}$). Чем ближе будет находиться значение η_t при данных T_1 и T_2 к значению к. п. д. цикла Карно $\eta_{\text{кт}}$, тем выше окажется величина $\eta_{\text{от}}$:

$$\eta_{\text{от}} = \frac{\eta_t}{\eta_{\text{кт}}}.$$

На рис. II-19 приведены тепловые балансы идеального паросилового цикла для средних и высоких начальных параметров пара; здесь же показаны изменения энтальпии и температур на основных этапах технологического потока.

Чем выше температура пара, поступающего из котла в турбину, тем меньше влажность отработанного пара. В этом можно убедиться по $I-s$ -диаграмме. Однако повышение начальной температуры пара лимитируется качеством современных сталей и другими конструктивными факторами. В связи с этим в паросиловых установках высокого давления применяется так называемый *промежуточный перегрев* пара, происходящий обычно в том же котельном

агрегате. Промежуточный перегрев дает возможность заметно улучшить термический к. п. д. парового цикла и повысить срок службы последних ступеней паровых турбин. Влияние промежуточного перегрева пара на уменьшение его конечной влажности можно проследить по $I-s$ -диаграмме (рис. II-20). Согласно диаграмме промежуточный перегрев пара осуществляется при давлении $p_{вп}$ до температуры $t''_{вп}$. Конечная влажность при этом уменьшается от x'_2 до x_2 .

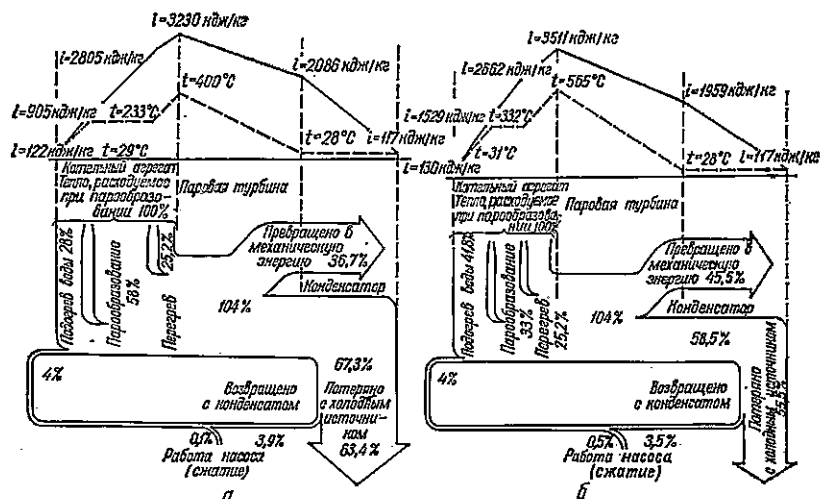


Рис. II-19. Тепловые балансы парового цикла:

а) начальное давление $P_0 = 30 \cdot 10^5$ н/м²; начальная температура $t_0 = 400^\circ$ С; давление в конденсаторе $P_K = 0,04 \cdot 10^5$ н/м²; $\eta_t = 36,7\%$. б) начальное давление $P_0 = 135 \cdot 10^5$ н/м²; начальная температура $t_0 = 565^\circ$ С; давление в конденсаторе $P_K = 0,04 \cdot 10^5$ н/м²; $\eta_t = 45,5\%$.

Экономичность современных паросиловых установок можно повысить путем подогрева питательной воды за счет частично отработавшего пара, отбираемого из турбины. Этот процесс, называемый регенеративным, позволяет снизить потери тепла с отработавшим паром, поскольку теплота парообразования при подогреве воды используется полностью.

Процесс последовательного расширения пара и отвода тепла в регенеративном цикле графически в $T-s$ -диаграмме изображается ступенчатой линией, состоящей из отрезков изотерм и адиабат (рис. II-21, а); число ступеней соответствует числу точек отбора пара из турбины.

В действительном регенеративном цикле отдача тепла происходит не по политропе cd , а по ступенчатой линии $cefgikd$.

Площадь под ступенчатым процессом представляет собой количество тепла, отбираемого от пара.

Примерная схема паросиловой установки со ступенчатым регенеративным подогревом питательной воды представлена на рис. II-21,б.

В теоретическом регенеративном цикле отбор тепла для регенерации должен быть осуществлен от всего потока пара. Практически же регенерация совершается путем последовательного отбора из турбины лишь части пара после совершения им работы расширения в предыдущих ступенях турбины.

Приращение термического к. п. д. цикла от регенерации, в зависимости от числа отборов и температуры регенеративного подогрева $t_{\text{рег}}$, в долях от приращения к. п. д. при идеальной регенерации видно из рис. II-22.

Постоянное стремление к снижению расхода топлива в паросиловых установках выражается в поисках рациональных путей повышения давления и температуры пара.

На многих современных тепловых электростанциях превзойдены критические параметры пара; паровые котлы в этих случаях рассчитаны на выработку пара за критических параметров.

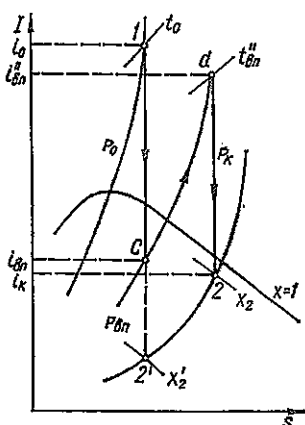


Рис. II-20. Изображение процесса промежуточного перегрева пара.

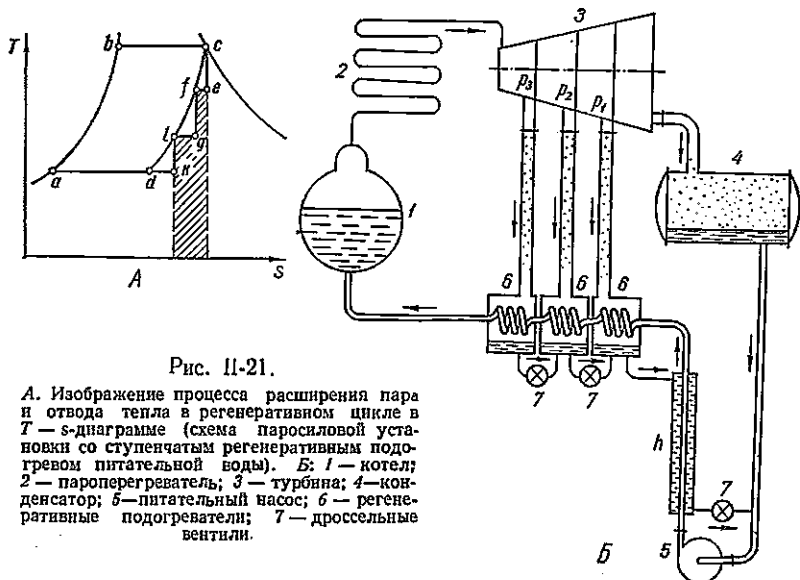


Рис. II-21.

А. Изображение процесса расширения пара и отвода тепла в регенеративном цикле в $T-s$ -диаграмме (схема паросиловой установки со ступенчатым регенеративным подогревом питательной воды). Б: 1 — котел; 2 — пароперегреватель; 3 — турбина; 4 — конденсатор; 5 — питательный насос; 6 — регенеративные подогреватели; 7 — дроссельные вентили.

На рис. II-23 приведена диаграмма состояний пара для закритических условий. При температуре пара выше критической, т. е. 374°C , не может быть ни кипящей воды, ни насыщенного пара.

Наглядное представление о влиянии параметров пара и совершенствования цикла на повышение удельной полезной работы (приходящуюся на 1 кг пара) дает рис. II-24, где показан этот процесс в его динамике в $T-s$ -диаграммах).

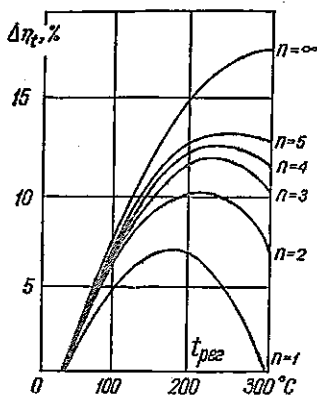


Рис. II-22. Приращение к.п.д. цикла от регенерации в зависимости от числа отборов и температуры регенеративного подогрева.

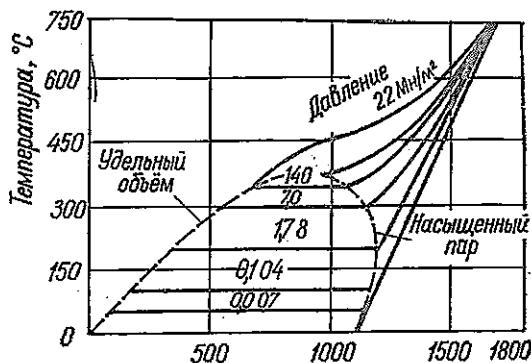


Рис. II-23. Изменение температуры парообразования и энтальпии с повышенным давлением пара.

На рис. II-24, а изображен цикл теплосиловой установки, работающей на низких параметрах пара, характерных для установок, действовавших примерно в первой четверти XX века. В иллюстрируемом примере давление пара равно 14 атм при температуре 260°C . На диаграмме заштрихованная площадь под кривой СА соответствует потреблению энергии котельным агрегатом. Пунктирная линия АВ отражает расширение пара в турбине (при $\eta_{ю} = 0,8$).

Количество тепла, отведенное в конденсаторе, показано площадью, лежащей под линией СВ. Полезная удельная работа цикла (на 1 кг пара) представляет собой разность между верхней и нижней заштрихованными площадями.

Влияние температуры пара на рабочие характеристики цикла паросиловой установки представлено на рис. II-24, б.

На рис. II-24, в давление и температура пара находятся в закритической области ($P = 316 \text{ атм}$, $t = 620^{\circ}\text{C}$). При этом резко снижаются объемные расходы пара на входе в турбину и в конденсатор.

На рис. II-24, г предыдущий цикл при тех же параметрах пара улучшен за счет использования регенеративного подогрева пита-

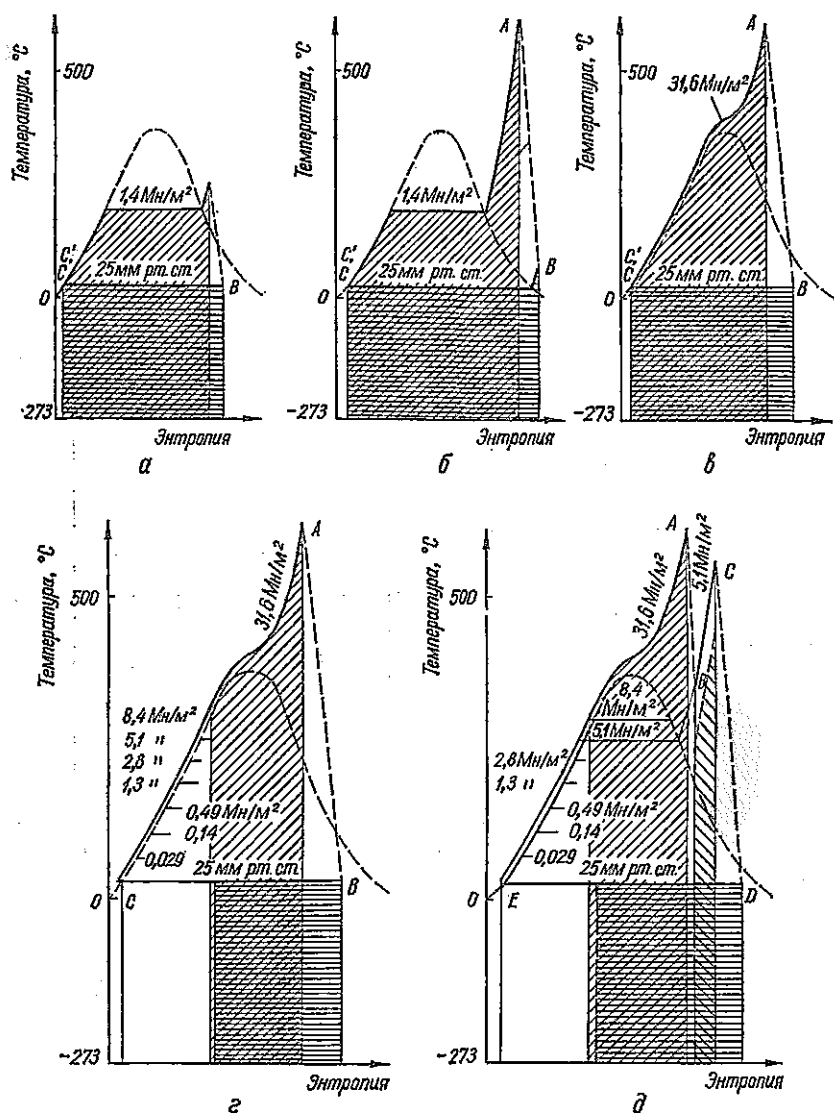


Рис. II-24.

Цикл а: начальные параметры пара $14 \cdot 10^5$ н/м² и 260°C , конечное давление 25 мм рт.ст.; цикл б: начальные параметры пара $14 \cdot 10^5$ н/м² и 620°C , конечное давление 25 мм рт.ст.; цикл в: начальные параметры пара $316 \cdot 10^5$ н/м² и 620°C , конечное давление 25 мм рт.ст.; цикл г: параметры такие же, как и в предыдущем цикле, введен регенеративный подогрев питательной воды; цикл д: параметры такие же, как и в предыдущем цикле, дополнительно введен промежуточный перегрев пара.

тельной воды, что позволило дополнительно снизить расход тепла, затрачиваемого на выработку 1 кг пара, на величину, которая в рассматриваемой диаграмме выражена заштрихованной площадью под кривой *AD*. Тепло, отводимое с 1 кг пара в конденсаторе, представляет собой площадь под линией *CB*, заштрихованная же часть этой площади выражает количество тепла, отводимого в конденсаторе (приходящегося на 1 кг пара, входящего в турбину).

Таблица II-2

Сравнительные тепловые характеристики
циклов паротурбинных станций (рис. II—24)

Характеристики	Циклы				
	<i>a</i>	<i>б</i>	<i>в</i>	<i>г</i>	<i>д</i>
Коэффициент полезного действия станции, %	22,03	25,68	31,60	37,37	38,75
Удельный расход тепла для станции, $\text{кдж}/(\text{кг} \cdot \text{ч})$	16366	14045	11405	9645	9122
Удельный расход пара через турбину, $\text{кг}/(\text{кг} \cdot \text{ч})$	4,88	3,28	2,88	2,82	2,08
Удельный расход пара через конденсатор, $\text{кг}/(\text{кг} \cdot \text{ч})$	4,88	3,28	2,88	2,19	1,83
Удельный объемный расход пара на промежуточный перегрев, $\text{м}^3/(\text{кг} \cdot \text{ч})$	—	—	—	—	0,193
Удельный объемный расход пара через конденсатор, $\text{м}^3/(\text{кг} \cdot \text{ч})$	173,7	155,5	101,1	77,0	70,3
Потери тепла в конденсаторе, $\text{кдж}/(\text{кг} \cdot \text{ч})$	10286	7039	6029	4592	4244
Влажность выхлопного пара, %	13,7	73	14,3	14,3	5,2

На рис. II-24, *д* в анализируемом цикле предусмотрен промежуточный перегрев пара (при $P = 51 \text{ атм}$ и $t = 565^\circ \text{C}$). В диаграмме этого цикла площадь под линией *BC* определяет количество тепла, которое получает 1 кг пара в промежуточном перегревателе пара. Промежуточный перегрев пара улучшает все рабочие характеристики цикла, оправдывая таким образом дополнительные затраты, связанные с организацией такого перегрева (устройство промежуточного перегревателя, трубопроводы и др.).

§ II-18. ОСНОВЫ ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ

Процессы передачи тепла от одного тела к другому широко применяются в технике. Процесс теплопередачи, или теплообмен, — это переход тепловой энергии от одного тела к другому, обусловленный разностью температур между этими телами. Теплообмен может происходить различными способами:

теплопроводностью, когда тепло распространяется внутрь тела. В этом случае молекулы, обладающие большим запасом кинетиче-

ской энергии, переносят часть своей энергии непосредственно соседним молекулам, имеющим меньший запас энергии;

соприкосновением (конвекцией), когда тепло передается при помощи движущейся среды. Конвективный теплообмен связан с течением жидкого или газообразного тела, причем возможно как принудительное (при помощи насосов или вентиляторов), так и свободное течение, обусловленное неодинаковой плотностью нагретой и холодной частями среды. Конвекция всегда сопровождается и теплопроводностью в движущейся среде;

лучеиспусканием (радиацией), когда тепловая энергия нагретого тела превращается в лучистую энергию; часть этой энергии, воспринимаясь другим телом, превращается вновь в тепловую. Передача тепла лучеиспусканием не нуждается в каком-либо теплоносителе; лучистое тепло может передаваться в любой разреженной среде.

В практике теплообмен часто происходит одновременно всеми названными способами, т. е. теплопроводностью, конвекцией и лучеиспусканием.

Теплопроводность. Рассмотрим передачу тепла через плотную стенку толщиной δ ; пусть температура левой поверхности стенки будет t_1 , а температура правой поверхности стенки — t_2 (рис. II-25). Количество тепла, проходящее через стенку, будет пропорционально времени (продолжительности передачи) z , разности температур $t_1 - t_2$, площади стенки F и обратно пропорционально толщине стенки δ (закон Фурье).

Закон Фурье может быть выражен следующим образом:

$$Q = \lambda z F \frac{t_1 - t_2}{\delta}, \quad (\text{II-94})$$

где λ — коэффициент пропорциональности, характеризующий свойства материала данной стенки. Этот коэффициент носит название коэффициента теплопроводности. В общем случае коэффициент теплопроводности зависит от рода вещества, его температуры, давления.

Для количества тепла, передаваемого в единицу времени,

$$Q_h = \frac{Q}{z} = \frac{\lambda F (t_1 - t_2)}{\delta} = \frac{\lambda F}{\delta} \Delta t, \quad (\text{II-95})$$

откуда

$$\lambda = \frac{Q_h \delta}{F \cdot \Delta t}.$$

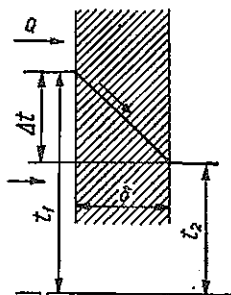


Рис. II-25. Схема передачи тепла через однородную стенку.

Следовательно, коэффициент теплопроводности равен количеству тепла, которое проходит в единицу времени через единицу площади стенки при разности температур в 1°C на единицу длины.

Выражая время в секундах, площадь стенки в м^2 и толщину тела в м , коэффициент теплопроводности в единицах СИ приобретает размерность $\text{дж} \cdot \text{м}/(\text{м}^2 \cdot \text{сек} \cdot \text{град})$, но, поскольку в СИ $\text{дж/сек} \cdot \text{м}$, то единица измерения для λ такая: $\text{вт} \cdot \text{м}/\text{м}^2 \cdot \text{град}$.

Внесистемной единицей измерения для теплопроводности является $\text{ккал} \cdot \text{м}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{град})$ или $\text{ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч} \cdot \text{град})$. Соотношение между приведенными единицами для теплопроводности следующее:

$$1 \frac{\text{ккал}}{(\text{м} \cdot \text{ч} \cdot \text{град})} = \frac{4,1868 \cdot 1000 \text{ дж}}{\text{м} \cdot 3600 \text{ сек} \cdot \text{град}} = 1,163 \text{ вт}/(\text{м} \cdot \text{град}).$$

Эта величина и является переводным коэффициентом для λ от старой размерности к новой в СИ.

В табл. II-3 приводятся ориентировочные значения для коэффициента λ в новой системе единиц для некоторых твердых тел.

Теплопроводность некоторых веществ¹.

Таблица II-3

Наименование веществ	Температура, $^\circ \text{C}$	Коэффициент теплопроводности, $\text{вт}/(\text{м} \cdot \text{град})$	Наименование веществ	Температура, $^\circ \text{C}$	Коэффициент теплопроводности, $\text{вт}/(\text{м} \cdot \text{град})$
Медь	0	395	Кирпич	20	0,23—0,29
Алюминий	0	204	Штукатурка	20	0,78
Сталь	0	45	Асбест	30	0,116
Латунь	0	100	Воздух	100	0,216
Бетон	20	1,28	Углекислый газ	100	0,0225

Отношение $\frac{\delta}{\lambda F}$ означает тепловое сопротивление стенки и обозначается R_λ . Тогда (II-95) примет вид:

$$Q_\lambda = \frac{\lambda F}{\delta} \Delta t = \frac{\Delta t}{R_\lambda},$$

что аналогично закону Ома

$$\Delta t = R_\lambda \times Q_\lambda$$

разность температур (падение напряжения) сопротивление теплопроводности (сопротивление) передаваемое тепло (сила тока)

¹ Для перевода приведенных коэффициентов λ в $\text{ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч} \cdot \text{град})$ их нужно разделить на 1,163.

Если тепло проходит через многослойную стенку (рис. II-26) из различных материалов, то количество тепла, проходящее в 1 час, составит:

$$Q_h = F(t_1 - t_2) \frac{\lambda_1}{\delta_1} = F(t_2 - t_3) \frac{\lambda_2}{\delta_2} = F(t_3 - t_4) \frac{\lambda_3}{\delta_3}.$$

Произведя необходимые преобразования, получим:

$$Q_h = \frac{\Delta t_1}{R_{\lambda_1}} = \frac{\Delta t_2}{R_{\lambda_2}} = \frac{\Delta t_3}{R_{\lambda_3}} \quad (\text{II-96})$$

или

$$\Delta t_1 = Q_h R_{\lambda_1},$$

$$\Delta t_2 = Q_h R_{\lambda_2},$$

$$\Delta t_3 = Q_h R_{\lambda_3},$$

т. е. температурный перепад для каждого слоя пропорционален тепловому сопротивлению. Следовательно, чем больше сопротивление, тем большей должна быть разница температур для передачи тепла Q_h .

На основании предыдущих рассуждений

$$t_1 - t_4 = \Delta t = \Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3,$$

откуда

$$\Delta t = Q_h \cdot (R_{\lambda_1} + R_{\lambda_2} + R_{\lambda_3}) = Q_h \sum R_{\lambda},$$

или

$$Q_h = \frac{\Delta t}{\sum R_{\lambda}} = \frac{\Delta t}{R_{\Sigma}}, \quad (\text{II-97})$$

где

$$R_{\Sigma} = R_{\lambda_1} + R_{\lambda_2} + R_{\lambda_3}.$$

Таким образом, тепловое сопротивление многослойной стенки равно сумме сопротивлений отдельных слоев.

Поскольку в общем случае $\Delta t = Q_h R_{\Sigma}$, следует:

$$\frac{\Delta t_1}{\Delta t} = \frac{R_{\lambda_1}}{R_{\Sigma}}, \quad (\text{II-98})$$

т. е. температурный перепад одного слоя относится к температурному перепаду всей многослойной стенки, так как тепловое сопротивление данного слоя относится к общему тепловому сопротивлению стенки.

При определении характера теплообмена за счет теплопроводности стенки цилиндрической трубы (рис. II-27) следует иметь

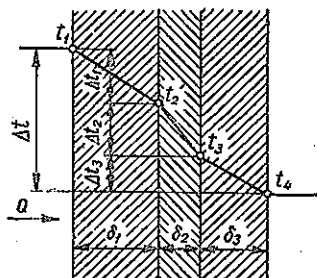


Рис. II-26. Схема передачи тепла через многослойную стенку.

в виду, что площадь стенки F для каждого слоя будет различна:

$$F = (D_{\text{в}} + 2x) \pi L,$$

где $D_{\text{в}}$ — внутренний диаметр трубы;

L — длина трубы;

x — толщина слоя.

Для элементарной толщины слоя dx получим следующее выражение:

$$Q_{\text{н}} = -F\lambda \frac{dt}{dx},$$

или

$$dt = -\frac{Q_{\text{н}}}{F\lambda} dx.$$

Интегрируя это выражение в пределах $x = 0$ и $x = \delta$, получим:

$$t_1 - t_2 = \Delta t = \frac{Q_{\text{н}}}{\lambda \pi L} \int_0^{\delta} \frac{dx}{D_{\text{в}} + 2x} = \frac{Q_{\text{н}}}{2\pi \lambda L} \ln \frac{D_{\text{н}}}{D_{\text{в}}}, \quad (\text{II-99})$$

откуда

$$Q_{\text{н}} = \frac{2\pi \lambda L \Delta t}{\ln \frac{D_{\text{н}}}{D_{\text{в}}}}, \quad (\text{II-100})$$

Рис. II-27. Схема передачи тепла через стенки цилиндрической трубы.

где $D_{\text{н}}$ — наружный диаметр трубы.

Как видим, температурный перепад распределяется по логарифмической кривой. Принимая тепловое сопротивление трубы

$$R_{\lambda_{\text{тр}}} = \frac{\ln \frac{D_{\text{н}}}{D_{\text{в}}}}{2\pi \lambda L},$$

можно записать:

$$Q_{\text{н}} = \frac{\Delta t}{R_{\lambda_{\text{тр}}}}. \quad (\text{II-101})$$

Если труба имеет многослойную стенку, то

$$R_{\lambda_{\text{тр}}} = R_{\lambda'} + R_{\lambda''} + \dots + R_{\lambda^n}$$

и

$$Q_{\text{н}} = \frac{\Delta t}{R_{\lambda_{\text{тр}}}}. \quad (\text{II-102})$$

Тонкостенные трубы могут рассматриваться как плоские стенки.

Теплоотдача и теплопередача. В практике широко распространен такой теплообмен, когда поверхность тела омывается окружающей средой известной температуры.

Графически рассматриваемый случай изображен на рис. II-28. Как видно из графика, $t'_{cp} > t_1 > t_2 > t''_{cp}$.

Согласно закону Ньютона, количество тепла, передаваемое от окружающей среды (жидкость, газ) к стенке или от стенки к среде, всегда пропорционально площади стенки и разности между средней температурой среды и температурой поверхности стенки.

Математически этот закон выражается так:

$$Q_h = \alpha F (t'_{cp} - t_1), \quad (II-103)$$

где α — коэффициент теплоотдачи;

F — площадь стенки, m^2 ;

t'_{cp} — температура окружающей среды;

t_1 — температура поверхности стенки.

Удельный тепловой поток для 1 m^2 площади стенки

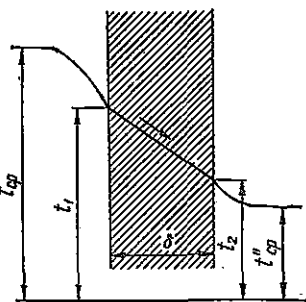


Рис. II-28. Схема теплопередачи через плоскую стенку.

$$q_h = \alpha \Delta t,$$

где

$$\Delta t = t'_{cp} - t_1.$$

Коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha = \frac{Q_h}{F \Delta t}, \quad (II-104)$$

т. е. коэффициент теплоотдачи численно равен количеству теплоты, переданной конвекцией в единицу времени через единицу поверхности при температурном напоре между поверхностью твердого тела и жидкостью (или газом) Δt , равном единице.

Единицей измерения для α в СИ является величина $джл/(m^2 \cdot сек \cdot град)$ или $вт/(m^2 \cdot град)$.

Коэффициент теплоотдачи, характеризующий интенсивность теплообмена, зависит от множества факторов: от природы среды, омывающей стенку, ее давления, температуры; от скорости и характера движения среды; от поверхности, формы и состава тепловоспринимающей (или теплоотдающей) стенки и т. д.

Величина $R_\alpha = 1/\alpha F$ обозначает тепловое сопротивление перехода тепла от среды к стенке. Соответственно величина $1/\alpha$ будет удельным сопротивлением переходу тепла от среды к стенке.

Могут быть написаны следующие уравнения для разности температур:

$$t'_{cp} - t = \frac{Q_h}{\alpha_1 F} = R_{\alpha_1} Q_h,$$

$$t_1 - t_2 = \frac{\delta Q_h}{\lambda F} = R_{\lambda} Q_h,$$

$$t_2 - t''_{cp} = \frac{Q_h}{\alpha_2 F} = R_{\alpha_2} Q_h,$$

откуда

$$\begin{aligned} \Delta t_{cp} &= t'_{cp} - t''_{cp} = Q_h (R_{\alpha_1} + R_{\lambda} + R_{\alpha_2}) = \\ &= \frac{Q_h}{F} \left(\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2} \right). \end{aligned} \quad (II-105)$$

Суммируя отдельные тепловые сопротивления, получим полное тепловое сопротивление:

$$R_{\alpha_1} + R_{\lambda} + R_{\alpha_2} = R,$$

тогда

$$\Delta t_{cp} = Q_h R,$$

или

$$Q_h = \frac{\Delta t_{cp}}{R} = \Delta t_{cp} F K, \quad (II-106)$$

где K — коэффициент теплопередачи.

Коэффициент теплопередачи характеризует интенсивность передачи тепла от одной жидкости (среды) к другой через разделяющую их стенку и численно равен количеству тепла, передаваемого при этом через единицу поверхности стенки в единицу времени при разности температур между жидкостями в один градус.

Теплопередача включает в себя теплоотдачу от более горячей среды к стенке, теплопроводность в стенке, теплоотдачу от стенки к более холодной подвижной среде. Формулой (II-106) широко пользуются при расчете процессов теплопередачи.

На основании предыдущего

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2}} \text{ [вт/(м}^2 \cdot \text{град)]}. \quad (II-107)$$

Величина, обратная коэффициенту K , $\frac{1}{K} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2}$ называется полным тепловым сопротивлением теплопередаче.

Таким образом, при конвективной передаче тепла через стенку от одной жидкости к другой тепловое сопротивление будет равно сумме теплового сопротивления при передаче тепла от греющей жидкости (среды) к стенке, теплового сопротивления данной стенки и теплового сопротивления при передаче тепла от стенки к нагреваемой жидкости.

Для плоской многослойной стенки

$$R_n = \frac{1}{FK} = \left(\frac{1}{\alpha_B} + \frac{1}{\alpha_H} + \sum_{i=1}^{i=n} \frac{\delta_i}{\lambda_i} \right) \frac{1}{F} \quad (\text{II-108})$$

и

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_B} + \frac{1}{\alpha_H} + \sum \frac{\delta}{\lambda}}, \quad (\text{II-109})$$

где α_B и α_H — коэффициенты теплоотдачи соответственно для внутренней и наружной поверхности стенки.

Проанализируем процесс теплопередачи через плоскую стенку графически. Для этого рассмотрим температурное поле, характерное для случая, показанного на рис.

II-29.

Из предыдущего известно, что

$$\frac{t_1 - t_2}{\delta} = \frac{Q_h}{\lambda F} = \text{tg } \beta$$

и

$$\frac{t'_{cp} - t''_{cp}}{\frac{\lambda}{\alpha_1} + \delta + \frac{\lambda}{\alpha_2}} = \frac{Q_h}{\lambda F} = \text{tg } \beta.$$

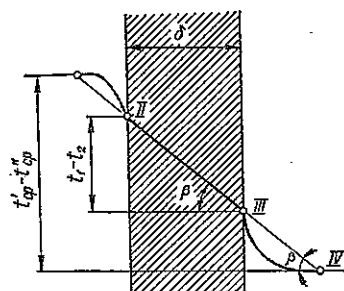


Рис. II-29. Схема распределения температур при теплопередаче.

Это означает, что точки I, II, III, IV должны лежать на прямой.

Зная температуры t'_{cp} и t''_{cp} , а также коэффициенты α_1 , α_2 и λ , можно определить температуры поверхности стенок.

Соединяя точки I и IV, находим искомые точки II и III. Точка I называется *направляющей точки*.

Расстояние от поверхности стенки до точки I представляет собой толщину так называемого переходного слоя, создающего термические сопротивления, $\frac{\lambda}{\alpha_1}$, а до точки IV — $\frac{\lambda}{\alpha_2}$.

Теплопередача зависит не только от природы среды, омывающей стенку, но и от характера движения этой среды. Если среда (жидкость) движется, следуя очертаниям омываемой стенки или канала, и образует параллельные струи, то такой поток жидкости называется *ламинарным*. Теплоотдача от жидкости к стенке при ламинарном потоке происходит преимущественно путем теплопроводности в направлении, перпендикулярном движению жидкости.

Если скорость движения потока жидкости увеличивается и частицы последней непрерывно вихреобразно перемещаются, нарушая установившееся параллельное течение струй, т. е. когда скорость жидкости нерегулярна по величине и направлению, то такой поток жидкости называется *турбулентным*.

При турбулентном потоке жидкости теплообмен происходит более интенсивно. В этом случае переход тепла от жидкости к стенкам совершается главным образом конвективным путем и лишь в небольшой мере путем теплопроводности (имея в виду тонкий пограничный слой у поверхности стенки, где сохраняется ламинарное движение; этот слой, так называемый ламинарный подслой, имеет большое термическое сопротивление, определяемое коэффициентом теплопроводности).

С повышением скорости движущейся среды интенсивность теплообмена будет усиливаться.

Характер движения жидкости в трубе определяется критерием Рейнольдса.

$$Re = \frac{\bar{w} \gamma d}{\mu g}, \quad (II-110)$$

где $\bar{w}$ — средняя скорость жидкости, $м/сек$;

γ — плотность жидкости, $кг/м^3$;

d — диаметр трубы, в которой протекает жидкость, $м$;

μ — динамическая вязкость, $кг \cdot сек/м^2$;

g — ускорение силы тяжести ($9,81 м/сек^2$).

Как видно из сопоставления размерностей величин, вошедших в выражение (II-110), критерий Рейнольдса — величина безразмерная.

Если применить коэффициент кинематической вязкости

$$\nu = \frac{\mu g}{\gamma}, \text{ тогда } Re = \frac{\bar{w} d}{\nu}.$$

Число Рейнольдса $Re = 2320$ называют обычно критическим. При ламинарном потоке жидкости в трубе $Re < 2320$; при числе $Re > 2320$ поток оказывается турбулентным, наиболее распространенным в теплотехнической практике.

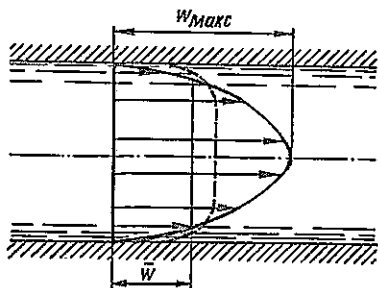


Рис. II-30. Схема распределения скорости при ламинарном потоке.

Распределение скорости при стабилизированном ламинарном потоке жидкости в трубе схематически показано на рис. II-30. Скорости движения частиц жидкости располагаются по параболе, причем максимальная величина скорости (по оси трубы) $W_{\max}$ в два раза больше средней скорости потока W ; у стенки же скорость движения равна нулю. Подобное распределение установившихся скоростей обуславливается наличием сил внутреннего трения (вязкости) между частицами жидкости.

Подобное распределение установившихся скоростей обуславливается наличием сил внутреннего трения (вязкости) между частицами жидкости.

При турбулентном потоке частицы жидкости перемещаются не только по оси, но и в радиальном направлении, в результате скорости осевого перемещения частиц выравниваются. Из-за непрерывного перемешивания жидкости в ней нельзя выделить отдельные струи, и такое движение жидкости лишь условно можно назвать стационарным, рассматривая в каждой точке не мгновенные, а усредненные за некоторый промежуток времени значения скорости.

Коэффициент теплоотдачи α зависит от многих факторов, поэтому даже при одинаковых условиях процесс теплоотдачи α колеблется в широких пределах.

Ниже приводятся некоторые значения этого коэффициента;

при естественной конвекции газов	—	6 ÷ 40	вт/(м ² ·град)
при вынужденной конвекции газов по трубам			
или между ними	—	12 ÷ 120	»
для воды при естественной конвекции	—	110 ÷ 1100	»
для воды при движении по трубам	—	500 ÷ 11000	»
для кипящей воды	—	2200 ÷ 11000	»
для конденсирующего водяного пара	—	4500 ÷ 22000	»

С возрастанием вязкости, способствующей увеличению толщины пограничного слоя, коэффициент α уменьшается.

Схема работы теплообменных аппаратов. Аппарат, в котором происходит передача тепла от одного теплоносителя к другому, называется **теплообменным аппаратом**, или **теплообменником**.

В теплообменнике движутся имеющие различные температуры две среды, разделенные стенкой; при этом более холодная среда нагревается, а более горячая — охлаждается. В качестве теплоносителя применяются пары, газы и капельные жидкости.

Рассмотрим методику расчета теплообменных аппаратов непрерывного действия. При расчете теплообменников встречаются такие задачи:

1. Определение поверхности нагрева теплообменника F , обеспечивающей передачу заданного количества тепла от горячего теплоносителя к холодному.

2. Определение количества тепла Q , которое может быть передано от горячей жидкости к холодной при известной поверхности нагрева F .

3. Определение конечных температур обеих сред, участвующих в теплообмене при известных значениях F и Q .

Основными расчетными уравнениями при решении указанных задач являются уравнение теплового баланса

$$G_{I\Gamma I} (t'_{I\Gamma I} - t''_{I\Gamma I}) = G_{II\Gamma II} (t'_{II\Gamma II} - t''_{II\Gamma II}) \quad (II-111)$$

тепло, отданное греющей средой в единицу времени
и уравнение теплопередачи

тепло, воспринятое нагреваемой средой в единицу времени

$$Q_h = KF\Delta t.$$

В (II-111) G_I и G_{II} , c_I и c_{II} соответственно количества жидкости и их теплоемкости, участвующие в теплообмене.

При противотоке (рис. II-31, а) греющая и нагреваемая жидкости движутся в теплообменнике в противоположных направлениях; при прямотоке (рис. II-31, б) — в одном направлении.

При движении жидкостей в противоположных направлениях (противоток) можно достигнуть того, что нагреваемая жидкость на выходе из теплообменника будет иметь более высокую температуру, чем греющая жидкость на выходе в противоположном конце теплообменника.

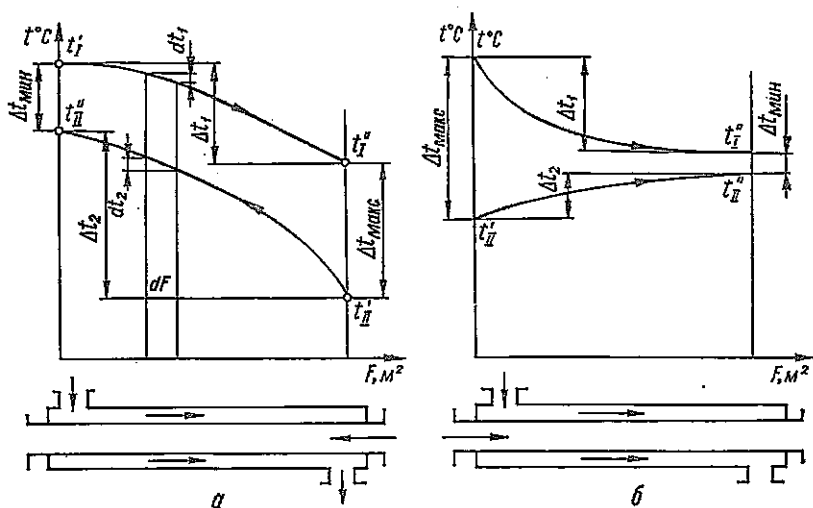


Рис. II-31. Схема простейшего теплообменника:
а — противоток; б — прямоток.

Примем в (II-111), что $G_I c_I = W_I$ и $G_{II} c_{II} = W_{II}$ и далее, как принято на рис. II-31, $t'_I - t''_I = \Delta t_I$ и $t''_{II} - t'_I = \Delta t_{II}$, тогда

$$W_I \Delta t_I = W_{II} \Delta t_{II} = Q_h \quad (\text{II-112})$$

или

$$\frac{W_I}{W_{II}} = \frac{\Delta t_{II}}{\Delta t_I}, \quad (\text{II-113})$$

т. е. отношение произведений веса участвующих в теплообмене жидкостей на их теплоемкости обратно пропорционально температурным перепадам этих жидкостей.

В рассмотренных выше условиях теплообмена последний происходит на всем протяжении при переменных температурах. Таким образом, для решения уравнения для теплопередачи ($Q_h = KF \Delta t_{cp}$) требуется определение Δt_{cp} .

Обозначим элементарную площадь нагрева dF , тогда уравнение для теплоотдачи

$$dQ_h = K dF \Delta t, \quad (\text{II-114})$$

где Δt — разность температур между обеими движущимися средами для данного элемента площади.

На основании уравнения (II-112) можно написать

$$\dot{W}_I dt_I = \dot{W}_{II} dt_{II} = dQ_h,$$

откуда

$$dt_I = \frac{dQ_h}{\dot{W}_I} \text{ и } dt_{II} = \frac{dQ_h}{\dot{W}_{II}}.$$

Сделаем вычитание и принимая во внимание (II-114), запишем

$$d(t_{II} - t_I) = d\Delta t = K dF \Delta t \left(\frac{1}{\dot{W}_{II}} - \frac{1}{\dot{W}_I} \right);$$

$$\frac{d\Delta t}{\Delta t} = K dF \left(\frac{1}{\dot{W}_{II}} - \frac{1}{\dot{W}_I} \right).$$

Интегрируя эти выражения в пределах $\Delta t_{\text{мин}}$ и $\Delta t_{\text{макс}}$ получим

$$\ln \frac{\Delta t_{\text{макс}}}{\Delta t_{\text{мин}}} = KF \left(\frac{1}{\dot{W}_{II}} - \frac{1}{\dot{W}_I} \right).$$

На основании предыдущего

$$\begin{aligned} \frac{1}{\dot{W}_{II}} - \frac{1}{\dot{W}_I} &= \frac{\Delta t_{II} - \Delta t_I}{Q_h} = \\ &= \frac{t'_{II} - t''_{II} - t'_I + t''_I}{Q_h} = \frac{\Delta t_{\text{макс}} - \Delta t_{\text{мин}}}{Q_h}, \end{aligned}$$

откуда

$$\ln \frac{\Delta t_{\text{макс}}}{\Delta t_{\text{мин}}} = \frac{KF}{Q_h} (\Delta t_{\text{макс}} - \Delta t_{\text{мин}})$$

или

$$Q_h = KF \frac{\Delta t_{\text{макс}} - \Delta t_{\text{мин}}}{\ln \frac{\Delta t_{\text{макс}}}{\Delta t_{\text{мин}}}}. \quad (\text{II-115})$$

Итак,

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{\Delta t_{\text{макс}} - \Delta t_{\text{мин}}}{\ln \frac{\Delta t_{\text{макс}}}{\Delta t_{\text{мин}}}}. \quad (\text{II-116})$$

Следовательно, величина $\Delta t_{\text{ср}}$ определяется как средняя логарифмическая разность температур. Для упрощения расчетов можно принять, что

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{1 - \frac{\Delta t_{\text{мин}}}{\Delta t_{\text{макс}}}}{\ln \frac{\Delta t_{\text{мин}}}{\Delta t_{\text{макс}}}} \Delta t_{\text{макс}} = n \Delta t_{\text{макс}} \quad (\text{II-117})$$

Значение коэффициента n для различных соотношений $\frac{\Delta t_{\text{мин}}}{\Delta t_{\text{макс}}}$ дано в табл. II-4.

Таблица II-4

Значение коэффициента n для различных соотношений $\frac{\Delta t_{\text{мин}}}{\Delta t_{\text{макс}}}$

$\frac{\Delta t_{\text{мин}}}{\Delta t_{\text{макс}}}$	n	$\frac{\Delta t_{\text{мин}}}{\Delta t_{\text{макс}}}$	n	$\frac{\Delta t_{\text{мин}}}{\Delta t_{\text{макс}}}$	n
0,01	0,22	0,07	0,35	0,50	0,72
0,02	0,25	0,10	0,39	0,60	0,79
0,03	0,28	0,20	0,50	0,70	0,84
0,04	0,30	0,30	0,58	0,80	0,90
0,05	0,32	0,40	0,66	0,90	0,95

Для приближенных расчетов среднюю разность температур можно определить по среднеарифметическим температурам из уравнения

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{t'_I + t''_I}{2} - \frac{t'_II + t''_II}{2} \quad (\text{II-118})$$

Лучистый теплообмен. Природа лучистой теплоты и света одинакова. Для лучистого теплообмена не требуется непосредственно соприкосновение греющего и нагреваемого тел или промежуточная материальная среда.

Тепло и свет распространяются в пространстве с одинаковой скоростью (об этом свидетельствует тот факт, что при солнечном затмении свет и тепловая энергия, испускаемые солнцем, исчезают одновременно).

Носителями лучистой энергии являются электромагнитные волны различной длины. Лучи, имеющие длину волны от 0,4 до 0,8 мкм относятся к световому излучению; 0,8 мкм и более — к тепловому (инфракрасному). К световой области примыкает коротковолновое ультрафиолетовое излучение.

Законы, установленные для световых лучей, распространяются на волны любой длины. Каждое тело, независимо от его состояния (твердое, жидкое, газообразное), способно не только излучать лучистую энергию, но и поглощать ее. Если какое-нибудь тело излучает и одновременно поглощает одинаковое количество энергии, то температура его останется постоянной, т. е. тело находится в состоянии лучистого равновесия.

При попадании лучистой энергии E на какое-нибудь тело часть ее E_A поглощается телом, переходя в тепловую, другая часть E_R — отражается и, наконец, третья часть E_D проходит сквозь тело.

Соответственно $A = \frac{E_A}{E}$ называется коэффициентом поглощения;

$R = \frac{E_R}{E}$ — коэффициентом отражения и $D = \frac{E_D}{E}$ — коэффициентом проницаемости.

Следовательно, можно сделать вывод, что

$$A + R + D = 1.$$

Тело называется *черным*, если попадающие на него лучи полностью поглощаются ($A = 1$); *белым* (зеркальным), если все лучи отражаются от него ($R = 1$); *прозрачным* (или диатермичным), если все лучи, падающие на него, проходят, не поглощаясь и не отражаясь ($D = 1$).

Примером черного тела может быть пустое пространство какого-нибудь закрытого сосуда с небольшим отверстием (рис. 11-32). Луч, попадающий через отверстие внутрь сосуда, будет так часто отражаться от стенок сосуда, что, прежде чем он вернется в отверстие, он будет полностью поглощен. Абсолютно черных тел практически не существует. В технике преимущественно встречаются с «серыми» телами.

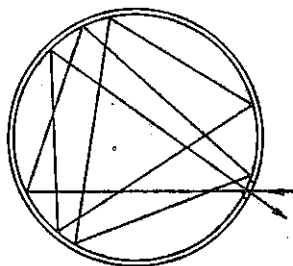


Рис. 11-32. Схема абсолютно черного тела.

Согласно закону Кирхгофа излучение всякого реального тела так относится к излучению абсолютно черного тела, как их коэффициенты поглощения, т. е.

$$\frac{E}{\epsilon_q} = \frac{A}{A_q} = \epsilon,$$

где ϵ — коэффициент черноты.

Теплоизлучающая способность тела будет тем больше, чем больше его коэффициент поглощения. Если $A_q = 1$, то $\epsilon = A$, т. е. коэффициент черноты тела равен его коэффициенту поглощения.

Из закона Кирхгофа следует, что наибольшее количество энергии при данной температуре излучается абсолютно черным телом. Энергия излучения абсолютно черного тела распределяется по длинам волн, имеющим диапазон от $\lambda = 0$ до $\lambda = \infty$. Общее количество энергии, испускаемое телом с единицы его поверхности, определяется температурой тела.

Согласно закону *Планка* зависимость интенсивности излучения I_λ от длины волны выражается формулой

$$I_\lambda = c_1 \frac{\lambda^{-5}}{e^{\frac{c_2}{\lambda T}} - 1}, \quad (\text{II-119})$$

где λ — длина волны, м;
 T — абсолютная температура, ° К;
 c_1 — постоянная, равная $0,374 \cdot 10^{-16}$ Вт · м²;
 c_2 — постоянная, равная 0,0144 м/град;
 e — основание натуральных логарифмов.

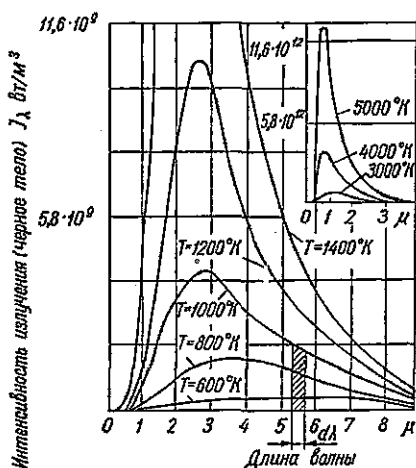


Рис. II-33. Диаграмма интенсивности абсолютно черного тела.

На рис. II-33 приведены кривые, изображающие зависимость интенсивности излучения абсолютно черного тела от длины волны для различных температур. Интенсивность излучения резко падает при волнах малой и большой длины и достигает максимума при определенных промежуточных длинах волн в зависимости от температуры.

Согласно закону *Вина* (закон смещения), максимум излучения с ростом температуры смещается в область более коротких волн. Благодаря смещению максимума излучения в застекленных оранжереях и теплицах, например, зимой сохраняется повышенная температура; окон-

ное стекло хорошо пропускает солнечные лучи, основная энергия которых приходится на область видимого спектра, и не пропускает инфракрасного излучения земли, максимум которого находится в длинноволновой области.

Полная энергия излучения абсолютно черного тела будет представлять собой площадь под кривой I_λ (рис. II-33):

$$E_q = \int_0^\infty I_\lambda d\lambda = \int_0^\infty c_1 \frac{\lambda^{-5} d\lambda}{e^{\frac{c_2}{\lambda T}} - 1}. \quad (\text{II-120})$$

Произведя интегрирование, получим

$$E_q = \sigma_r T^4 [\text{Вт/м}^2], \quad (\text{II-121})$$

где σ_q — постоянная величина для излучения абсолютно черного тела

$$\sigma_q = 5,69 \text{ вт/м}^2 \text{ } ^\circ\text{К}^4.$$

Таким образом, излучательная способность тела возрастает пропорционально четвертой степени абсолютной температуры. Выражение для E_q можно записать следующим образом (закон Стефана-Больцмана):

$$E_q = C_q \left(\frac{T}{100} \right)^4 [\text{вт/м}^2]; \quad (\text{II-122})$$

$$E = \epsilon E_q = \epsilon C_q \left(\frac{T}{100} \right)^4 = C \left(\frac{T}{100} \right)^4, \quad (\text{II-123})$$

где $C = \epsilon C_q$ — коэффициент излучения серого тела.

Ниже приводятся значения коэффициента черноты ϵ для поверхностей некоторых тел:

Полированные металлы	0,02—0,5	Фарфор	0,95
Чистое железо (полированное)	0,13	Строительный кирпич	0,93
Луженое железо	0,61	Толь кровельный	0,95
Сталь, чугун (окисленный)	0,8	Лед	0,98
Шамот	0,8		

В случае теплообмена излучением между двумя телами количество передаваемой энергии зависит от разности между энергией, излучаемой одним телом, и энергией, которая поглощается этим телом; при этом источником поглощаемой энергии является излучение другого тела. Более нагретое тело теряет энергию, а менее нагретое приобретает ее¹.

Количество переданной энергии определяется следующим образом:

$$q_n = C \left[\left(\frac{T_1}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_2}{100} \right)^4 \right], \quad (\text{II-124})$$

где C — приведенный коэффициент излучения системы тел.

$$C = \frac{1}{\frac{1}{c_1} + \frac{1}{c_2} + \frac{1}{c_q}}, \quad (\text{II-125})$$

c_1 и c_2 — коэффициенты излучения соответственно одного и другого тела;

T_1 и T_2 — абсолютные температуры тел.

¹ Утверждение, что более нагретое тело только теряет энергию, точно так же как менее нагретое тело только приобретает ее, не совсем точное. В действительности происходит взаимный процесс. Менее нагретое тело также обладает способностью излучать кванты определенной частоты, которые поглощаются более нагретым телом.

Допустим, что одна из участвующих в лучистом теплообмене пластин является абсолютно черным телом, т. е. $c_1 = c_2$; тогда приведенный коэффициент C , как в этом легко убедиться из (II-125), будет равен коэффициенту излучения другой пластины C_2 .

Анализ (II-124) показывает, что для интенсификации процесса лучистого теплообмена необходимо стремиться к увеличению температуры излучающего тела и повышению коэффициента черноты тел, участвующих в теплообмене. Когда же необходимо уменьшить интенсивность теплообмена, создать защиту от излучения, применяют экран (обычно тонкая пластинка или труба), устанавливаемый между взаимодействующими телами.

Пример 4. Кирпичная стена с поверхностью 100 м^2 и толщиной $0,5 \text{ м}$ является ограждением жилого дома. Температуру поверхности, обращенной внутрь здания, примем $t_{\text{вн}} = 20^\circ \text{ С}$, а температуру наружной поверхности (в зимних условиях) — $t_{\text{н}} = -10^\circ \text{ С}$.

Найти удельный и общий поток тепла.

Определяем температурный напор:

$$\Delta t = 20 - (-10) = 30^\circ \text{ С}.$$

Принимая коэффициент теплопроводности кирпичной стены $0,25 \text{ вт (м} \times \text{град)}$, находим устанавливаемый при заданных условиях поток тепла:

$$\frac{0,25 \cdot 30}{0,5} = 15 \text{ вт/м}^2.$$

Для всей поверхности стены тепловой поток составит:

$$15 \cdot 100 = 1500 \text{ вт} = 1,5 \text{ кВт}.$$

Пример 5. Определить тепловую производительность и поверхность нагрева трубчатого воздухоподогревателя с противоточной схемой; воздух обогревается дымовыми газами. Расход воздуха и дымовых газов соответственно равны 640 и 540 кг/ч . Температура воздуха при входе в трубы подогревателя $t_{\text{II}}' = 20^\circ \text{ С}$ и при выходе из них $t_{\text{II}}'' = 200^\circ \text{ С}$. Начальная температура дымовых газов $t_{\text{I}}' = 400^\circ \text{ С}$. Коэффициент теплопередачи $K = 8,6 \text{ вт/(м}^2 \text{ град)}$.

Из уравнения теплового баланса теплообменника (II-114) определяем конечную температуру дымовых газов t_{I}'' (теплоемкости газов и воздуха принимаем одинаковыми, равными 1 кдж (кг град)).

$$G_{\text{I}}(r) c_{\text{I}}(r)(t_{\text{I}}' - t_{\text{I}}'') = G_{\text{II}}(v) c_{\text{II}}(v)(t_{\text{II}}' - t_{\text{II}}'').$$

Подставляем заданные величины:

$$540(400 - t_{\text{I}}'') = 600(200 - 20),$$

откуда

$$400 - t_{\text{I}}'' = \frac{600 \cdot 180}{540} = 200^\circ \text{ С и } t_{\text{I}}'' = 200^\circ \text{ С}.$$

Из формулы (II-106) $F = \frac{Q_h}{K \Delta t_{\text{cp}}}$; Δt_{cp} находим из уравнения

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{t_{\text{I}}' + t_{\text{I}}''}{2} - \frac{t_{\text{II}}' + t_{\text{II}}''}{2} = 190^\circ \text{ С}.$$

Количество тепла, передаваемого газом (и воспринимаемого воздухом) в час, находим так:

$$Q_h = G_1 c_1 (t'_I - t''_{II}) = 108\,000 \text{ кдж или } \frac{108\,000}{3,6} = 30\,000 \text{ вт,}$$

$$F = \frac{30\,000}{8,6 \cdot 190} = 18,3 \text{ м}^2.$$

Пример 6. Найти плотность теплового потока, излучаемого абсолютно черным телом, при температуре этого тела $t = 1000^\circ \text{C}$, 0°C , -20°C .

Для вычисления требуемых величин пользуемся уравнением (II-122) для $t = 1000^\circ \text{C}$:

$$E_{\text{ч}} = C_{\text{ч}} \left(\frac{T}{100} \right)^4 = 5,69 \left(\frac{1000 + 273}{100} \right)^4 = 146\,500 \text{ вт/м}^2;$$

для $t = 0^\circ \text{C}$:

$$E_{\text{ч}} = 5,69 \left(\frac{273}{100} \right)^4 = 315 \text{ вт/м}^2;$$

для $t = -20^\circ \text{C}$:

$$E_{\text{ч}} = 5,69 \left(\frac{253}{100} \right)^4 = 233 \text{ вт/м}^2.$$

ЛИТЕРАТУРА

1. М. П. Вукалович, И. И. Новиков. Техническая термодинамика. М., Госэнергоиздат, 1962.
2. С. Н. Шорин. Теплопередача. М., Госстройиздат, 1952.

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

§ III-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Роль котельных агрегатов в современной энергетике

Водяной пар применяется как рабочее тело на электрических станциях и как теплоноситель для технологических (выпаривание, сушка, нагрев и т. п.) и отопительных целей. Пар из воды получают в котельных агрегатах — парогенераторах, паровых котлах.

В современной крупной энергетике Советского Союза и большинства зарубежных стран доминирующее положение занимают мощные тепловые электростанции. Им принадлежит главная роль и в будущем. Так, на наших тепловых электростанциях будет производиться 80% общей выработки электрической энергии в СССР, несмотря на то, что планируется ввод в эксплуатацию грандиозных, крупнейших в мире гидроэлектростанций.

Ведущее место в теплоэнергетике принадлежит паросиловым установкам. Основным типом мощной тепловой электростанции является станция, работающая по паровому циклу и оборудованная котельными и турбинными агрегатами. Назначение котельных агрегатов заключается в надежном и экономичном производстве определенного количества пара заданных параметров.

Котлоагрегаты, как и турбоагрегаты и электрогенераторы, должны работать непрерывно в течение нескольких тысяч часов. В связи с переходом к сооружению мощных тепловых электростанций, оборудованных блоками котел—турбина—электрогенератор, к современным котлоагрегатам предъявляются особо высокие требования в отношении надежности. Крупные электростанции потребляют огромное количество топлива. Это обуславливает важность высокой экономичности их основных агрегатов, в том числе — котельных агрегатов.

Современный мощный котельный агрегат (парогенератор) представляет собой крупное инженерное сооружение, сложный комплекс технических устройств и механизмов, работа которых для обеспечения надежности и экономичности работы агрегата должна быть четкой и строго согласованной.

Размеры, сложность и разнообразие оборудования, габариты здания, стоимость и сложность эксплуатации определяют важное место котельных установок на мощных электростанциях. Поэтому

прогресс крупной энергетики самым тесным образом связан с развитием энергетического парогенераторостроения.

Котельные установки меньших размеров распространены в различных отраслях промышленности — на теплоэлектростанциях, предназначенных для комбинированной выработки тепла и электрической энергии, как установки, вырабатывающие пар или горячую воду для производственных нужд и отопления.

Проектирование, сооружение и эксплуатация мощных энергетических котлоагрегатов являются сложными задачами. Эти задачи успешно решаются работниками наших котлостроительных заводов, тепловых электростанций и научно-исследовательских организаций. Широко применяются котлоагрегаты с давлением $100\text{--}140 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ и температурой пара $540\text{--}570^\circ \text{С}$, а также агрегаты с еще более высокими — критическими параметрами (до $265 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$).

Сооружены котлотурбинные блоки, оборудованные котлоагрегатами с единичной производительностью 950, 1600 и 2500 *т* пара в час. Ведутся исследовательские и проектные работы по дальнейшему повышению параметров пара и единичной производительности котельных агрегатов.

Котельный агрегат, его схема и элементы

Котельный агрегат (рис. III-1) состоит из собственно парового котла 7, 9, 10, пароперегревателя 12, водяного экономайзера 14, воздухоподогревателя 15, топочного устройства 2, обмуровки 16, каркаса 5, арматуры, гарнитуры и соединительных коммуникаций (труб и каналов).

Паровой котел (как элемент котлоагрегата) предназначен для превращения поступающей в него воды в насыщенный пар заданного давления. Котел состоит из разреженного пучка труб фес-тона 10, системы экранных труб 9 и барабана 7.

Размещенные у стен топки экранные трубы 9 расположены вертикально. Из барабана 7 по опускным трубам 4 к нижним коллекторам экранных труб 1 подводится вода. Топочные экраны воспринимают большое количество тепла от заполняющих топочное пространство 2, интенсивно излучающих раскаленных продуктов сгорания топлива. Поэтому часть воды в экранных трубах превращается в пар. Пароводяная смесь движется снизу вверх и отводится в барабан котла 7. Здесь пар отделяется от воды и поступает в паровое пространство 8, а вода из водяного пространства 6 поступает в опускные трубы 4.

Так, вследствие разности плотностей пароводяной смеси (в экранных трубах) и воды (в опускных трубах), происходит непрерывное движение воды по замкнутому пути, называемое *естественной циркуляцией воды*.

В экранах образуется основное количество пара, производимого котлом. Экраны служат также для предохранения стен топки от воздействия топочных газов, имеющих высокую температуру, и для предотвращения шлакования топки.

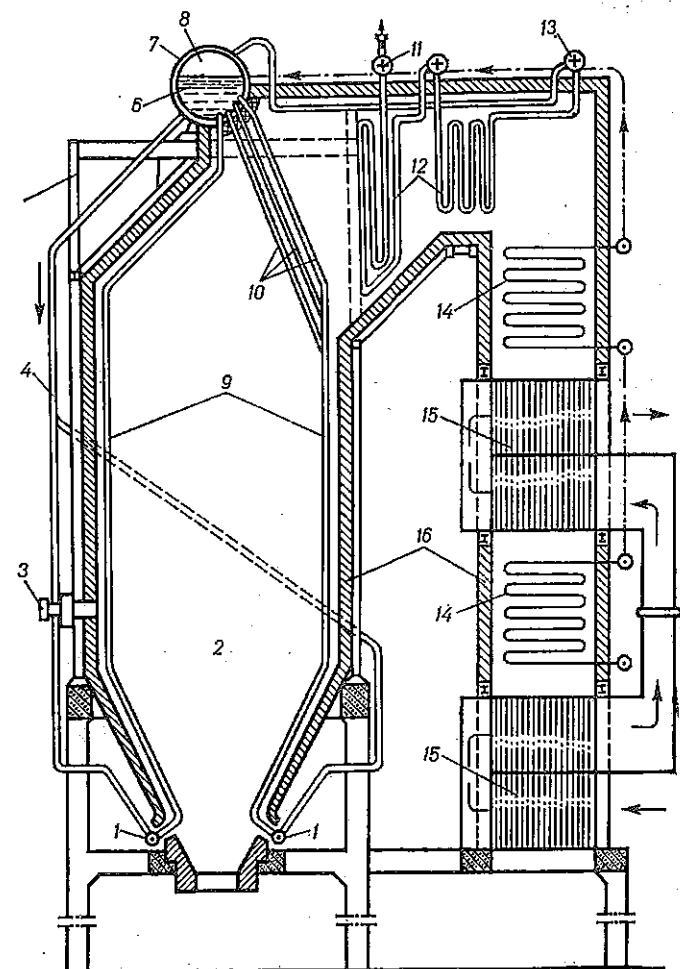


Рис. III-1. Схема котельного агрегата.

Фестонные трубы 10 являются продолжением экранных труб, размещенных у задней стенки топки. Они образуются путем разводки труб заднего однорядного экрана в несколько рядов. Таким образом, создается пучок труб, которому тепло передается излучением и конвекцией, и продукты сгорания охлаждаются до заданной температуры перед пароперегревателем. Кроме того, фестон

служит для защиты пароперегревателя от излучения заполняющих топку продуктов сгорания.

В барабане котла 7, как правило, устанавливаются сепарирующие устройства, служащие для отделения воды от пара и обеспечивающие получение практически сухого насыщенного пара.

Важным элементом современного котельного агрегата является пароперегреватель 12, предназначенный для перегрева до заданной температуры полученного в котле насыщенного пара. Пароперегреватель состоит из группы параллельно включенных изогнутых труб-змеевиков, присоединенных к коллекторам. Насыщенный пар из парового пространства барабана котла по соединительным трубам поступает во входной коллектор пароперегревателя 13, далее движется по змеевикам, где перегревается до требуемой температуры, а затем поступает в выходной коллектор 11 и оттуда направляется к потребителю.

Основное назначение водяного экономайзера 14 заключается в подогреве питательной воды за счет тепла продуктов сгорания топлива. В стальных экономайзерах энергетических котлоагрегатов вода нередко нагревается до температуры кипения и происходит превращение части воды в пар. Такие экономайзеры называются *кипящими*. Конструкция стального экономайзера аналогична конструкции пароперегревателя. Вода подается питательным насосом во входной (нижний) коллектор экономайзера, проходит по змеевикам, поступает в выходной коллектор, а оттуда в барабан котла. В крупных агрегатах, как правило, применяются двухступенчатые экономайзеры.

Воздухоподогреватель 15 служит для подогрева поступающего в топку воздуха за счет тепла дымовых газов. На рис. III-1 представлен трубчатый двухступенчатый воздухоподогреватель рекуперативного типа. Газы движутся сверху вниз внутри труб, омываемых снаружи поперечным потоком воздуха. В современных мощных котлоагрегатах все чаще применяются более компактные регенеративные вращающиеся воздухоподогреватели.

В топочном устройстве 2 происходит сжигание твердого топлива в виде пыли. Смесь топлива и воздуха поступает в топку из горелок 3, в топочной камере происходит воспламенение и горение топлива. Топочное устройство должно обеспечивать: а) высокую степень полноты сгорания топлива при минимальном количестве избыточного воздуха и б) охлаждение продуктов сгорания топлива до определенной, заданной условиями проектирования, температуры. Для интенсивного охлаждения продуктов сгорания предусматривается размещение в топке радиационной поверхности нагрева в виде экранов 9.

Обмуровка 16 — это стены и перекрытия котельного агрегата, выполненные из кирпича или из специальных плит и щитов. Она отделяет от наружного пространства топку и последующие газоходы агрегата — каналы, в которых размещены поверхности

нагрева и по которым движутся дымовые газы. Внутренняя часть обмуровки топки, выполняемая из огнеупорных материалов, называется футеровкой. Чтобы обеспечить невысокую температуру наружной поверхности и избежать потерь тепла в окружающую среду, обмуровка должна обладать хорошими теплоизоляционными свойствами. Она также должна быть плотной, обеспечивающей минимальные присосы внешнего воздуха в работающие, как правило, под разрежением газоходы.

На каркас 5 опираются все элементы котельного агрегата и обмуровки. Каркас выполняется в виде пространственной металлической (иногда железобетонной) конструкции из колонн и балок и опирается на фундамент.

Котельный агрегат имеет разные приспособления и устройства — *арматуру и гарнитуру*. К арматуре относятся: манометр, водоуказательные приборы, предохранительные клапаны, питательные, автоматические обратные, паровые, спускные и продувочные клапаны. В последнее время к арматуре относят также измерительные и регулирующие приборы. Гарнитура агрегата — это преимущественно чугунные детали: дверки, крышки люков, гляделки в обмуровке, заслонки для регулирования тяги и т. п., а также обдувочные устройства, служащие для очистки поверхностей нагрева от отложений летучей золы.

Соединительные коммуникации агрегата состоят из труб, подводящих воду к экранам и отводящих из экранов пароводяную смесь, из соединительных труб между экономайзером и барабаном котла и между котлом и пароперегревателем, из воздухопроводов — каналов для подвода воздуха и других более мелких внутренних коммуникаций.

На рис. III-1 показана принятая в нашем парогенераторостроении П-образная компоновка агрегата. Она характеризуется наличием двух вертикальных шахт — топочной и конвективной — и расположенного сверху соединительного газохода. Образующиеся в топке продукты горения движутся в топочном пространстве снизу вверх, омывают фестон, направляются в соединительный газоход, где расположен напорный перегреватель, затем поворачивают на 90°, поступают в конвективную шахту и движутся в ней сверху вниз, омывая последовательно поверхности нагрева водяного экономайзера и воздухоподогревателя. Охлажденные продукты горения отсасываются дымососом и через дымовую трубу удаляются в атмосферу. В случае надобности дымовые газы предварительно очищаются в специальных устройствах от летучей золы.

Котельная установка

Котельная установка (рис. III-2) состоит из одного или нескольких котлоагрегатов и ряда дополнительных устройств: тягодутьевых установок (вентиляторов 8, дымососов 10, дымовой тру-

бы 11) для подачи воздуха в топку и удаления дымовых газов из котельной, устройств для удаления шлаков и золы 7, золоулавливающего устройства 9 для очистки дымовых газов от летучей золы, питательных насосов 1 для подачи воды в котельный агрегат, топливоприготовительного устройства (в установках, сжигающих твердое топливо в виде пыли) для сушки и размола топлива (мельниц 3, пылепроводов 4), питательных трубопроводов 2, паропроводов 5 и устройств для теплового контроля и автоматического управления работой котельной установки.

Котельную установку обслуживают система топливоподдачи и водоподготовительные устройства, которые очищают воду от растворенных в ней солей и газов.

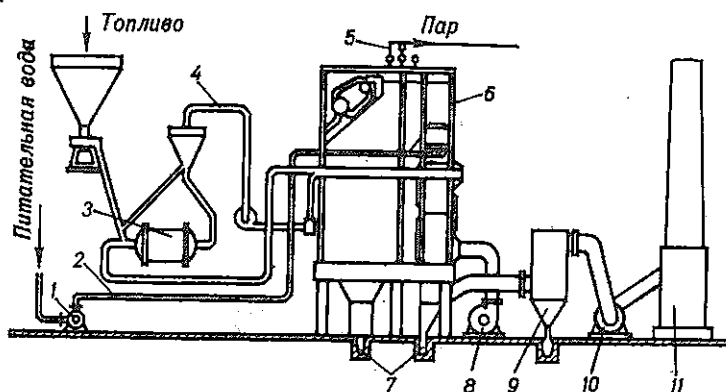


Рис. III-2. Схема котельной установки.

Производительность котельных установок и параметры (давление и температура) производимого ими пара колеблются в широких пределах в зависимости от назначения установок. Стационарные котельные установки по назначению можно разделить на такие основные группы:

а) *энергетические*, обслуживающие тепловые электрические станции; производительность их исчисляется сотнями и тысячами тонн пара в час, а давление пара составляет $100\text{--}300 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$;

б) *промышленные или производственно-отопительные*, предназначенные для снабжения паром технологических аппаратов и отопления промышленных предприятий; их производительность измеряется обычно десятками тонн пара в час, а давление — до $40 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$;

в) *чисто отопительные*, вырабатывающие в небольшом количестве (несколько сот килограммов или несколько тонн в час) пар низкого давления.

Кроме того, на теплоэлектроцентралях и в отопительных котельных применяются водогрейные котлы, вырабатывающие горячую воду для отопления и вентиляции зданий.

§ III-2. ТОПЛИВО

Виды топлива

Основным источником получения тепла в промышленности, на транспорте, в сельском хозяйстве и быту являются горючие вещества органического происхождения. В последнее время на электрических станциях и в установках специального назначения применяют ядерное горючее. Возможность широкого использования горючего вещества для технических целей определяется технико-экономическими и плановыми соображениями. В зависимости от назначения различают топливо *энергетическое, технологическое и бытовое*.

Все виды органического топлива могут быть разделены по агрегатному состоянию на твердые, жидкие и газообразные, а по способу получения — на естественные и искусственные.

К *естественному твердому топливу* относятся: антрациты, каменные угли, бурые угли, торф, дрова, горючие сланцы, отходы промышленности и сельского хозяйства — опилки, щепа, лузга, костра. Искусственные виды твердого топлива: брикеты (торфяной, буроугольный, каменноугольный), кокс (каменноугольный, торфяной, нефтяной), полукокс (буроугольный, торфяной), древесный уголь, пыль (угольная, торфяная, сланцевая).

Естественное жидкое топливо — нефть (сырая нефть). Искусственные виды жидкого топлива: нефтяные продукты — бензин, керосин, лигроин, мазут, спирты, коллоидальное топливо (смесь мазута с угольной пылью).

Естественное газообразное топливо — природный газ. Искусственные виды газообразного топлива — газы (доменный, коксовый, генераторный, полукоксый, крекинг-газ, газ подземной газификации).

Топливные ресурсы СССР

Советский Союз богат всеми видами топлива, в том числе такими наиболее важными горючими ископаемыми, как каменный уголь, нефть и природный газ.

Крупные каменноугольные бассейны СССР: Донецкий, Кузнецкий, Карагандинский, Канско-Ачинский, Печорский, Якутский и другие характеризуются огромными запасами разнообразных по своим свойствам каменных углей. В СССР имеется также много буроугольных бассейнов — Подмосковский, Башкирский, Приднепровский и ряд крупных сибирских бассейнов, отличающихся большой мощностью пластов и возможностью дешевой открытой добычи угля. Сибирские бурые угли будут широко использованы как топливная база мощных тепловых электростанций.

Благодаря широкому развитию геологоразведочных работ, за последние годы в СССР открыто много новых месторождений нефти

и природного газа. Наряду со старыми — Бакинским и Грозненским — эксплуатируются новые крупные месторождения нефти — богатейшие Урало-Волжские месторождения, месторождения на Украине, Северном Кавказе, в Средней Азии, Казахстане и других районах. В связи с открытием на территории СССР большого числа мощных газовых месторождений (Ставропольского, Коневского, Шебелинского, Бухарского, Тюменского и многих других) быстрыми темпами развивается добыча природного газа как в Европейской, так и в Азиатской части СССР.

Основная задача в области добычи и использования топлива в СССР — коренное улучшение структуры топливного баланса страны путем резкого повышения в нем доли дешевых, высококачественных и удобных видов топлива — природного газа и нефти. Поэтому в перспективном плане развития народного хозяйства СССР, наряду со значительным абсолютным ростом добычи каменного угля как важного вида топлива, предусматриваются особенно высокие темпы развития нефтяной и газовой промышленности.

Велики запасы в СССР таких топлив, как торф и сланцы. Однако вследствие их относительной дороговизны и ограниченного местного значения добыча и использование торфа и сланцев будут развиваться умеренными темпами в меру технико-экономической целесообразности.

Общие характеристики топлива

Состав топлива. Топливо в том виде, в каком оно поступает к потребителю, называется *рабочим топливом*. Твердое и жидкое рабочее топливо состоит из углерода С, водорода Н, кислорода О, азота N, летучей (или горючей) серы S_л, минеральных (точнее твердых негорючих) примесей А и влаги W.

Твердые негорючие примеси характеризуют зольность топлива. Поэтому величина А обычно означает содержание золы в топливе; однако это не совсем точно, так как шлак и зола — очаговые остатки, образующиеся при сжигании топлива.

Состав твердого и жидкого топлива принято выражать в весовых процентах. Если обозначить весовое процентное содержание компонентов в рабочем топливе С^р, Н^р и т. д., то очевидно, что

$$C^p + H^p + O^p + N^p + S^p + A^p + W^p = 100\%. \quad (III-1)$$

Таким образом, записывается элементарный состав рабочего топлива (термин «элементарный» — условный, поскольку А и W не являются химическими элементами).

Топливо, из которого в результате сушки полностью удалена влага, называется абсолютно сухим топливом или абсолютно сухой массой топлива. Абсолютно сухое топливо содержит шесть компонентов и его состав записывается так:

$$C^c + H^c + O^c + N^c + S^c + A^c = 100\%, \quad (III-2)$$

где C^c , H^c и т. д. — весовой процент углерода, водорода и т. д. в абсолютно сухом топливе.

Если предположить, что из абсолютно сухого топлива удалены негорючие примеси A , то останется пять компонентов, составляющих так называемую *горючую массу* топлива. Ее элементарный состав:

$$C^r + H^r + O^r + N^r + S^r_l = 100\%. \quad (\text{III-3})$$

Сера в топливе содержится в различных соединениях: а) сульфатная S^c входит в состав сульфатов $CaSO_4$, Na_2SO_4 , K_2SO_4 ; б) колчеданная S^k — в соединении с металлами (обычно с железом в виде FeS_2) и в) органическая S^{op} — в составе органических соединений. Сульфатная сера не горит, и ее наличие учитывается в негорючих примесях A . Органическая и колчеданная сера участвуют в горении, и их сумма составляет летучую (или горючую) серу топлива $S_l = S^{op} + S^k$.

При исключении из горючей массы топлива колчеданной серы останется топливо такого состава:

$$C^o + H^o + O^o + N^o + S^o = 100\%. \quad (\text{III-4})$$

Такой состав топлива называется *органической массой*. В большинстве случаев содержание органической серы в топливе невелико (исчисляется десятными долями процента). Поэтому состав органической массы топлива иногда записывают упрощенно: $C^o + H^o + O^o + N^o = 100\%$.

Виды влаги и формы ее связи с органическим веществом топлива разнообразны и достаточно сложны. В теплотехнике принята не вполне строгая, но простая и удобная классификация, согласно которой влага рабочего топлива W^p делится на два вида: воздушную W^p_a , удаляемую при комнатной температуре, и гигроскопическую W^p_r , удаляемую в сушильном шкафу при температуре $102-105^\circ \text{C}$. Следовательно,

$$W^p = W^p_a + W^p_r. \quad (\text{III-5})$$

Топливо, из которого удалена воздушная влага, называется *воздушно-сухим топливом*, или *аналитической пробой*. Топливом этого состава пользуются при выполнении технического анализа в лабораториях. Содержание гигроскопической влаги, выраженное в весовых процентах по отношению к составу аналитической пробы, обозначается W^a , а по отношению к составу рабочего топлива — W^p_r . Так как рабочее топливо отличается от аналитической пробы содержанием W^p_a , то

$$W^p_r = W^a \frac{100 - W^p_a}{100}. \quad (\text{III-6})$$

При проектировании и эксплуатации котельных установок часто приходится производить пересчеты состава топлива. Состав рабочего топлива может значительно изменяться, так как величины A^p и W^p колеблются в широких пределах. В то же время состав горючей массы топлива гораздо более стабилен. Это позволяет находить с удовлетворительной точностью путем пересчета состав рабочего топлива, не производя каждый раз полного элементарного анализа топлива. Если известен состав горючей массы (C^g , H^g и т. д.), зольность A^p и влажность W^p рабочего топлива, то легко найти элементарный состав рабочего топлива:

$$C^p = C^g \frac{100 - (A^p + W^p)}{100}. \quad (\text{III-7})$$

Пользуясь тем же коэффициентом пересчета $\frac{100 - (A^p + W^p)}{100}$, можно определить содержание в рабочем топливе остальных компонентов (H^p , O^p и т. д.).

Теплота сгорания. Теплота сгорания (теплотворность) топлива Q кдж/кг — это теплота реакции горения топлива, т. е. то количество тепла, которое выделяется при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива и при охлаждении продуктов горения до начальной температуры процесса.

В топливе содержится три горючих компонента — углерод, водород и сера. В результате горения водорода и испарения влаги топлива образуется водяной пар. При охлаждении продуктов горения возможны два случая: 1) H_2O останется в дымовых газах в виде водяного пара; 2) водяной пар сконденсируется. Это зависит от того, каковы парциальное давление пара и конечная температура продуктов горения. В первом случае будет реализовано меньшее количество тепла, во втором — большее, так как выделится теплота конденсации водяного пара.

Поэтому различают *низшую* (меньшую) и *высшую теплоту сгорания топлива*. Низшая и высшая теплоты сгорания рабочего топлива связаны следующим соотношением:

$$Q_n^p = Q_v^p - 25 (9H^p + W^p). \quad (\text{III-8})$$

Определение численного значения теплоты сгорания топлива может быть произведено разными методами.

Приближенные значения теплоты сгорания можно получить из эмпирических формул, связывающих теплоту сгорания топлива с его элементарным составом. Лучшей формулой этого типа является формула Менделеева

$$Q_n^p = 340C^p + 1250H^p - 108 (O^p - S_n^p) - 25 (W^p + 9H^p). \quad (\text{III-9})$$

Если известна теплота сгорания Q какого-либо состава топлива (например, горючей массы), то значение Q для другого состава может быть получено путем пересчета.

Например, если известно Q_n^r и требуется найти Q_n^p , то пересчет производится по такой формуле:

$$Q_n^p = Q_n^r \frac{100 - (A^p + W^p)}{100} - 25W^p. \quad (\text{III-10})$$

Здесь зольность рабочего топлива учитывается один раз, а влага дважды — как компонент, снижающий долю горючих веществ в топливе, и компонент, требующий затраты тепла для своего испарения.

Наиболее надежным и точным путем является экспериментальное определение теплоты сгорания топлива в калориметрической установке.

В отличие от других видов топлива, состав газообразного топлива (содержание в нем отдельных компонентов) задается обычно в объемных процентах. При этом в расчет вводится нормальный кубический метр сухого газа. Кроме сухой части, газы содержат также примеси: водяной пар, пыль, смолы, количество которых задается в граммах на 1 м^3 сухого газа. Теплота сгорания газообразного топлива — это теплота реакции горения 1 м^3 газа. Она может быть определена путем сжигания в специальной калориметрической установке (типа Юнкерса) или калориметрической бомбе, а также путем подсчета по составу газа и известным теплотам сгорания отдельных компонентов:

$$Q_n^c = 127 \text{ CO} + 108 \text{ H}_2 + 358 \text{ CH}_4 + \\ + 627 C_m \text{ H}_n \text{ кДж/м}^3. \quad (\text{III-11})$$

Балласт. Балластом рабочего топлива являются сера, зола и влага.

Несмотря на то, что сера — горючий элемент, ее относят к балласту, так как в результате ее сгорания образуются вредные продукты: сернистый и (в небольшом количестве) серный ангидриды. Сернистый газ отравляет атмосферу, а наличие серного ангидрида приводит к образованию серной кислоты, разъедающей металл элементов котлоагрегата.

Содержание летучей (органической и колчеданной) серы в горючей массе разных видов топлива S_n^r характеризуется величинами такого порядка: торф, древесина, малосернистая нефть — $0,3 \div 0,4\%$; антрацит, каменный уголь, бурый уголь — $2 \div 6\%$; сернистые сланцы — до 15% .

Зола топлива состоит из внутренней (первичной) и внешней (прослойки породы, минеральные вещества, внесенные в процессе добычи и транспортировки). При проектировании котельных агре-

готов представляет интерес не только содержание золы в топливе, но и ее плавкость, состав и характер реакции.

Содержание золы в абсолютно сухой массе разных видов топлива A^c колеблется в широких пределах: от 0,3% для нефти до 70% для сланцев. Зольность каменных углей A^c составляет 5÷20%, бурых углей 15÷35%, торфа 4÷10% (малозольного) и 10÷20% (высокозольного).

Плавкость золы характеризуется температурами начала деформации t_1 , размягчения t_2 и жидко-плавкого состояния t_3 , определяемыми в лабораторной печи. Значения этих температур зависят от состава золы и газовой среды, в которой происходит нагрев. Из них наибольший интерес при проектировании топок представляет температура начала размягчения t_2 .

Состав минеральных примесей различных топлив разнообразен. Преобладающими компонентами обычно являются глинозем и кремнезем. Кроме того, в состав золы входят сульфаты, карбонаты (преимущественно кальция), щелочи, хлориды и другие соединения.

Суммарный характер реакции образующегося при сжигании топлива шлака (кислый, основной, нейтральный) следует учитывать при выборе материала для футеровки топки. Характер реакции шлака и футеровки должен быть одного знака, так как в противном случае будет наблюдаться разрушение футеровки.

Содержание влаги в топливе W^p колеблется от 2% в нефти до 65% в одубине. Влажность каменных углей составляет 5÷10%, бурых углей — 30÷57%, торфа — 35÷50%.

Влага топлива обесценивает топливо, уменьшая в нем долю горючих веществ; понижает низшую теплоту сгорания топлива, как потребитель тепла для своего испарения; увеличивает их суммарную теплоемкость, переходя в виде водяного пара в продукты сгорания. Все это приводит к понижению температуры горения и ухудшает экономичность и устойчивость процесса сжигания.

Выход летучих веществ. При нагревании топлива без доступа воздуха (сухой перегонке) происходит термическое разложение топлива с выделением так называемых *летучих веществ* и образованием твердого нелетучего остатка. Летучие вещества — это смесь газов и паров (пирогенетической влаги, CO_2 , паров первичных смол, CO , H_2 , C_mH_n , H_2S). Их количество и состав являются важными характеристиками топлива.

В состав твердого остатка, называемого коксом, или нелетучим остатком, входит углерод C и зола A . Кокс может быть либо в виде порошка или слабосвязанных крупинки, либо в виде прочной массы, плотной или ноздреватой.

Выход летучих веществ в весовых процентах на горючую массу V^r колеблется от 4% для антрацита до 85% для нефти и сланцев. Промежуточное положение по значениям V^r занимают: тощий каменный уголь — 10÷15%, пламенный каменный уголь — 20÷45%, бурый уголь — 50÷60%, торф — 70%.

Процесс сухой перегонки при температуре 1050—1100° С называется коксованием и широко применяется для получения высококачественного металлургического кокса. Реже применяется полукоксование топлива (главным образом, бурых углей) — сухая перегонка при 500÷600° С. Основная цель такого процесса — получение ценных жидких и газообразных продуктов.

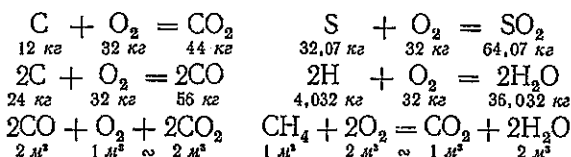
§ III-3. ГОРЕНИЕ ТОПЛИВА И ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

Горение топлива

Горением называют непрерывный процесс интенсивного соединения горючего вещества с окислителем (кислородом), протекающий при высоких (1000÷2000° С) температурах и характеризующийся интенсивным тепловыделением.

Механизм горения даже простейших по своему химическому составу горючих веществ достаточно сложен и для ряда веществ мало изучен. Тем более сложен он для таких комплексных соединений, как органическое твердое топливо. Однако для выполнения первого этапа обычных тепловых расчетов котельных агрегатов и промышленных печей — газовых расчетов — достаточно знать начальное и конечное состояние системы горючее — окислитель, не рассматривая механизма горения, промежуточных стадий и кинетики процесса.

Формулы, применяемые в газовых расчетах, получают из стехиометрических равенств, дающих соотношения реагирующих веществ в молях, в единицах массы и объемных единицах. Ниже приводятся стехиометрические соотношения для основных горючих элементов твердого, жидкого и газообразного топлива в единицах массы, а для газов — в объемных:



Вообще для углеводородов $\text{C}_m\text{H}_n + \left(m + \frac{n}{4}\right) \text{O}_2 = m \text{CO}_2 + \frac{n}{2} \text{H}_2\text{O}$,
 $\left(m + \frac{n}{4}\right) \text{ м}^3 \sim m \text{ м}^3 + \frac{n}{2} \text{ м}^3$.

Минимальное количество воздуха, необходимое для полного сгорания топлива, называется *теоретическим количеством воздуха*. Оно может быть выражено в $\text{н} \cdot \text{м}^3$ на 1 кг топлива (V^0) или в кг/кг (L^0).

Пользуясь стехиометрическими соотношениями, легко определить весовое теоретическое количество кислорода в килограммах на 1 кг топлива: ~

$$L^0_{O_2} = \frac{8}{3} \cdot \frac{C^p}{100} + \frac{S^p_a}{100} + 7,94 \frac{H^p}{100} - \frac{O^p}{100}.$$

Затем, принимая во внимание весовую долю кислорода в воздухе, равную 0,231, из равенства $L^0 = \frac{L^0_{O_2}}{0,231}$ можно найти L^0 :

$$L^0 = 0,115 (C^p + 0,37S^p_a) + 0,342H^p - 0,043O^p. \quad (III-12)$$

Разделив L^0 на плотность сухого воздуха $1,293 \text{ кг/м}^3$, получим V^0 :

$$V^0 = 0,089 (C^p + 0,37S^p_a) + 0,265H^p - 0,033O^p. \quad (III-13)$$

Для обеспечения высокой степени полноты сгорания в реальных топках необходимо подвести большее количество воздуха, чем V^0 .

Отношение действительного количества воздуха V к V^0 называется коэффициентом избытка воздуха в топке α_m :

$$\alpha_m = \frac{V}{V^0}.$$

Значения α_m зависят от вида сжигаемого топлива и конструкции топki и колеблются от 1,03 (для газообразного топлива) до 1,5 (для твердого топлива, сжигаемого на решетке).

В топочных устройствах современных котлоагрегатов средней и большой мощности практически достигается полное сгорание топлива. Поэтому газовые расчеты принято выполнять в предположении полного горения. В этом случае продукты сгорания состоят из углекислого газа CO_2 , сернистого ангидрида SO_2 , неиспользованных в процессе горения азота N_2 , избыточного кислорода O_2 и водяного пара H_2O . Сумма $V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{O_2} + V_{N_2} = V_{c.r}$ составляет объем сухих газов. Полный объем газов

$$V_r = V_{c.r} + V_{H_2O} = V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{O_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}.$$

Результаты газовых расчетов используются прежде всего для вычисления энтальпии I (теплосодержания) продуктов сгорания топлива. Величина I определяется по формулам общего вида $I = V_{C.p} \vartheta$ или $I = \vartheta \sum V_{C.p}$ и выражается в кдж на 1 кг твердого и жидкого топлива или в кдж на 1 м³ газообразного топлива.

Энтальпию газов при $\alpha = 1$ и температуре $\vartheta^\circ \text{C}$ в котельных расчетах принято определять по формуле

$$I_r^0 = V_{RO_2} (C'_p \vartheta)_{RO_2} + V_{N_2}^0 (C'_p \vartheta)_{N_2} + V_{H_2O}^0 (C'_p \vartheta)_{H_2O}. \quad (III-14)$$

Энтальпия воздуха при $\alpha = 1$

$$I_v^0 = V^0 (C_p' t)_v.$$

При $\alpha > 1$ энтальпия продуктов сгорания

$$I_r = I_r^0 + (\alpha - 1) I_v^0 [\text{кдж/кг или кдж/м}^3]. \quad (\text{III-15})$$

Эти данные необходимы для тепловых и аэродинамических расчетов котельных агрегатов.

Тепловой баланс котлоагрегата

Количество тепла, вносимого в агрегат, равно сумме использованного тепла и тепловых потерь. Составление теплового баланса котельного агрегата и заключается в установлении этого равенства. Тепловой баланс составляется на 1 кг твердого или жидкого и на 1 м³ газообразного топлива для установившегося режима работы агрегата, т. е. для такого теплового состояния, когда температура в любой точке агрегата не является функцией времени. Это соответствует длительной работе агрегата при постоянной нагрузке и постоянных режимных условиях (давлении, избытке воздуха, качестве топлива и т. п.).

Уравнение теплового баланса котельного агрегата в общем виде в настоящее время принято записывать следующим образом:

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + \\ + Q_5 + Q_6 [\text{кдж/кг или кдж/м}^3]. \quad (\text{III-16})$$

В левой части уравнения Q_p^p — так называемое располагаемое тепло, определяемое по формуле

$$Q_p^p = Q_n^p + Q_{тл} + Q_{в. \text{внш}} + Q_{ф} - \\ - Q_k [\text{кдж/кг или кдж/м}^3], \quad (\text{III-17})$$

где Q_n^p — низшая теплота сгорания топлива;

$Q_{тл}$ — физическое тепло топлива;

$Q_{в. \text{внш}}$ — тепло, вносимое воздухом, подогретым вне котельного агрегата;

$Q_{ф}$ — тепло, вносимое паром, применяемым для распыления жидкого топлива, или паровым дутьем;

Q_k — тепло, расходуемое на разложение карбонатов.

В котельных установках, как правило, не применяется подогрев воздуха вне котельного агрегата. В крупных агрегатах не применяют парового распыливания мазута и парового дутья. Тепло разложения карбонатов нужно учитывать только при сжигании сланцев.

Основной составляющей располагаемого тепла всегда является теплота сгорания топлива Q_p . В некоторых случаях (при разомкнутой схеме сушки топлива, паровом подогреве мазута) нужно учитывать и физическое тепло топлива $Q_{тл}$, определяемое по формуле

$$Q_{тл} = C_{тл} t_{тл} [\text{кДж/кг или кДж/м}^3], \quad (\text{III-18})$$

где $C_{тл}$ — удельная (соответственно весовая или объемная) теплоемкость топлива;

$t_{тл}$ — его температура, °C.

Если Q_p принять за 100%, то тепловой баланс можно выразить в процентах $100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6\%$,

где $q_i = \frac{Q_i}{Q_p} 100\%$.

В 100-процентное располагаемое тепло не входит физическое тепло поступающего в агрегат холодного воздуха. Оно перенесено со знаком минус в правую часть уравнения и учитывается в величине Q_2 .

Правая часть уравнения теплового баланса представляет собой сумму использованного в агрегате тепла Q_1 и тепловых потерь: Q_2 — с уходящими из агрегата газами, Q_3 — от химической неполноты сгорания, Q_4 — от механической неполноты сгорания, Q_5 — в окружающую среду (от наружного охлаждения) и Q_6 — с физическим теплом шлаков и на охлаждение панелей и балок, не включенных в циркуляцию котла.

Таким образом, тепловой баланс характеризует общую экономичность работы котельного агрегата и величину отдельных тепловых потерь.

Полезное тепло — это тепло, использованное для подогрева поступающей в агрегат воды до температуры кипения, для превращения воды в насыщенный пар и для перегрева пара.

В самом общем случае часовое количество использованного тепла определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} Q_{к. а} = & D_{п. п} (i_{п. п} - i_{п. в}) + D_{н. п} (i_{н. п} - i_{п. в}) + \\ & + D_{пр} (i' - i_{п. в}) + D_{вт. пе} (i_{вт. пе}^{вх} - \\ & - i_{вт. пе}^{вх}) [\text{кДж/ч}], \end{aligned} \quad (\text{III-19})$$

где $D_{п. п}$, $D_{н. п}$, $D_{пр}$, $D_{вт. пе}$ — соответственно количество выработанного перегретого пара; отданного помимо перегревателя насыщенного пара; удаленной из котла продувочной воды; перегретого во вторичном перегревателе пара в кг/ч; $i_{п. п}$, $i_{н. п}$, i' , $i_{п. в}$, $i_{вт. пе}^{вх}$, $i_{вт. пе}^{вх}$ — энтальпия перегретого пара, насыщенного пара, воды при температуре кипения в котле, питательной воды перед водяным

экономайзером, пара вторичного перегрева на выходе и входе в перегреватель.

Для получения Q_1 нужно разделить количество тепла $Q_{к. а}$ на часовой расход топлива B :

$$Q_1 = \frac{Q_{к. а}}{B} [\text{кдж/кг}]. \quad (\text{III-20})$$

Отношение использованного в агрегате тепла к располагаемому называется *коэффициентом полезного действия котельного агрегата* (брутто):

$$\eta_{к. а} = \frac{Q_1}{Q_p^p} = \frac{Q_{к. а}}{BQ_p^p}. \quad (\text{III-21})$$

К.п.д. котлоагрегата в процентах:

$$\eta_1 = \eta_{к. а} 100\% = \frac{Q_{к. а}}{BQ_p^p} \cdot 100\%. \quad (\text{III-22})$$

Экономичность крупных энергетических котлоагрегатов весьма высока. Их к.п.д. составляет $\eta_{к. а} = 0,88 \div 0,94$. К.п.д. мелких котлов значительно ниже и может опускаться до $0,6 \div 0,7$. К.п.д. котлоагрегата изменяется с изменением нагрузки; обычно максимум к.п.д. соответствует $75 \div 85\%$ номинальной производительности котлоагрегата.

При испытании котельного агрегата искомой величиной является коэффициент полезного действия. Он может быть получен прямым путем в результате измерения расходов топлива, воды, пара, давления и температуры воды и пара, определения Q_p^p . Возможен и другой путь нахождения $\eta_{к. а}$ — определение его как разности между единицей и суммой выраженных в долях единицы тепловых потерь, найденных в результате соответствующих измерений (состава и температуры уходящих из агрегата газов, анализом шлака и золы и т. п.).

При проектировании котлоагрегата к.п.д. агрегата или задается, или вычисляется (по заданной температуре уходящих газов и принятым на основании рекомендаций, приводимых в нормах теплового расчета котлоагрегатов, значениям тепловых потерь и коэффициенту избытка воздуха в уходящих газах α_{yx}) по формуле

$$\eta_{к. а} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^6 q_i}{100}. \quad (\text{III-23})$$

Потери тепла

Потеря тепла с уходящими газами является наибольшей из всех тепловых потерь. Величина q_2 составляет в крупных агрегатах 4÷8%, а в мелких котлах — 10÷20%. Эта потеря имеет место потому, что продукты сгорания топлива оставляют агрегат при высокой температуре (в крупных агрегатах 115÷150° С, в мелких — еще выше).

В тепловых расчетах котельных агрегатов пользуются такой формулой для определения Q_2 :

$$Q_2 = I_{yx} - \alpha_{yx} I_{хв}^0. \quad (\text{III-24})$$

Здесь I_{yx} — энтальпия уходящих газов при избытке воздуха α_{yx} и температуре ϑ_{yx} ; $I_{хв}^0$ — энтальпия теоретического количества холодного воздуха, поступающего в агрегат.

Основными факторами, определяющими потерю Q_2 , являются объем и температура уходящих газов. Объем газов в свою очередь зависит от коэффициента избытка воздуха в уходящих газах $\alpha_{yx} = \alpha_m + \Delta x$, где α_m — коэффициент избытка воздуха в топке, а Δx — присосы воздуха в агрегате.

Для уменьшения Q_2 и q_2 и соответственно увеличения η_k , а необходимо глубокое охлаждение газов в агрегате. Предел целесообразной глубины охлаждения продуктов сгорания определяется технико-экономическими расчетами, так как при слишком глубоком охлаждении газов сильно растут необходимые размеры теплопринимающей поверхности нагрева. Чем выше стоимость топлива, меньше его влажность и больше число часов использования агрегата, тем ниже оптимальная температура уходящих из агрегата газов. В крупных котлоагрегатах при сжигании сухих топлив температура уходящих газов составляет 115÷130° С.

Потеря тепла от химической неполноты сгорания определяется суммарной теплотой сгорания продуктов неполного горения, содержащихся в уходящих газах. Как уже отмечалось, при налаженном процессе сжигания в продуктах горения не может быть заметного количества окиси углерода.

При проектировании величина q_3 принимается, в зависимости от вида топлива и типа топочного устройства, в соответствии с рекомендациями, приводимыми в нормах теплового расчета котельных агрегатов.

Причиной возникновения Q_3 чаще всего бывает неудовлетворительное использование кислорода воздуха вследствие несовершенного перемешивания топлива с воздухом и неудовлетворительной аэродинамики топки. Кроме того, могут быть и другие причины: недостаточное общее количество подводимого воздуха, низкая температура топки и т. п. В топках рациональной конструкции при нормальной их эксплуатации величина q_3 составляет менее 1%.

Потеря тепла от механической неполноты сгорания. При сжигании твердого топлива удаляемый из топки шлак и провал, а также уносимая в газоходах летучая зола содержит некоторое количество горючих веществ (углерода). Поэтому в общем случае потеря Q_4 равна сумме $Q_4^{шл} + Q_4^{пр} + Q_4^{ун}$. В камерных топках провала нет и для них $Q_4 = Q_4^{шл} + Q_4^{ун}$.

Аналогично q_3 , при проектировании величина q_4 оценивается на основании нормативных материалов.

Величина q_4 зависит от свойств топлива (зольности, наличия мелочи, выхода летучих веществ, спекаемости), типа топки (камерная, слоевая, механическая, ручная), режима процесса сжигания и колеблется в широких пределах — от $1 \div 2\%$ для крупных камерных топок до $10 \div 15\%$ в мелких установках.

Потеря тепла от наружного охлаждения обусловлена тем, что наружная поверхность обмуровки котлоагрегата и изоляции его деталей имеют более высокую температуру, чем воздух и стены котельной. Потеря q_5 тем меньше, чем больше единичная производительность агрегата. Для данного агрегата потеря q_5 уменьшается с ростом степени его загрузки.

Для мощных энергетических котлоагрегатов величина q_5 мала и составляет доли процента ($0,2 \div 0,3\%$). В мелких установках q_5 может достигать значений $3 \div 4\%$. Величина q_5 оценивается на основании графиков или табличных данных, приводимых в нормативных материалах и справочной литературе.

Потеря с физическим теплом шлака в большинстве случаев невелика. В тех случаях, когда ее следует учитывать (например, при жидком шлакоудалении), она определяется по обычным формулам для подсчета энтальпии вещества.

§ III-4. ТОПКИ

Топками называют технические устройства, в которых осуществляется сжигание топлива.

В котельных установках применяют топки различных конструкций, в зависимости от свойств топлива и производительности агрегата. Основные требования, которым должно удовлетворять топочное устройство, — надежность в эксплуатации и высокая экономичность. Кроме того, топки должны иметь высокую производительность, эластичность и универсальность при простоте ее конструкции, обслуживания и ремонта.

По методу организации процесса сжигания топочные устройства делятся на слоевые и камерные. Слойные топки применяются для сжигания твердого топлива. В топках этого типа процесс горения в основном происходит в слое топлива, лежащем на колосниковой решетке. В камерных топках можно эффективно сжигать различные виды топлива — твердое, жидкое и газообразное; горение

в них происходит полностью в топочной камере. В свою очередь камерные топки в зависимости от их аэродинамики можно разделить на факельные (прямоточные) и вихревые. Вихревые (циклонные) топки для твердого топлива по ряду признаков занимают промежуточное положение между слоевыми и факельными. В некоторых случаях применяются комбинированные факельно-слоевые топки.

Общие характеристики топок

Мощность топки. Валовой мощностью (производительностью) топки Q называется произведение часового количества сжигаемого топлива B кг/час ($V \cdot \rho$ м³/час) на его низшую теплоту сгорания Q_p .

Удельная мощность слоевой топки характеризуется видимым тепловым напряжением зеркала горения ($F_{з.г}$ — площадь горящего на решетке слоя топлива) $\frac{Q}{F_{з.г}} = \frac{BQ_p}{F_{з.г}}$ кет/м². Этот важный технико-экономический показатель получается при том условном предположении, что все тепло топлива выделяется в горящем на решетке слое. Величина $\frac{Q}{F_{з.г}}$ лежит в пределах от $(0,8 \div 2,3) \cdot 10^3$ кет/м², чаще всего — около 10^3 кет/м².

Характерный размер камерной топки — объем топочного пространства V_m м³. Удельная мощность камерной топки характеризуется тепловым напряжением топочного пространства $\frac{Q}{V_m} = \frac{BQ_p}{V_m}$ кет/м³. Эта величина для камерных (факельных) топок составляет $140 \div \div 350$ кет/м³.

Показателем теплового напряжения топочного пространства пользуются также при расчете V_m слоевых топок, условно считая, что все тепло топлива выделяется в топочном пространстве.

Экономичность топки. Как видно из теплового баланса котлоагрегата, в топке имеют место следующие тепловые потери: от химической неполноты сгорания q_3 , механической неполноты q_4 , наружного охлаждения топки q_5^m , а также с физическим теплом шлаков и на охлаждение панелей и балок, не включенных в циркуляцию котла, q_6 . Поэтому к.п.д. топки может быть определен из следующего равенства:

$$\eta_m = 1 - \frac{q_3 + q_4 + q_5^m + q_6}{100} \quad (\text{III-25})$$

К.п.д. топки, записанный таким образом, не отражает в полной мере ее экономичности, так как не учитывает коэффициента избытка воздуха, при котором работает топка. Например, при одинаковой сумме потерь $q_3 + q_4 + q_5^m + q_6$ более экономична топка, работающая с меньшим α_m . Поэтому при составлении

топок различных конструкций иногда пользуются так называемым условным к.п.д. топки, или к.п.д. сжигания, которым учитывается условная (приведенная к одинаковой разности температур $t_{yx} - t_{вз}$) потеря тепла с уходящими газами.

Кроме характеристик экономичности, в некоторых случаях целесообразно пользоваться понятием *коэффициента эффективности топки*, которым, наряду с тепловыми потерями, учитывается также тепло, вносимое в топку воздухом и топливом:

$$\eta_{эф} = 1 - \frac{q_3 + q_4 + q_5^m + q_6}{100} + \frac{\alpha_m V_0 c_{вз} t_{вз} + c_{тл} t_{тл}}{Q_H^p} \quad (III-26)$$

В отличие от к.п.д. — величины, всегда меньшей единицы, — коэффициент эффективности может быть меньшим, равным или большим единицы.

Задачи расчета топок

Расчет топки складывается из теплового расчета и определения искомых размеров топки. Эти две задачи решаются отдельно, хотя они и взаимосвязаны.

Существует два вида теплового расчета элементов котельных агрегатов, в том числе топки: конструктивный и поверочный. При конструктивном расчете определяются необходимые величины поверхности нагрева. При поверочном расчете по известным или намеченным величинам поверхности нагрева находят тепловосприятие элемента (водяного экономайзера, пароперегревателя и т. п.), а также температуры продуктов горения и рабочих веществ (воды, пара, воздуха) за рассчитываемым элементом.

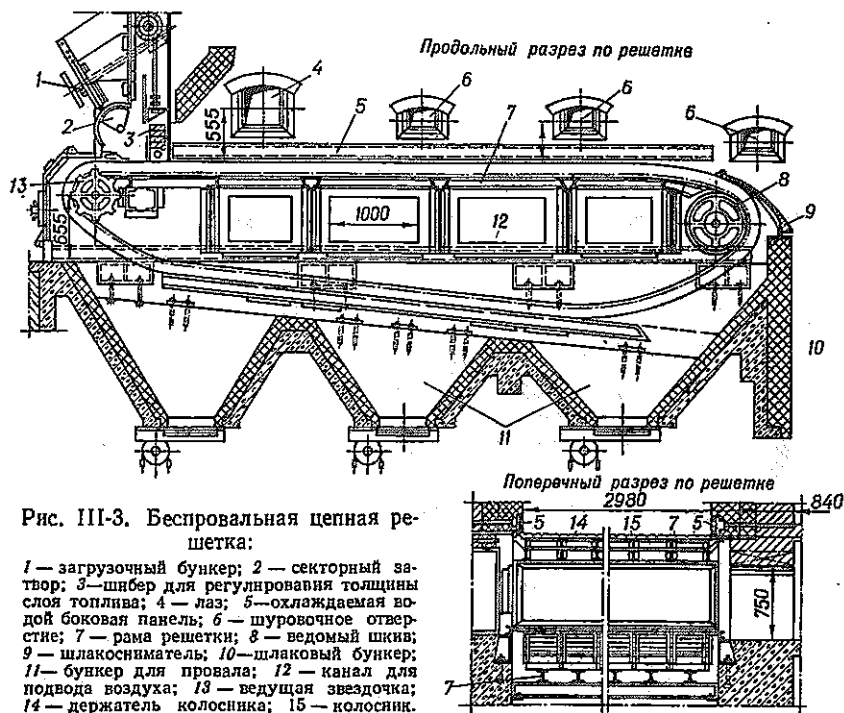
В топке котельного агрегата происходит интенсивный теплообмен — передача тепла от горящих и раскаленных твердых частиц и газов к размещенным в топке поверхностям нагрева. Теплопередача в топке практически полностью осуществляется излучением. Роль конвективного теплообмена (за небольшим исключением, например, топок судовых котлов) совсем незначительна. Поэтому задача теплового расчета топок энергетических котлоагрегатов заключается в расчете радиационного теплообмена.

Целью конструктивного расчета топки является нахождение величины радиационной поверхности нагрева H_n , которую нужно разместить в топке для того, чтобы обеспечить охлаждение продуктов сгорания в топке до заданной температуры на выходе из топки ϑ_m'' . При сжигании твердого топлива в пылевидном состоянии эта температура, во избежание шлакования топки, должна быть ниже температуры размягчения золы топлива t_z . При сжигании жидкого и газообразного топлива величина ϑ_m'' обусловлена технико-экономическими, компоновочными и конструктивными соображениями и находится обычно в пределах $1100 \div 1250^\circ \text{C}$. В случае повероч-

ного расчета известна H_d и определяется ϑ_m'' . Основные размеры топок определяются по известной валовой мощности топки BQ_H^p и принятым на основе рекомендаций норм теплового расчета котельных агрегатов значениям тепловой нагрузки зеркала горения $q_{з.г} = \frac{BQ_H^p}{F_{з.г}}$ и топочного пространства $q_T = \frac{BQ_H^p}{V_T}$.

Слоевые топки

В топках со слоевым сжиганием топлива основными трудоемкими процессами являются: загрузка топлива на решетку; прощуривание (продвижение, разравнивание) слоя топлива; удаление шлака.



В зависимости от степени механизации этих процессов разли-
чают топки с ручным обслуживанием, топки с частичной меха-
низацией и механические слоевые топки. Прежде в небольших котель-
ных установках, оборудованных котлами производительностью
до 10 т пара в час, применялись в основном слоевые топки с руч-
ным обслуживанием. В последнее время и в этих установках для
сжигания твердых топлив широко применяются топки с частичной

или комплексной механизацией трудоемких процессов. Это топки с забрасывателями, шахтные топки и топки с шурующей планкой.

Наиболее распространенными механическими слоевыми топками являются топки с цепными решетками.

Цепная решетка представляет собой бесконечное колосниковое полотно, движущееся с лежащим на нем топливом (рис. III-3). Основой ходовой части цепной решетки являются две или несколько цепей, несущих на себе колосники. В послевоенные годы у нас серийно производились только решетки беспровального типа (БЦР).

При нормальной работе топки цепная решетка движется непрерывно. Регулирование режима работы топки осуществляется изменением толщины слоя угля на решетке с помощью шиберов — регуляторов слоя, изменением скорости перемещения решетки и соответствующим режимом тяги и дутья.

Топки с цепной решеткой работают эффективно на слабоспекающихся и отощенных сортированных углях с размером фракций от 6 до 25 мм. В этом случае коэффициент полезного действия топки высок (91—94%). В них можно удовлетворительно сжигать топлива с зольностью на сухую массу A^c до 15÷20%. Обычные топки с цепной решеткой без специальных дополнительных устройств непригодны также для сжигания высоковлажных топлив.

Для сжигания под котлоагрегатами производительностью более 10 т/ч столь влажного топлива, как кусковой торф, целесообразно применение шахтно-цепных топок. Повышение удельной мощности $\frac{Q}{F_{с.г}}$ решеток при работе на рядовых каменных и бурых углях достигается в топках с цепной решеткой и пневмозабросом.

Другие типы механических топок — с переталкивающими решетками и с нижней подачей топлива — менее распространены.

Камерные (факельные) топки

В настоящее время наиболее распространенным типом топок являются камерные (факельные) топки. Они применяются в установках большой и средней мощности для сжигания различных видов топлива.

Пылеприготовление. Твердое топливо перед сжиганием в камерной топке измельчается в тонкую пыль. Тонина помола топлива характеризуется остатком $R\%$ (в процентах от первоначальной навески) на ситах определенного размера. Наиболее часто для суждения о тонине помола применяют сито № 70, имеющее размер ячейки 88 мкм. Для каждого топлива существует тонина помола, соответствующая минимуму эксплуатационных расходов. При определении ее принимается во внимание, с одной стороны, экономия топлива, которая получается при более тонком помоле, с другой стороны, — расходы энергии на размол.

Основной характеристикой топлива, определяющей оптимальную тонину помола, является выход летучих веществ. Чем он меньше, тем тоньше должен быть помол. Так, при сжигании антрацита тонина помола характеризуется остатком на сите № 70 $R_{88} = 7 \div 8\%$, при сжигании же топлив с большим выходом летучих веществ можно допустить остаток R_{88} , равный 50% и более.

В настоящее время наиболее распространена индивидуальная система пылеприготовления, в которой каждый котельный агрегат обслуживается отдельным пылеприготовительным устройством. На рис. III-4 показана индивидуальная схема пылеприготовления с промежуточным пылевым бункером.

Из бункера 4 через весы 3 предварительно дробленое топливо поступает в расходный бункер 2, из которого оно питателем 1 подается в мельницу 13; туда же поступает горячий воздух из короба 11. В мельнице происходит одновременно подсушка и размол топлива. Пыль с воздухом из мельницы выносятся в сепаратор 5, где отделяются крупные частицы пыли и возвращаются в мельницу. Пыль нужной тонины поступает из сепаратора в циклон 6, где основная ее часть отделяется от воздуха. Из циклона пыль поступает в пылевой бункер 7, откуда она выдается питателем 8 и подается вместе с воздухом, нагнетаемым вентилятором 12, в горелку 9. К горелке подводится также вторичный воздух из короба горячего воздуха 11. Из горелки 9 аэропыль (смесь пыли и первичного воздуха) и вторичный воздух поступают в камерную топку 10.

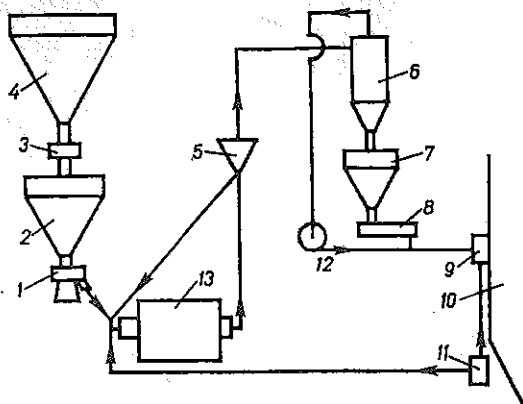


Рис. III-4. Схема пылеприготовления с пылевым бункером.

В описанной схеме пылеприготовления предусмотрена шаровая барабанная мельница. В покрытый броней барабан мельницы загружаются стальные шары, которые при медленном вращении барабана перекачиваются и размалывают топливо.

Применяются также индивидуальные схемы пылеприготовления без пылевого бункера, а для легко размалываемых топлив с высоким V_r — упрощенные схемы пылеприготовления (без сепараторов и циклонов) с быстроходными мельницами. Размол топлива в них происходит под действием бил, подвешенных с помощью билдержателей к быстро вращающемуся валу. Для сжигания высоко-

влажных топлив в крупных установках применяют разомкнутую схему подсушки топлива с выбросом отработанного сушильного агента и водяных паров в атмосферу.

На тепловых электростанциях большой мощности целесообразно применение центральной системы пылеприготовления — пылеза-

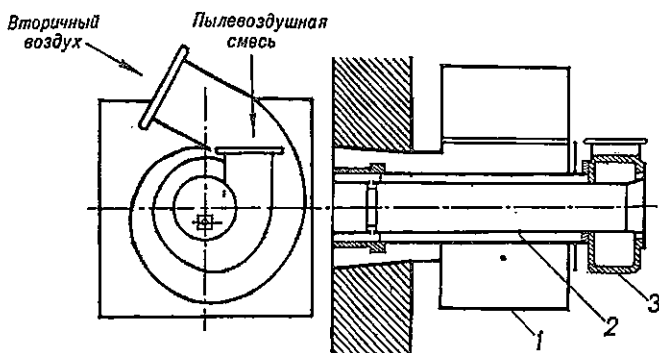


Рис. III-5. Пылеугольная круглая горелка ТКЗ.

водов, где все операции по подготовке топлива (грохочение, дробление, сушка и размол) осуществляются централизованно.

Топки для пылевидного топлива. В установках для сжигания твердого топлива в пылевидном состоянии применяются различные типы горелок и разнообразной формы топочные камеры.

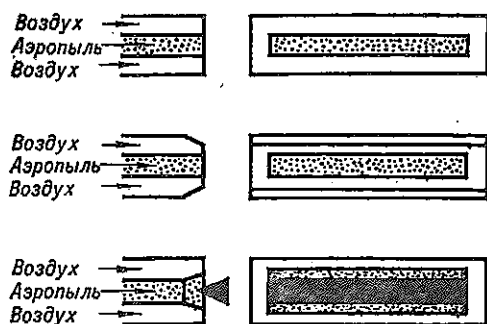


Рис. III-6. Схема щелевых горелок.

улитку 3, закрученный поток аэропыли движется в кольцевом пространстве 2 и выходит в топку. Поток вторичного воздуха, подведенного во вторую улитку 1, закручивается в ней в таком же направлении и выходит в топку, охватывая поток аэропыли.

В круглой горелке ОРГРЭС, также широко применяемой в промышленности, предусматривается закрутка потока только

Пылевые горелки можно разделить на два основных типа: круглые и щелевые. Типичным представителем группы круглых горелок, широко применяемых в энергетических котельных установках, является двухулиточная горелка ТКЗ—ЦКТИ, схема которой представлена на рис. III-5. Смесь пыли и первичного воздуха подводится тангенциально в

вторичного воздуха, аэросмесь же движется по оси центральной трубы и затем раздается в стороны, встречая на своем пути рассе-
катель, установленный в конце трубы.

В щелевых горелках (рис. III-6) аэропыль и вторичный воздух подаются по узким вытянутым щелям. Горелки могут быть разме-
щены на фронтальной и боковых стенах
топки, но чаще всего их размещают в
углах топки. Оси угловых горелок обычно
направлены касательно к воображаемому
кругу в центре топки (рис. III-7).

Важным энергетическим топливом
является антрацит. Организация устойчи-
вого и экономичного процесса сжигания
антрацита в камерных топках затруднена
вследствии высокой температуры его
воспламенения — около 900°C . Для обес-
печения интенсивной тепловой подготовки
и воспламенения антрацитовый пыли для
сжигания АШ применяют топки с утеплен-
ной воронкой (рис. III-8), экраны которой закрыты огнеупорной
массой, и горелку нижнего ряда располагают вблизи воронки.

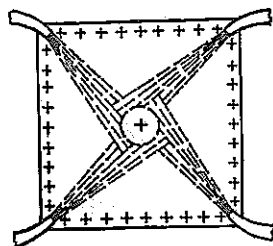


Рис. III-7. Схема углового размещения в топке щелевых горелок.

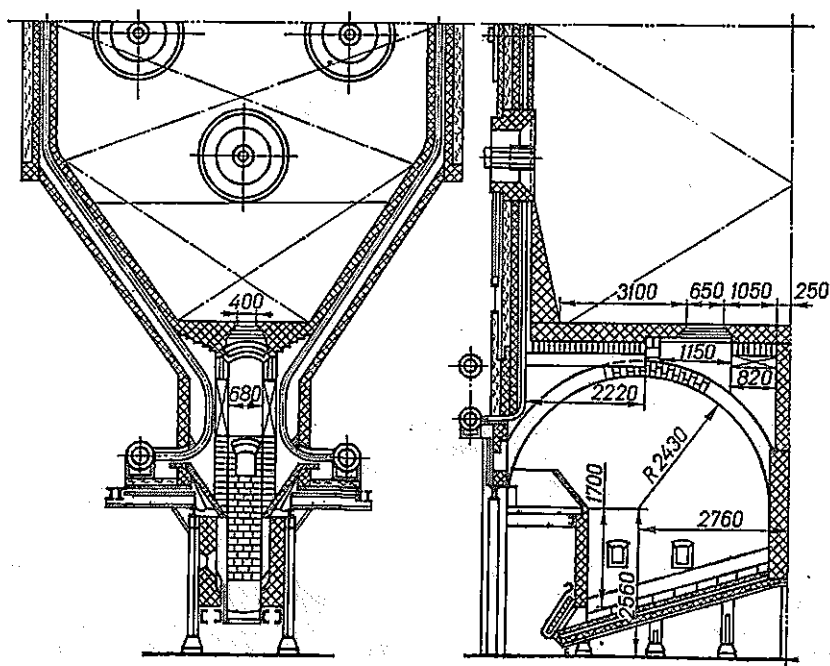


Рис. III-8. Топка с утепленной воронкой для сжигания АШ.

В таких топках образуется жидкий шлак в количестве, равном $\sim 20\%$ золы топлива (в зависимости от степени нагрузки котла). Эти топки можно считать переходными между топками с сухим и жидким шлакоудалением.

В топках с сухим шлакоудалением с продуктами горения уносится в виде летучей золы в среднем 85% золы топлива. Это приводит к золовому износу поверхностей нагрева, ограничивает скорость газов в конвективных элементах, что обуславливает пониженные коэффициенты теплопередачи в них, вызывает необходимость установки громоздких золоулавливающих устройств.

Золовой баланс топок с жидким шлакоудалением лучше. В них, в зависимости от конструкции топки и свойств топлива и его золы, удается получить $30-60\%$ шлака в жидком виде. Для этого в топке создают зону высоких температур, закрывая экраны в нижней части топки торкретом и уменьшая этим их тепловосприятие. Жидкий шлак стекает со стен и выпадает из газового потока на горизонтальный или слабонаклонный под топки и удаляется через центральную летку.

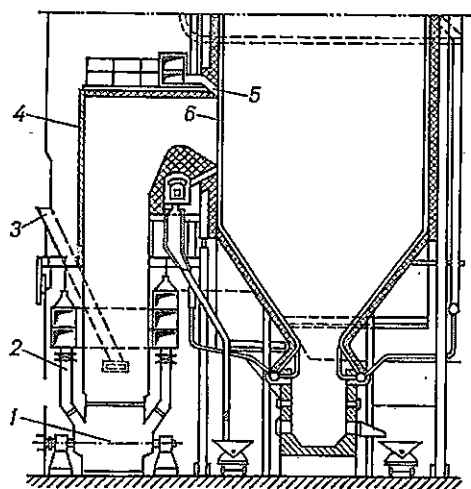


Рис. III-9. Шахтно-мельничная топка:

1 — шахтная мельница; 2 — воздухопровод к мельнице; 3 — точка сырого топлива; 4 — шахта мельницы; 5 — сопла вторичного воздуха; 6 — амбразура.

мерных топок с обычными системами пылеприготовления и потребляют меньшее количество электроэнергии на размол топлива и пневматический транспорт пыли. Из топок этого типа широко распространены топки с шахтными мельницами (шахтно-мельничные).

Схема топки с шахтной мельницей представлена на рис. III-9. Вблизи топочной камеры установлена вертикальная шахта 4,

Топки с жидким шлакоудалением могут быть однокамерными и двухкамерными. Двухкамерные топки работают устойчивее однокамерных в отношении получения и удаления шлака в жидком виде при различной нагрузке котельного агрегата и обеспечивают более высокий в процентном отношении выход жидкого шлака.

Топки с упрощенным пылеприготовлением. Для сжигания топлив с большим выходом летучих веществ целесообразно применение топок с упрощенным пылеприготовлением. Они значительно компактнее и дешевле камерных топок с обычными системами пылеприготовления и потреб-

под которой расположена быстроходная мельница ударного действия 1. В мельницу по течке 3 поступает топливо, а по воздухопроводам 2 с двух сторон аксиально подводится сушильный агент — горячий воздух или газовоздушная смесь. Подвод сушильного агента в мельницу может быть и тангенциальным. В мельнице осуществляется сушка и размол топлива. В шахте при движении в ней снизу вверх смеси пыли и газа происходит сепарация пыли, крупные частицы падают вниз и возвращаются в мельницу, мелкие частицы выносятся газовым потоком из шахты и через простую амбразуру 6 поступают в топочную камеру, где воспламеняются и горят. Через щлицы 5 подводится вторичный воздух.

Топки с шахтными мельницами применяются для сжигания различных видов твердого топлива: фрезерного торфа, бурых углей, сланцев и каменных углей с $V_r > 30\%$. Так же широк диапазон их применения в отношении производительности котлоагрегатов — от нескольких тонн до нескольких сот тонн пара в час.

Для сжигания в промышленных котельных установках низкосортных — высоковлажных и зольных — топлив целесообразно сочетание шахтно-мельничной топки с постоянно действующим камерным муфелем, установленным между шахтой и фронтальной стеной топки.

Топки для жидкого и газообразного топлива. Из жидких топлив в котельных установках используется только мазут. Мазут и воздух поступают в топку через горелки, состоящие из форсунок и воздушных регистров. Для эффективного сжигания жидкого топлива его тонко распыливают и хорошо перемешивают с воздухом. Форсунки предназначены для распыливания мазута, размещают их в центре горелок. Воздушные регистры служат для подачи в амбразуру горелки закрученного потока воздуха и смешения его с мелко распыленным мазутом.

По принципу действия форсунки разделяются на механические и паровые (или воздушные), по конструктивному оформлению — на круглые и плоские (щелевые). К механическим форсункам мазут подается под давлением $10-30 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$, в паровых (воздушных) форсунках мазут распыливается за счет кинетической энергии потока пара (воздуха).

Паровые форсунки просты по конструкции, но неэкономичны, так как потребляют большое количество пара: $0,3-0,5 \text{ кг}$ на 1 кг мазута. Поэтому в установках большой и средней мощности применяют форсунки с механическим распыливанием мазута.

Топочные камеры для сжигания мазута по форме и конструктивному выполнению в общем аналогичны камерам для пылевидного топлива, за исключением нижней части, которая выполняется не в виде шлаковой воронки, а в виде плоского пода. Горелки размещают обычно на фронтальной или боковых стенах топки.

Из газообразных видов топлива в энергетических установках используют природный газ, доменный газ и газ подземной газифи-

каций. Горению газа предшествуют стадии смесеобразования и подогрева. В зависимости от того, где и как осуществляется смешение газа с воздухом, газовые горелки можно разделить на три типа: с предварительным смешением, диффузионные и промежуточного типа.

В топках энергетических котлоагрегатов средней и большой мощности применяют либо горелки промежуточного типа, либо диффузионные горелки. Общий принцип их конструирования заключается в разделении газа на небольшие струи и последующем смешении его с воздухом частично в горелке, частично в топочной камере.

На рис. III-10 показана горелка Мосэнерго с центральным подводом природного газа, в которую газ подается тонкими струями через щели 1 в закрученный с помощью лопаток 5 воздушный поток.

Топочные камеры для сжигания газа и расположение газовых горелок аналогичны топкам для сжигания жидкого топлива. В котельных установках нередко применяются комбинированные горелки для сжигания мазута и газа.

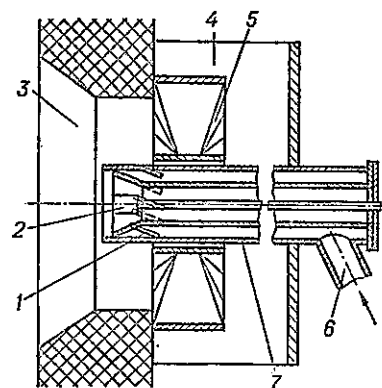


Рис. III-10. Горелка Мосэнерго для природного газа и мазута.

Вихревые (циклонные) топки.

Прямоточный факельный метод сжигания не лишен и недостатков, которые проявляются прежде всего при сжигании твердых топлив, а именно: громоздкость топочных камер из-за плохого использования их объема и необходимость глубокого охлаждения газов в топке во избежание шлакования; высокая концентрация золовой пыли в потоке продуктов сгорания; золовой износ и занос конвективных элементов или пониженные скорости газов в них во избежание золового износа; громоздкое пылеприготовительное и золоулавливающее устройство.

Применение вихревого (циклонного) принципа сжигания явилось новым этапом в развитии топочной техники. Вихревые топки, как и факельные, могут работать с сухим и жидким шлакоудалением. Наиболее важным типом вихревых топок для крупных энергетических котлоагрегатов являются циклонные топки с жидким шлакоудалением.

Первой топкой вихревого типа была пневматическая (циркуляционно-вихревая) топка А. А. Шершнева для сжигания фрезерного торфа. Дальнейшее развитие вихревых топок характеризовалось

четким выделением вихревой зоны путем осуществления специальных циклонных камер с целью лучшей организации и интенсификации вихревых потоков.

В настоящее время существует ряд разновидностей циклонных топок с жидким шлакоудалением. Схемы основных типов циклонных топок для крупных котельных агрегатов показаны на рис. III-11. Циклонные топки состоят из циклонных камер (предтопок) и камер охлаждения, в нижней части которых завершается процесс горения.

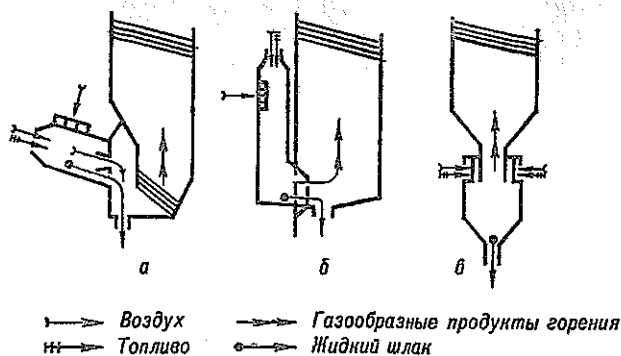


Рис. III-11. Основные разновидности котельных циклонных топок.

К этому типу топок относится циклонная топка Барнаульского котельного завода — ЦКТИ (рис. III-11,а). Топка состоит из трех камер: циклонной, дожигательной и камеры охлаждения.

Капли жидкого шлака, выносимые газовым потоком, выходящим из горловины циклонной камеры, на своем пути встречают вертикальную стенку из торкрета, нанесенного на экранные трубы, осаждаются на ней и стекают вниз. Во второй камере газы трижды меняют направление движения на 90°. Между второй и третьей камерой расположен шлакоулавливающий пучок экранных труб. Это обеспечивает высокую степень улавливания шлака в жидком виде и высокую полноту горения пыли грубого помола и даже дробленки.

На рис. III-11,б показана схема топki ВТИ с вертикальными циклонными предтопками. За рубежом применяются также топки с вертикальными циклонами, размещенными под камерой охлаждения (рис. III-11,в).

Применение циклонного принципа сжигания позволяет создать высокопроизводительные и эффективные топочные устройства для сжигания твердых топлив в мощных установках, достичь высокой интенсификации топочного процесса и максимальной степени (80÷95%) улавливания в топке шлака в жидком виде.

§ III-5. КОНСТРУКЦИИ ПАРОВЫХ КОТЛОВ И КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

Общие сведения

Паровой котел — это элемент котельного агрегата, в котором вода превращается в насыщенный пар. В начальный период развития котельных конструкций агрегат состоял из топки и котла, производившего насыщенный пар. В настоящее время термин «паровой котел» применяется и в собственном (узком) смысле этого слова и в широком смысле слова наряду с терминами «котельный агрегат» и «парогенератор».

Конструкции современных котлоагрегатов достаточно сложны и разнообразны. Их можно классифицировать по ряду признаков: а) по производительности — агрегаты малые ($D < 20 \text{ т/ч}$), средние ($D = 20 \div 75 \text{ т/ч}$), мощные ($D \geq 100 \text{ т/ч}$); б) по давлению — агрегаты низкого давления ($p < 30 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$), среднего ($p = 30 \div 70 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$), высокого ($p < 150 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$), сверхвысокого ($p = 150 \div 190 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$), сверхкритического давления ($p > 225 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$); в) по конструктивному оформлению — котлы барабанные (батарежные), жаротрубные, с дымогарными трубами, комбинированные, водотрубные, специальных типов; г) по расположению поверхности нагрева — горизонтальные и вертикальные; д) по числу газоходов — одно-, двух-, трех- и многоходовые; е) по принципу действия — прямого (с получением пара непосредственно за счет тепла продуктов сгорания) и непрямого действия; ж) по назначению — энергетические, промышленные, транспортные, отопительные; з) по циркуляции воды — с естественной циркуляцией, прямоточные, с многократной принудительной циркуляцией.

Классификация по производительности и давлению в некоторой части ориентировочна и условна. Ряд других классификационных признаков носит частный характер. Достаточно общим классификационным признаком является способ осуществления циркуляции. Используя его, удобно вести рассмотрение котельных конструкций.

Котлы с естественной циркуляцией

В котлах этого типа во время работы, вследствие разности плотностей пароводяной смеси в подъемных парообразующих трубах и воды в опускных трубах, происходит движение воды, называемое *естественной циркуляцией*. В современных водотрубных котлах движение воды четко выражено. В котлах старого типа движение воды носит неупорядоченный, хаотический характер, поэтому такие котлы иногда называют *бесциркуляционными*.

Котлы с естественной циркуляцией наиболее распространены.

Общим результатом развития котлов в первоначальный период явилось существенное улучшение их технико-экономических показателей по сравнению с исходным — простым цилиндрическим котлом: уменьшение веса, площади и объема, отнесенных к 1 м² поверхности нагрева. При этом наилучшие показатели имели водотрубные котлы с естественной циркуляцией. В то же время развитие котельных конструкций характеризовалось ростом отношения $\frac{H}{V_v}$ — величины поверхности нагрева к водяному объему — и уменьшением роли барабана как поверхности нагрева. В современных агрегатах барабан вообще не служит поверхностью нагрева.

Водотрубные котлы можно разделить на две группы: горизонтально-водотрубные (при небольшом угле наклона кипяtilьных труб к горизонту) и вертикально-водотрубные (при угле наклона труб более 45°).

Горизонтально - водотрубные котлы в свою очередь, в зависимости от конструкции промежуточных элементов между барабанами и кипяtilьными трубами, делятся на камерные и секционные.

Камерные котлы имели много недостатков, поэтому производство котлов этого типа давно прекращено.

Прогрессивным в развитии горизонтально-водотрубных котлов явилось применение вместо цельных камер отдельных секций коробчатой или цилиндрической формы (рис. III-12). Обычно применялись коробчатые секции змеевидной формы для получения близкого к шахматному расположения труб в пучке.

Заметным этапом в развитии секционных котлов был переход к поперечному расположению барабана. Это позволило достичь значительной единичной мощности агрегата, упростить его конструктивную схему и удешевить производство.

Все же горизонтально-водотрубные котлы даже лучшей конструкции сложны и дороги. Поэтому в послевоенный период производство их было прекращено.

В вертикально-водотрубных котлах кипяtilьные трубы присоединяются непосредственно к барабанам. Промежуточных элементов (камер, секций) в этих котлах нет, что упрощает их конструктивную схему. Верхние барабаны вертикально-водотрубных котлов служат камерами для присоединения труб и паросборни-

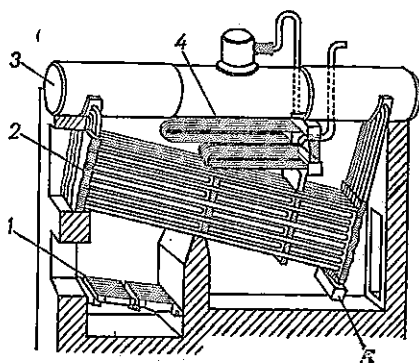


Рис. III-12. Схема секционного горизонтального водотрубного котла с продольным барабаном:

1 — ручная колосниковая решетка; 2 — секции; 3 — барабан; 4 — пароперегреватель; 5 — грязевик.

ками — сепараторами; нижние барабаны являются камерами и грязевиками, из которых путем периодической продувки производится удаление шламов. Вместо большого числа (десятков и сотен) мелких лючков, устанавливаемых в горизонтально-водотрубных котлах, в вертикально-водотрубных котлах предусматривается несколько лазов большого размера (не менее 300×400 мм), через которые можно проникнуть в барабаны. Расположение барабанов, как правило, поперечное. Пучки кипяtilьных труб размещаются с большим наклоном к горизонту или вертикально. Трубы присоединяются к барабанам путем развальцовки. Развальцовка их в гнездах стенок барабанов производится изнутри. В отличие от горизонтально-водотрубных котлов кипяtilьные трубы выполняются гнутыми.

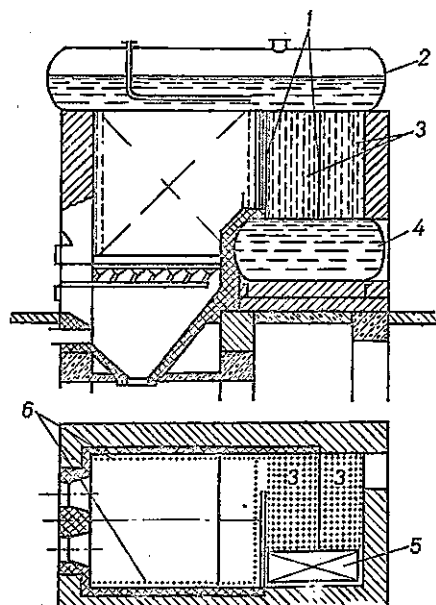


Рис. III-13. Схема котла ДКВ:

1 — газовые перегородки; 2 — верхний барабан; 3 — пучки кипяtilьных труб; 4 — нижний барабан; 5 — пароперегреватель; 6 — топочные экраны.

большой мощности. На рис. III-13 показана конструкция широко распространенного транспортабельного котла ДКВ (двухбарабанный котел вертикальный) с двумя продольно-расположенными барабанами. Эти котлы выпускаются в большом количестве Бийским котельным заводом. Их производительность — 2 т/ч на давление $8 \cdot 10^5$ н/м² без пароперегревателей и 4, 6, 5, 10 т/ч на давление $13 \cdot 10^5$ н/м² и температуру перегретого пара 350° С.

В послевоенный период наши заводы перешли к выпуску мощных агрегатов высокого давления однобарабанной конструкции экранного типа с размещенным в верхней части топки фестом —

Развитие вертикально-водотрубных конструкций характеризовалось уменьшением числа барабанов — наиболее тяжелых и дорогих деталей котла — от пяти до одного при одновременном увеличении в десятки раз единичной производительности котла, отказом от неактивно работающих, расположенных в зоне низких температур газов, пучков котельных труб, упрощением и улучшением конструктивной и циркуляционной схемы котлов.

Двухбарабанные вертикально-водотрубные котлы в последнее время строят только не-

трех- или четырехрядным разреженным пучком, образованным путем разводки труб заднего экрана.

В крупных котельных агрегатах, которые выпускаются в последнее время, в верхней части топочной шахты устанавливают выступы («носки»), однорядные фестоны и ширмовые пароперегреватели. На рис. III-14 показана схема котлоагрегата ТКЗ марки ТП-80 производительностью $420 \text{ м}^3/\text{ч}$, $p = 140 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$, $t = 570^\circ \text{С}$.

В связи с полным экранированием топочных камер, уменьшением с ростом давления теплоты парообразования r , повышением температуры дымовых газов перед пароперегревателем, вызванным ростом температуры перегретого пара, в агрегатах высокого давления отпала необходимость в конвективных котельных пучках. Превращение воды в насыщенный пар в котлоагрегатах высокого давления практически происходит полностью в топочных экранах. При сверхвысоких давлениях ($180\text{—}190 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$) поверхность нагрева парообразующих экранов становится недостаточной для охлаждения продуктов горения в топке до необходимой (во избежание шлакования) температуры. Поэтому в топке дополнительно размещают настенные экраны, которые служат радиационными пароперегревателями.

В старых котельных конструкциях низкого давления котел был единственной поверхностью нагрева. С ростом давления и температуры пара, применением пароперегревателей и водяных экономайзеров роль котла в общем теплоглощении непрерывно уменьшалась. При давлениях $180\text{—}190 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ основным по теплоглощению и наиболее важным (по условиям работы) элементом стал пароперегреватель. Заметно возросла также роль водяного эконо-

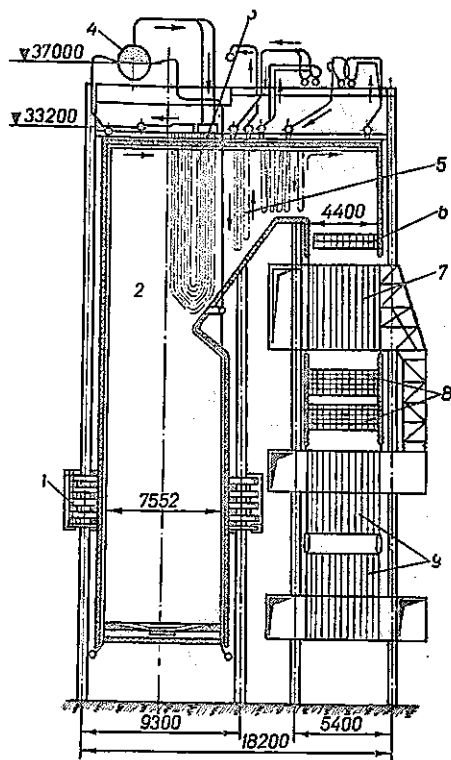


Рис. III-14. Продольный разрез котла ТП-80:

1 — горелки; 2 — топочная камера; 3 — ширмовый пароперегреватель; 4 — сарбан котла; 5 — конвективный пароперегреватель; 6 — II ступень экономайзера; 7 — II ступень воздухоподогревателя; 8 — I ступень экономайзера; 9 — I ступень воздухоподогревателя.

майзера. Так рост параметров пара привел к существенному изменению профиля котельных агрегатов.

Агрегаты с естественной циркуляцией строят для давлений до $190 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$. Этот предел обусловлен тем, что при более высоких, околоскритических давлениях становятся близкими по своим значениям удельные веса воды и пара, в связи с чем весьма затрудняется организация надежной естественной циркуляции и сепарации воды от пара.

Прямоточные котлы

Принцип прямоточности заключается в том, что в обогреваемый элемент (трубу, змеевик, ряд параллельно включенных змеевиков) подается насосом столько воды, сколько пара в нем образуется. Простейший прямоточный котел представляет собой змеевик, в один конец которого поступает вода, а из другого выходит перегретый пар. Чтобы получить в мощных прямоточных котлах приемлемое гидравлическое сопротивление котла, поверхность нагрева делают в виде большого числа (нескольких десятков) параллельных витков.



Рис. III-15. Принципиальная схема прямого котла.

На рис. III-15 представлена принципиальная схема прямого котла, из которой видно, что в зависимости от режимных факторов — степени нагрузки, вида и качества топлива и т. п. зона начала и конца парообразования может перемещаться. Прямоточные котлоагрегаты выгодно отличаются от котлов с естественной циркуляцией отсутствием ряда тяжелых и дорогих элементов — барабана, системы необогреваемых опускных труб и коллекторов, что приводит к существенному уменьшению веса и стоимости собственно котла и тем самым к уменьшению веса и стоимости котлоагрегата в целом.

Прямоточные котлы — единственно возможный тип котлов для производства пара околоскритического и сверхкритического давления. Прямоточное котлостроение в СССР начало развиваться в 30-х годах по инициативе Л. К. Рамзина — автора ряда оригинальных конструкций прямоточных котлов.

На рис. III-16 показана схема одной из конструкций котла Рамзина — прямого котла высокого давления марки 51 СП, $p = 100 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$, $t_{п.п} = 510^\circ \text{С}$, $D = 230 \text{ т/ч}$.

Компоновка котла П-образная, аналогичная принятой у нас компоновке котлов с естественной циркуляцией.

Питательная вода подается насосом в конвективный экономайзер 13, откуда поступает в нижнюю радиационную часть агрегата, выполненную в виде ленты, состоящей из 44 параллельно включен-

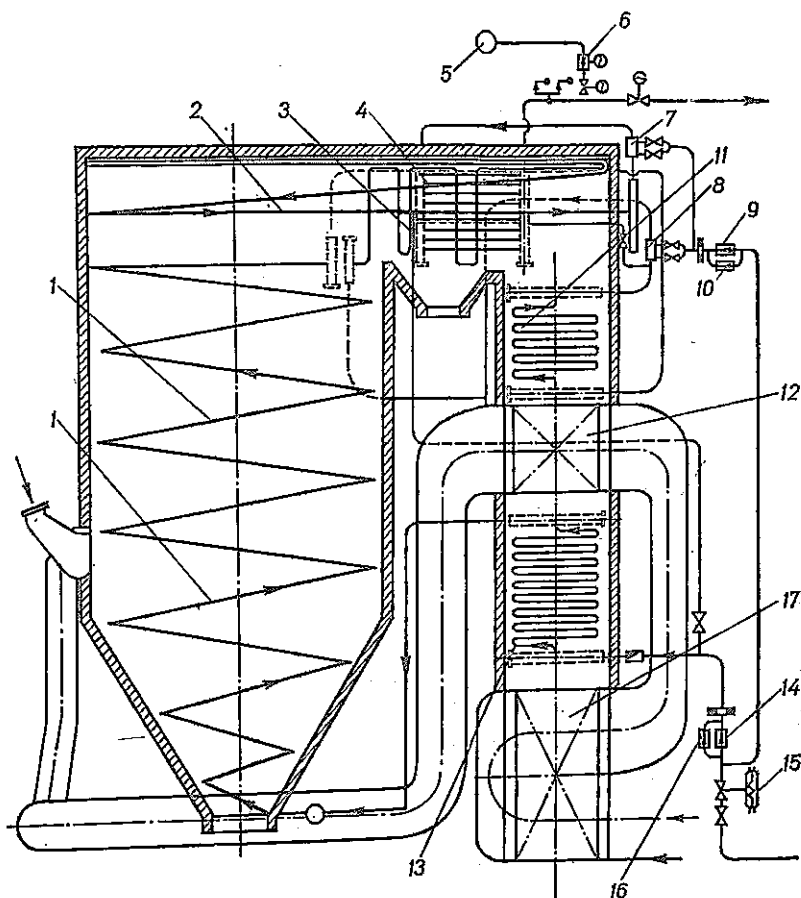


Рис. III-16. Схема советского прямоточного котла Рамзина марки 51СП (67-1СП).

ных витков. В котлах Рамзина применяется горизонтальная навивка экранных труб. На фронтальной и боковой стенах топки ленты располагаются горизонтально, на задней стенке они имеют подъем, равный ширине ленты. Нижняя и средняя часть радиационной поверхности нагрева являются радиационными экономайзером и котлом 1.

Из радиационного котла 1 пароводяная смесь с содержанием воды $\sim 20\%$ по весу поступает в конвективную переходную зону 11,

где заканчивается превращение всей воды в пар и происходит перегрев пара на $20-30^{\circ}\text{C}$. Затем пар поступает в радиационный пароперегреватель 2, размещенный в верхней части топки, и из него в конвективный пароперегреватель 4, в котором пар перегревается до заданной температуры 510°C .

Переходная зона размещается в конвективной части во избежание частых аварий из-за пережога труб и с целью удлинения кампании котла — периода между промывками, так как в этой зоне происходит интенсивное отложение на стенках труб накипеобразующих веществ. Прямоточные котлы сверхкритического давления могут выполняться без вынесения переходной зоны (точнее, зоны максимальной теплостойкости) в конвективный газосход. При этом уменьшается расход дорогой аустенитной стали и стоимость котла.

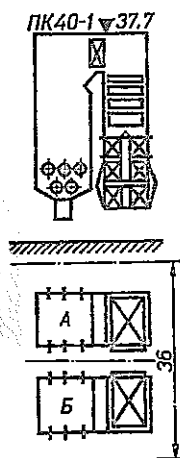


Рис. III-17. Схема прямооточного котла ПК-40-1 Подольского завода им. Орджоникидзе.

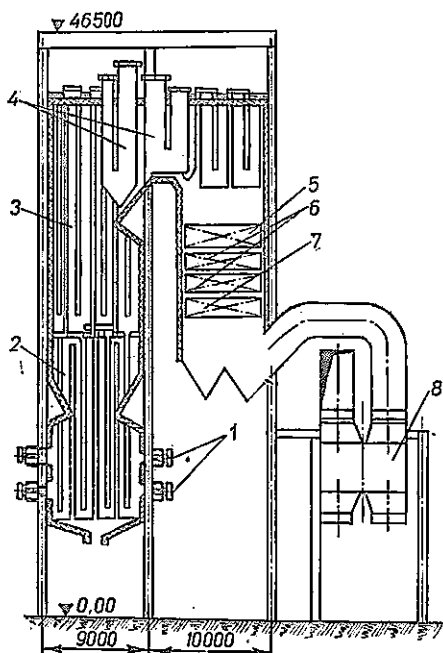


Рис. III-18. Котел ТГП-110:

1 — горелки; 2 — нижняя радиационная часть; 3 — верхняя радиационная часть; 4 — шпирмы первичного и вторичного пароперегревателей; 5 — конвективный первичный и вторичный пароперегреватели; 6 — зона максимальной теплостойкости; 7 — водяной экономайзер; 8 — регенеративный воздухоподогреватель.

Прямоточные парогенераторы предъявляют высокие требования к качеству питательной воды, так как поступающие с водой растворенные твердые вещества не удаляются из котла, часть из них осаждается на стенках труб, часть уносится с паром и осаждается на лопатках турбин.

В СССР освоено производство прямоточных парогенераторов высокой производительности. На рис. III-17 показана схема котлоагрегата Подольского машиностроительного завода имени С. Орджоникидзе марки ПК-40-1 производительностью $D = 640 \text{ т/ч}$, $p = 140 \text{ атм}$, $t_{п.п} = 570^\circ \text{С}$ с промежуточным перегревом пара до 570°С . Он выполнен в виде двух одинаковых корпусов, симметричных по отношению к оси ячейки.

На рис. III-18 представлена схема двухкорпусного парогенератора сверхкритического давления Таганрогского котельного завода марки ТПП-110 для блока 300 Мвт производительностью $D = 950 \text{ т/ч}$, $p = 255 \text{ атм}$, $t_{п.п} = 585^\circ \text{С}$ и промежуточным перегревом пара до 570°С .

Топка этого агрегата сужается в нижней части и имеет выступ в верхней части. В крупных прямоточных парогенераторах для возможности блочного изготовления экраны выполняются не путем горизонтальной навивки лент, а в виде вертикальных панелей.

Кроме котлов с естественной циркуляцией и прямоточных агрегатов существует еще много других конструкций парогенераторов: с многократной принудительной циркуляцией воды, осуществляемой с помощью специальных насосов, высоконапорных парогенераторов с топками, работающими под давлением, парогенераторов атомных электростанций и т. п.

§ III-6. ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛИ. ВОДЯНЫЕ ЭКОНОМАЙЗЕРЫ. ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛИ

Пароперегреватели

В пароперегревателе происходит перегрев пара до заданной температуры. С повышением давления и температуры перегретого пара доля тепла, переданного в перегреватель, по отношению к общему приращению энтальпии воды в агрегате очень растет и перегреватель становится одним из основных тепловоспринимающих элементов котельного агрегата (рис. III-19). Для изготовления труб пакетов перегревателя, работающих в тяжелых температурных условиях, применяются дорогие легированные стали.

По виду теплообмена перегреватели делятся на конвективные, полурадияционные и радиационные; по расположению змеевиков —

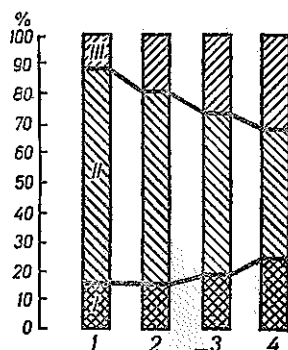


Рис. III-19. Доля тепла, расходуемого на:
I — подогрев воды до кипения;
II — парообразование;
III — перегрев пара

Рис. III-19. Доля тепла, расходуемого на:

I — подогрев воды до кипения; II — парообразование; III — перегрев пара: 1— $p = 16 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$; $t_{п.п} = 375^\circ \text{С}$; $t_{п.в} = 100^\circ \text{С}$; 2 — $p = 40 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$; $t_{п.п} = 450^\circ \text{С}$; $t_{п.в} = 150^\circ \text{С}$; 3— $p = 100 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$; $t_{п.п} = 510^\circ \text{С}$; $t_{п.в} = 215^\circ \text{С}$; 4— $p = 140 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$; $t_{п.п} = 570^\circ \text{С}$; $t_{п.в} = 225^\circ \text{С}$.

на вертикальные и горизонтальные. В современных агрегатах применяются сложные по схеме и конструкции комбинированные перегреватели, состоящие из радиационной, полурадационной и конвективной частей.

Размер поверхности нагрева и условия работы труб конвективного перегревателя зависят от принятой схемы движения пара и дымовых газов (рис. III-20).

На рис. III-21 приведена схема комбинированного перегревателя котла высокого давления. Из барабана 1 пар поступает в радиационный перегреватель 2, из него — в полурадационный ширмовый перегреватель 3 и затем — в конвективный перегреватель, состоящий из двух частей 5 и 7.

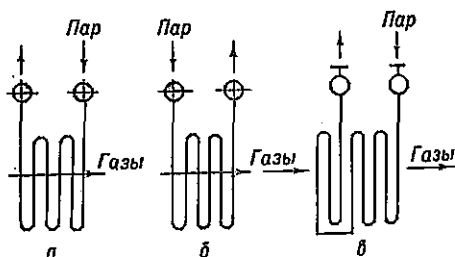


Рис. III-20. Схема относительного движения пара и продуктов сгорания в перегревателях:

а — противоток; б — прямоток; в — смешанный комбинированный ток.

Для нормальной работы котлов важное значение имеет регулирование температуры перегретого пара с помощью комбинированных перегревателей с плавным изменением температуры пара при изменении нагрузки агрегата, а также регулирование по газовой стороне, регулирование по паровой стороне. В современных агрегатах, как основной и наиболее надежный, применяется быстрый и тонкий метод регулирования по паровой стороне путем впрыскивания конденсата в поток пара в двух точках парового тракта — в начальной его части и вблизи выходного коллектора.

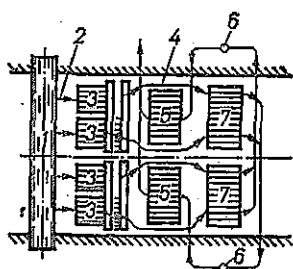


Рис. III-21. Схема пароперегревателя блочного котла производительностью 220 т/ч , $100 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$, 540°С :

1 — барабан котла; 2 — потолочный экран; 3 — ширмовый пароперегреватель; 4 — потолочные трубы; 5 и 7 конвективный пароперегреватель; 6 — парохладитель.

Водяные экономайзеры

Основное назначение водяного экономайзера — подогрев питательной воды за счет тепла дымовых газов. Однако, в ряде случаев вода в экономайзере не только подогревается, но и частично (до 20% по массе) превращается в пар. Такие экономайзеры называются *кипящими*.

Замена хвостовой котельной поверхности нагрева экономайзерной выгодна потому, что экономайзер работает с более высоким средним температурным напором, чем котельная поверхность, размещенная в том же газоходе, так как средняя температура воды в экономайзере ниже температуры воды в котле, равной температуре насыщения при данном давлении. Поэтому поверхность нагрева экономайзера при том же снижении температуры дымовых газов

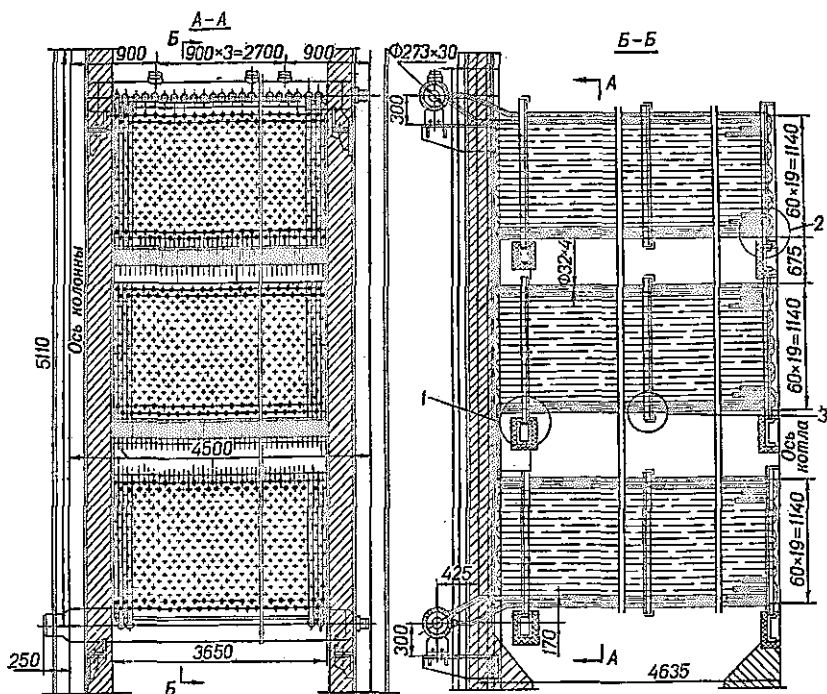


Рис. III-22. Водяной экономайзер котлоагрегата ТП-230.

значительно меньше котельной поверхности нагрева. В то же время стоимость 1 м^3 экономайзера меньше, чем стоимость 1 м^2 поверхности нагрева котла.

На рис. III-22 показан водяной экономайзер котла высокого давления типа ТП-230 Таганрогского котельного завода с горизонтальным расположением труб в шахматном порядке.

Воздухоподогреватели

Необходимость применения воздухоподогревателей в котельных установках обуславливается тем, что при регенеративном подогреве питательной воды невозможно глубоко охладить дымо-

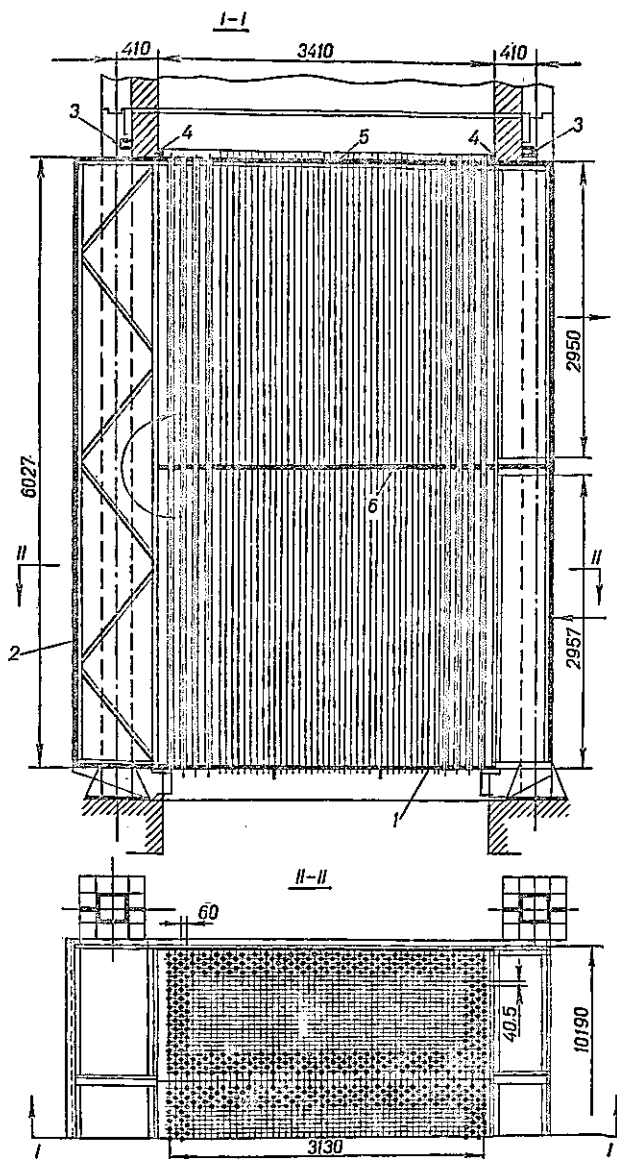


Рис. III-23. Трубчатый воздухоподогреватель:
 1, 5 и 6—нижняя, верхняя и промежуточная трубные доски;
 2—наружный короб для перепуска воздуха; 3 и 4—ком-
 пенсаторы.

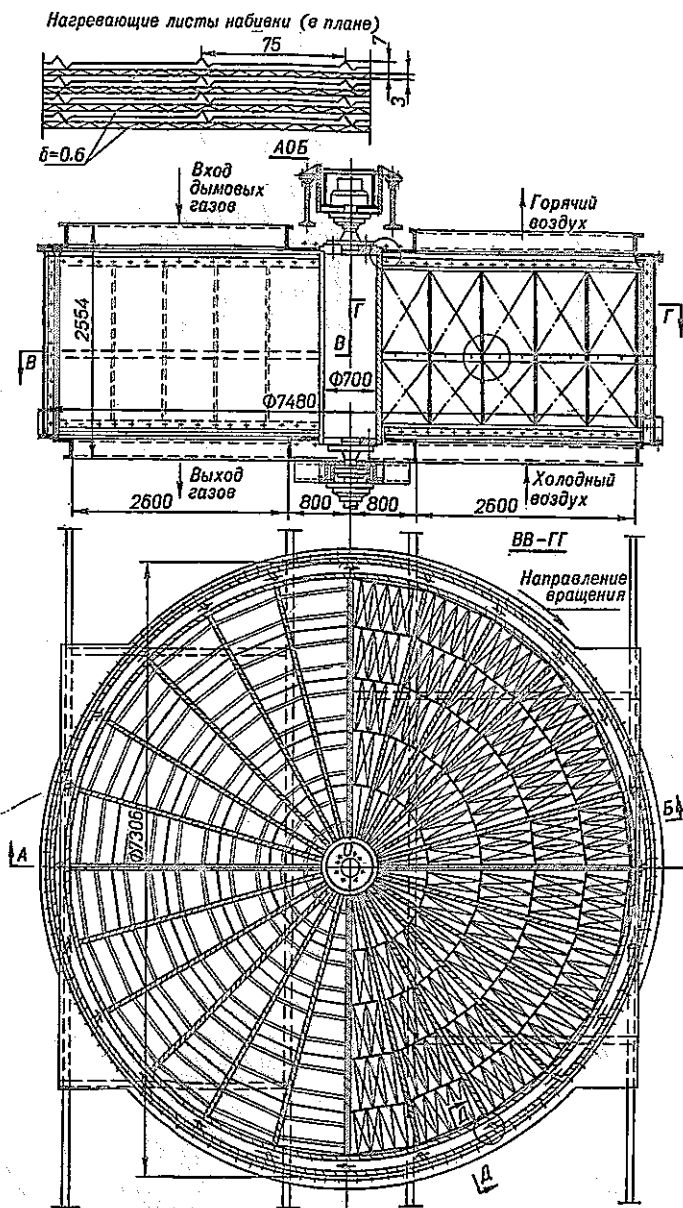


Рис. III-24. Регенеративный вращающийся воздухоподогреватель ТКЗ.

вые газы в водяных экономайзерах, так как вода, поступающая в экономайзер, имеет высокую температуру. В то же время подогрев поступающего в топку воздуха полезен для улучшения топочного процесса. Он позволяет работать с меньшим коэффициентом избытка воздуха и меньшей неполнотой сгорания. Таким образом, в результате воздухоподогрева снижаются основные потери котельного агрегата (q_2, q_3, q_4).

По способу передачи тепла воздухоподогреватели делятся на *рекуперативные и регенеративные*. В рекуперативных воздухоподогревателях тепло от газов к воздуху передается непрерывно через разделяющую их стенку. В регенеративных подогревателях металлические или керамические насадки омываются поочередно газом и воздухом. Газ нагревает насадку, в ней аккумулируется тепло, которое затем передается воздуху.

На рис. III-23 показан трубчатый воздухоподогреватель. Он состоит из большого числа расположенных в шахматном порядке труб, присоединенных к трубным доскам. Промежуточными перегородками воздухоподогреватель делится на две половины. Газ движется сверху вниз внутри труб. Воздух вентилятором подается справа в нижнюю половину воздухоподогревателя и омывает поперечным потоком трубы воздухоподогревателя снаружи.

На рис. III-24 показан регенеративный вращающийся воздухоподогреватель ТКЗ. Он представляет собой вращающийся вокруг вертикальной оси цилиндр, заполненный набивкой в виде тонких гофрированных стальных листов. Цилиндр с набивкой вращается со скоростью 0,03 об/сек, и набивка попеременно омывается то газовым, то воздушным потоком. Движение газа и воздуха противоположное. Газовая и воздушная сторона разделены секторной плитой. Для уменьшения перетока воздуха в газы предусмотрены уплотнительные устройства.

§ III-7. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК. ВОДОПОДГОТОВКА.

Тягодутьевые и питательные устройства

Процесс горения топлива возможен при непрерывном подводе в топку воздуха и удалении продуктов сгорания. Подавать воздух и удалять дымовые газы можно или за счет естественной тяги дымовой трубы, или с помощью вентиляторов и дымососов. Естественная тяга применяется лишь в небольших установках, в которых температура уходящих газов высока, а сопротивление котла невелико (10—15 мм вод. ст. или 100—150 н/м²).

В установках средней и большой производительности сопротивление котельного агрегата составляет 200—300 мм вод. ст., а температура уходящих газов — 110—140° С. При таких условиях дымовая труба не может создать необходимого разрежения и нужно

применять искусственную тягу. Наиболее часто применяют схему подачи воздуха и удаления газов, представленную на рис. III-25.

Воздух, необходимый для горения, подается вентилятором 1, преодолевающим сопротивление воздухоподогревателя и горелок при камерном сжигании или слоя топлива при слоевом сжигании. Продукты сгорания отсасываются дымососом 2 и удаляются в атмосферу через дымовую трубу на высоту, определяемую санитарными нормами.

Подача воды в паровой котел производится поршневыми и центробежными насосами. Для обеспечения безопасной эксплуатации котлов необходима высокая надежность работы питательных устройств, в связи с чем предусматривается установка резервных питательных приборов.

Поршневые насосы имеют высокий к. п. д., надежны в работе, пригодны для очень высоких давлений. Однако при большой производительности они становятся громоздкими и поэтому применяются лишь в небольших котельных установках.

В котельных установках средней и большой производительности применяются центробежные насосы с электрическим или паротурбинным приводом. Они компактны и пригодны для любого давления и производительности.

Современные котлы имеют небольшой водяной объем. Чтобы обеспечить их непрерывное питание в количестве, соответствующем нагрузке котла, предусматривается автоматическое регулирование питания. Широко распространены двухимпульсные регуляторы питания (системы инж. Трубкина и др.). Количество подаваемой воды регулируется питательным клапаном по первичному импульсу от уровня воды в барабане и по вторичному от расхода пара.

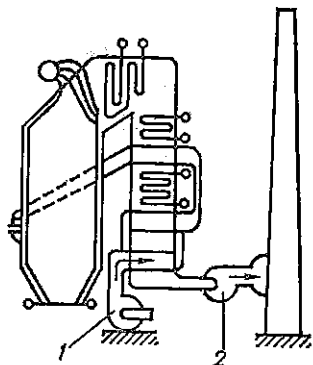


Рис. III-25. Способ подачи воздуха и удаления продуктов сгорания:

1 — дутьевой вентилятор; 2 — дымосос.

Золоудаление и золоулавливание

В небольших котельных установках при слоевом сжигании топлива применяют либо вагонеточное золоудаление, либо механическое золоудаление с помощью скребкового транспортера. Скребковые транспортеры применяются также в крупных установках.

В котельных установках средней и большой производительности широко применяется низконапорное гидравлическое золоудаление. Зола и шлак смываются струей воды и из бункеров поступают

в канал, по которому движется вода, уносящая золу за пределы котельной. Затем зола транспортируется до золоотвала в закрытом трубопроводе. Смесь воды, шлака и золы перекачивается либо багерными насосами, либо гидроаппаратами системы инж. Москалькова.

В уходящих из котла дымовых газах содержится сернистый ангидрид и большое количество летучей золы. Для снижения концентрации пыли в атмосферном воздухе дымовые газы подвергаются очистке в золоуловителях. Кроме того, устанавливают высокие дымовые трубы (100—150 м) для развевания на значительное расстояние сернистого ангидрида и оставшейся после золоуловителей летучей золы. Улавливается летучая зола в золоуловителях разных типов: механических золоуловителях жалюзийного и циклонного типов (циклоны, батарейные циклоны), мокрых золоуловителях (скрубберных, прутковых), электрофильтрах.

В жалюзийных золоуловителях ВТИ запыленный поток газов распределяется на ряд параллельных струй, направление движения которых резко меняется. При этом хорошо улавливаются крупные фракции золы. Поэтому такие золоуловители используются для защиты дымососов, а также хвостовых поверхностей нагрева от быстрого износа.

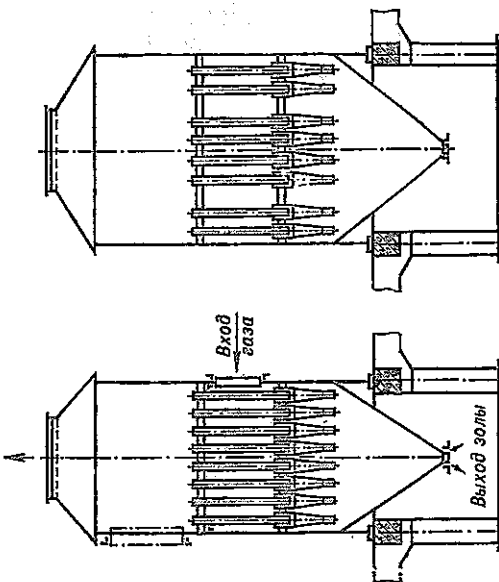
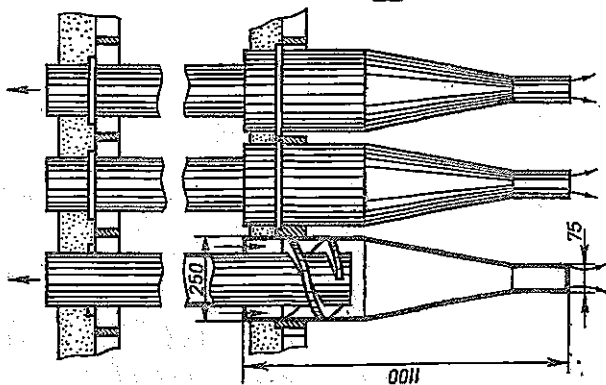
Циклоны выполняются в виде вертикальных цилиндров с коническим днищем. Запыленный газ подводится к цилиндру тангенциально и получает вращательное движение. Золотые частицы под действием центробежной силы отбрасываются к стенкам и по ним опускаются в нижнюю часть циклона, а очищенный газ уходит в трубу, расположенную в верхней части циклона по его оси. Степень улавливания золы в циклоне зависит от конструкции циклона и от размера частиц золы и составляет в среднем 60—70 %.

К. п. д. циклона можно увеличить, уменьшив его диаметр. Поэтому в последнее время устанавливают батарейные циклоны, состоящие из большого количества циклонов малого диаметра (200÷250 мм). Схема такого циклона показана на рис. III-26.

Мокрые центробежные скрубберы ВТИ (рис. III-27) относятся к комбинированным системам золоуловителей. Дымовые газы подводятся к скрубберам тангенциально через горизонтальный патрубок 4. Стенки скруббера, облицованные керамическими плитками, орошаются водой. Частицы золы, отбрасываемые к стенке центробежной силой, стекают вместе с водяной пленкой вниз и удаляются в канализацию. Коэффициент улавливания золы в мокрых скрубберах составляет 85—88 %. Прутковые золоуловители ВТИ отличаются от мокрых скрубберов установкой во входном патрубке решеток из орошаемых водой прутков, что повышает степень очистки газов.

В электрофильтрах пылевые частицы получают отрицательный заряд, летят к положительно заряженному электроду и осаждаются на нем, откуда удаляются в золотой бункер при периодиче-

Выход газа



б

Вход
газа

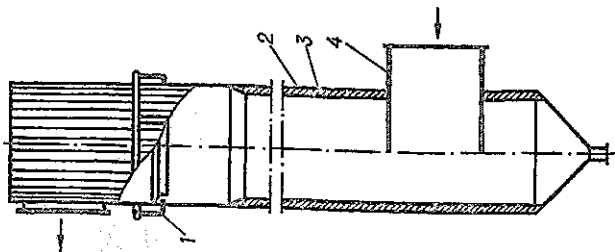
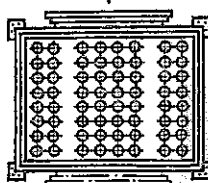


Рис. III-26. Мультициклон треста «Газоочистка»:

а — элементы мультициклона ЦГ-1; б — установка мультициклона типа ЦГ-1.

Рис. III-27. Схема мокрого скруббера ВТИ.

ском встряхивании электрода. Степень улавливания золы в электрофильтрах достигает 95%.

При выборе типа золоуловителей принимается во внимание не только степень улавливания золы, но и стоимость и сложность сооружения, металлоемкость и расход энергии. При достаточно высоком к. п. д. наиболее экономичны по стоимости очистки 1 м³ газа мокрые центробежные скрубберы.

Водоподготовка

Для надежной и экономичной работы тепловых электростанций необходима правильная организация водного режима котельных агрегатов. При этом возникают следующие задачи: предотвращение образования отложений на стенках поверхностей нагрева пароводяного тракта агрегата, предотвращение интенсивной коррозии поверхностей нагрева и получение пара высокой чистоты.

Для питания котельных агрегатов электростанций применяют турбинный конденсат. Однако часть конденсата на станциях теряется. Потери на крупных конденсационных электростанциях составляют 1—2%, а на теплоэлектроцентралях из-за невозврата конденсата из производственных аппаратов исчисляются десятками процентов. Эти потери нужно восполнить добавочной водой.

Природная вода без соответствующей подготовки не может служить добавкой к турбинному конденсату, так как в ней содержатся механические примеси, различные растворенные соли и газы. Попадая в котел, растворенные в воде твердые вещества образуют накипь и шлам, а растворенные коррозионно-активные газы (кислород и углекислый газ) вызывают коррозию стенок котлов.

Из-за очень низкой теплопроводности накипи и шлама их отложения на поверхностях нагрева снижают надежность и экономичность работы котельных установок. При таких отложениях на стенках труб, работающих в области высоких температур дымовых газов, возможен недопустимый перегрев этих стенок, сопровождающийся понижением прочности металла, деформацией и разрывом труб. Внутреннее загрязнение поверхностей нагрева приводит к ухудшению теплопередачи, повышению температуры уходящих газов и снижению к. п. д. котельного агрегата, создавая большое дополнительное термическое сопротивление.

Чем выше давление производимого пара, тем выше требования к качеству питательной воды. Особенно велики эти требования для прямоточных котлов сверхкритических параметров. С повышением давления пара становится все более важной и трудной задачей получение чистого пара, так как при переходе к высоким давлениям загрязнение пара происходит не только вследствие уноса солей с каплями воды, но и вследствие способности его растворять некоторые примеси — кремнекислоту и соединения натрия (хлористый натрий, гидроокись натрия и др.). Содержащиеся в паре примеси

образуют отложения в арматуре паропроводов, в клапанах и в проточной части турбин. Это приводит к неплотности арматуры, снижению экономичности и мощности турбин.

Не допустить образования накипи в паровом котле можно либо удалив растворенные в воде соли, либо переведя их в легко растворимые соединения, не выпадающие из раствора даже при высокой концентрации в нем солей.

Цель обработки исходной воды — либо умягчение, т. е. уменьшение содержания в воде кальциевых и магниевых солей, определяющих ее жесткость, либо обессоливание воды. Существует ряд способов умягчения воды: термические, реагентные, ионного обмена, комбинированные.

Основным методом обработки воды в настоящее время является метод катионного обмена. Благодаря своей простоте, экономичности, небольшим капитальным затратам и высокому качеству умягченной воды обработка воды катионитовым способом получила широкое распространение. Вещества, используемые для обработки воды этим методом, называются *катионитами*. В катионит вводят один из следующих обменных катионов: натрий, водород или аммоний. В зависимости от этого различают *натрий-катионирование*, *водород-катионирование*, *аммоний-катионирование* и комбинированные методы обработки катионитами.

Полное химическое обессоливание воды может быть достигнуто в результате Н-катионирования и последующего анионирования. *Анионированием* называется процесс обмена анионами между содержащимися в воде кислотами и анионитом — веществом, используемым для такой обработки. Анионит способен интенсивно поглощать из воды анионы тогда, когда они находятся в воде в виде кислот. Поэтому перед анионированием производится Н-катионирование исходной воды.

Полное удаление из воды солей может быть также получено путем термического обессоливания — дистилляции воды. Аппараты, применяемые для этой цели, называются *испарителями*. Они обогреваются паром, а питают их предварительно умягченной водой. Термическое обессоливание — наиболее дорогой способ обработки воды.

Растворенные в воде коррозионно-агрессивные газы — кислород и углекислый газ — удаляют путем термической деаэрации. Деаэраторы снабжены колонками, в которых размещается устройство для разбрызгивания на отдельные струи и капли поступающего в ее верхнюю часть потока воды. В нижнюю часть деаэраторной колонки поступает греющий пар, отсюда он движется навстречу воде. Вода нагревается до температуры насыщения, и затем происходит десорбция растворенных в ней газов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Парогенераторы. Под общей редакцией проф. А. П. Ковалева. М.-Л., «Энергия», 1966.

ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ

§ IV-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Паровая турбина представляет собой тепловой двигатель с вращающимся ротором, рабочий процесс в котором непрерывен. Паровые турбины очень компактны и изготавливаются мощностью от нескольких сотен до миллиона *квт* и более в одном агрегате.

В проточной части паровой турбины тепловая энергия пара определенных параметров вначале преобразуется в кинетическую энергию (энергия движения), затем эта энергия трансформируется в механическую работу вращения ротора и вала турбины.

Паровая турбина состоит из неподвижно установленного корпуса цилиндрической формы и размещенного на подшипниках внутри корпуса вращающегося ротора. Ротор турбины представляет собой вал, на котором прочно закреплены рабочие диски с венцом рабочих лопаток на ободе каждого диска. В теле корпуса турбины закреплены неподвижные диафрагмы, в которых по соответствующей окружности размещаются сопловые аппараты, или сопловые (направляющие) лопатки. Ступень турбины состоит из одного венца сопловых лопаток (диафрагма) и одного венца рабочих лопаток (рабочий диск). Сопловые и рабочие лопатки закреплены на окружностях одинакового радиуса. В корпусе турбины может быть несколько ступеней, а один агрегат паровой турбины может иметь один или несколько последовательно размещенных корпусов. В этом случае валы (роторы) отдельных корпусов скреплены между собой специальными муфтами.

В каналах между сопловыми (направляющими) лопатками пар расширяется и его потенциальная энергия преобразуется в кинетическую энергию потока. В каналах между рабочими лопатками кинетическая энергия пара, вследствие обтекания криволинейных профилей рабочих лопаток, преобразуется в механическую работу вращения ротора турбины. При обтекании профилей рабочих лопаток на поверхности их возникают силы давления. Сумма сил давления на вогнутую поверхность намного превосходит сумму сил, действующих на выпуклую поверхность, поэтому лопатка движется в направлении больших действующих усилий. Так пар постепенно расширяется от первой до последней ступени турбины и далее, при низком давлении, выходит из турбины.

Главное преимущество паровых турбин заключается в их быстроходности (50 и более оборотов ротора в секунду) и в малых габаритах.

В первых образцах турбин — в активной турбине Лавалья и реактивной Парсонса — паровой поток двигался в направлении оси турбины. Такие турбины называют *осевыми*, или *аксиальными*. В 1912 г. шведские инженеры братья Юнгстрем предложили оригинальную конструкцию многоступенчатой радиальной турбины, в которой венцы рабочих лопаток расположены концентрично на боковых поверхностях двух рабочих дисков. Соответственно паровой поток в турбине Юнгстрема движется от центра дисков радиально к ободам дисков расходящимся потоком. Американский инженер Кертис в начале XX в. предложил видоизмененную конструкцию однодисковой активной турбины. В турбине Кертиса на ободе диска размещается два, а иногда и три венца (решетки) рабочих лопаток. Такие турбины называют турбинами со ступенями скорости.

Ступени турбины называются *активными*, если пар расширяется только в сопловых решетках (каналах), а на рабочих лопатках давление остается постоянным. В реактивных ступенях турбин пар расширяется в сопловых и в рабочих решетках.

В настоящее время паровые турбины изготавливаются в основном многоступенчатыми, причем в одной и той же турбине могут быть ступени чисто активные (первые ступени) и реактивные с разной степенью реактивности.

В нашей стране первая конструкция паровой турбины была создана в прошлом веке на Сузунском заводе (Алтай) местным механиком П. Залесовым. Паровую турбину в более совершенной конструкции разработал в 1883—1890 гг. шведский инженер Лаваль. Это однодисковая активная турбина, состоящая из ряда сопел, в которых происходит расширение пара, и рабочего диска с венцом рабочих лопаток на ободе. Почти одновременно английский инженер Парсонс предложил конструкцию многоступенчатой реактивной турбины с ротором барабанного типа, в которой расширение пара распределялось на все ступени.

Турбостроительная промышленность в нашей стране начала развиваться только после Великой Октябрьской социалистической революции.

Одним из крупнейших турбостроительных заводов является Ленинградский металлический завод (ЛМЗ) имени XII съезда КПСС. Начиная с 1945 г. на ЛМЗ создаются конструкции паровых турбин мощностью в 50 и 100 тыс. *квт* на высокие параметры пара: давление $88,26 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ и температуру 500°C . Переход на такие параметры обеспечил значительное повышение экономичности тепловых электростанций, удельный расход топлива на получение 1 *квт* · ч электроэнергии снизился по сравнению

с установками, работающими на средних параметрах пара, на 10—12%.

С 1953 г. на ЛМЗ началось производство еще более мощных турбин. Была построена одновальная турбина мощностью в 150 тыс. *квт* на 50 *об/сек*, давление пара $166,71 \cdot 10^5$ *н/м²* и температуру 550° С с промежуточным перегревом пара. В 1957 г. на заводе началось освоение паровых турбин мощностью 200 тыс. *квт*, одновальных, на 50 *об/сек*, с давлением пара $127,49 \cdot 10^5$ *н/м²* и температурой 565° С с одним промежуточным перегревом пара. В 1960 г. была построена паровая турбина мощностью 300 тыс. *квт* на давление $235,36 \cdot 10^5$ *н/м²* и температуру свежего пара 580° С с промежуточным перегревом пара при $35,30 \cdot 10^5$ *н/м²* до 565° С.

В 1934 г. вступил в строй второй крупнейший в Союзе турбостроительный завод — Харьковский турбинный завод имени Кирова (ХТГЗ). На ХТГЗ, как и на ЛМЗ, строятся паровые турбины на большие мощности, но своей, оригинальной конструкции.

В 1960 г. на ХТГЗ также была построена паровая турбина мощностью 300 тыс. *квт* на давление $235,36 \cdot 10^5$ *н/м²* и температуру пара 580° С с промежуточным перегревом до 565° С.

В настоящее время на этих заводах освоено производство одновальных паровых турбин мощностью 500 тыс. *квт* в одном агрегате (для Назаровской ГРЭС) и двухвальных турбин мощностью 800 тыс. *квт* (для Славянской ГРЭС) на высокие параметры пара. Разработаны конструкции мощных турбин для работы с начальным давлением пара $235,36 \div 294,20 \cdot 10^5$ *н/м²* и температурой порядка 650° С. Это позволит еще больше повысить экономичность тепловых электростанций, снизить удельный расход топлива и себестоимость электроэнергии, уменьшить расход средств на строительство электростанций.

В Советском Союзе имеется еще ряд мощных турбостроительных заводов, в том числе Невский завод имени Ленина в Ленинграде, Калужский и др.

В Директивах XXIV съезда КПСС намечен грандиозный план дальнейшего развития энергетического хозяйства в нашей стране. К 1975 г. предусматривается довести производство электроэнергии до 1030—1070 млрд. *квт* · ч в год; при этом ввести в действие мощности в размере 65—67 млн. *квт*, главным образом за счет строительства тепловых электростанций.

В связи с намеченными перспективами развития отечественного энергетического хозяйства ответственные задачи поставлены перед нашими учеными и производственниками, специалистами в области паровых турбин.

Важнейшей задачей является изыскание возможностей дальнейшего повышения экономичности паровых турбин и обеспечение максимальной надежности в условиях эксплуатации.

Мощные турбины разрабатываются на все более высокие параметры пара и прежде всего на повышенные температуры пара. В связи с этим необходимо решать вопросы охлаждения наиболее нагреваемых элементов турбин.

Советские ученые успешно разрабатывают вопросы дальнейшего повышения экономичности проточной части паровых турбин, методику расчета и профилирования направляющих и рабочих лопаток турбин.

За рубежом паротурбостроение развито в США, Англии, Франции, Италии, ФРГ, Японии, а также в европейских социалистических странах — Чехословакии, ГДР и др.

§ IV-2. ОСНОВЫ ТЕОРИИ ПАРОВЫХ (ГАЗОВЫХ) ПОТОКОВ

Ступень паровой турбины состоит из сопловых (направляющих лопаток и венца (решетки) рабочих лопаток. Решетка сопловых лопаток может быть полной, т. е. расположенной по всей окружности диафрагмы, или парциальной, когда она составляет только часть окружности. Процесс расширения и преобразования потенциальной энергии пара в кинетическую сопровождается частичными потерями тепловой энергии на преодоление трения пара о стенки сопловых лопаток, на вихреобразование, возникающее вследствие кривизны профилей этих лопаток, и на другие подобные явления.

Скорость парового потока за сопловой решеткой зависит от параметров пара перед соплами и за ними, иначе говоря, зависит от располагаемого теплового перепада (разницы энтальпии пара перед соплами и после них).

Выходящий из сопловых каналов паровой поток обтекает рабочие лопатки криволинейного профиля. Вследствие кривизны лопаток при обтекании их паровым потоком по обеим стенкам каждой лопатки (рис. IV-1) устанавливается разное давление: большее на вогнутой стороне лопатки и меньшее на выпуклой. Образующая при этом результирующая сила заставляет двигаться рабочие лопатки, происходит процесс вращения ротора или, в конечном счете, преобразование в ступени турбины тепловой энергии пара в механическую работу на ее валу.

Процесс обтекания паровым потоком вращающейся решетки рабочих лопаток сопровождается потерями части кинетической энергии, которая вновь превращается в тепловую энергию. Характер течения парового потока через решетку рабочих лопаток чрез-

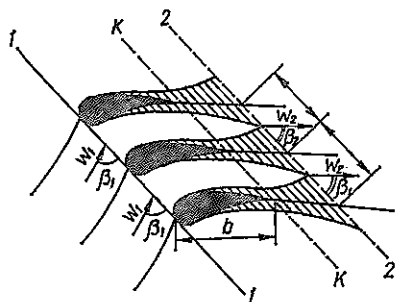


Рис. IV-1. Решетка профилей рабочих лопаток.

вычайно сложный и почти не поддается точному аналитическому определению. Поэтому приходится в дополнение к теоретическим решениям пользоваться различными коэффициентами, полученными экспериментальным путем.

Чтобы упростить расчеты, допускают некоторые приближения к реальному процессу. Для этого рассматривают стационарный, т. е. неизменный во времени, режим работы турбины в каждой ее ступени. В таком случае в каждом сечении парового потока в ступени параметры пара принимаются неизменными, а паровой поток рассматривается как одномерный. С учетом таких допущений можно пользоваться приведенными ниже уравнениями потока сжимаемой жидкости (пара или газа).

Уравнение неразрывности, или сплошности, потока. Массовый расход рабочего тела через канал определенного размера может быть подсчитан за единицу времени как произведение его плотности на скорость истечения и на площадь осевого сечения отверстия:

$$G = \rho c F \text{ [кг/сек]}, \quad (IV-1)$$

где ρ — плотность рабочего тела, кг/м^3 ;

c — скорость истечения рабочего тела, м/сек ;

F — площадь осевого сечения, м^2 .

Если считать, что через любое сечение канала проходит одинаковое количество пара $G = \text{const}$, то

$$\rho c F = \text{const}. \quad (IV-2)$$

Последнее выражение называют уравнением неразрывности потока сжимаемой жидкости. В дифференциальной форме его можно записать так:

$$\frac{d\rho}{\rho} + \frac{dc}{c} + \frac{dF}{F} = 0, \quad (IV-2a)$$

а для несжимаемой жидкости ($\rho = \text{const}$):

$$cF = \text{const}.$$

Уравнение сохранения энергии. Уравнение сохранения энергии имеет вид:

$$dq_{\text{вн}} = dl + di + cdc. \quad (IV-3)$$

Если отсутствует теплообмен с внешним пространством и механическая работа, то уравнение имеет такой вид:

$$di + cdc = 0$$

или

$$i_1 + \frac{c_1^2}{2} = i_2 + \frac{c_2^2}{2} = i + \frac{c^2}{2} = \text{const}. \quad (IV-4)$$

Из этого уравнения можно определить скорость вытекания газа (при условии расширения без потерь тепла):

$$c_2 = \sqrt{2(i_1 - i_2) + c_1^2}.$$

Если поток мгновенно затормозить, то энтальпия газа или пара будет максимальной

$$i^* = i + \frac{c^2}{2} \quad (\text{IV-5})$$

и, соответственно, установится температура:

$$T^* = \frac{i^*}{c_p}, \quad (\text{IV-6})$$

$$T^* = T + \frac{c^2}{2c_p} \text{ или } T^* = T + \frac{c^2}{2000c_p} ^\circ\text{K}, \quad (\text{IV-6a})$$

где c_p — удельная теплоемкость пара при постоянном давлении, $\text{кдж/кг} \cdot \text{град}$;

T^* — температура заторможенного потока.

В рассматриваемом случае давление составит:

$$p^* = p \left(\frac{T^*}{T} \right)^{\frac{k}{k-1}}. \quad (\text{IV-7})$$

Если газ пребывает в состоянии покоя, то потенциальная и кинетическая энергия его не изменяются, не совершается механическая работа, отсутствуют работа трения и расход энергии на передвижение рассматриваемой массы рабочего газа под влиянием давления. Уравнение энергии рабочего тела в состоянии покоя можно записать:

$$dq_{\text{вн}} = du + pdv = di - vdp. \quad (\text{IV-8})$$

Это же уравнение будет действительно для движущегося объема, если оси координат для отсчета будут передвигаться равномерно с рассматриваемым объемом рабочего тела.

Приравнявая правую часть уравнения (IV-8) к правой части уравнения (IV-3), получим уравнение Даниила Бернулли

$$-dl = vdp + cdc. \quad (\text{IV-9})$$

Когда отсутствуют техническая работа, потери на трение и не происходит изменения потенциальной энергии, уравнение Д. Бернулли принимает вид:

$$vdp + cdc = 0. \quad (\text{IV-10})$$

Для несжимаемой жидкости уравнение Д. Бернулли таково:

$$\frac{p_1}{\gamma} + \frac{c_1^2}{2} = \frac{p_2}{\gamma} + \frac{c_2^2}{2}. \quad (\text{IV-11})$$

Уравнение количества движения. Из механики известно, что изменение количества движения за определенный промежуток времени равняется импульсу равнодействующей всех сил, приложенных за это же время.

За промежуток времени $d\tau$ в исследуемый канал входит элементарная масса рабочего тела dm со скоростью c_1 . Если количество движения неизменно, то такая же масса dm должна выйти из канала со скоростью c_2 .

Тогда уравнение количества движения в проекции на ось x запишем так:

$$p_x \cdot d\tau = (c_{2x} - c_{1x}) dm$$

или

$$p_x = (c_{2x} - c_{1x}) \frac{dm}{d\tau} [\text{H}], \quad (\text{IV-12})$$

где p_x — сумма проекций всех сил, действующих по оси x .

$\frac{dm}{d\tau}$ — секундная масса движущегося газа, равная при установившемся движении G ;

c_2 — скорость на выходе, м/сек ;

c_1 — скорость на входе канала, м/сек .

Тогда можно записать:

$$p_x = G (c_{2x} - c_{1x}) [\text{H}]. \quad (\text{IV-12a})$$

Соответственно для направления по оси y

$$p_y = G (c_{2y} - c_{1y}) [\text{H}]. \quad (\text{IV-126})$$

Полученные уравнения могут быть использованы для определения окружной и осевой сил, действующих на рабочие лопатки при обтекании их газом или паром.

Характеристики газового потока. Бывают случаи, когда в расчетах поток удобно характеризовать не абсолютной скоростью c , а относительной безразмерной величиной (числом M) $M = \frac{c}{a}$, где a — скорость звука в исследуемом потоке определенных параметров.

$$M = \frac{c}{a} = \frac{c}{\sqrt{k \frac{p}{\rho}}} = \frac{c}{\sqrt{kgRT}}. \quad (\text{IV-13})$$

Иногда требуется определить скорость звука в заторможенном потоке, т. е. при температуре заторможенного потока T^* , тогда

$$\frac{c}{a^*} = \frac{c}{\sqrt{kgRT^*}}.$$

В этом случае

$$\frac{T^*}{T} = 1 + \frac{k-1}{2} M^2. \quad (\text{IV-14})$$

Критерии подобия. При лабораторных исследованиях потока в ступени турбины удобно пользоваться критериями подобия. При экспериментальном исследовании любой ступени на ее модели достаточно соблюсти линейный масштаб (диаметр ступени или хорду лопатки, число оборотов или окружную скорость, параметры рабочей среды), а также следующие характерные показатели и критерии подобия:

а) показатели адиабаты

$$k = \frac{c_p}{c_v} = \frac{c_v + R}{c_v}; \quad (\text{IV-15})$$

б) число Прандтля

$$\frac{\mu c_p}{\lambda}, \quad (\text{IV-16})$$

где μ — динамическая вязкость, $\text{н} \cdot \text{сек}/\text{м}^2$;

в) число M

$$M = \frac{c}{\sqrt{gkRT}}; \quad (\text{IV-17})$$

г) отношение $\frac{u}{c}$ (отношение окружной скорости к скорости потока);

д) число Рейнольдса

$$Re = \frac{cb}{\nu} = \frac{cb\rho}{\mu}, \quad (\text{IV-18})$$

где ν — кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{сек}$;

b — хорда профиля лопатки, м .

Пример 1. Определить температуру торможения парового потока. Давление перед соплом $p = 3 \cdot 10^5 \text{ н}/\text{м}^2$, температура $t = 150^\circ \text{С}$, скорость пара перед соплом $c = 180 \text{ м}/\text{сек}$.

Решение:

$$T^* = T + \frac{c^2}{2c_p}.$$

Подставляя данные, получим:

$$T^* = (273 + 150) + \frac{180^2}{2000 \cdot 1} = 431^\circ \text{К}$$

или

$$t^* = 431 - 273 = 158^\circ \text{С}.$$

§ IV-3. ОСНОВЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ АЭРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПОТОКОВ В ТУРБИННЫХ РЕШЕТКАХ

Современные мощные паровые и газовые турбины работают с достаточно высокими значениями к. п. д.

Дальнейшее повышение к. п. д. может быть достигнуто, в частности, в результате аэродинамического совершенствования отдельных элементов проточной части турбины. Для правильного проектирования лопаточного аппарата и патрубков турбин необходимо знать физическую сущность явлений, протекающих в них, чтобы в зависимости от реальных условий работы выбирать наиболее оптимальные конструктивные формы. При правильно подобранной аэродинамической конфигурации каждого элемента турбины и расстояний между ними потери энергии рабочего тела при прохождении будут минимальными.

Потери энергии в турбине происходят по разным причинам. По характеру происхождения они могут быть разделены на две основные группы:

1) потери, связанные с течением потока вблизи криволинейных поверхностей лопаток и торцовых стенок (профильные и концевые потери), вызываемые вязкостью среды и распределением градиентов давления по поверхности лопатки и в среде (парового или газового) потока за лопаткой;

2) потери, связанные с вращением турбинного венца. Последние вызываются утечкой рабочего тела через радиальные зазоры при отсутствии бандаж лопаток и подсосом из межвенцового пространства через осевые зазоры при наличии обандаженных¹ лопаток. Сюда же относятся потери, связанные с течением по криволинейным торцовым поверхностям канала, и все дополнительные потери, возникающие в ступени, — так называемые вторичные потери энергии потока.

Изучать аэродинамические процессы и потери, возникающие в реальной ступени, очень сложно. Поэтому для удобства исследования лопаточный венец рассекают цилиндрической поверхностью и полученное сечение представляют развернутым на плоскости (рис. IV-1).

Полученный при этом ряд лопаток соответствующего профиля, установленных на одинаковом расстоянии друг от друга, называется *плоской решеткой*. За ось решетки принимается направление, совпадающее с направлением окружной скорости. Расстояние между концами средней линии профиля называется *хордой профиля* b . *Средней линией профиля* называется геометрическое место центров окружностей, вписанных в профиль. Входной угол решетки β_1 образован касательной к средней линии у входной передней кромки

¹ Лопатки сверху часто скрепляются бандажной лентой.

профиля и осью решетки. Выходной угол решетки β_2 образуется касательной к средней линии у выходной кромки профиля и осью решетки.

К основным характеристикам решетки относятся к. п. д. и угол выхода потока. Аэродинамические характеристики профилей лопаток определяются путем продувок плоской неподвижной решетки, помещенной в поток воздуха в аэродинамической трубе.

Профильные потери. Потери, поддающиеся исследованию в плоских неподвижных решетках и зависящие от формы профиля, называются *профильными*. К ним относятся потери на трение в пограничном слое потока на выпуклой и вогнутой поверхностях лопаток. Они зависят от характера течения в пограничном слое и приблизительно пропорциональны квадрату скорости.

Как показано на рис. IV-1, пограничный слой в турбинном канале расположен на вогнутой и выпуклой поверхностях профиля, причем более интенсивное нарастание его происходит на выпуклой поверхности. Увеличивается пограничный слой и за пределами решетки, где на некотором расстоянии происходит смыкание слоев и поток оказывается возмущенным по всему сечению. Потери обусловлены сопротивлением давления в утолщенном слое на выходном участке выпуклой поверхности профиля, возникающем при замедлении течения и повышении давления.

При больших градиентах давления направление пограничного слоя может измениться на обратное. Обычно это сопровождается отрывом потока от выпуклой поверхности профиля, появлением вихрей в потоке и, следовательно, значительным возрастанием сопротивления.

На рис. IV-2 приведены кривые распределения статических давлений по контуру профиля. Вогнутая сторона лопатки на входе омывается диффузорным (расходящимся) течением, переходящим затем в конфузорное (сходящееся) течение до самого выхода. Выпуклая поверхность на большей части омывается конфузорным течением, которое только на выходе из канала переходит в диффузорное.

Концевые потери. Описанное ранее исследование потерь в плоских решетках ни в коей мере не дает представления о полных потерях в лопаточном канале, так как при этом не поддаются определению потери, вызываемые наличием торцовых стенок, ограничивающих канал, — так называемые *концевые потери*.

Концевые потери образуются в результате вторичных течений, возникающих вблизи концов лопаток вследствие разности давлений в потоке между криволинейными стенками канала.

При отсутствии бандажра рабочее тело перетекает через радиальный зазор от вогнутой к выпуклой поверхности одной и той же лопатки, вследствие чего у концов лопатки образуются вихри, которые срываются и уносятся потоком, как показано на рис. IV-3.

При наличии бандажа снижение давления на вогнутой стороне профиля вблизи концов лопаток вызывает радиальное течение жидкости вдоль вогнутой поверхности лопатки от центра по вы-

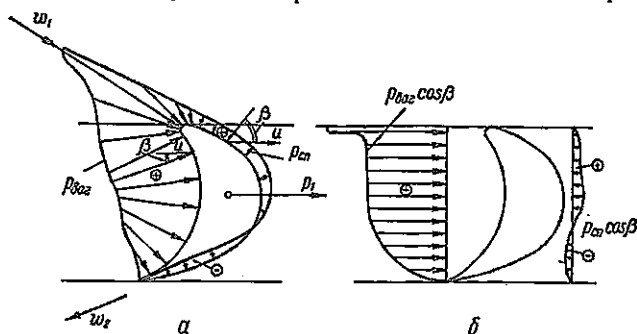


Рис. IV-2. Схема распределения статических давлений по контуру профиля лопатки:

а — эпюра давлений; б — окружные проекции давлений на вогнутую и выпуклую поверхность лопатки.

соте профиля к ее концам, затем по торцевой стенке по направлению к выпуклой поверхности соседней лопатки и далее по радиусу к центру профиля вдоль этой поверхности, образуя вторичное течение. Так как в средней части межлопаточного канала на выпуклой поверхности лопатки скорости велики, образующая сила

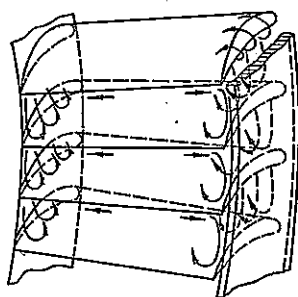


Рис. IV-3. Схема образования вихрей в паровом потоке у концов рабочих лопаток.

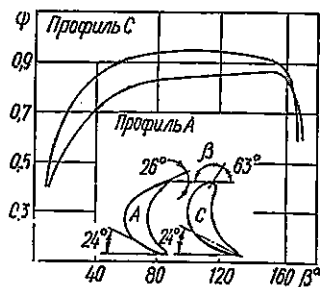


Рис. IV-4. Изменение коэффициентов скорости для активных решеток.

инерции препятствует перетеканию жидкости со стороны вогнутой поверхности к выпуклой, поэтому образующееся вторичное течение в виде вихрей срывается с концов лопаток и уносится потоком.

Концевые потери в турбинных каналах состоят из потерь на трение в пограничном слое на торцевых поверхностях канала и из потерь от вторичных течений.

Потери на трение обычно невелики. Более существенны потери от вторичных течений, которые, по некоторым данным, составляют половину профильных потерь.

На основании экспериментальных данных строятся суммарные графики коэффициентов потерь скорости в решетках: φ — для неподвижных сопловых решеток и ψ — для вращающихся рабочих решеток.

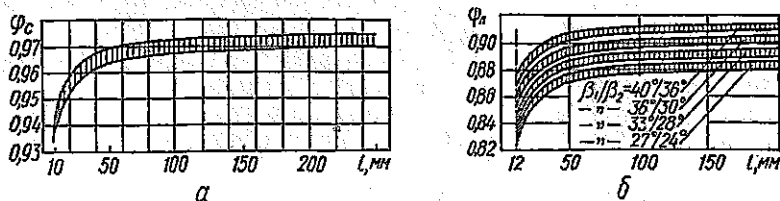


Рис. IV-5. Коэффициенты скорости в зависимости от высоты лопаток: а — для сопловых решеток с суживающимися каналами, б — для активных решеток с учетом потерь в зазорах.

На рис. IV-4 представлены кривые изменения коэффициента скорости ψ для активных решеток. В случае закругления входных и выходных кромок профилей лопатки коэффициент скорости имеет большие значения, т. е. потери на решетке будут меньше.

На рис. IV-5 даны кривые коэффициентов скорости φ в сопловых решетках и ψ в рабочих решетках, также построенных по экспериментальным данным.

Для реактивных решеток коэффициенты потерь в решетках можно брать равными, т. е. $\varphi = \psi$.

В активных ступенях турбины весь процесс расширения пара или газа происходит только в сопловых решетках, в реактивных ступенях частично пар или газ расширяется в рабочих решетках. Отсюда определяется степень реактивности ступени, равная:

$$\rho = \frac{h_{01}}{h_{01} + h_{02}}, \quad (IV-19)$$

где h_{01} — тепловой перепад в сопловых решетках;

h_{02} — тепловой перепад в рабочих решетках.

§ IV-4. ПОТЕРИ ВО ВРАЩАЮЩЕЙСЯ ТУРБИННОЙ СТУПЕНИ

Условия обтекания лопаток в реальной ступени во многом отличаются от условий обтекания отдельной неподвижной решетки.

Потери, возникающие в реальной ступени, значительно больше потерь, замеренных в плоской неподвижной решетке, составлен-

ной из тех же профилей лопаток. Эти потери могут быть детально изучены на вращающихся моделях турбинных решеток и ступеней.

Экспериментальные исследования плоских неподвижных турбинных решеток позволяют определить профильное сопротивление лопаток при различных условиях обтекания. Этим способом можно выбрать наиболее совершенные профили, принять оптимальный шаг, угол установки профиля в решетке, определить влияние угла натекания потока на характер течения и представить общую картину течения у концов лопаток. В то же время результаты, полученные при испытаниях плоских решеток, не могут быть полностью использованы при расчетах турбинных ступеней, так как в плоских неподвижных решетках отсутствуют потери, присущие ступени и связанные с вращением рабочего колеса и соответственно парового потока.

Эти потери исследуются при испытании вращающихся моделей турбинных решеток и ступеней.

§ IV-5. ТЕПЛОВЫЕ ПРОЦЕССЫ В ПАРОВЫХ ТУРБИНАХ

Паровые турбины используют как основной двигатель на тепловых электростанциях, где они приводят в движение электрогенераторы.

На рис. IV-6 представлена паровая турбина ЛМЗ мощностью 50 тыс. *квт* на средние параметры пара. Ротор турбины состоит из вала 10, на котором прочно насажено 12 дисков, т. е. турбина двенадцатиступенчатая. На ободах дисков закреплены рабочие лопатки, образующие в целом на каждом диске решетку рабочих лопаток. Вал вращается, опираясь в подшипниках 4 и 11. В отдельных турбинах число дисков на роторе может быть от одного до нескольких десятков. Если ротор турбины имеет всего один диск с венцом рабочих лопаток, то турбина называется *одноступенчатой*, во всех других случаях (от двух и более дисков) — *многоступенчатой*.

Корпус турбины 9 имеет цилиндрическую расширяющуюся по группам ступеней форму и состоит из двух половин — верхней и нижней, скрепляемых прочно по горизонтали между собой с помощью фланцевых болтовых соединений. Верхняя и нижняя части корпуса в свою очередь состоят каждая из трех частей, скрепленных вертикальными фланцевыми соединениями. В круговые выточки корпуса вставлены диафрагмы, в которых закреплены направляющие, или сопловые, решетки лопаток. Диафрагмы разрезаны в горизонтальной плоскости по оси вала, что важно при сборке турбины. В центральной части диафрагм есть выточки, соответствующие диаметрам втулок дисков ротора.

В местах выхода вала ротора турбины из ее корпуса имеются лабиринтовые уплотнения 1 и 15, препятствующие утечке пара из корпуса турбины наружу (или подосу наружного воздуха в тур-

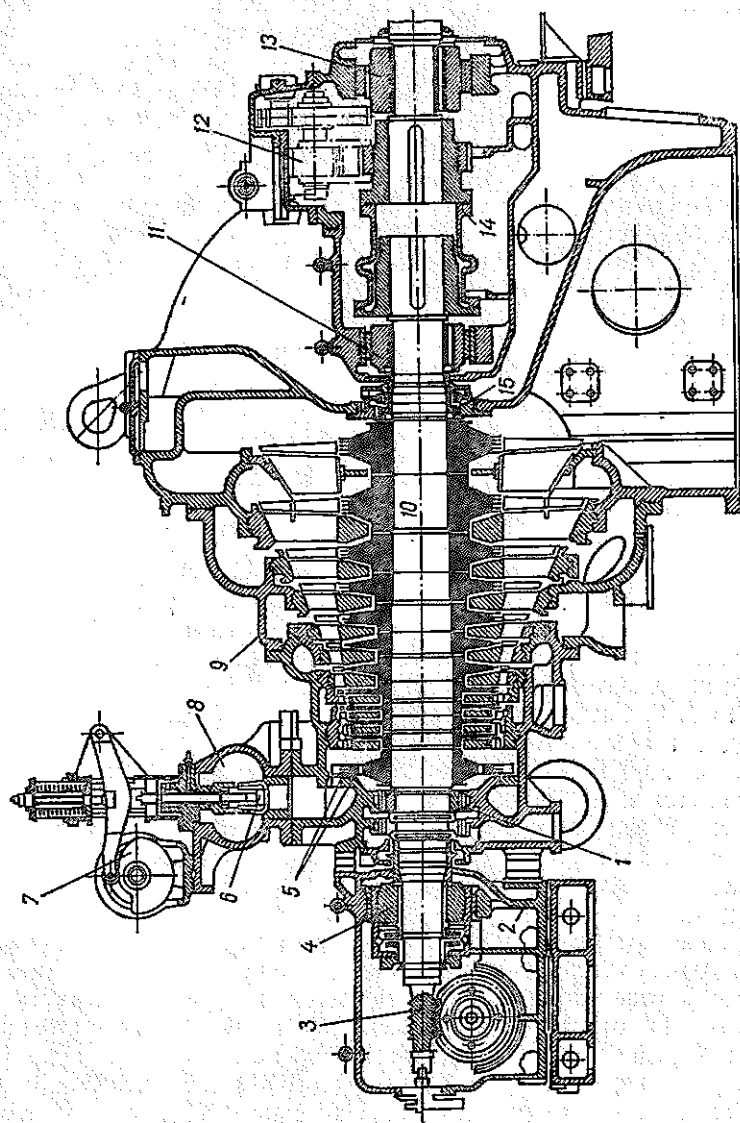


Рис. IV-6. Турбина ДМЭ мощностью 50 тыс. кетп.

бину со стороны хвостовой части турбины, если давление за последней ступенью ниже наружного атмосферного). Лабиринтовые уплотнения (рис. IV-7) состоят из большого числа очень тонких колец (иногда фигурной формы), выточенных поочередно на втулке, надетой прочно на вал, и на обойме, вставленной в корпус турбины. В результате между лабиринтовыми кольцами образуется большое число камер, а зазоры между вершинами колец и валом или втулкой корпуса составляют всего доли миллиметра. В лабиринтовых зазорах пар расширяется и давление его снижается. В камерах, вследствие резкого увеличения объема, скорость просачивающегося через лабиринты пара гасится. Вследствие этого на выходе из лабиринтов давление пара не превышает наружного давления. Поэтому проход пара наружу сильно затруднен и фактически количество пара, просачивающегося через лабиринтовые уплотнения, крайне незначительно. Просочившийся сквозь лабиринты пар удаляется через вестовые трубы (рис. IV-6). Пар поступает в турбину через клапаны 6, размещенные в клапанных коробках 8. Четвертый регулирующий клапан находится в отдельной паровой коробке сбоку турбины. Затем пар проходит через проточную часть всех двенадцати ступеней турбины, где его тепловая энергия преобразуется в механическую работу. Отработанный пар удаляется из турбины через выхлопной патрубок. Клапаны турбины открываются с помощью распределительного валика 7 с поворотными шайбами по числу клапанов. Изменения положения распределительного валика зависят от регуляторов скорости турбины.

Проточная часть турбины состоит из решеток направляющих и рабочих лопаток в каждой ступени. Первая ступень турбины 5 несколько большего диаметра в сравнении с ближайшими последующими и обычно называется *регулирующей ступенью* (в данном случае с парциальным подводом пара). Часто первая ступень выполняется с двумя венцами рабочих лопаток. Диски с двумя венцами рабочих лопаток называются *дисками с двумя ступенями скорости*. Вал турбины с помощью гибкой муфты 14 соединен с валом электрогенератора. Передний подшипник турбины, обычно опорно-упорный, опирается на фундаментную раму 2, в коробке которой размещена червячная зубчатая передача 3 к валику регулятора. В коробке хвостового подшипника 11 имеется валоповоротное устройство 12, с помощью которого вал турбины после отключения впуска пара медленно вращается до остывания ротора. Предпоследняя ступень выполнена двухъярусной с выпуском пара из верхнего яруса непосредственно в конденсатор.

В зависимости от давления пара за последней ступенью, турбины делятся на *конденсационные*, если давление значительно ниже атмосферного ($0,049 \div 0,029 \cdot 10^5$ н/м²), и *противодавленческие*, если давление выше атмосферного. Пар после конденсационных турбин направляется в конденсатор, там конденсируется, и образовавшийся конденсат используется для питания водой паровых котлов.

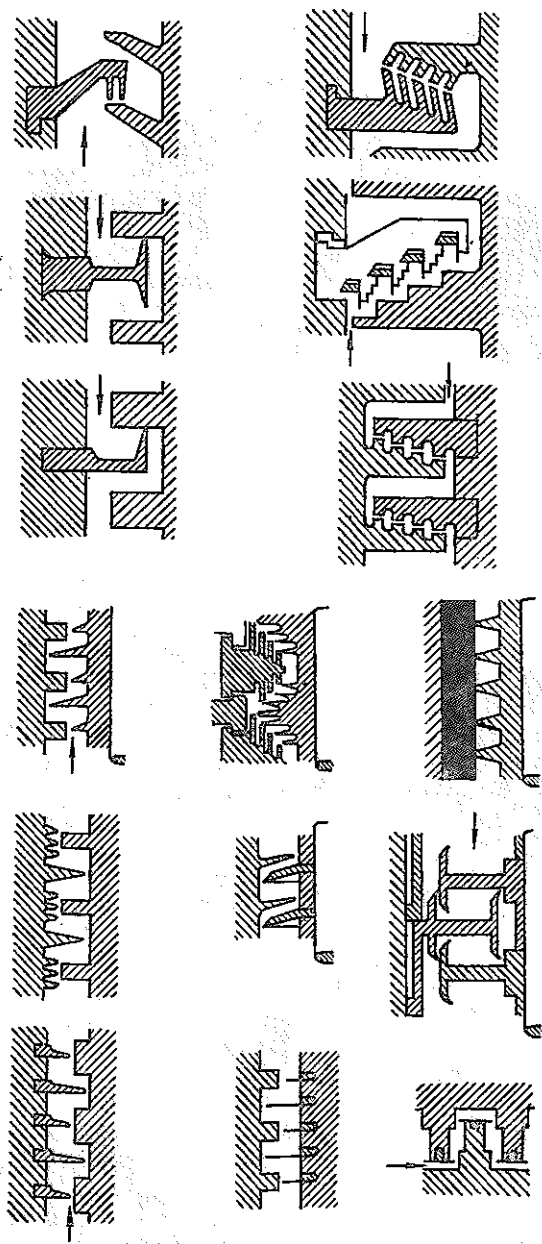


Рис. IV-7. Лабиринтовые уплотнения.

Пар после противодавленческой турбины обычно используется для технологических нужд предприятия.

В Советском Союзе значительное число тепловых электростанций сооружается в виде теплоэлектроцентралей, т. е. станций, где вырабатывается электрическая энергия, а пар, отбираемый после промежуточных ступеней турбины, частично используется для нагрева воды теплофикационной сети центрального отопления или для технологических нужд производства. Паровые турбины теплоэлектроцентралей называются турбинами с промежуточными (после определенной ступени) регулируемыми отборами пара. Почти все конденсационные турбины, в зависимости от мощности и начальных параметров пара, работают по регенеративному циклу, т. е. имеют еще по несколько нерегулируемых отборов пара для подогрева конденсата перед подачей его насосом в паровые котлы.

На некоторых предприятиях может оказаться много отработанного технологического пара низкого давления. Такой пар можно использовать в специальных турбинах низкого давления, которые называют также *турбинами мятного пара*.

Начиная с 1943 г. в СССР в основном изготавливаются турбины высокого давления с начальным давлением $88,3 \div 127,5 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ и выше и температурой соответственно $500\text{—}565^\circ \text{C}$. Паровые турбины тепловых электростанций работают с постоянным числом оборотов 50 об/сек при 50-периодном электрическом токе и двухполюсном электрогенераторе. Маломощные паровые турбины часто проектируются на более высокое число оборотов — 83 об/сек и выше (для уменьшения габаритов и массы турбинной установки).

На турбостроительных заводах каждому типу турбины присваивается соответствующий шифр, который обозначает мощность турбины, давление рабочего пара и другие характерные данные.

§ IV-6. СОПЛОВЫЕ АППАРАТЫ

В соплах паровых турбин происходит расширение пара и его тепловая энергия преобразуется в кинетическую. Пар выходит из сопла с большой скоростью, соответствующей тепловому перепаду. На рабочих лопатках кинетическая энергия пара используется для вращения решеток рабочих лопаток вместе с дисками и валом турбины, т. е. преобразуется в механическую работу турбины. Соответственно скорость парового потока за рабочими лопатками уменьшается.

На рис. IV-8 схематически представлены сопла и рабочие лопатки одной ступени *а* активной и *б* реактивной турбины.

В соплах активной турбины пар расширяется от начального давления p_1 до давления p_2 . Начальная скорость пара перед соплом c_0 увеличивается до значения c_1 . В реактивной ступени в каналах направляющих аппаратов пар расширяется до промежуточ-

*ного давления p_1' и дополнительно в каналах решетки лопаток — до конечного давления p_2 .

На рабочих лопатках активной ступени давление пара остается постоянным, равным p_2 , а скорость уменьшается от величины c_{1t} до c_2 . В каналах решетки рабочих лопаток реактивной ступени давление пара уменьшается до значения p_2 , соответственно растет относительная скорость пара от значения ω_1 до величины ω_{2t} . Абсолютная скорость пара уменьшается до величины c_2 .

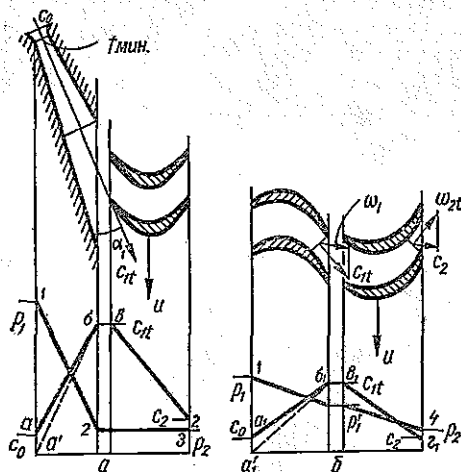


Рис. IV-8. Тепловой процесс:
а — в активной ступени; б — в реактивной ступени.

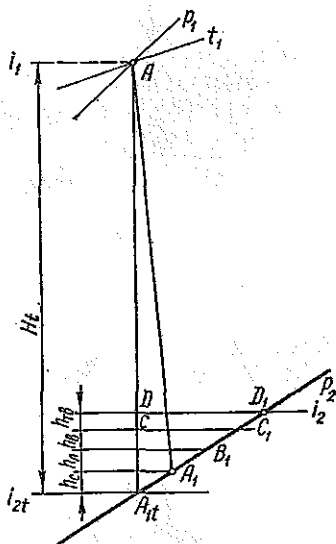


Рис. IV-9. Процесс в активной ступени в i - s -диаграмме.

Тепловой процесс в соплах и в решетках рабочих лопаток удобно исследовать в i - s -диаграмме пара. По заданным начальным параметрам пара p_1 и t_1 на i - s -диаграмме находится точка А, характеризующая начальное состояние пара перед соплами и начальную энтальпию (теплосодержание) i_1 (рис. IV-9).

На пересечении адиабаты расширения пара в сопле с изобарой конечного давления p_2 находим точку A_{1t} , характеризующую состояние пара в конце расширения и энтальпию i_{2t} . Располагаемый адиабатный тепловой перепад при расширении пара в сопле будет равен $h_t = i_1 - i_{2t}$. Теоретическая скорость пара на выходе из сопла

$$c_{1t} = 44,7 \sqrt{i_1^* - i_{2t}} \text{ [м/сек]}, \quad (\text{IV-20})$$

где i_1^* — энтальпия заторможенного потока;

$$i_1^* = i_1 + \frac{c_0^2}{2000} \text{ [кДж/кг]},$$

где c_0 — скорость пара перед соплами.

В действительности процесс расширения пара в соплах сопровождается потерями тепла на преодоление сил трения пара о стенки сопла и межмолекулярное трение, а также на преодоление вихревых течений, возникающих в связи с кривизной турбинных сопловых лопаток, как об этом было сказано ранее.

Поэтому действительная скорость

$$c_1 = \varphi_c c_{1t}, \quad (IV-21)$$

где φ_c — коэффициент потери скорости, определяемый обычно экспериментальным путем и равный в среднем 0,95—0,98.

Величина потерь тепла при расширении пара в сопле может быть определена следующим путем:

$$\begin{aligned} h_c &= \left(\frac{c_{1t}^2}{2000} - \frac{c_1^2}{2000} \right) = \left(\frac{c_{1t}^2}{2000} - \varphi_c^2 \frac{c_{1t}^2}{2000} \right) = \\ &= \frac{c_{1t}^2}{2000} (1 - \varphi_c^2) = \xi \frac{c_{1t}^2}{2000} [\text{кДж/кг}], \end{aligned} \quad (IV-22)$$

где $\xi = 1 - \varphi_c^2$ — коэффициент потери энергии.

Если величину потери тепла h_c отложить вверх по адиабате от точки A_{1t} и провести горизонталь до пересечения с изобарой p_2 , то найденная точка A_1 будет характеризовать состояние пара за соплом при действительном, политропном расширении (рис. IV-9).

Выходное сечение сопла может быть определено по уравнению сплошности потока

$$Gv_1 = f c_1 \text{ или } f = \frac{Gv_1}{c_1}, \quad (IV-23)$$

где f — выходное сечение сопла, м^2 ;

G — секундный расход пара, кг/сек ;

v_1 — удельный объем пара на выходе из сопла, $\text{м}^3/\text{кг}$, определяемый по i - s -диаграмме в точке A_1 ;

c_1 — действительная усредненная скорость на выходе из сопла, м/сек .

Сопла разделяются на *суживающиеся* и *расширяющиеся*. В суживающихся соплах пар может расшириться лишь до критического давления и соответственно на выходе сопла может быть достигнута критическая скорость, равная скорости звука в данной среде. Критическая скорость может быть определена по адиабатному тепловому перепаду от начального до критического давления пара за соплом.

Если отношение давления пара за соплом к давлению перед соплом не превышает критического значения

$$v_{кр} = \frac{p_{кр}}{p_1},$$

где

$$v_{кр} = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}}, \quad (IV-24)$$

следует применять простое суживающееся сопло. Критическое давление при расширении сухого насыщенного пара

$$p_{кр} = 0,577 p_1;$$

при расширении перегретого пара

$$p_{кр} = 0,546 p_1.$$

Критическая скорость определяется по уравнению

$$c_{кр} = \sqrt{2 \frac{k}{k+1} p_1 v_0} \text{ [м/сек]}, \quad (\text{IV-25})$$

где v_0 — начальный удельный объем пара перед соплом, $\text{м}^3/\text{кг}$;
 $k = \frac{c_p}{c_v}$ — показатель адиабаты, равный 1,135 для сухого насыщенного пара и $1,035 + 0,1x$ для влажного пара (x — степень сухости пара); для перегретого пара $k = 1,3$.

Если в уравнение для определения выходного сечения сопла подставить значение критической скорости, то после незначительных преобразований получим величину минимального выходного сечения сопла:

$$f_{\min} = \frac{G}{0,635 \sqrt{p_1/v_0}} \text{ — для сухого насыщенного пара, } \text{м}^2;$$

$$f_{\min} = \frac{G}{0,666 \sqrt{p_1/v_0}} \text{ — для перегретого пара, } \text{м}^2.$$

Во всех случаях также можно воспользоваться выражением $f_{\min} = \frac{G}{0,647 \sqrt{p_1/v_0}}$, по которому определяется выходное сечение сопла,

достаточно совпадающее с определяемым экспериментальным путем.

Расширяющаяся часть сопла проектируется с углом расширения в пределах $\gamma = 6^\circ \div 12^\circ$. При больших углах может наблюдаться отрыв потока от стенок сопла, что резко снизит его эффективность и увеличит тепловые потери.

Длина расширяющейся части сопла может быть определена по уравнению

$$l = \frac{a - a_{\min}}{2 \operatorname{tg} \gamma/2}, \quad (\text{IV-26})$$

где a и $a_{\min}$ — ширина сопла в выходном и в самом узком сечении.

На рис. IV-10 представлены каналы суживающегося (a) и расширяющегося (b) сопел турбинной решетки.

Так как каналы решетки сопел имеют косой срез, пар может даже в простом суживающемся сопле расширяться в добавочной части канала (за расчетным сечением шириной a) до давления ниже критического. При этом паровой поток немного отклонится и будет выходить из сопла под углом α'_1 , несколько большим угла α_1 .

Угол отклонения потока при дополнительном расширении пара в косом срезе может быть найден из уравнения неразрывности парового потока

$$\frac{c_1 l a}{v_1} = \frac{c'_1 l a_1}{v'_1} = G, \quad (\text{IV-27})$$

где l — высота сопловой лопатки;

a и a_1 — ширина потока в расчетном сечении и при расширении в косом срезе;

c_1 и c'_1 — скорости в расчетном сечении и при дополнительном расширении в косом срезе.

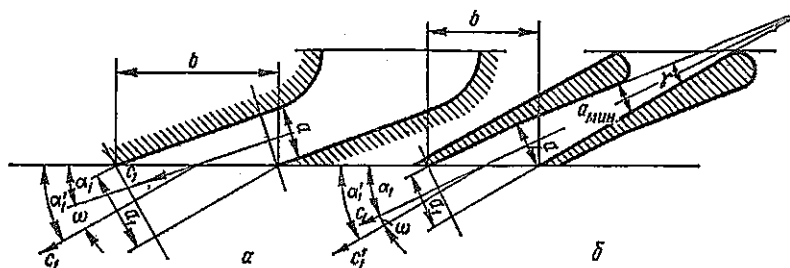


Рис. IV-10. Суживающийся (а) и расширяющийся (б) каналы сопла.

Так как $a = b \sin \alpha$ и $a_1 = b \sin \alpha'_1$,

то

$$\frac{c_1 \sin \alpha_1}{v_1} = \frac{c'_1 \sin \alpha'_1}{v'_1}$$

или

$$\sin \alpha'_1 = \frac{c_1 v'_1}{v_1 c'_1} \sin \alpha_1.$$

Разность между углами $\alpha'_1 - \alpha_1$ допустима в пределах не более $3-4^\circ$. При большем отклонении потока лучше применять расширяющиеся сопла.

Часто в первых ступенях паровой турбины сопла расположены только на части окружности венца рабочих лопаток. Такая ступень называется *парциальной*. Отношение длины дуги сопловой решетки к длине окружности решетки рабочих лопаток носит название *степени парциальности* и обозначается ϵ .

Расход пара турбиной определяется по уравнению мощности. Точность результата зависит от правильного выбора или определения коэффициента полезного действия турбины, что может быть достигнуто путем последовательного приближения расчетов. Для турбины расход пара можно определить также и экспериментально.

В настоящее время признанным методом расчета проточной части ступени является метод с использованием коэффициентов

расхода, определяемых экспериментальным путем на моделях ступени.

Коэффициент расхода

$$\varphi_p = \frac{G}{G_t}, \quad (\text{IV-28})$$

где G — действительный расход через рассчитываемые каналы;
 G_t — теоретический расход через эти же каналы.

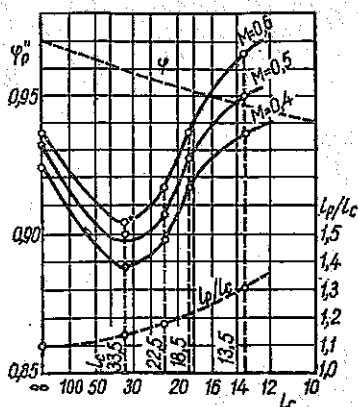


Рис. IV-11. Изменение коэффициентов расхода φ_p'' и φ_p ступени в зависимости от высоты направляющих лопаток l_c , от числа M , для $u/c_0'' = 0,45$.

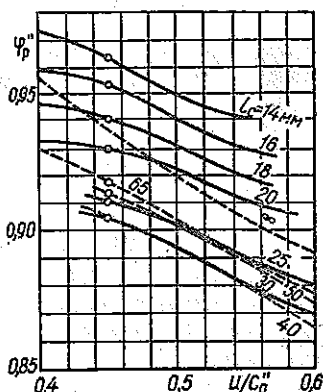


Рис. IV-12. Изменение коэффициента расхода φ_p'' ступени в зависимости от u/c_0'' и высоты направляющих лопаток l_c при $M = 0,6$.

Теоретический расход

$$G_t = f_c c_{1t} \rho [\text{кг/сек}], \quad (\text{IV-29})$$

где f_c — площадь минимального сечения сошла перпендикулярно к скорости, м^2 ;

c_{1t} — теоретическая скорость, вычисленная по изоэнтропийному перепаду, м/сек ;

ρ — плотность пара в конце изоэнтропийного расширения, кг/м^3 .

Коэффициент расхода зависит от отношения $\frac{u}{c_{1t}}$, где u — окружная скорость по среднему диаметру ступени, а также от величины M .

Экспериментально определяют значения коэффициентов расхода для ступеней с определенными профилями лопаток и составляют соответствующие графики.

На рис. IV-11 представлен один из таких графиков для коэффициентов расхода ступени в зависимости от высоты лопаток и

числа M при $\frac{u}{c_0''} = 0,45$, а на рис. IV-12 — график, построенный в зависимости от отношения $\frac{u}{c_0''}$ и высоты лопаток при $M = 0,6$.

На первом графике приведены коэффициенты расхода в направляющих каналах φ_p и φ_p'' (последний определен по скорости, найденной с учетом динамического напора на входе в ступень). Существенное влияние на коэффициент расхода (особенно при малых высотах лопаток) оказывает перекрыша, т. е. отношение $\frac{l_p}{l_c}$ — высоты рабочих лопаток в ступени к высоте сопловых лопаток.

Имея значения φ_p'' и φ_p , нетрудно определить среднюю степень реактивности в ступени. Расход через направляющие каналы

$$G = \varphi_p'' c_{1t} f_c \gamma = \varphi_p c_{1t} \sqrt{1 - \rho} f_c \gamma_1. \quad (\text{IV-30})$$

Коэффициент φ_p определяется из выражения $\varphi_p = \frac{G}{G_t}$. Так как $\left(\frac{\gamma_1}{\gamma}\right)^2 = \left(1 - \rho \frac{k-1}{2} M^2\right)^{\frac{2}{k-1}}$ или $\left(\frac{\gamma_1}{\gamma}\right)^2 \approx 1 + \rho M^2$, можно получить при $M < 1$

$$\frac{\varphi_p''}{\varphi_p} = \sqrt{(1 - \rho)(1 + \rho M^2)} \quad (\text{IV-31})$$

и при известных значениях φ_p'' , φ_p и M можно определить степень реактивности ступени.

Высота направляющих лопаток может быть определена по уравнению

$$l_c = \frac{Gv10^4}{\varphi_p'' c_{1t} \pi D \sin \alpha_{1\varphi} \tau}, \quad (\text{IV-32})$$

где l_c — высота направляющих лопаток, см;

v — удельный объем пара за ступенью при изоэнтروпийном истечении, $\text{м}^3/\text{кг}$;

c_{1t} — теоретическая скорость пара, вычисленная по изоэнтропийному перепаду в ступени, $\text{м}/\text{сек}$;

D — средний диаметр ступени, см;

τ — коэффициент загромождения решетки стенками лопаток, равный $0,9 \div 0,8$;

$$\sin \alpha_{1\varphi} = \frac{b}{t},$$

где b — минимальная ширина горла направляющих каналов;

t — шаг направляющих каналов.

При парциальном подводе пара в знаменатель формулы для определения l_c нужно еще подставить степень парциальности ϵ .

Пример 2. Определить критическую скорость пара в сопле при начальном давлении $11 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$, начальной температуре $t = 280^\circ \text{С}$ и начальной скорости перед соплом $c_0 = 205 \text{ м/сек}$.

Решение. По i - s -диаграмме находим точку, соответствующую начальным параметрам пара, и откладываем вверх по изоэнтропе

$$\frac{c_0^2}{2000} = 21 \text{ кдж/кг.}$$

Тогда определим энтальпию заторможенного потока

$$i^* = 3020 \text{ кдж/кг}$$

и давление

$$p^* = 12 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2.$$

Критическое давление

$$p_{\text{кр}} = 0,546 p^* = 0,546 \cdot 12 \cdot 10^5 = 6,55 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2.$$

Проводя изоэнтропу до критического давления в i - s -диаграмме, найдем энтальпию пара в критической точке 2880 кдж/кг .

Критическая скорость равна

$$c_{\text{кр}} = 44,7 \sqrt{i^* - i_{\text{кр}}} = 44,7 \sqrt{3020 - 2880} = 531 \text{ м/сек},$$

или

$$c_{\text{кр}} = \sqrt{\frac{2k}{k+1} p^* v^*} = \sqrt{\frac{2 \cdot 1,3}{1,3+1} \cdot 12 \cdot 10^5 \cdot 0,214} = 533 \text{ м/сек.}$$

Пример 3. Определить площадь минимального $f_{\text{мин}}$ и выходного f_1 сечений расширяющегося сопла. Давление перед соплом $p_0 = 10 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$, $t_0 = 300^\circ \text{С}$, давление за соплом $p_1 = 2,5 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$.

Расход пара $G = 0,2 \text{ кг/сек}$. Коэффициент расхода $\varphi_p = 0,985$.

Решение. Площадь минимального сечения

$$f_{\text{мин}} = \frac{G v_{\text{кр}}}{\varphi_p c_{\text{кр}}} = \frac{0,2 \cdot 0,418}{0,985 \cdot 540} = 1,57 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$$

$$f_1 = \frac{G v_1}{\varphi_p c_{1t}} = \frac{0,2 \cdot 0,761}{0,985 \cdot 783} = 1,97 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Минимальное сечение сопла можно определить по формуле

$$f_{\text{мин}} = \frac{G}{0,666 \sqrt{p_0 v_0}} = \frac{0,2}{0,666 \sqrt{\frac{10 \cdot 10^5}{0,263}}} = 1,57 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

§ IV-7. РЕШЕТКИ РАБОЧИХ ЛОПАТОК

Паровой поток после сопловой решетки поступает в решетку рабочих лопаток ступени. В активных ступенях в каналах между рабочими лопатками давление пара остается постоянным, а абсолютная скорость пара уменьшается за счет преобразования значительной кинетической энергии пара в механическую работу вращения ротора. В реактивных ступенях расширение пара и преобра-

зование тепловой энергии в кинетическую происходит в решетках сопловых и рабочих лопаток. Вследствие этого на рабочих лопатках растет относительная скорость пара. Абсолютная скорость пара в решетке рабочих лопаток, как и в активной ступени, уменьшается, а кинетическая энергия преобразуется в механическую работу вращения ротора. Степень реактивности ступени может быть выбрана в широких пределах — от 0,2 до 0,6.

На рис. IV-13 представлены треугольники скоростей процесса в активной ступени. В каналах решетки рабочих лопаток, так же как и в соплах, часть кинетической энергии парового потока расходуется на преодоление гидравлических сопротивлений при течении. Эта часть кинетической энергии представляет собой тепловую потерю.

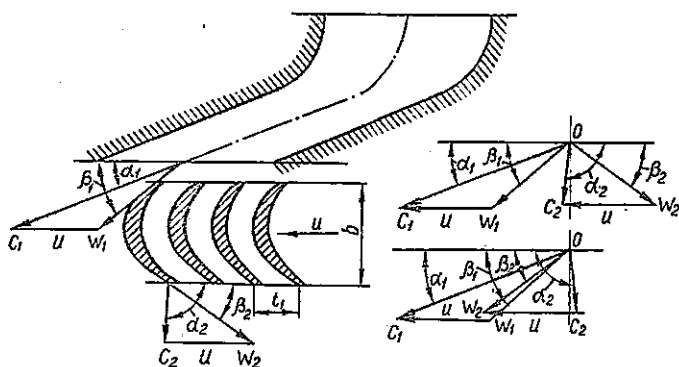


Рис. IV-13. Схема построения треугольников скоростей в активной ступени.

Паровой поток после сопел поступает в движущуюся (вращающуюся) решетку лопаток. Поэтому относительная скорость w_1 входа в каналы между рабочими лопатками будет меньше абсолютной скорости C_1 парового потока перед рабочими лопатками. Относительную скорость легко определить графически, построив треугольник скоростей при входе пара в каналы между рабочими лопатками, как показано на рис. IV-13.

Абсолютная скорость C_1 направлена к кромке венца рабочих лопаток под углом α_1 , относительная скорость w_1 — под углом β_1 . Окружная скорость

$$u = \pi \frac{Dn}{60} \text{ [м/сек]}, \quad (\text{IV-33})$$

где D — средний диаметр ступени, измеряемый до середины высоты лопаток, м;

n — число оборотов турбины в секунду.

Теоретически относительная скорость в канале между рабочими лопатками активной ступени должна оставаться постоянной до

выхода из канала. В действительности часть кинетической энергии расходуется на преодоление сопротивлений при течении пара, поэтому относительная скорость на выходе будет меньше.

$$\omega_2 = \psi_n \omega_1 \text{ [м/сек]}, \quad (\text{IV-34})$$

где ψ_n — коэффициент потери скорости, определяемый опытным путем.

На ведущих турбостроительных заводах имеются графики значений ψ_n , построенные на основании опытных данных, полученных для применяемых профилей лопаток.

На выходе из каналов рабочих лопаток по значению относительной скорости ω_2 , направленной под углом β_2 , путем построения треугольника скоростей определяется абсолютная скорость выхода пара c_2 и угол выхода потока α_2 . Тепловая потеря в решетке рабочих лопаток будет равна

$$h_n = (1 - \psi_n^2) \frac{\omega_1^2}{2000} = \xi_n \frac{\omega_1^2}{2000} \text{ [кДж/кг]}. \quad (\text{IV-35})$$

Для реактивной ступени вместо ω_1^2 следует поставить в (IV-35) величину выходной скорости ω_{2t}^2 .

Отложив на $i-s$ -диаграмме эту потерю вверх (рис. IV-9), найдем точку B_1 , характеризующую состояние пара на выходе из решетки рабочих лопаток. В этой точке определяем удельный объем пара v_2 .

При проектировании ступени треугольники скоростей на входе и выходе из решетки рабочих лопаток обычно строят отдельно от профилей рабочих лопаток, как показано на рис. IV-13. По треугольникам скоростей проектируется профиль рабочей лопатки, определяемый значениями углов β_1 и β_2 . Ширина лопатки b зависит от ее высоты: $b \approx \frac{l_2}{10 \div 12}$ (обычно выбирается не менее 20 мм).

На каждом турбостроительном заводе установлены свои методы проектирования профилей рабочих лопаток. Окончательно они устанавливаются после аэродинамических испытаний решетки рабочих лопаток. Высота рабочих лопаток определяется аналогично высоте направляющих лопаток по уравнению неразрывности парового потока, с учетом коэффициента расхода.

Различают лопатки короткие и длинные (с высотой более 100 мм). Длинные лопатки вследствие неравномерности потока по их высоте изготавливаются переменного профиля.

На рис. IV-14 представлены активные и реактивные рабочие лопатки.

На рис. IV-15 показаны различные способы крепления рабочих лопаток на ободе дисков.

В связи с тем, что в реактивных ступенях пар дополнительно расширяется в каналах решетки рабочих лопаток, теоретическая

относительная скорость выхода пара определяется по уравнению

$$\begin{aligned} \omega_{2t} &= 44,7 \sqrt{\rho h_1 + \frac{w_1^2}{2000}} = \\ &= 44,7 \sqrt{h_{0_2} + \frac{w_1^2}{2000}} \text{ [м/сек]}. \end{aligned} \quad (\text{IV-36})$$

действительная относительная скорость

$$\omega_2 = \psi_n \omega_{2t}. \quad (\text{IV-36a})$$

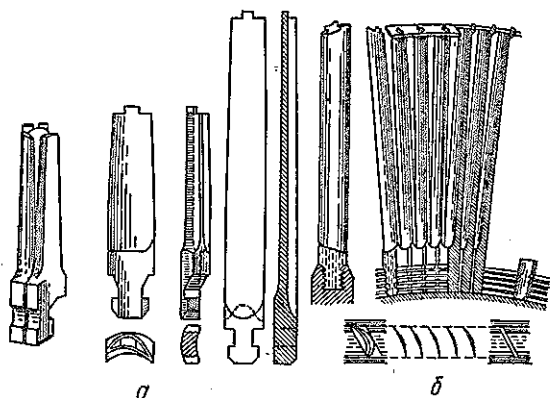


Рис. IV-14. Рабочие лопатки:
а — активной турбины; б — реактивной турбины.

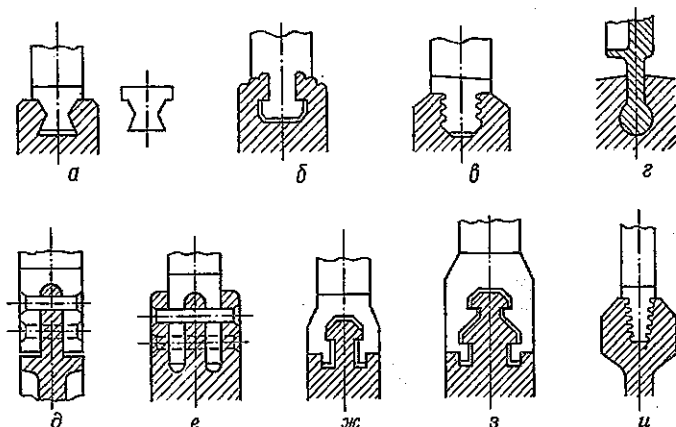


Рис. IV-15. Способы крепления лопаток на ободе диска:

а — с ласточкиным хвостом; б — с выпочками в теле лопаток, препятствующими отгибанию боковых кромок на ободе диска; в — с зубчатым хвостовиком; г — с закругленным хвостовиком для вставки сбоку в отверстие в ободе диска; д и е — посадка двойной вилкой; ж и з — с гребневидной формой обода диска; и — с елочным хвостовиком.

Построение треугольников скоростей для реактивной ступени представлено на рис. IV-16.

В i — s -диаграмме процесс расширения пара в реактивной ступени изображается следующим образом (рис. IV-17). По начальным параметрам пара находят начальную точку процесса A_0 . Адиа-

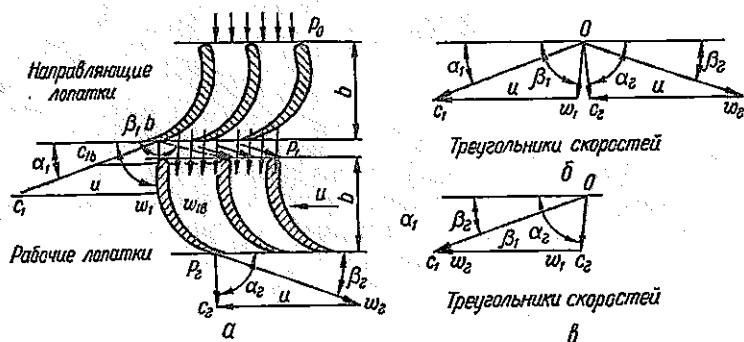


Рис. IV-16. Схема построения треугольников скоростей для реактивной ступени:

a — направляющие и рабочие лопатки; $b, в$ — треугольники скоростей.

батный процесс расширения в ступени обозначается вертикалью A_0A_{1t} , тепловой перепад в ступени $h_t = h_{01} + h_{02}$. По принятой степени реактивности определяют значения h_{01} и h_{02} . Тогда теоретический процесс расширения в соплах закончится в точке A_{1t} , а действительный — в точке A_1 . Тепловой перепад в каналах решетки рабочих лопаток отмечен прямой A_1A_{2t} . Действительный процесс будет политропным и закончится в точке A_2 .

Иногда в реактивной ступени при построении треугольников скоростей выбирают углы парового потока $\beta_2 = \alpha_1$ и $\alpha_2 = \beta_1$, в этом случае профили направляющих и рабочих лопаток будут одинаковыми (рис. IV-16, в).

По уравнению изменения количества движения в паровом потоке можно определить усилия, действующие на рабочие лопатки за единицу времени:

$$p_n = G(c_1 \cos \alpha_1 \pm c_2 \cos \alpha_2) = G(w_1 \cos \beta_1 \pm w_2 \cos \beta_2) [н]. \quad (IV-37)$$

В этом случае работа ступени будет равна

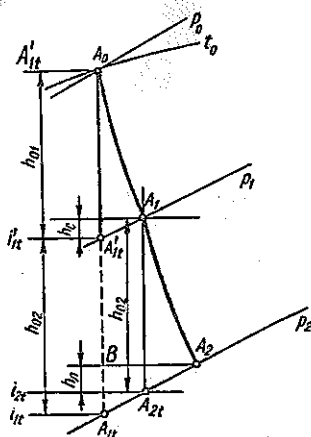


Рис. IV-17. Процесс в реактивной ступени в i — s -диаграмме.

$$L = P_{\text{н}} u = \frac{Gu}{1000} (c_1 \cos \alpha_1 \pm c_2 \cos \alpha_2) [\text{кдж}]. \quad (\text{IV-38})$$

Если угол α_2 меньше 90° , ставится знак (+), если α_2 больше 90° — знак (—).

Мощность ступени можно определить по формуле

$$N_b = \frac{Gu}{1000} (c_1 \cos \alpha_1 + c_2 \cos \alpha_2) [\text{квт}] \quad (\text{IV-39})$$

или

$$N_b = \frac{G}{2000} (c_1^2 - w_1^2 + w_2^2 - c_2^2) [\text{квт}]. \quad (\text{IV-39a})$$

Паровой поток, проходящий через решетку рабочих лопаток, обуславливает не только окружные усилия, обеспечивающие вращение ротора, но и наличие осевых усилий, стремящихся сдвинуть ротор в направлении парового потока. Для определения осевых усилий необходимо составить уравнение количества движения в направлении, перпендикулярном к окружной скорости:

$$P_a = G (c_1 \sin \alpha_1 - c_2 \sin \alpha_1) + F_{\text{л}} (p' - p'') [\text{н}], \quad (\text{IV-40})$$

где $F_{\text{л}}$ — площадь решетки рабочих лопаток;

p' — давление пара перед рабочими лопатками;

p'' — давление пара за рабочими лопатками;

G — расход пара через решётку.

Для активных ступеней последний член уравнения равен нулю, так как $p' = p''$. Осевые усилия имеют значительную величину в реактивных турбинах. Для предохранения ротора от осевого сдвига применяются специальные приспособления в виде упорного подшипника и разгрузочного диска, закрепленного на валу турбины.

§ IV-8. КОЭФФИЦИЕНТЫ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ СТУПЕНИ

Процесс преобразования тепловой энергии в ступени паровой турбины сопровождается разного характера тепловыми потерями. Кроме ранее рассмотренных тепловых потерь, при протекании пара через решетки сопловых и рабочих лопаток наблюдаются потери тепла с выходной скоростью:

$$h_b = \frac{c_2^2}{2000} [\text{кдж/кг}]. \quad (\text{IV-41})$$

В многоступенчатых турбинах выходная скорость полностью или частично может быть использована в последующей ступени. Для этого ступени должны иметь полный подвод пара, а также равные углы выхода из предыдущей ступени и входа в последующую. На рис. IV-9 в $i-s$ -диаграмме выходная потеря отложена вверх от точки B_1 .

В ступенях с парциальным подводом пара часть решетки рабочих лопаток, не заполняемая паровым потоком, работает как вентилятор, т. е. бесполезно вентилирует пар в камере ступени, затрачивая на это часть кинетической энергии. Кроме того, наблюдаются потери части энергии вращения диска на трение боковых поверхностей диска и бандажа решетки в паровой среде. Эти потери подсчитывают вместе в виде потерь на трение и вентиляцию и определяют по опытной формуле проф. Стодола

$$N_{т. в} = \lambda [1,07d^2 + 0,61z(1 - \epsilon)dl^{1,5}] \frac{u^3}{10^6} \rho \text{ [квт]}, \quad (\text{IV-42})$$

где λ — коэффициент, равный 1,5÷1,3 для насыщенного пара и 1,2÷1,0 для перегретого;

d — диаметр диска, м;

z — число ступеней скорости на ободе диска;

ϵ — степень парциальности впуска пара;

l — высота рабочих лопаток, см;

u — окружная скорость, м/сек;

ρ — плотность окружающего диск пара, кг/м³.

Можно также пользоваться формулой Форнера

$$N_{т. в} = \beta \cdot 10^{-10} d^4 n^3 l \rho, \quad (\text{IV-43})$$

где β — коэффициент, равный 1,7 для одновенечного, 2,06 — для двухвенечного и 2,8 — для трехвенечного диска;

n — число оборотов в минуту.

В тепловых единицах эта потеря будет равна

$$h_{т. в} = \frac{N_{т. в}}{G} \text{ [кдж/кг]}. \quad (\text{IV-44})$$

На рис. IV-9 эта потеря отложена от точки C до точки D . В реактивных турбинах, с ротором барабанного типа и постоянным полным подводом пара по окружности венца лопаток во всех ступенях, эта потеря отсутствует.

Часть пара, поступающего в турбину через решетку сопел первой ступени, выходит наружу через лабиринтовые уплотнения между корпусом и валом турбины. Эта потеря пара определяется по уравнению

$$G_{ут} = f \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{2p_1 v_1}} \text{ [кг/сек]}, \quad (\text{IV-45})$$

где f — кольцевая площадь лабиринтовой щели, м²;

p_1 и p_2 — давление пара до и после лабиринтового уплотнения (p_2 может быть принято равным $1 \cdot 10^5$ н/м²);

z — количество камер уплотнения;

v_1 — удельный объем пара перед лабиринтовым уплотнением.

При определении полного расхода пара турбиной необходимо учитывать потери на пропуски пара. Лабиринтовые уплотнения

применяются также в зазорах между диафрагмами сопловых решеток и валом турбины. В связи с этим следует определять также перетекание пара через уплотнения диафрагмы и учитывать эту потерю при установлении высоты рабочих лопаток.

Потеря на перетекание пара через лабиринтовые уплотнения диафрагм каждой ступени составляет

$$G_{\text{ут. д}} = G \frac{d\delta}{D l_{\text{л}} \sin \alpha_{\text{лф}} \sqrt{z}}, \quad (\text{IV-46})$$

где d — диаметр уплотнения;
 δ — радиальный зазор в уплотнении;
 D — диаметр ступени;
 $l_{\text{л}}$ — высота лопатки данной ступени;
 z — число гребней в уплотнении.

В реактивных ступенях наблюдается потеря на пропуски части пара через радиальные зазоры между вершинами рабочих лопаток и корпусом турбины, а также между вершинами направляющих лопаток и валом турбины. Эта потеря определяется по эмпирической формуле Андерхуба

$$h_{\text{ут}} = 1,72 \frac{\delta_r^{1,4}}{l} h_t, \quad (\text{IV-47})$$

где δ_r — радиальный зазор, мм;
 l — высота лопатки, мм;
 h_t — теплоперепад в ступени, кДж/кг.

Иногда для определения потери в тепловых единицах на утечку пара через радиальные зазоры пользуются формулой

$$h_{\text{ут}} = 3,1 \frac{\delta_r}{l} h_t. \quad (\text{IV-47a})$$

Можно определять потерю на утечку по формуле

$$h_{\text{ут}} = \frac{\delta_r}{l \sin \alpha_1} (i_0 - i_2) [\text{кДж/кг}], \quad (\text{IV-47б})$$

где α_1 — угол входа на рабочие лопатки;
 δ_r — величина радиального зазора;
 l — средняя высота лопаток;
 i_0 — энтальпия перед ступенью;
 i_2 — энтальпия за рабочими лопатками с учетом всех потерь, кроме потери на утечки.

При увеличении высоты лопаток, снижении давления пара, применении лабиринтовых уплотнений потеря через радиальные зазоры относительно уменьшается.

Если в ступени проходит влажный пар, то следует определить потерю от влажного пара

$$h_{\text{вл}} = (1 - x) h_{\text{сух}} [\text{кДж/кг}], \quad (\text{IV-48})$$

где x — степень сухости пара;

$h_{\text{сух}}$ — использованный в ступени теплоперепад, определяемый после учета всех тепловых потерь, кроме потери от влажности пара.

В дальнейшем при определении коэффициентов полезного действия ступени, работающей на влажном паре, нужно учитывать влияние влажности:

$$\eta_{\text{вл}} = x\eta_{\text{сух}}. \quad (\text{IV-48a})$$

Чтобы уменьшить потери тепла из-за лучеиспускания корпуса турбины, его следует теплоизолировать.

Часть мощности, развиваемой турбиной, расходуется на преодоление механических потерь. К последним относятся потери на трение вала турбины в подшипниках, работа на привод масляного насоса, на движение элементов системы регулирования, на насосы, обслуживающие конденсатор.

В тепловых единицах механические потери определяются по формуле

$$h_m = \frac{N_m}{G} [\text{кдж/кг}]. \quad (\text{IV-49})$$

Эффективная мощность (на валу) турбины меньше внутренней мощности на величину механических потерь:

$$N_s = N_v - N_m. \quad (\text{IV-50})$$

Тогда механический к.п.д. составит:

$$\eta_m = \frac{N_s}{N_v}. \quad (\text{IV-51})$$

На рис. IV-18 представлен опытный график значений η_m в зависимости от мощности турбины. При мощности свыше 25 тыс. *квт* механический к.п.д. равен 0,998—0,999, т. е. механические потери незначительны.

Для качественной оценки теплового процесса в ступени или в турбине в целом служат коэффициенты полезного действия.

В ступени без потерь тепловой процесс был бы идеальным. Отношение теоретического теплового перепада к начальной энтальпии пара, за вычетом тепла питательной воды для котлов, называется термическим к.п.д.

$$\eta_t = \frac{i_1 - i_{2t}}{i_1 - q_{\text{п. в}}}, \quad (\text{IV-52})$$

где i_1 и i_{2t} — начальная и конечная энтальпия пара в ступени при изэнтропийном расширении:

$q_{\text{п. в}}$ — энтальпия подогретой питательной воды, подаваемой в паровой котел.

Если обозначить располагаемый в ступени тепловой перепад h_t , а h_c , h_n , h_b — тепловые потери в соплах, на рабочих лопатках и выходную, то *относительный лопаточный к. п. д.* ступени определяют по формуле

$$\eta_{o. л} = \frac{h_t - h_c - h_n - h_b}{h_t} \quad (IV-53)$$

По рис. IV-9 теплового процесса ступени в i — s -диаграмме определяют:

$$\eta_{o. л} = \frac{\overline{AC}}{\overline{AA_{1t}}} \quad (IV-54)$$

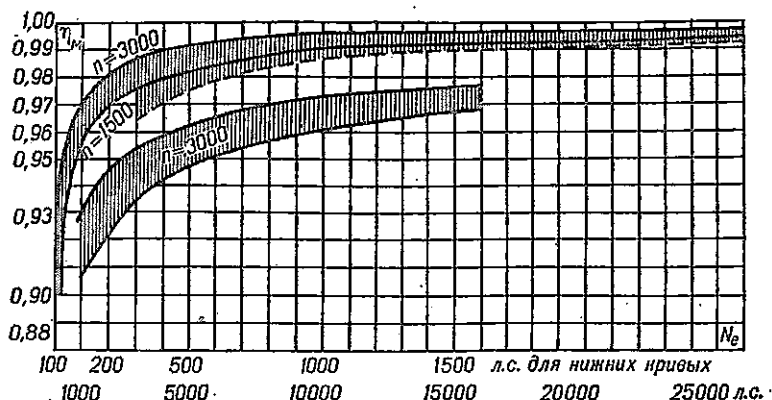


Рис. IV-18. Кривые для определения механического к.п.д. (абсциссы для нижних кривых увеличены в 10 раз).

Если учесть еще потери теплового перепада на преодоление сил трения и вентиляции, то можно записать отношение

$$\eta_{o. в} = \frac{h_t - h_c - h_n - h_b - h_{т. в}}{h_t} \quad (IV-55)$$

определяющее значение *относительного внутреннего к.п.д.* ступени. По i — s -диаграмме эта величина определяется отношением

$$\eta_{o. в} = \frac{\overline{AD_1}}{\overline{AA_{1t}}} \quad (IV-56)$$

Относительный внутренний к.п.д. можно определить также по формуле для ступени с парциальным подводом пара

$$\eta_{o. в} = \eta_{o. л} - z_m - z_n - z_2 - 0,05 (1 - D) \frac{u}{c_o}, \quad (IV-57)$$

где $z_m = \frac{0,6}{10^3 \sin \alpha_{13\phi}} \frac{D}{l_c} \left(\frac{u}{c_0} \right)^3$ — относительная потеря на трение диска в паровом объеме;

$z_v = \frac{0,0385}{\sin \alpha_{13\phi}} \left(\frac{l}{l_c} - 1 \right) \left(\frac{u}{c_0} \right)^3$ — относительная потеря на вентиляцию;

$z_2 = 0,44 \frac{K}{D} \cdot \frac{1}{\varepsilon} \cdot \frac{u}{c_0}$ — относительная потеря на выколачива-

ние пара из каналов между рабочими лопатками в парциальных ступенях;

K — длина канала между рабочими лопатками по потоку пара;

c_0 — изоэнтروпийная скорость пара за соплами;

l — расчетная высота лопаток (при парциальном подводе пара) см;

l_c — высота лопатки при полном подводе, тогда $\frac{l}{l_c} = \varepsilon$ — степень парциальности.

Внутренняя мощность ступени может быть найдена по уравнению

$$N_v = Gh_t \eta_{o.в} [\text{квт}]. \quad (\text{IV-58})$$

Если дополнительно к внутренним потерям учесть еще механические, то можно определить относительный эффективный к.п.д.:

$$\eta_{o.е} = \frac{h_t - h_c - h_d - h_v - h_{т.в} - h_m}{h_t}. \quad (\text{IV-59})$$

Иногда необходимо определить абсолютный эффективный к.п.д.:

$$\eta_e = \frac{h_t - h_c - h_d - h_v - h_{т.в} - h_m}{l - q_{п.в}} \quad (\text{IV-59a})$$

Очевидно, что

$$\eta_{iv} = \eta_{o.е} \eta_t = \eta_{o.в} \eta_m \eta_t. \quad (\text{IV-59б})$$

Отношение мощности электрогенератора к эффективной мощности турбины называют к.п.д. *электрогенератора*

$$\eta_r = \frac{N_r}{N_e}. \quad (\text{IV-60})$$

Относительный электрический к.п.д. турбоэлектрогенератора

$$\eta_{o.э} = \eta_{o.е} \eta_r = \eta_{o.в} \eta_m \eta_r. \quad (\text{IV-61})$$

Абсолютный электрический к.п.д.

$$\eta_{э} = \eta_e \eta_r = \eta_{o.в} \eta_m \eta_r \eta_r. \quad (\text{IV-62})$$

Часовой расход пара турбоэлектромотором можно определить из уравнения мощности

$$G_{\text{ч}} = \frac{3600 N_{\text{г}}}{h_t \eta_{\text{о. е}} \gamma_{\text{г}}} [\text{кг/ч}]. \quad (\text{IV-63})$$

Для сравнения между собой разных турбин следует определить расход тепла на 1 $\text{квт} \cdot \text{ч}$ для каждой рассматриваемой турбины:

$$q_{\text{е}} = \frac{3600 (i_1 - i_{\text{к}})}{h_t \eta_{\text{о. е}} \gamma_{\text{г}}} [\text{кДж}/(\text{квт} \cdot \text{ч})], \quad (\text{IV-64})$$

где i_1 и $i_{\text{к}}$ — соответственно энтальпия пара перед турбиной и энтальпия конденсата в конденсаторе;

h_t — адиабатный теплоперепад в турбине.

Например, в паровых турбинах, работающих на паре с давлением $98,07 \div 166,71 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ и температурой $550\text{—}600^\circ \text{С}$, удельный расход тепла на 1 $\text{квт} \cdot \text{ч}$ будет близким к $8400 \text{ кДж}/(\text{квт} \cdot \text{ч})$, а для турбин мощностью 300 тыс. квт при начальных параметрах пара $235,36 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ и 580°С расчетный удельный расход тепла $7650 \text{ кДж}/(\text{квт} \cdot \text{ч})$.

С повышением начального давления, и в особенности с повышением начальной температуры пара, растет экономичность паровой турбины.

§ IV-9. ОСНОВЫ ТЕПЛОВОГО РАСЧЕТА ПАРОВЫХ ТУРБИН

Одноступенчатая турбина. Для расчета одноступенчатой турбины должны быть заданы мощность и назначение турбины, начальные и конечные параметры пара, число оборотов в минуту и другие характерные данные.

По заданным параметрам пара с помощью i — s -диаграммы определяют располагаемый адиабатный теплоперепад в ступени. Тогда скорость пара за соплами будет равна

$$c_1 = 44,7 \sqrt{H_t} [\text{м/сек}], \quad (\text{IV-65})$$

где $H_t = i_1^x - i_{2t}$ (i_1^x — энтальпия заторможенного потока перед соплами ступени).

Диаметр ступени определяется по величине окружной скорости u , которая может быть найдена из значения наивыгоднейшего отношения $\frac{u}{c_1}$.

Ранее было указано, что к.п.д. на ободе турбинной ступени равен

$$\eta_{\text{о. л}} = \frac{H_t - h_{\text{с}} - h_{\text{л}} - h_{\text{в}}}{H_t},$$

где H_t — полный тепловой перепад в турбине.

Если в это уравнение подставить значения всех тепловых перепадов в виде соответствующих величин кинетической энергии и провести несложные преобразования, то в конечном счете получим:

$$\eta_{o. л} = 2\varphi_c^2 \left(1 + \varphi_{л} \frac{\cos \beta_2}{\cos \beta_1} \right) \left(\cos \alpha_1 - \frac{u}{c_1} \right) \frac{u}{c_1}. \quad (IV-66)$$

Из этого выражения видно, что в основном к. п. д. зависит от отношения $\frac{u}{c_1}$.

Наивыгоднейшее значение $\frac{u}{c_1}$ определится, если первую производную по $\frac{u}{c_1}$ верхнего уравнения приравняем к нулю:

$$\left(\frac{u}{c_1} \right)_{\text{опт}} = \frac{\cos \alpha_1}{2}. \quad (IV-67)$$

При $\frac{u}{c_1} = 0$ и $\frac{u}{c_1} = \cos \alpha_1$ относительный лопаточный к. п. д. будет равен нулю. Максимальная величина $\eta_{o. л}$ определится по выражению

$$\eta_{o. л. \text{ макс}} = \frac{\varphi_c^2}{2} \left(1 + \varphi_{л} \frac{\cos \beta_2}{\cos \beta_1} \right) \cos^2 \alpha_1. \quad (IV-68)$$

Для определения $\eta_{o. в}$ нужно еще учесть потерю на трение и вентиляцию:

$$\xi_{т. в} = \frac{2000 N_{т. в} \varphi_c^2}{G c_1^2}, \quad (IV-69)$$

тогда

$$\eta_{o. в} = \eta_{o. л} - \xi_{т. в}. \quad (IV-70)$$

Можно графически построить кривые значений $\eta_{o. л}$ и $\eta_{o. в}$ при разных значениях отношения $\frac{u}{c_1}$. Кривые будут иметь параболический характер (рис. IV-19). Наивыгоднейшее значение $\frac{u}{c_1}$ определится по максимуму кривой для $\eta_{o. в}$. Для одноступенчатых турбин обычно наивыгоднейшие значения $\frac{u}{c_1} = x$ находятся в пределах $x = 0,25 \div \div 30$. Тогда окружная скорость будет равна

$$u = x c_1.$$

Окружная скорость по условиям прочности роторов турбин только в отдельных случаях достигает значений 300—350 м/сек (для последних ступеней мощных многоступенчатых турбин), для барабанных роторов она бывает не более 120—150 м/сек, в таких же

пределах выбирается окружная скорость для одноступенчатых дисковых турбин.

Секундный расход пара может быть определен по уравнению

$$G = \frac{1000 N_e}{H_t \eta_{0,e}} [\text{кг/сек}], \quad (\text{IV-71})$$

если мощность N_e задана в киловаттах.

Высота сопел определяется по ранее приведенной формуле.

Степень парциальности следует выбирать не менее $\epsilon = 0,2 \div 0,3$.

Сопловые лопатки для одноступенчатой турбины выбираются высотой более 10 мм, еще лучше — не менее 20 мм, тогда определится степень парциальности. Входная высота рабочих лопаток выбирается на 1—3 мм больше высоты сопла.

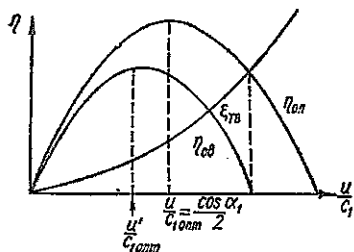


Рис. IV-19. Кривые $\eta_{ов}$ и $\eta_{ол}$ для активной ступени.

Выходная высота рабочих лопаток определяется по той же формуле, что и высота сопел, с учетом значений удельного объема пара и угла выхода потока за рабочими лопатками.

Наконец, определяется диаметр выхлопного патрубка для отработавшего пара:

$$\frac{\pi d_b^2}{4} = \frac{G v_3}{c_3}, \quad (\text{IV-72})$$

где d_b — диаметр выхлопного патрубка, м;

v_3 — удельный объем пара за рабочими лопатками, определяемый по i - s -диаграмме после учета всех внутренних потерь;

c_3 — скорость пара в выхлопном патрубке, выбираемая в пределах 100 м/сек или меньше.

После определения указанных ранее размеров вычерчивается эскиз проточной части и можно приступить к детальному расчету и проектированию турбины.

Пример 4. Определить размеры проточной части одной ступени турбины, а также $\eta_{0,л}$ и мощность ступени. Параметры пара перед ступенью $p_0 = 22,9 \times 10^5 \text{ н/м}^2$, $t_0 = 360^\circ \text{ С}$, давление за ступенью $p_2 = 19,2 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$. Степень реактивности $\rho = 0,05$. Расход пара $G = 31,4 \text{ кг/сек}$. За счет частичного использования выходной скорости предыдущей ступени тепловой перепад в ступени увеличивается на $\Delta h_0 = 1,75 \text{ кДж/кг}$. Углы выхода пара: из сопловой решетки

$\alpha_1 = 13^\circ$, из рабочей решетки $b_2 = 22^\circ$. Отношение скоростей $\frac{u}{c_{1л}} = 0,474$.

Число оборотов $n = 50 \text{ рад/сек}$.

Решение. По i - s -диаграмме теоретический тепловой перепад в ступени $h_1 = 54,9 \text{ кДж/кг}$. Теоретическая скорость истечения пара из сопел.

$$c_{1л} = 44,7 \sqrt{(1 - \rho) h_1 + \Delta h} = 44,7 \sqrt{(1 - 0,05) 54,9 + 1,75} = 329 \text{ м/сек}.$$

Площадь выходного сечения сопел

$$f = \frac{Gv_{1f}}{\varphi c_{1f}} = \frac{31,4 \cdot 0,142}{0,97 \cdot 329} = 0,01396 \text{ м}^2 = 139,6 \text{ см}^2,$$

где v_{1f} — удельный объем пара в конце изоэнтропийного расширения в соплах.

Окружная скорость

$$u = \frac{u}{c_{1f}} c_{1f} = 156 \text{ м/сек},$$

$$\text{где } \frac{u}{c_{1f}} = 0,475.$$

Средний диаметр ступени

$$d = \frac{u}{\pi n} = \frac{156}{\pi \cdot 50} = 0,991 \text{ м}.$$

Высота сопел

$$l_1 = \frac{f_1}{\pi d \sin \alpha_1} = \frac{139,6}{\pi \cdot 99,1 \cdot 0,225} = 1,99 \text{ см} = 19,9 \text{ мм}.$$

Действительная скорость истечения пара из сопел

$$c_1 = \varphi_c \cdot c_{1f} = 0,96 \cdot 329 = 315 \text{ м/сек}.$$

Потери в соплах

$$h_c = (1 - \varphi_c^2) \left(\frac{c_{1f}}{44,7} \right)^2 = 4,2 \text{ кДж/кг}.$$

Далее необходимо построить треугольники скоростей, из которых определяем $w_1 = 166,5 \text{ м/сек}$ и угол $\beta_1 = 25,2^\circ$.

Относительная теоретическая скорость выхода из каналов рабочих лопаток.

$$\begin{aligned} w_{2f} &= 44,7 \sqrt{\varphi h_0 + \left(\frac{w_1}{44,7} \right)^2} = \\ &= 44,7 \sqrt{0,05 \cdot 54,9 + \left(\frac{166,5}{44,7} \right)^2} = 182 \text{ м/сек}. \end{aligned}$$

Площадь выходного сечения каналов рабочей решетки

$$f_2 = \frac{Gv_{2f}}{\varphi_p w_{2f}} = \frac{31,4 \cdot 0,143}{0,94 \cdot 182} = 0,0263 \text{ м}^2 = 263 \text{ см}^2.$$

Высота рабочих лопаток

$$l_2 = \frac{f_2}{\pi d \sin \beta_2} = \frac{263}{\pi \cdot 99,1 \cdot 0,375} = 2,26 \text{ см} = 22,6 \text{ мм}.$$

Действительная относительная скорость выхода из рабочей решетки

$$w_2 = \psi_n w_{2f} = 0,9 \cdot 182 = 163,5 \text{ м/сек}.$$

Тепловые потери в рабочей решетке

$$h_n = (1 - \psi_n^2) \left(\frac{w_{2f}}{44,7} \right)^2 = (1 - 0,9^2) \left(\frac{182}{44,7} \right)^2 = 3,14 \text{ кДж/кг}.$$

Потери с выходной скоростью

$$h_b = \left(\frac{c_2^2}{44,7} \right)^2 = \left(\frac{61,5}{44,7} \right)^2 = 1,88 \text{ кдж/кг.}$$

Величина $c_2 = 61,5 \text{ м/сек}$ определяется по треугольникам скоростей. К.п.д. на лопатках

$$\eta_{o.л} = \frac{\Delta h_o + h_t + h_c - h_l - h_b}{\Delta h_o + h_t - \xi_b h_b} = \frac{1,75 + 54,9 + 4,2 - 3,14 - 1,88}{1,75 + 54,9 - 0,8 \cdot 1,88} = 0,857,$$

где ξ_b — коэффициент использования выходной скорости на последующей ступени.

Мощность на лопатках

$$N_{o.л} = G(\Delta h_o + h_t) \eta_{o.л} = 31,4(1,75 + 54,9) \cdot 0,857 = 1520 \text{ квт.}$$

Пример 5. Мощность конденсационной турбины $N_b = 12340 \text{ квт}$, расход пара $D = 52400 \text{ кг/ч}$, начальное давление $p_0 = 24 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ начальная температура $t_0 = 380^\circ \text{С}$, давление в конденсаторе $p_k = 0,045 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$. Определить удельный расход пара d_e и тепла q_e , относительный эффективный к.п.д. $\eta_{o.еф}$ и абсолютный эффективный к.п.д. $\eta_{еф}$.

Решение. По $i-s$ диаграмме находим начальную энтальпию $i_0 = 3190 \text{ кдж/кг}$, располагаемый теплоперепад $H_t = 1090 \text{ кдж/кг}$. Энтальпия конденсата $i'_k = 128,5 \text{ кдж/кг}$ (по таблицам насыщенного пара).

Удельный расход пара

$$d_e = \frac{D}{N_b} = \frac{52400}{12340} = 4,25 \text{ кг/квт} \cdot \text{ч}$$

Удельный расход тепла

$$q_e = d_e(i_0 - i'_k) = 4,25(3190 - 128,5) = 13\,000 \text{ кдж/квт} \cdot \text{ч.}$$

Относительный эффективный к.п.д.

$$\eta_{o.еф} = \frac{3600}{H_t d_e} = \frac{3600}{1090 \cdot 4,25} = 0,779.$$

Абсолютный эффективный к.п.д.

$$\eta_{еф} = \frac{3600}{q_e} = \frac{3600}{13\,000} = 0,277.$$

Турбины со ступенями скорости. Общий вид турбин со ступенями скорости представлен на рис. IV-20. Ротор турбины 6 составит из одного диска, закрепленного на валу. На ободе диска размещены два венца рабочих лопаток. Между ними находится сегмент решетки направляющих лопаток криволинейного профиля, служащих для изменения направления пара и подвода его после первого венца рабочих лопаток к решетке второго венца. Пар в турбину поступает через клапан 5 (их может быть несколько). Отработанный пар удаляется через выпускной патрубок 7. В передней части турбины размещен регулятор 2. В нижней части регуляторного валика закреплен шестеренчатый масляный насос 1 (для подачи масла под давлением в систему регулирования и на смазку вала

в подшипниках). Движения муфты регулятора, происходящие при перемене нагрузки турбины, с помощью рычажной системы 3 передаются распределительному валику 4, действующему на подъем паровпускных клапанов 5.

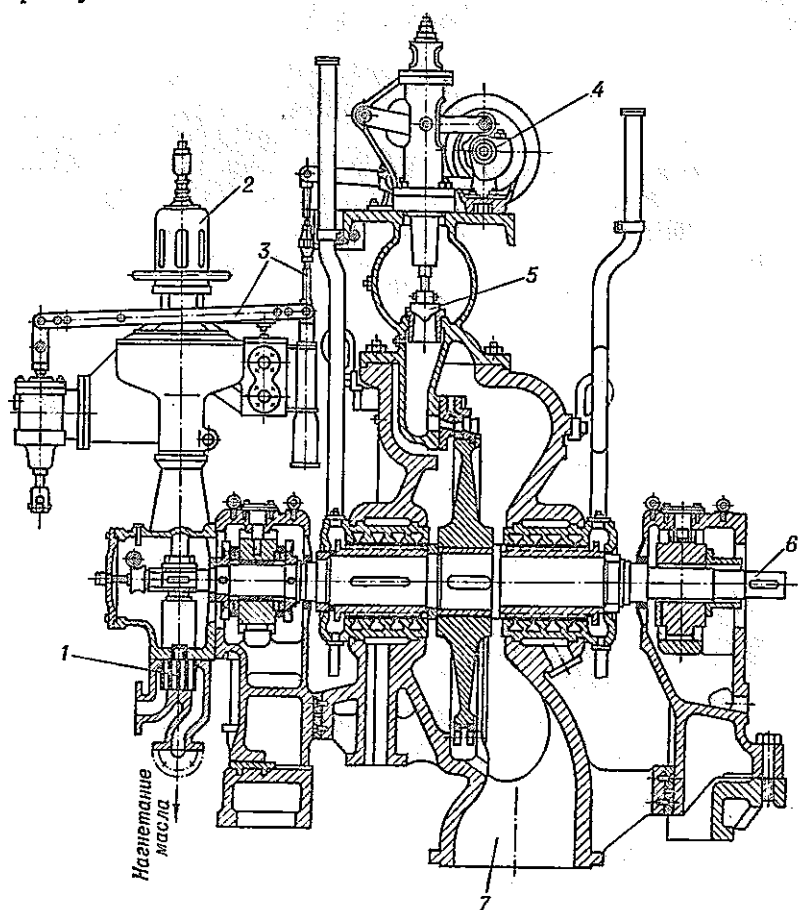


Рис. IV-20. Турбина со ступенями скорости.

Турбины со ступенями скорости характеризуются средней экономичностью и изготовляются мощностью до 1000 *квт* и более, часто с противодавлением за турбиной.

На рис. IV-21 представлена проточная часть такой турбины в разрезе и внизу в плане.

Пар расширяется в соплах и выходит с запасом кинетической энергии $\frac{c^2}{2000}$. В первом венце рабочих лопаток кинетическая энер-

гия парового потока частично используется и преобразуется в механическую работу. Пар выходит из решетки лопаток со скоростью c_2 , обычно еще достаточно большой. В решетке направляющих лопаток направление пара изменяется, при этом часть скорости теряется и при выходе составляет:

$$c_1' = \varphi_n c_2, \quad (IV-73)$$

где φ_n — коэффициент потери скорости, который принимается равным 0,97—0,98.

В рабочих лопатках второго венца также частично используется кинетическая энергия потока пара на вращение ротора, и скорость парового потока изменяется от c_1 при входе до c_2' на выходе.

Для каждой ступени скорости построены треугольники скоростей для входа и выхода пара (рис. IV-21).

Аналогично предыдущему можно составить уравнение для определения $\eta_{0.л}$ турбины с двумя ступенями скорости:

$$\eta_{0.л} = \frac{2\varphi_c^2 u (c_1 \cos \alpha_1 + c_2 \cos \alpha_2 + c_1' \cos \alpha_1' + c_2' \cos \alpha_2')}{c_1^3}. \quad (IV-74)$$

При построении треугольников скоростей для двухвенечных дисков можно выбирать угол выхода пара из сопла $\alpha_1 = 16 \div 22^\circ$, соответственно значения $\frac{u}{c_1} = 0,2 \div 0,26$.

Если выбрать углы $\beta_2 = \beta_1$, $\alpha_1' = \alpha_2$ и $\beta_2' = \beta_1'$, то для двухступенчатого диска

$$\eta_{0.л} = 4\varphi_c^2 \left(2 \cos \alpha_1 - 4 \frac{u}{c_1} \right) \frac{u}{c_1}. \quad (IV-75)$$

Тогда наивыгоднейшее значение $\frac{u}{c_1}$ таково:

$$\frac{u}{c_1} = \frac{\cos \alpha_1}{2z}, \quad (IV-76)$$

где z — число венцов рабочих лопаток на ободе диска.

В турбинах со ступенями скорости, где в результате лучшего использования кинетической энергии конечная выходная скорость значительно снижается, можно при одной и той же окружной скорости, т. е. одного и того же диаметра ступени при равном числе оборотов, использовать в несколько раз больший тепловой перепад и получить при этом более высокий к.п.д. Расчет теплового процесса турбины и определение размеров проточной части производят по формулам, ранее приведенным для расчета одновенечной ступени.

Так, например, минимальное сечение сопел при перепадах, больших критического, составляет

$$F_c = \frac{G}{\varphi_p 0,0067 \sqrt{p_1/v_1}} [см^2], \quad (IV-77)$$

где φ_p — коэффициент расхода, который можно выбирать по графику рис. IV-22.

Турбины со ступенями скорости компактны, применяют их как силовые установки на предприятиях, где отработавший пар, обычно выше 10^5 н/м^2 , может быть использован для технологических нужд.

Часто диск с двумя ступенями скорости используется как регулирующая ступень многоступенчатых турбин.

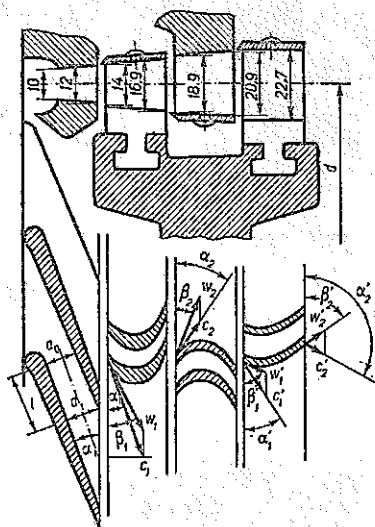


Рис. IV-21. Проточная часть турбины с двумя ступенями скорости.

В многоступенчатых турбинах тепловой перепад разделяется по числу ступеней и в среднем будет близким к

$$h_{ст} = \frac{H_t(1 + \alpha)}{z} \text{ кДж/кг}, \quad (\text{IV-78})$$

где H_t — теоретический тепловой перепад всей турбины с учетом динамического напора перед турбиной, кДж/кг;

α — коэффициент возврата тепла, показывающий, что часть тепловых потерь каждой предыдущей ступени может быть использована в соответствующей последующей ступени (определяется в пределах $1 + \alpha = 1,03 \div 1,05$);

z — число ступеней давления.

Тепловой перепад одной ступени можно выразить через кинетическую энергию:

Многоступенчатые турбины.

Современные мощные многоступенчатые паровые турбины, как правило, активно-реактивные, т. е. в части высокого давления может быть несколько чисто активных ступеней и далее ступени с нарастающей степенью реактивности (для выравнивания высот лопаток и обеспечения плавной формы проточной части).

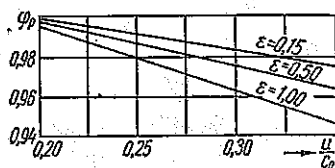


Рис. IV-22. Коэффициенты расхода ступени скорости в зависимости от отношения u/c_0 и степени парциальности ϵ для $p_2/p_1 > (p_2/p_1)_{кр}$.

$$h_t = \frac{c_1^2}{2000 \varphi_c^2} = \frac{c_1^2 u^2}{2000 \varphi_c^2 u^2} = \frac{u^2}{2000 \varphi_c^2 x^2} \text{ кДж/кг}, \quad (\text{IV-79})$$

где $x = \frac{u}{c_1}$.

Для z ступеней турбины при одинаковых тепловых перепадах на каждую ступень

$$h_t z = \frac{u^2 z}{2 \cdot 1000 \varphi_c^2 x^2} = (1 + \alpha) H_t. \quad (\text{IV-79a})$$

Запишем уравнение в другом виде:

$$\frac{u^2 z}{(1 + \alpha) H_t} = 2000 \varphi_c^2 x^2 = y. \quad (\text{IV-79б})$$

Это выражение называется *характеристикой Парсонса турбины*. Характеристика Парсонса, как и к.п.д. турбины, зависит прежде всего от отношения $\frac{u}{c_1}$. Для высокоэкономичной турбины характеристика Парсонса превышает $y = 360 \div 405$.

Мощность турбины определяется по уравнению

$$N_e = \frac{G H_t \eta_{\text{о.е}}}{\varphi_p} [\text{кВт}]. \quad (\text{IV-80})$$

Если в уравнение мощности вместо расхода пара подставить его значение через размеры проточной части, скорость пара и его удельный объем, оно примет следующий вид:

$$N_e = \frac{51550 u^2 \sqrt{\xi_b H_t} H_t \eta_{\text{о.е}}}{\delta n^2 v_2} [\text{кВт}], \quad (\text{IV-81})$$

где $\xi_b H_t$ — величина потери с выходной скоростью в последней ступени турбины ($\xi_b = 0,02 \div 0,05$);

$\delta = \frac{d}{l_n}$ — отношение диаметра последней ступени к высоте ее рабочих лопаток;

v_2 — удельный объем пара за последней ступенью;

n — число оборотов турбины в секунду.

По этому уравнению определяется *предельная мощность* многоступенчатой однопоточной турбины при заданных параметрах пара и числе оборотов турбины. Если же необходимо запроектировать турбину большей мощности, то применяют двухпоточную проточную часть в корпусе низкого давления; при этом мощность турбины почти удвоится. Иногда применяют четырехпоточную и более проточную часть в корпусах низкого давления.

При тепловом расчете многоступенчатых турбин по заданным условиям прежде всего следует определить, какие ступени будут

активными, а какие реактивными. Паротурбостроительные заводы нашей страны в основном изготавливают активно-реактивные турбины, допуская определенную степень реактивности в ступенях среднего и особенно низкого давления.

Обычно число ступеней выбирается на две-три больше найденного по (IV-85). Из уравнения неразрывности парового потока в каждой ступени

$$\frac{Gv_1}{\varphi_p c_{11}} = \frac{\varepsilon \pi d l \sin \alpha_1 \tau}{1}, \quad (\text{IV-82})$$

где c_{11} — теоретическая скорость истечения;

φ_p — коэффициент расхода;

τ — коэффициент загромождения решетки рабочих лопаток стенками лопаток (выбирается от 0,9 до 0,85).

Если в него подставить значения $c_{11} = \frac{u}{x}$ и $u = \pi d n$, можно получить:

$$v_1 G x = \varepsilon \pi^2 d^3 \ln \sin \alpha_1 \tau \varphi_p. \quad (\text{IV-83})$$

Если правую часть умножить и разделить на d , то определим диаметр ступени:

$$d = \sqrt[3]{\frac{G v_1 x \delta}{\varphi_p \varepsilon \pi^2 n \sin \alpha_1 \tau}} [м], \quad (\text{IV-84})$$

где $\delta = \frac{d}{l}$.

Значение $x = \frac{u}{c_{11}}$ можно выбирать для ступени с двумя венцами рабочих лопаток, т. е. с двумя ступенями скорости, в пределах 0,2—0,24; для одновенечной ступени $x \approx 0,45 \div 0,5$; для последней ступени следует выбирать несколько меньшие значения x . Для определения диаметра последней ступени можно воспользоваться уравнением

$$d = \sqrt{\frac{G v_2 \delta}{\varphi_p \pi c_2 \sin \alpha_2 \tau}} [м], \quad (\text{IV-84a})$$

где v_2 — удельный объем пара за последней ступенью, $м^3/кг$. Принимая

$$c_2 = 44,7 \sqrt{\xi_B H_t}$$

и подставляя это значение в предыдущую формулу, получаем:

$$d = \sqrt{\frac{G v_2 \delta}{\pi 44,7 \sqrt{\xi_B \cdot H_t} \cdot \sin \alpha_2 \tau \varphi_p}}. \quad (\text{IV-84б})$$

Отношение $\delta = \frac{d}{l}$ для конденсационных турбин выбирается в пределах $\delta = 5 \div 3$; для турбин с противодавлением $\delta = 8 \div 12$.

Число ступеней турбины можно выбирать, используя уравнение характеристики Парсонса

$$z = \frac{2000(1 + \alpha) H_t \varphi_c^3 \chi^2}{u_{cp}^2}, \quad (IV-85)$$

где u_{cp} — средний диаметр проточной части турбины; приближенно

$$u_{cp} \cong \pi n \left(\frac{d_1 + d_n}{2} \right) \text{ м/сек}, \quad (IV-86)$$

где d_1 и d_n — диаметры первой и последней ступеней турбины.

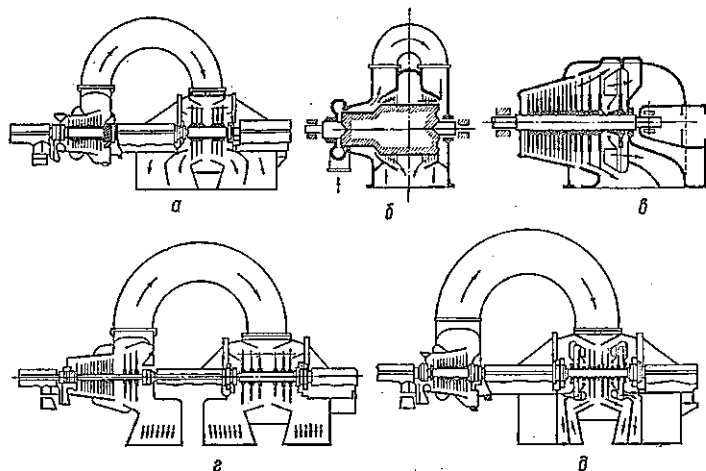


Рис. IV-23. Варианты конструктивных схем проточной части много-ступенчатых турбин.

Тепловой перепад можно распределять по ступеням пропорционально квадрату диаметра каждой ступени:

$$h_t = \frac{(1 + \alpha) H_t d^2}{\sum_1^z d^2}, \quad (IV-87)$$

где d — диаметр первой, второй и т. д. ступеней;

$\sum_1^z d^2$ — сумма квадратов диаметров всех ступеней.

Проточная часть турбины может быть выбрана по одному из вариантов, представленных на рис. IV-23.

Распределив весь тепловой перепад по ступеням, приступают к детальному расчету каждой ступени и одновременно строят тепловой процесс каждой ступени в i - s -диаграмме.

На рис. IV-24 в диаграмме представлен тепловой процесс турбины, имеющей четыре ступени давления. Общий теоретический

тепловой перепад от точки A , при давлении p_1 и температуре t_1 , до точки B , при давлении p_2 , равен H_t . Тепловой перепад первой ступени обозначен адиабатой AD и равен h_1 . После определения потерь в соплах, в решетке рабочих лопаток на трение и вентиляцию, а также выходной — все они откладываются от точки D вверх до точки E . Тогда относительный внутренний к.п.д. первой ступени будет равен отношению отрезков

$$\eta_{o.v} = \frac{AE}{AD}. \quad (IV-88)$$

От точки E_1 начинается процесс во второй ступени. Так последовательно производится расчет по всем ступеням. За последней ступенью пар выходит с параметрами, соответствующими точке c_1 .

Отношение

$$\eta_{o.v} = \frac{AC}{AB} \quad (IV-88a)$$

будет относительным внутренним к.п.д. всей турбины. Следует иметь в виду, что сумма теоретических тепловых перепадов во всех ступенях будет больше адиабатного теплового перепада в турбине в целом:

$$\sum_1^z h_t = (1 + \alpha) H_t. \quad (IV-89)$$

Соответственно к.п.д. всей турбины будет больше к.п.д. отдельных ступеней.

В активных многоступенчатых турбинах выходную скорость предыдущей ступени можно полностью или частично использовать в последующей ступени. Тогда, начиная со второй ступени, теоретическая скорость в соплах определяется так:

$$c_1 = 44,7 \sqrt{h_t'' + \mu \frac{c_2^2}{2000}} \text{ м/сек}, \quad (IV-90)$$

где μ — коэффициент использования выходной скорости, принимаемый от 0,6 до 1,0.

Использование выходной скорости обеспечивает заметное повышение общего к.п.д. турбины. В этом случае для любой промежуточной ступени $\eta_{o.l}$ равно:

$$\eta_{o.l} = \frac{(h_o + h_{np}) - (h_c + h_l + h_b)}{(h_o + h_{np}) - \mu_2 h_b}, \quad (IV-91)$$

где h_{np} — тепловой перепад от использования выходной скорости предыдущей ступени.

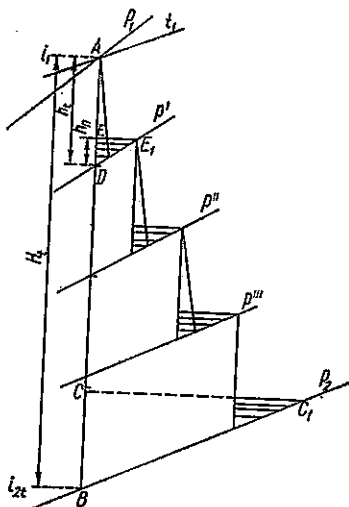


Рис. IV-24. Тепловой процесс многоступенчатой активной турбины в t - s -диаграмме.

В реактивных турбинах после определения числа ступеней, диаметров каждой ступени и распределения теплового перепада по ступеням следует выбрать степень реактивности:

$$\rho = \frac{h_{02}}{h_{01} + h_{02}}. \quad (\text{IV-92})$$

Обычно степень реактивности в ступенях последовательно возрастает до 0,4—0,6.

Далее производится детальный расчет каждой ступени и одновременно строится процесс в $i-s$ -диаграмме, чаще для группы ступеней. Потери в соплах и в решетках рабочих лопаток определяются так же, как и в активных ступенях. В реактивной ступени нет потери на трение и вентиляцию, так как ротор реактивной турбины большей частью проектируется барабанной, а не дисковой конструкции. Кроме того, все ступени реактивной турбины работают с полным подводом пара. В реактивной турбине всегда имеются надлежащие условия для использования выходной скорости пара в последующей ступени благодаря малым зазорам между ступенями, полному по всему венцу рабочих лопаток подводу пара и совпадению углов выхода парового потока предыдущей ступени с углом входа в последующую ступень. Поэтому выходные потери наблюдаются лишь на последней ступени. Зато в реактивной ступени есть потери на пропуски пара через радиальные зазоры между вершинами направляющих лопаток и ротором турбины, а также между вершинами рабочих лопаток и корпусом турбины.

Относительный лопаточный к.п.д. реактивной ступени в частном случае, при $\rho = 0,5$ и равенстве углов $\alpha_1 = \beta_2$ и $\beta_1 = \alpha_2$, будет

$$\eta_{0.л} = \frac{(2 \cos \alpha_1 - u/c_1) u/c_1}{\xi + (2 \cos \alpha_1 - u/c_1) u/c_1}, \quad (\text{IV-93})$$

где $\xi = \left(\frac{1}{\varphi^2} - 1 \right)$.

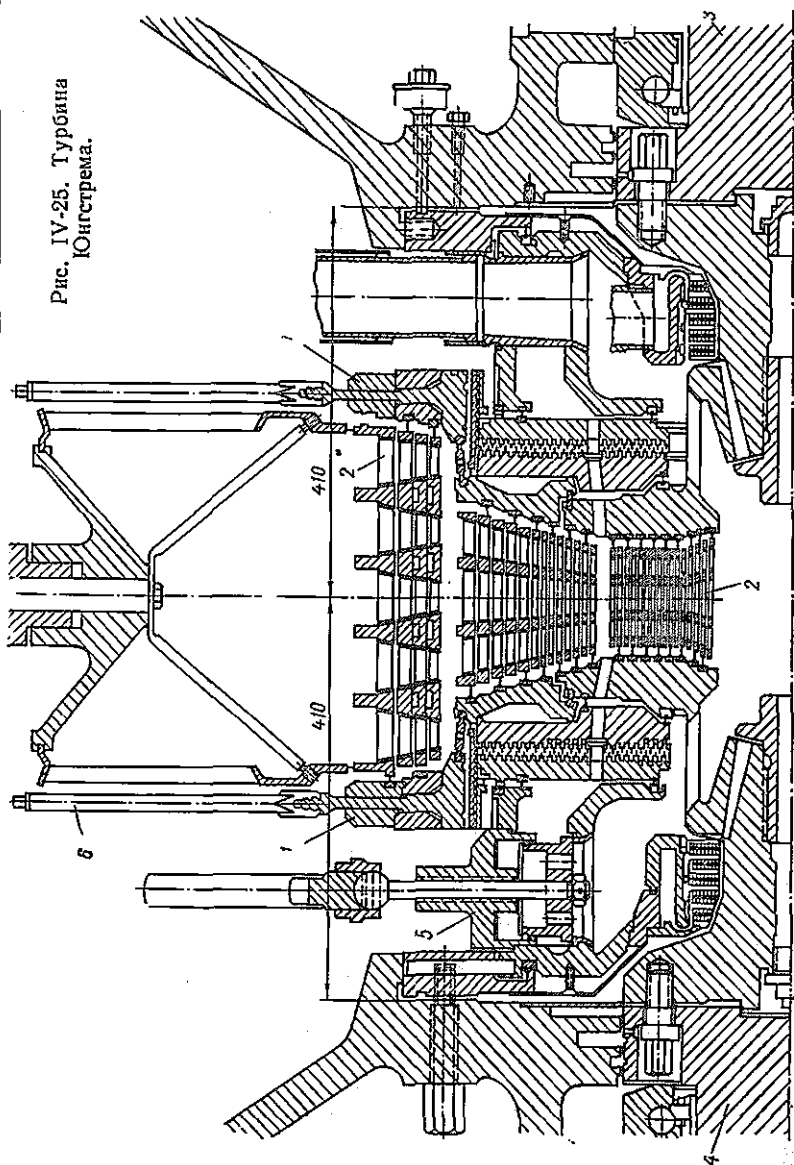
Значения коэффициентов потерь скорости в соплах φ_c и в решетках рабочих лопаток $\varphi_{л}$ могут быть приняты равными. Наивыгоднейшее значение $\frac{u}{c_1} = \cos \alpha_1$.

Фактически для первых и средних ступеней турбины принимают отношение $\frac{u}{c_1} = 0,6 \div 0,9$, большее значение для первых ступеней и меньшее для последних, иногда до $\frac{u}{c_1} = 0,4 \div 0,35$.

В реактивных турбинах велики осевые усилия, стремящиеся сдвинуть ротор в направлении парового потока.

Некоторые зарубежные фирмы строят турбины типа Юнгстрема с радиальным потоком пара (на рис. IV-25 представлена верхняя часть турбины от оси вала).

Рис. IV-25. Турбина
Юнгстрема.



Пар в турбину Юнгстрема подводится патрубками после прохода клапанов регулирования. Турбина имеет два диска сложной формы, закрепленных на двух консольных валах. На боковых поверхностях обоих дисков концентрическими кругами размещены решетки лопаток 2. Рабочие лопатки каждого диска служат одновременно направляющими лопатками для ступеней другого диска. Профильный изгиб лопаток каждого диска имеет противоположное направление. Благодаря этому под воздействием радиального парового потока диски и их валы вращаются в разные стороны. Поэтому каждый вал соединен муфтой с отдельным электрогенератором. В турбинах Юнгстрема средней и большой мощности, кроме радиальных, часто применяются в последних ступенях аксиальные венцы 6 рабочих лопаток. Между стенками корпуса и дисков для предупреждения утечек пара применяются лабиринтовые уплотнения довольно сложной формы. Предусмотрены также лабиринтовые уплотнения между валом и корпусом турбины.

Турбины Юнгстрема в основном изготавливаются средней мощности. Радиальные турбины работают с довольно высоким к.п.д., достигающим в отдельных случаях $\eta_{0, в} = 0,88-0,90$. Иногда принцип радиального потока пара комбинируется с осевым.

В радиальной ступени окружные скорости при входе u_1 и выходе u_2 из решетки лопаток будут разными.

К.п.д. на рабочих лопатках ступени

$$\eta_{0, л} = \frac{2(u_1 c_1 \cos \alpha_1 - u_2 c_2 \cos \alpha_2)}{c_{1t}^2}, \quad (IV-94)$$

где c_{1t} — теоретическая скорость истечения пара.

Оптимальное значение $\frac{u_1}{c_1}$ в радиальных ступенях обычно находится в пределах 0,6—0,7.

В многоступенчатых осевых паровых турбинах высота направляющих и рабочих лопаток непрерывно увеличивается, начиная от первой до последней ступени. В турбине ХТГЗ мощностью в 300 тыс. *квт* лопатки последней ступени достигают высоты 1050 мм с окружной скоростью на периферии 565 м/сек. Это уникальные по высоте рабочие лопатки в мировом паротурбостроении. Обычно лопатки с высотой более 100 мм называются длинными. В ступенях с длинными лопатками полезная работа и параметры потока на выходе из рабочего колеса изменяются по радиусу, меняется степень реактивности в каналах рабочей решетки лопаток по высоте. В связи с этим длинные рабочие лопатки обычно выполняются с разными углами профиля по высоте. Такие лопатки называются *лопатками с закруткой*. Углы потока за направляющими и за рабочими лопатками определяются из условия отсутствия вихревых потерь. Существует несколько способов за-

крутки лопаток, например по закону (обеспечивающему потенциальный поток)

$$c_n r_x = \text{const}, \quad (\text{IV-95})$$

где c_n — проекция скорости потока на окружную скорость при разных радиусах ступени r_x по высоте рабочих лопаток.

Применяются и другие методы профилирования длинных лопаток.

§ IV-10. ТЕПЛОФИКАЦИОННЫЕ ТУРБИНЫ

Часто тепловые электростанции строятся в виде теплоэлектроцентралей, где производится электрическая и тепловая энергия; последняя используется для подогрева воды, подаваемой в магистрали для центрального отопления зданий или для технологических нужд предприятий.

На теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) используются турбины с промежуточным регулируемым отбором пара или с противодавлением. Все конденсационные турбины имеют по несколько нерегулируемых регенеративных отборов пара между ступенями, используемых для подогрева конденсата перед подачей его в паровой котел. На рис. IV-26 представлена тепловая схема паротурбинной установки, состоящая из парового котла, трубопроводов подачи пара в турбину, самой турбины и ее конденсатора, а также системы регенерации: ряда подогревателей конденсата, обогреваемых отборным паром из промежуточных ступеней турбины. Специальным насосом конденсат прогоняется под давлением через трубчатые поверхности нагрева подогревателей. Отборный пар поступает в подогреватели, обогревает конденсат и, конденсируясь сам, в дальнейшем вливается в общий поток конденсата. Турбинные установки с регенеративным подогревом конденсата работают с более высоким к.п.д. по сравнению с установками без регенерации. Это видно из выражения для термического к.п.д.

$$\eta_t = \frac{t_o - t_{2t}}{t_o - q_{п.в.}}$$

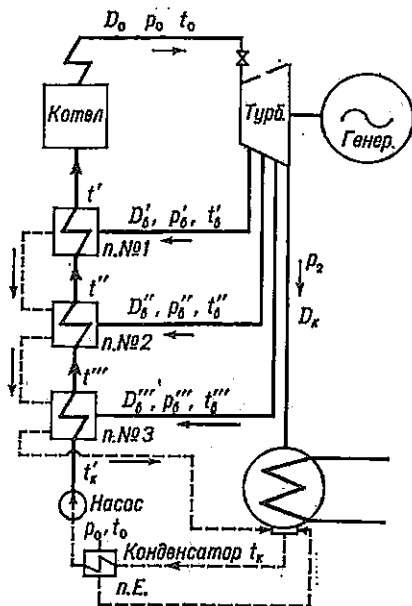


Рис. IV-26. Тепловая схема паротурбинной установки.

где $q_{п.в}$ — энтальпия конденсата перед поступлением в паровой котел.

Один или два отбора из турбины могут быть регулируемы и обеспечивать нужды теплофикации. В таком случае в общей системе регулирования предусматриваются дополнительные органы, обеспечивающие отбор пара при установленных расчетом границах давления и в необходимом количестве.

Уравнение мощности теплофикационной турбины следующее:

$$N_e = D_1 H_t' \eta_{о.е} + (D_1 - D_{отб}) H_t'' \eta_{о.е} \quad [\text{квт}], \quad (\text{IV-96})$$

где D_1 — общее количество пара, поступающего в турбину, кг/сек ;

H_t' — располагаемый тепловой перепад в части высокого давления турбины, т. е. от начального давления до давления отбора, кдж/кг ;

H_t'' — располагаемый тепловой перепад в части низкого давления, т. е. от давления отбора пара до давления за турбиной, кдж/кг ;

$\eta_{о.е}$ и $\eta_{о.е}''$ — относительные эффективные к.п.д. части высокого и части низкого давления турбины.

Турбины с промежуточным отбором работают, как правило, с переменным режимом нагрузки и отбора пара. В отдельные часы

суток отбор пара может расти, а необходимое количество вырабатки электроэнергии может уменьшаться и наоборот. Поэтому система регулирования должна обеспечивать нормальное функционирование такой турбины при широком диапазоне режимов работы. Удобнее всего исследовать режимы работы турбины с помощью специальных расчетных (или опытных) графиков режимных характеристик.

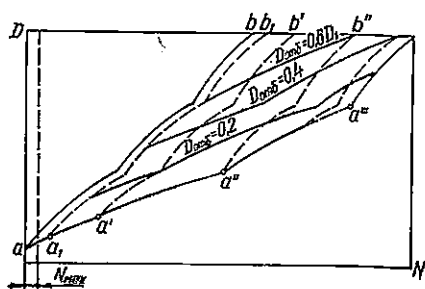


Рис. IV-27. Диаграмма режимов работы турбины с регулируемым отбором пара.

На рис. IV-27 представлена диаграмма режимов работы турбины при одном регулируемом теплофикационном отборе. На диаграмме линии $aa_1a_1a_1''$ соответствует конденсационному режиму работы турбины, т. е. без отбора пара. Для любой точки на этой линии можно определить расход пара и соответствующую мощность турбины. Линия ab соответствует режиму с полным отбором пара, проходящего через часть высокого давления. Фактически всегда необходимо пропускать хотя бы небольшое количество пара через часть турбины низкого давления для вентиляции ее, иначе от потерь на трение и вентиляцию в ступенях низкого давления может произойти чрезмерно опасный для прочности перегрев

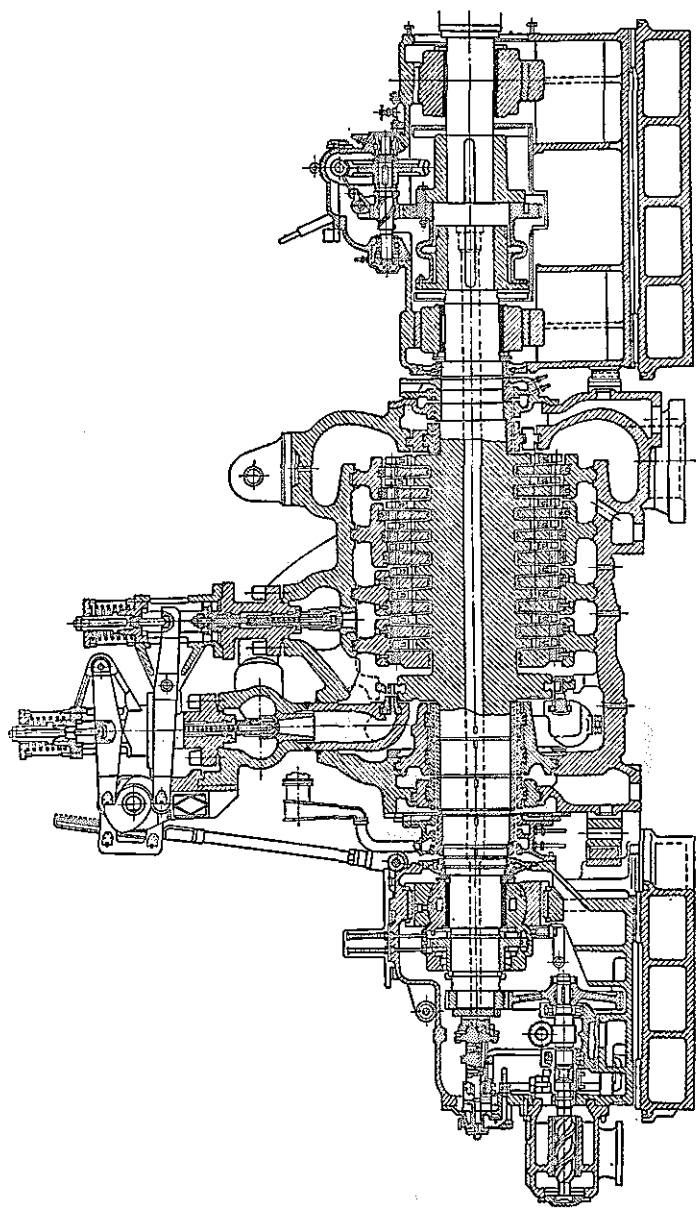


Рис. IV-28. Турбина ЛМЗ высокого давления с противодавлением, мощность 25 тыс. кэл.

этих ступеней. Поэтому линией, характеризующей в диаграмме допустимый полный отбор, будет a_1b_1 . Другие линии $D_{отб} = 0,6 D_1$, $D_{отб} = 0,4$, $D_{отб} = 0,2$ соответствуют режимам работы с постоянным отбором пара, составляющим определенную часть от всего поступающего в турбину пара. Линии $a'b'$, $a''b''$ соответствуют режимам работы турбины с постоянным количеством поступающего пара, но переменным количеством отбора. Такие диаграммы строят на основании расчетов турбины на различные режимы работы.

На предприятиях, где расходуется большое количество пара для технологических процессов и вместе с тем потребляется электроэнергия, целесообразно устанавливать турбины с противодавлением.

Мощность турбины определяется количеством пара, необходимого производству.

На рис. IV-28 представлена конструкция предвключенной противодавленческой паровой турбины мощностью 25 тыс. *квт* Ленинградского Металлического завода. Ротор турбины цельнокованный, с выточенными дисками. Турбина имеет первую регулировочную ступень с одним венцом лопаток и девять активных ступеней давления. Построена она на высокие параметры пара, начальное давление $88,2 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$, температуру 500°C и противодействие $30,4 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$.

При полной нагрузке через турбину проходит 380 *т* пара в час; в дальнейшем пар используется для работы паровой турбины среднего давления.

§ IV-11. РЕГУЛИРОВАНИЕ ТУРБИН

Паротурбинные установки работают не всегда с постоянной нагрузкой. С изменением нагрузки изменяется количество пара, поступающего в турбину. Одновременно могут измениться параметры пара перед турбиной и по ступеням, а также к.п.д. отдельных ступеней и турбины в целом. Поэтому при проектировании паровых турбин нужно выполнять тепловые расчеты на несколько режимов. Следует также проверить возможность перегрузки турбины. Для установления соответствия между количеством энергии, отбираемой от турбины, и количеством энергии, поступающей с паром в турбину, применяется система регулирования.

Основой системы регулирования является регулятор скорости, приводимый в движение с помощью зубчатого колеса или червячной передачи от главного вала. В некоторых новейших конструкциях паровых турбин применяются пружинные регуляторы, встроенные в вал или специальные масляные насосы (импеллеры), являющиеся основным элементом регулирующей системы.

Все изменения нагрузки турбины влияют, хотя и незначительно, на изменение числа оборотов. Регулятор скорости механическими тягами или гидравлической масляной передачей связан с устройствами, действующими на подъем паровпускных клапанов.

Применяются два основных вида регулирования: *дроссельное*, или *качественное*, и *сопловое*, или *количественное*.

При дроссельном регулировании регулятор через передачу действует на открытие паровпускного клапана; при уменьшении мощности электрогенератора паровпускной клапан прикрывается. Пар, проходя через паровпускной клапан, дросселируется, т. е. давление его уменьшается. Теплосодержание пара при этом остается постоянным. При дросселировании уменьшается теоретический теплоперепад, что вместе со снижением общего теплоперепада в турбине прежде всего сказывается на соответственном уменьшении теплоперепада в последней ступени; на первых и последних ступенях тепловые перепады остаются неизменными. Расход пара турбиной изменяется пропорционально изменению давления за дроссельным паровпускным клапаном

$$G' = G \frac{p'}{p_1}. \quad (IV-97)$$

В турбине с дроссельным регулированием предусматривается дополнительный обводной клапан для подведения свежего пара к третьей или четвертой ступеням давления. Проходные сечения в этих ступенях давления больше, чем в первой ступени; в результате пара поступит в турбину больше, значит увеличится и мощность турбины.

Реактивные турбины снабжаются дроссельным регулированием.

При сопловом регулировании в турбине несколько паровпускных клапанов (от трех до девяти), через каждый из которых до определенного сегмента сопел первой ступени подводится пар. Если какой-либо клапан закрывается, то отключается и соответствующий сегмент сопел. Поэтому при количественном регулировании первая ступень давления турбины, называемая *регулирующей*, проектируется парциальной. Таким образом, при сопловом регулировании изменяется лишь количество подаваемого в турбину пара, а качество его почти не изменяется. К.п.д. турбины при изменении нагрузки изменяется больше при дроссельном регулировании.

Если в реактивной турбине первая ступень активная, то можно применить количественное регулирование.

При уменьшении нагрузки турбины несколько увеличивается тепловой перепад первой регулировочной ступени и соответственно уменьшается тепловой перепад в последней ступени. Общий тепловой перепад турбины, а также тепловые перепады на средних ступенях сохраняются постоянными.

На рис. IV-29 представлена схема регулирования, применяемая в турбинах при количественном регулировании. При изменении положения муфты регулятора скорости 2 с помощью тяги изменяется положение маслораспределителя золотника 14. Вследствие этого масло под давлением подается в одну или другую полость

поворотного сервомотора 10. Под давлением масла перемещается заслонка сервомотора и поворачивается в одну или другую сторону распределительный валик, на котором насажены кулачные шайбы 9. При повороте шайбы меняется положение катящегося по ее поверхности ролика рычага, поднимающего клапан 5. Опускание клапана производится с помощью находящейся на его штоке

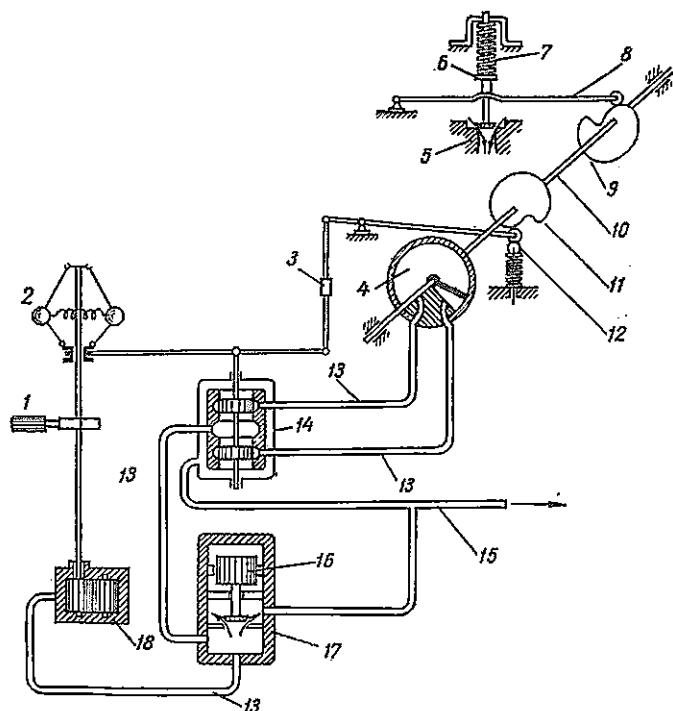


Рис. IV-29. Схема количественного регулирования турбины с поворотным сервомотором:

18 — главный масляный насос; 1 — вал турбины; 2 — центробежный регулятор; 3 — муфта для регулирования длины тяги; 6 — гайка для натяжения пружины клапана; 5 — один из клапанов группы; 7 — пружина; 8 — рычаг; 9 — поворотный кулачок; 10 — ось; 11 — улитка обратной связи регулятора; 12 — ролик штанги обратной связи; 4 — поворотный сервомотор; 14 — масляный золотник; 16 — уравнивающий груз; 17 — маслораспределительный клапан; 13, 15 — маслопроводы.

пружины 7. В нижней части регуляторного валика размещен шестерчатый масляный насос 18, подающий масло под давлением в систему регулирования и к подшипникам турбины.

На рис. IV-30 представлена схема регулирования с масляным гидроприводом. От вала турбины с помощью червячной передачи приводится во вращение регуляторный валик, на котором размещены центробежный регулятор 2 и масляный насос 1. Масляный насос из бака через фильтр 1 засасывает масло и нагнетает его

под давлением под поршень клапана 6, нагруженного сверху уравновешивающей пружиной 7. Далее масло, пройдя дроссельный вентилек, сливается в масляный бак. Одновременно масло сливается через щель, образуемую подвижной муфтой золотника 4 и его гильзой. Этого масла достаточно для того, чтобы в магистрали от масляного насоса до сервомотора клапана сохранялось определенное

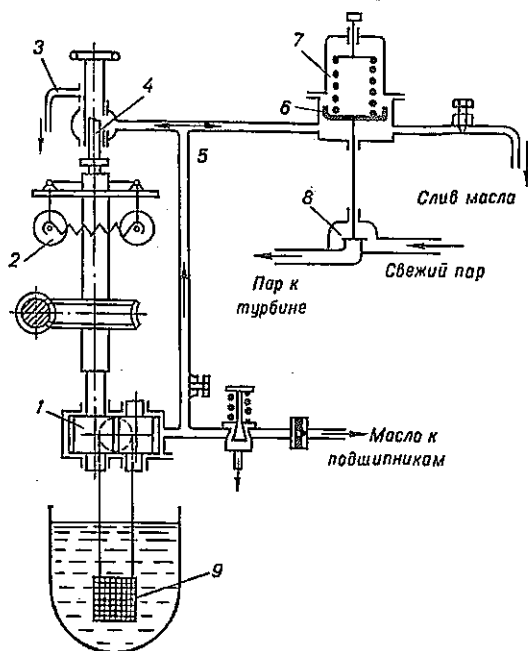


Рис. IV-30. Схема регулирования турбин с масляным гидроводом.

давление. Если мощность турбины изменилась, то изменяется и число оборотов регулятора, золотник 4 переместится, изменится величина щели для стока масла. Давление под поршнем сервомотора или повысится (мощность турбины увеличивается), и больше откроется паровпускной клапан 8, или снизится (мощность турбины уменьшается), и паровпускной клапан частично прикроется.

В паровых турбинах с регулируемым отбором пара система регулирования несколько усложняется. В системе регулирования предусматривается еще регулятор давления отбираемого пара, обычно мембранного типа. Схема регулирования турбины с отбором пара представлена на рис. IV-31. Муфта 5 регулятора 6 рычажными тягами соединена с маслораспределительным золотником 4 для подачи масла в сервомотор 2, приводящий в движение клапан 1 подачи свежего пара в турбину, и золотником 7 сервомотора 8,

Кроме системы регулирования мощности, каждая турбина снабжается регулятором безопасности. При сбросе нагрузки и увеличении числа оборотов турбины на 5—6% регулятор безопасности полностью отключает турбину от подводящего паропровода.

На рис. IV-32 представлена паровая турбина ЛМЗ, трехцилиндровая, мощностью 150 тыс. *квт* на 50 *рад/сек*. Эта турбина рассчитана для работы паром с давлением $166,7 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ и температурой 550°С , с одним промежуточным перегревом пара до температуры 520°С после цилиндра высокого давления, при давлении $33,34 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$. Конечное давление за турбиной составит $29,4 \times 10^5 \text{ н/м}^2$.

206

скорости) и семь ступеней давления. Цилиндр среднего давления имеет двенадцать ступеней давления, а цилиндр низкого давления, двухпоточный, — три ступени давления. В турбине предусмотрено семь нерегулируемых отборов пара для подогрева котловой питательной воды в системе регенерации. При полной нагрузке турбина потребляет 445 т пара в час. При температуре подогрева в системе регенерации конденсата до 225°С удельный расход тепла составляет 8450 кДж/(кВт · ч), т. е. эффективный к. п. д. турбинной установки более 42%.

На рис. IV-33 представлена конструкция реактивной паровой турбины швейцарской фирмы «Броун-Бовери» мощностью 150 тыс. кВт. при 50 рад/сек. Турбина работает паром с давлением $107,87 \times 10^5$ н/м² при температуре 535°С. Роторы цилиндров среднего и низкого давления сварные, из сплошных дисков с несколько расширенными ободами. Часть низкого давления трехпоточная; один поток размещен в хвостовой части среднего цилиндра, два потока — в цилиндре низкого давления. Первая активная ступень части высокого давления

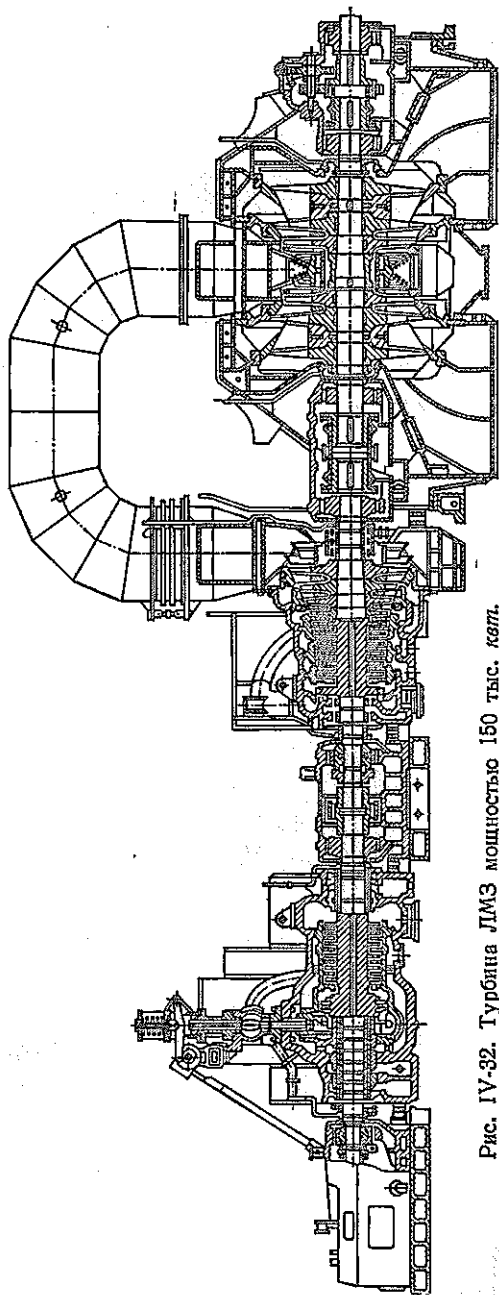


Рис. IV-32. Турбина ЛМЗ мощностью 150 тыс. кВт.

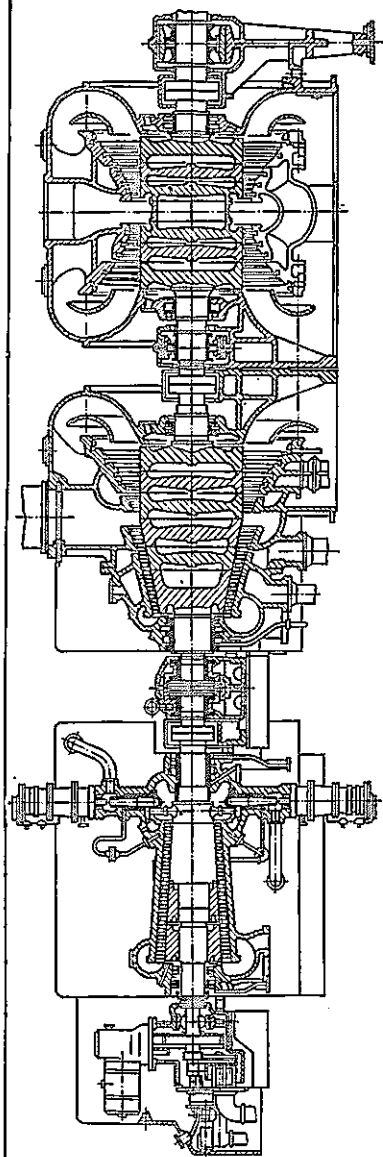


Рис. IV-33. Турбина «Броун-Бовери» (реактивная) мощностью 150 тыс. кет.

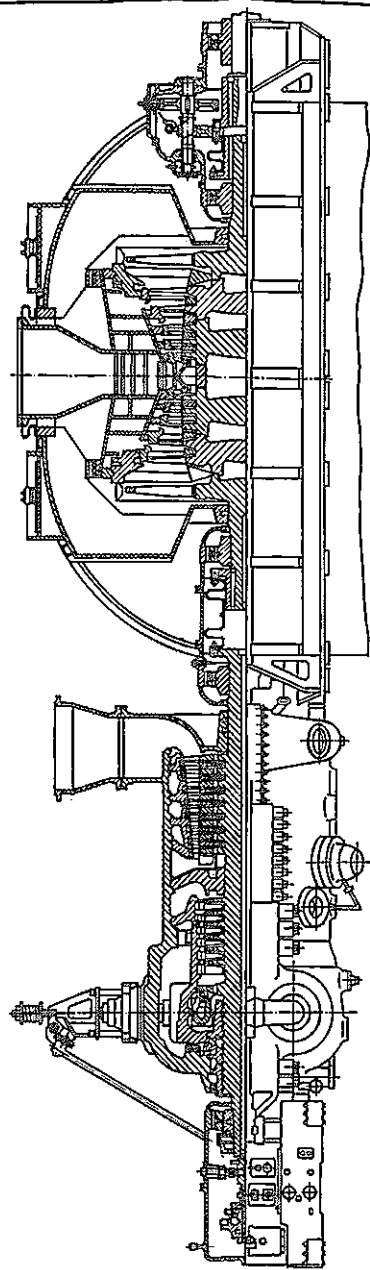


Рис. IV-34. Паровая турбина ХТГЗ мощностью 150 тыс. кет.

имеет вид одновечного диска, что позволило применить для турбины количественное регулирование.

На рис. IV-34 представлена паровая турбина Харьковского турбинного завода мощностью 150 тыс. *квт* при 50 *рад/сек*, с давлением пара $127,48 \cdot 10^5$ *н/м²*, температурой 565° С, с одним промежуточным перегревом до 565° С при давлении $29,4 \cdot 10^5$ *н/м²*. Конечное давление пара за турбиной $0,0343 \times 10^5$ *н/м²*. При температуре подогрева конденсата в системе регенерации до 226° С удельный расход тепла при номинальной нагрузке заводом гарантируется в 8415 *кдж/(квт · ч)*, т. е. эффективный к.п.д. турбинной установки равен 42,7%. Общий расход пара турбиной при тех же условиях составляет 427 *т/ч*. Расход охлаждающей воды в конденсаторе при температуре 12° С составляет 20812 *м³/ч*. Двухстенный цилиндр высокого давления имеет пятнадцать активных ступеней давления. Двухпоточный цилиндр низкого давления имеет шесть ступеней давления. Регулирование турбины сопловое. Для конденсационных турбин большой мощности трудно конструировать последние ступени в части низкого давления. В турбине ХТГЗ последняя ступень имеет средний диаметр размером 2125 мм, высота рабочих лопаток 780 мм. В турбине восемь нерегулируемых отборов пара для системы регенерации. Общий вес ее — 328 *т*, а с конденсатором и масляным хозяйством — 530 *т*.

На рис. IV-35 показана английская турбина мощностью 200 тыс. *квт* при 50 *рад/сек*.

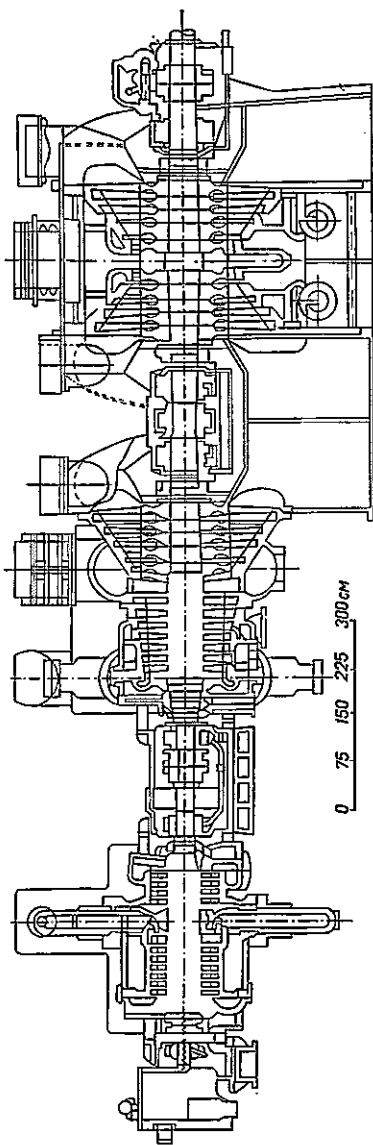


Рис. IV-35. Английская турбина мощностью 200 тыс. *квт*.

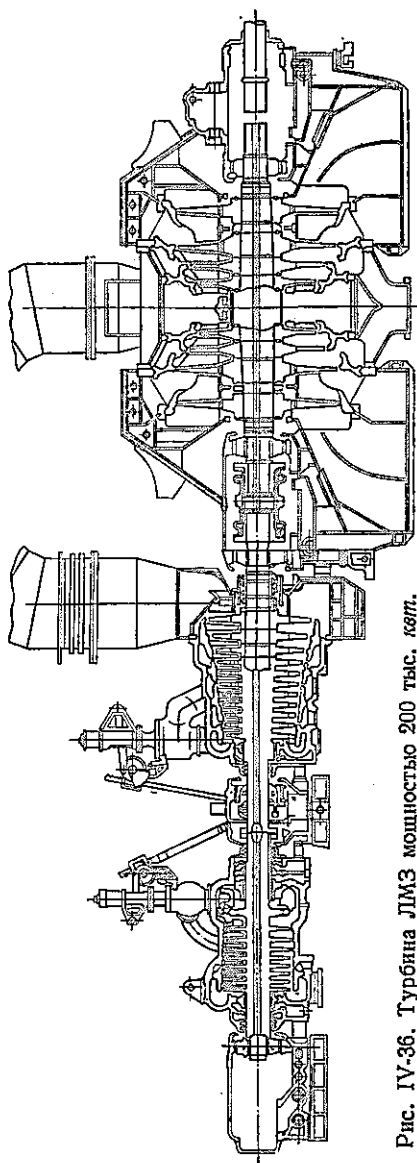


Рис. IV-36. Турбина ЛМЗ мощностью 200 тыс. кВт.

Турбина рассчитана на давление $160,82 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ и температуру 560°С , с одним промежуточным перегревом пара при $31,38 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ до температуры 538°С . Фирма предлагает повысить начальную температуру пара до 594°С и далее — до 622°С . Конечное давление пара за турбиной $0,0392 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$. В тепловой схеме турбины предусмотрено шесть нерегулируемых отборов пара с обеспечением подогрева конденсата до 240°С . В цилиндре высокого давления имеется восемь ступеней давления во внутренней части двухстенного корпуса и четыре ступени — в одностенной части корпуса. После цилиндра высокого давления пар с давлением $33,83 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ и температурой 353°С подается в промежуточный пароперегреватель и потом возвращается в средний цилиндр. Часть низкого давления трехпоточная.

На рис. IV-36 показана паровая турбина ПВК-200-1 Ленинградского Металлического завода мощностью 200 тыс. кВт при 50 рад/сек , рассчитанная на давление $127,48 \times 10^5 \text{ н/м}^2$, температуру 565°С , промежуточный перегрев до 565°С и конечное давление за турбиной $0,0343 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$. Турбина трехцилиндровая. В части высокого давления ступени активные, а далее, вплоть до последней ступени, — реактивные.

Эта турбина выполнена без применения аустенитных сталей, поэтому стоимость ее оказалась ниже стоимости турбины СВК-150-1 на 30%. Цилиндры высокого и среднего давления и коробки клапанов выполнены из перлитной стали 15Х1М1Ф, сегменты сопел и лопатки в зоне вы-

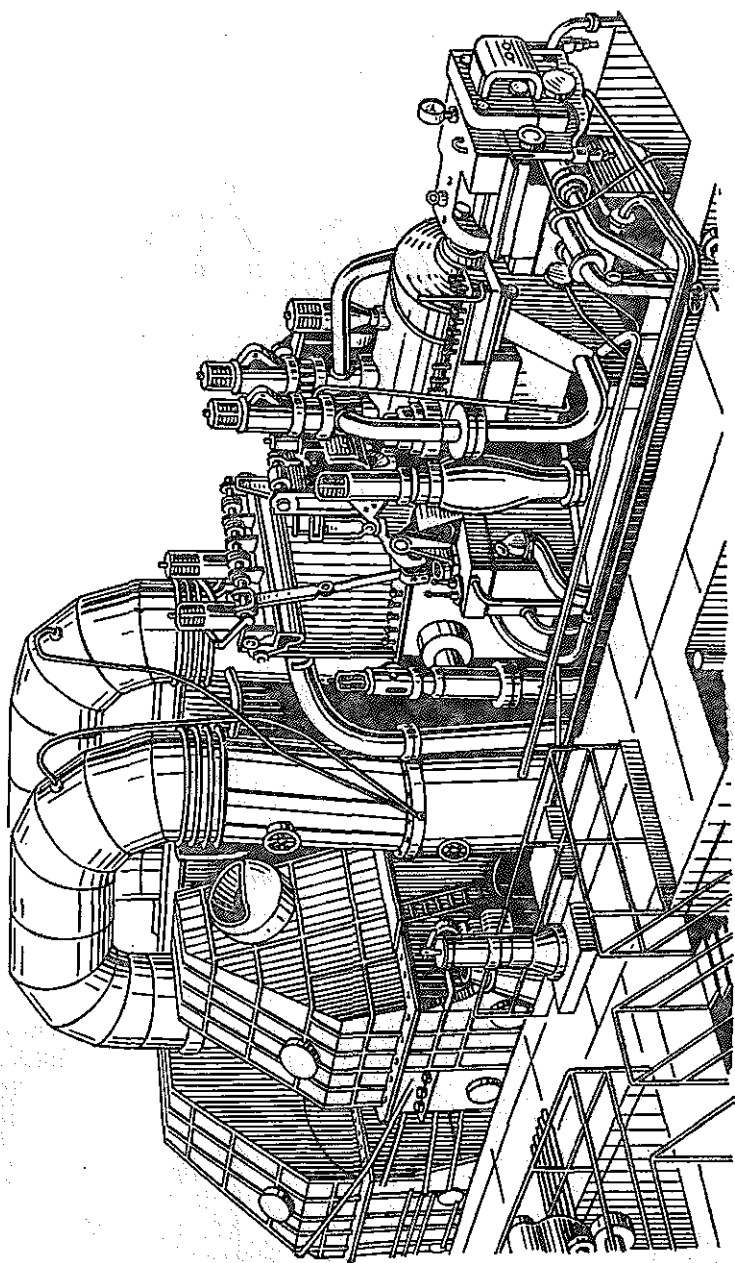


Рис. IV-37. Общий вид турбинной установки ЛМЗ мощностью 200 тыс. кетт.

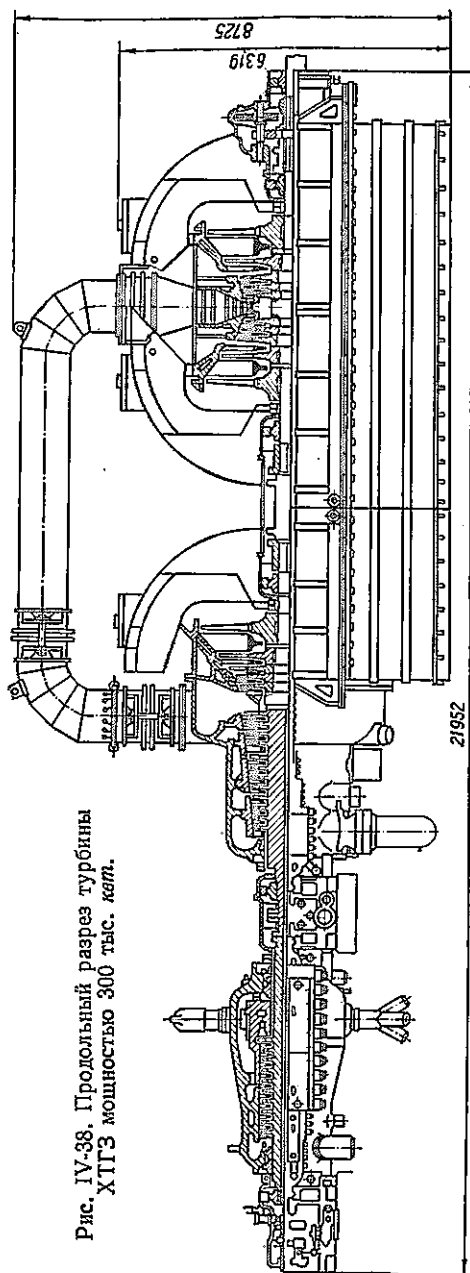


Рис. IV-38. Продольный разрез турбины ХТГЗ мощностью 300 тыс. *квт*.

соких температур — из стали 15Х1М1Ф-Л, ротор — из стали Р2, шпильки цилиндров — из стали ЭИ723. Высота последней лопатки в цилиндре низкого давления — 765 мм. На рис. IV-37 представлен внешний вид турбины ПВК-200-1.

В 1961 г. Харьковский турбинный завод изготовил одновальную турбину К-300-240 мощностью 300 тыс. *квт* на 50 *рад/сек*, начальные параметры пара $235,36 \cdot 10^5$ *н/м²*, 580° С и температуру промежуточного перегрева 565° С, конечное давление за последней ступенью $0,0343 \cdot 10^5$ *н/м²*. Продольный разрез турбины представлен на рис. IV-38. Она предназначена для работы в блоке с паровым котлом паропроизводительностью 900 *т/ч*.

Система регулирования в турбине количественная, сопловая. Турбина трехцилиндровая, с тремя выхлопными патрубками для отработавшего пара. Высота рабочих лопаток последних ступеней—1050 мм с окружной скоростью на периферии 565 *м/сек*. Это непревзойденный образец в мировом турбостроении. Удельный расход тепла турбиной составляет 7661 *кдж/(квт · ч)*. Общий вид турбины представлен на рис. IV-39.

Увеличение мощности турбинного агрегата лимитируется в первую очередь

паропропускной способностью последней ступени, т. е. высотой рабочих лопаток и средним диаметром ступени. В турбине ХТГЗ мощностью 300 тыс. *квт* торцовая площадь каждого выхлопа составляет 8,41 м² (три выхлопных патрубка). При наличии четырех таких же выхлопов мощность агрегата может быть доведена до 500 тыс. *квт*.

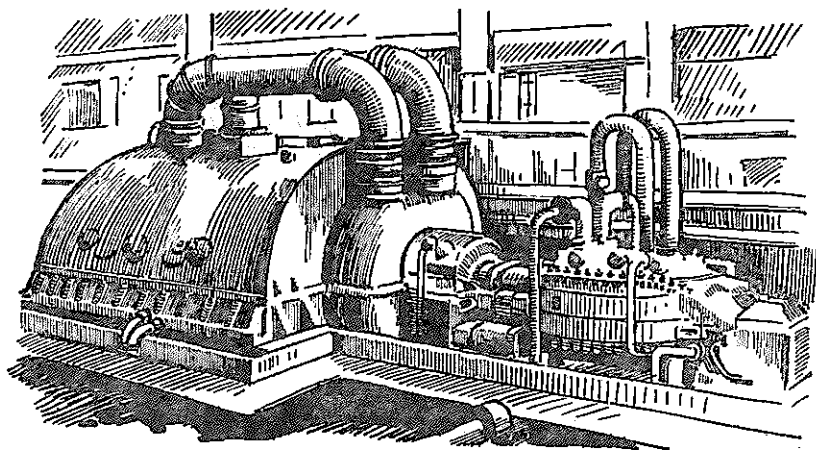


Рис. IV-39. Общий вид турбины ХТГЗ мощностью 300 тыс. *квт*.

В 1965 г. на заводе изготовлена паровая турбина типа К-500-240 мощностью 500 тыс. *квт*, одновальной конструкции, с четырьмя цилиндрами, два из них — двухпоточные цилиндры низкого давления. Кроме того, разработаны проекты двухвальных турбин мощностью 800—1200 тыс. *квт*. Турбины указанных мощностей будут освоены в ближайшие годы. Экономичность паровых турбин прежде всего зависит от начальных параметров пара. Очевидно, в дальнейшем параметры пара перед турбиной будут повышаться до давления $400\div 450 \times 10^5 \text{ н/м}^2$ и температуры — 750° С.

§ IV-13. КОНДЕНСАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ

Для обеспечения низкого давления за турбиной используются конденсаторы, в которых пар конденсируется и с помощью струйных (эжекторных) насосов поддерживается глубокий вакуум. Конденсаторы бывают двух типов: *смешивающие* конденсат с охлаждающей водой и *поверхностные*.

В паротурбинных установках применяются поверхностные конденсаторы. Они имеют большие размеры, корпуса их в основном цилиндрической формы, с двумя днищами с каждой стороны.

К средним днищам, называемым *трубными досками*, в многочисленных отверстиях развальцовываются или привариваются охлаждающие трубки диаметром от 15 до 25 мм и толщиной 1 мм (изготавливаются из латуни — 70% меди и 30% цинка).

Охлаждающая вода поступает в полость между днищем и трубной доской, далее проходит по трубкам, иногда с одним или двумя поворотами, и выходит из конденсатора. Пар, отработавший в турбине, поступает в пространство между трубками и, отдавая свое тепло охлаждающей воде, циркулирующей по трубкам, конденсируется. Конденсат удаляется из конденсатора конденсационным насосом и подается в систему регенерации. Охлаждающая вода подается в конденсатор циркуляционным насосом и после конденсатора выбрасывается в местное водохранилище или же подается в градирню — устройство для искусственного охлаждения подогретой в конденсаторе воды. Одновременно с паром в конденсатор просачивается некоторое количество воздуха. Воздух из конденсатора удаляется с помощью эжекторных установок (струйных насосов).

Для конденсатора можно составить уравнение теплового баланса:

$$Q = G_k (i_2 - i_k) = W (t_2 - t_1) c_v, \quad (\text{IV-98})$$

где Q — количество тепла, передаваемое паром охлаждающей воде, *кдж/час*;

i_2 — энтальпия пара при входе в конденсатор, *кдж/кг*;

i_k — энтальпия конденсата, *кдж/кг*;

t_2 и t_1 — температуры охлаждающей воды при выходе и при входе в конденсатор, °C;

c_v — теплоемкость воды ($c_v \approx 4,19$ *кдж/(кг·град)*);

W — количество охлаждающей воды, *кг*.

На основании уравнения теплового баланса можно определить поверхность охлаждения конденсатора:

$$Q = kF\Delta t_{cp} \quad \text{или} \quad F = \frac{Q}{k\Delta t_{cp}}, \quad (\text{IV-99})$$

где k — коэффициент теплопередачи от пара через стенки трубок к воде, *вт/(м²·град)* ($k = 3500 \div 4600$ *вт/(м²·град)*);

$\Delta t_{cp} = \frac{t_2 - t_1}{2,31 \lg \frac{t_3 - t_1}{t_3 - t_2}}$ — средняя логарифмическая разность температуры пара и воды (t_3 — температура пара при входе в конденсатор).

Если задаться длиной конденсаторных трубок, то можно определить их количество из уравнения:

$$z = \frac{1000 \cdot F}{\pi d l}, \quad (\text{IV-100})$$

где d — внешний диаметр трубок, *мм*;

l — длина трубок, *м*.

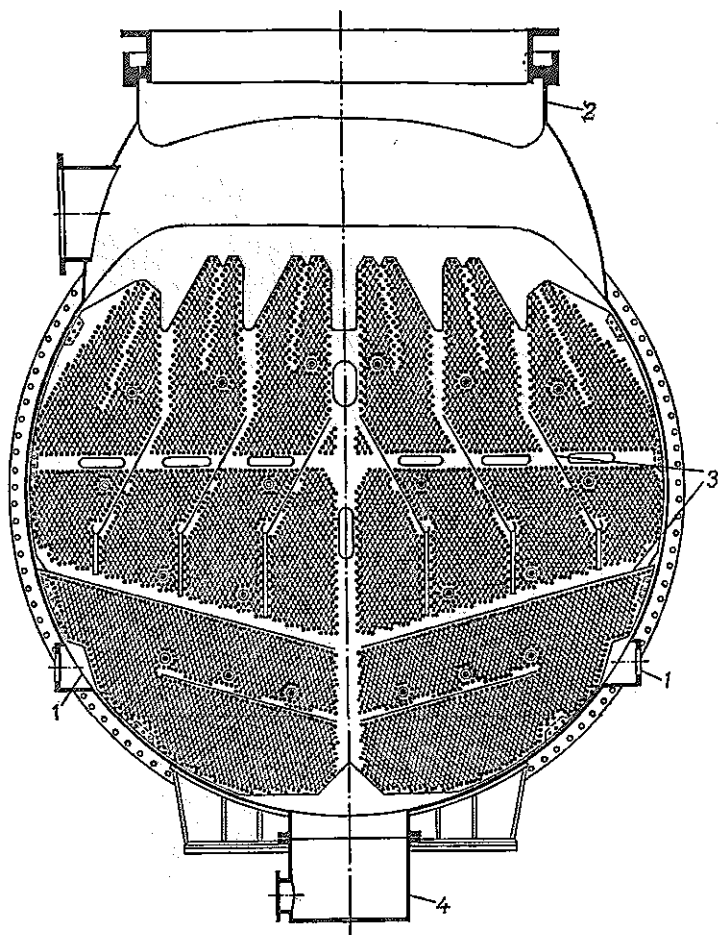


Рис. IV-40. Схема парового конденсатора:

1 — штуцеры для отсоса воздуха; 2 — входной патрубок для пара; 3 — продольные полки для стока конденсата; 4 — сборник конденсата.

Температура охлаждающей воды на выходе из конденсатора обычно на 3—10° меньше температуры поступающего в конденсатор пара. Удельный расход охлаждающей воды на 1 кг пара (кратность охлаждения) можно найти из уравнения

$$m = \frac{W}{G_K}, \quad (\text{IV-101})$$

обычно он равен 60÷90 кг воды и более на 1 кг пара.

На рис. IV-40 представлен чертеж конденсатора с поперечным разрезом по трубкам. Между пучками трубок предусмотрены

просветы, обеспечивающие лучшее проникновение пара. Кроме того, по краям пучков труб установлены направляющие листы для лучшего стекания конденсата в сборник. Из боковых небольших патрубков отсасывается эжекторами и выбрасывается наружу паровоздушная смесь. Применяются и другие схемы отсоса воздуха.

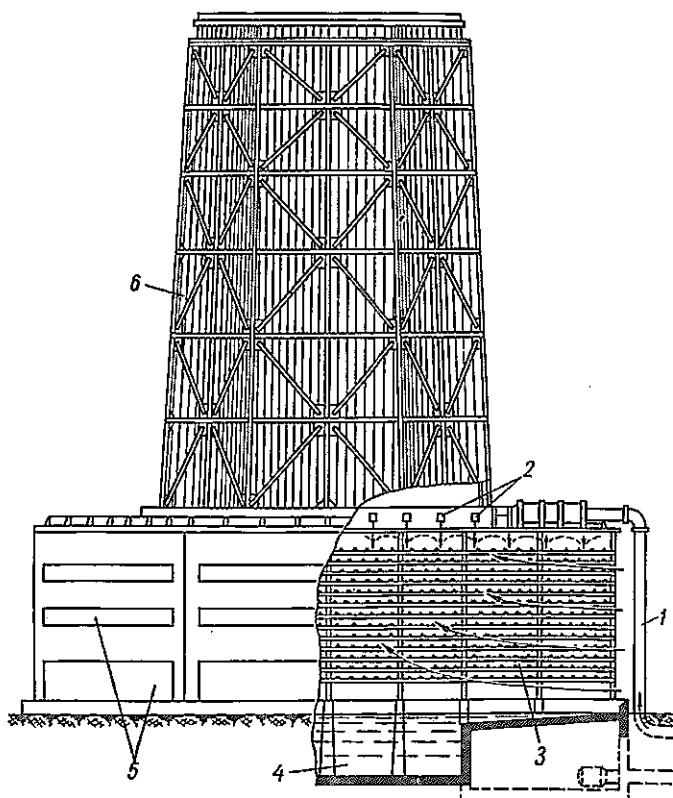


Рис. IV-41. Градирня:

1 — подвод воды; 2 — водораспределительные желоба; 3 — разбрызгивающее устройство (решетки); 4 — водосборный резервуар; 5 — проемы (окна) в облицовке для входа охлаждающего воздуха; 6 — вытяжная башня для воздуха и пара.

Кратность охлаждения в конденсаторе, т. е. количество потребляемой холодной воды на 1 кг пара, зависит от температуры охлаждающей воды и будет тем больше, чем выше начальная температура охлаждающей воды. Если вблизи тепловой электрической станции источники водоснабжения обладают не очень большим дебетом воды, то приходится прибегать к искусственному охлаждению воды после конденсатора и многократному ее использованию. Для охлаждения воды используются специальные бассейны с форсу-

ночными разбрызгивателями. Еще лучше можно охладить воду с помощью градирни (рис. IV-41). Охлаждающая вода после конденсатора подается насосом в распределительные желобы градирни и далее стекает через решетки, постепенно распределяясь на маленькие струйки и брызги. Создаваемый башней градирни встречный воздушный поток охлаждает воду за счет ее частичного испарения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Г. А. Зальф, В. В. Звягинцев. Тепловой расчет паровых турбин. М., Машгиз, 1961.
2. И. И. Кириллов, С. А. Кантор. Теория и конструкции паровых турбин. М., Машгиз, 1947.
3. А. В. Щегляев. Паровые турбины. М., «Энергия», 1967.

ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ

§ V-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

По конструктивному исполнению и по принципам преобразования тепловой энергии в механическую работу газовые турбины не отличаются от паровых.

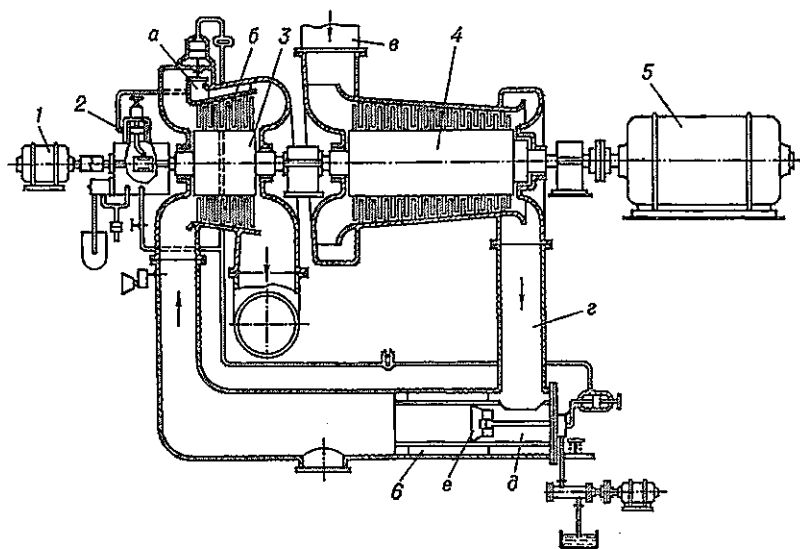


Рис. V-1. Схема газотурбинной установки.

В газовой турбине рабочим телом является смесь продуктов сгорания с воздухом или нагретый воздух при определенном давлении и, по возможности, с высокой начальной температурой. В проточной части газовой турбины совершается процесс расширения рабочего газа, преобразования тепловой энергии в кинетическую и вслед за этим процесс преобразования кинетической энергии газа в механическую работу вращения ротора (вала) турбины.

На рис. V-1 представлена схема стационарной газотурбинной установки открытого цикла со сгоранием при постоянном давлении.

нии. ГТУ состоит из газовой турбины 3, компрессора 4, камеры сгорания 6, электрогенератора 5 и пускового двигателя 1. В передней части турбины размещены приспособления для регулирования 2, валик регулятора вращается с передачей от главного вала турбины.

Проточная часть турбины 6 выполнена многоступенчатой. В верхней части корпуса турбины встроен клапан а для перепуска части газа в случае уменьшения нагрузки непосредственно в выпускной патрубок.

Компрессор установки — осевого типа, многоступенчатый.

Воздух снаружи через фильтр и дальше через патрубок в засасывается в компрессор, сжимается в проточной части и трубой подается к камере сгорания. Через трубку (сопло) д подается под давлением жидкое топливо и распыляется в пламенной трубе камеры сгорания 6. Воздух проходит в камеру сгорания через дефлектор е, что способствует лучшему перемешиванию топлива с воздухом. Остальная часть воздуха омывает снаружи камеру сгорания, частично проходит внутрь камеры, частично смешивается с продуктами сгорания за камерой. Рабочий газ, представляющий собой смесь воздуха с продуктами сгорания, направляется далее в газовую турбину.

Газотурбинная установка по экономичности приближается к двигателям внутреннего сгорания, а при очень высоких температурах рабочего газа является еще более экономичным двигателем.

Газовые турбины все чаще применяют как стационарные двигатели силовых установок и электростанций. Особенно широко используют их на транспорте. Применение газовых турбин как основного элемента авиационных реактивных двигателей дало возможность достичь в современной авиации больших скоростей полета (близких к звуковым и выше), значительной грузоподъемности и высоты полета. На железнодорожном транспорте газотурболокомotive обеспечивают большую экономию топлива и совершенно не зависят от водоснабжения. Газотурболокомotive могут конкурировать с тепловозами, оборудованными поршневыми двигателями внутреннего сгорания.

Современные газовые турбины в основном работают на жидком топливе. С успехом используется газообразное топливо, в том числе природный горючий газ или искусственный. Проводятся исследования по применению в газовых турбинах твердого топлива. По компактности и экономичности газовые турбины часто превосходят современные паровые турбины и двигатели внутреннего сгорания.

Большой вклад в создание газовых турбин внесли наши отечественные изобретатели и ученые.

Еще в 1897 г. русский инженер-механик П. Д. Кузьминский разработал проект ГТУ и построил опытный образец. Установка Кузьминского (рис. V-2) имела камеру сгорания, куда под давле-

нием подавался керосин и воздух для его горения, и газовую турбину.

Камера сгорания была выполнена в виде внутренней трубы из жаропрочного сплава и стального наружного корпуса. Между трубами был размещен змеевик, по которому циркулировала вода под давлением до $50 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ для охлаждения стенок камеры сгорания. Образующийся в змеевике пар подавался в камеру сгорания, где смешивался с продуктами сгорания керосина. В дальнейшем получаемая парогазовая смесь под давлением около $10 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ направлялась в газовую турбину. Процесс в камере сгорания проходил при постоянном давлении. Этот принцип работы используется и в современных газотурбинных установках.

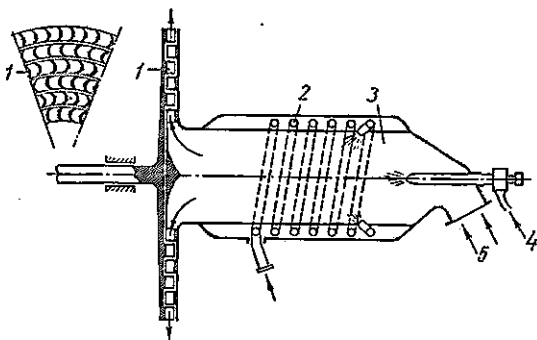


Рис. V-2. Камера сгорания и газовая турбина
П. Д. Кузьминского:

1 — решетка рабочих лопаток; 2 — трубчатый змеевик для охлаждающей камеру сгорания воды; 3 — камера сгорания; 4 — подача топлива; 5 — подача воздуха.

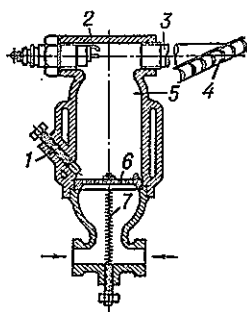


Рис. V-3. Газовая турбина
В. В. Караводина:

1 — канал для подачи топлива; 2 — электрический запал; 3 — сопловая трубка; 4 — решетка рабочих лопаток турбины; 5 — камера сгорания; 6 — клапан для впуска воздуха; 7 — клапанная пружина.

П. Д. Кузьминский предложил газовую турбину радиальной конструкции, состоящую из двух смежных дисков, на боковых поверхностях которых концентрически размещены рабочие лопатки. Таким образом, П. Д. Кузьминский был изобретателем первой конструкции радиальной турбины, которая в дальнейшем нашла широкое распространение в паротурбостроении.

С 1902 г. над созданием газовой турбины работал наш соотечественник инженер В. В. Караводин. В 1906—1908 гг. он построил газовую турбину оригинальной конструкции (рис. V-3) с процессом сгорания при постоянном объеме. Камера сгорания установки Караводина снабжена клапанами для впуска всасываемого воздуха. Как топливо использовался бензин. Зажигание осуществлялось электрической свечой. При вспышке топливной смеси давление в камере сгорания мгновенно повышалось, после чего газы устремлялись через длинную трубку к расширяющемуся соплу и далее — на лопатки турбины. В результате инерционного

действия газового потока в сопловой трубке в камере сгорания открывался впускной клапан и засасывалась новая порция воздуха. Затем вновь впрыскивалось топливо, воспламенялась горючая смесь, и весь цикл повторялся.

Установка В. В. Караводина была первым проектом оригинальной турбины со сгоранием топлива при постоянном объеме горения.

Таким образом, еще в начале XX в. появились две оригинальные конструкции газовых турбин: первая — с работой камеры сгорания при постоянном давлении; вторая — с камерой сгорания, в которой процесс сгорания топлива происходит при постоянном объеме.

Для повышения экономичности газовой турбины главное значение имеет начальная температура рабочего газа. При современном уровне технического развития стационарные ГТУ, надежные в длительной эксплуатации, можно рассчитывать для работы с температурой рабочего газа не выше $850-950^{\circ}\text{C}$. Достижение ее стало возможным благодаря огромным успехам металлургии в производстве высоколегированных сталей и специальных сплавов, обладающих большой жаропрочностью и высокими допустимыми механическими и термическими напряжениями.

Большой вклад в развитие отечественного газотурбостроения внес выдающийся ученый В. М. Маковский, профессор Харьковского механико-машиностроительного института (ныне Харьковский политехнический институт), разработавший проект ГТУ постоянного давления. В 1939 г. турбина Маковского (рис. V-4) была построена Харьковским турбогенераторным заводом имени Кирова для работы на подземном газе и установлена в Горловке (Донбасс), где производились опыты по подземной газификации углей. Полезная мощность турбины составляла 400 *квт* при 80 *об/сек* и давлении в камере сгорания $(3-4) \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$. Проточная часть турбины имела две ступени скорости. В установке было применено водяное охлаждение направляющих и рабочих лопаток. Для этого через сверление вала и радиальные сверления в диске самотеком, вследствие возникающих при вращении ротора центробежных сил, засасывалась вода, которая проходила через каналы в теле лопаток, где нагревалась, и затем удалялась по выпускным каналам диска и вала.

В. М. Маковский и другие отечественные ученые разрабатывали турбины со сгоранием при постоянном давлении. Они доказали теоретически и экспериментально технические преимущества этого цикла в сравнении с циклом со сгоранием при постоянном объеме.

Некоторыми зарубежными заводами в течение ряда лет разрабатываются ГТУ замкнутого цикла. В такой установке рабочий газ (обычно нагретый воздух), выполнив работу в турбине, поступает в регенератор, где частично нагревает встречный поток, затем охлаждается в холодильнике, после чего вновь сжимается в компрессоре, потом через регенератор поступает в воздушный котел,

там нагревается и снова направляется в газовую турбину. Таким образом, схема циркуляции рабочего воздуха замкнутая. В подобных установках имеются специальные воздушные котлы с внешней топкой, в которой можно сжигать любое топливо, в частности уголь.

ГТУ выгодны для подвижных электростанций. Они применяются также и в автомобильном транспорте, особенно на автомобилях большой грузоподъемности и мощных тягачах. В последние годы на легковых автомобилях также используются газотурбинные установки.

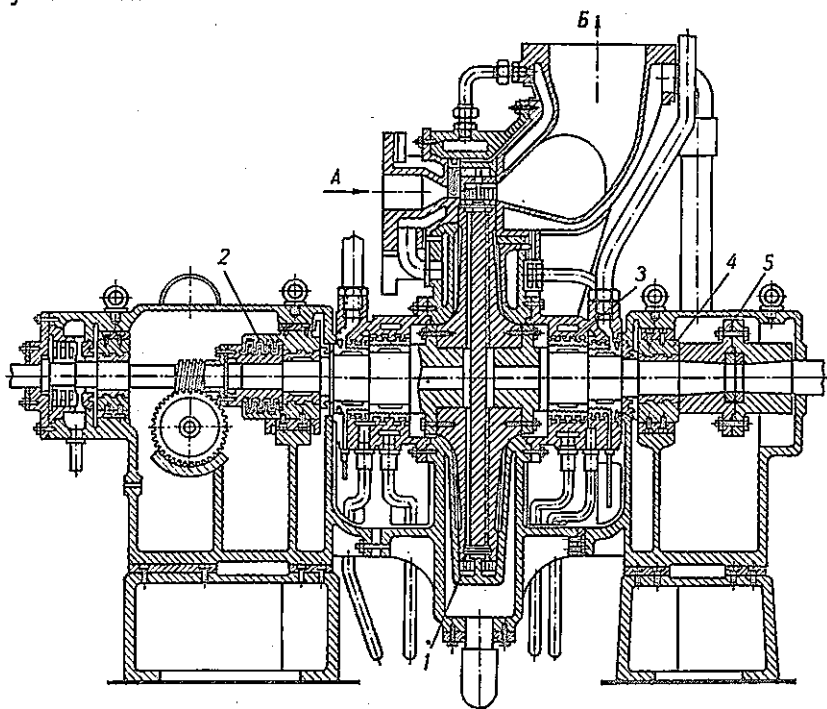


Рис. V-4. Газовая турбина В. М. Маковского:

1 — рабочий диск с 2-мя венцами лопаток; 2 — опорно-упорный подшипник; 3 — лабиринтные уплотнения; 4 — второй опорный подшипник; 5 — муфта сцепления с валом электрогенератора; А — впуск газа; В — выпуск отработавшего газа.

Таким образом, газовая турбина пригодна для разнообразных промышленных силовых установок, на электростанциях; ее применяют в металлургической, химической и нефтяной промышленности, на силовых установках подземной газификации угля и на транспорте.

Широкое внедрение газовых турбин в народное хозяйство будет способствовать достижению большой экономии топлива.

Экономичность газовой турбины прежде всего зависит от температуры рабочего газа. Если при температуре газа $550-600^{\circ}\text{C}$

эффективный к.п.д. ГТУ составляет всего лишь 20—22%, то при повышении температуры до 900—1000°С он достигает более 32—35%, а при температурах свыше 1300°С — превысит 50%.

Отечественная металлургия вырабатывает сплавы и легированные стали, обладающие высокой прочностью и жароустойчивостью, пригодные для длительной работы стационарных ГТУ при температурах 800—850°С и сравнительно кратковременной работы стационарных ГТУ при температурах 950°С и выше.

Повышения начальной температуры перед турбиной достигают благодаря эффективному охлаждению особо нагруженных деталей турбины — направляющих и рабочих лопаток, дисков, ротора, корпуса и т. д.

Разумеется, что не только повышение начальной температуры сказывается на увеличении экономичности газотурбинной установки. Важное значение имеет также снижение температуры газа за турбиной, что достигается использованием тепла отходящих газов для нагрева в специальных теплообменниках — регенераторах тепла — воздуха перед поступлением его в камеру сгорания. Большое значение имеют коэффициенты полезного действия проточной части собственно газовой турбины и воздушного компрессора, а также снижение гидравлических потерь на всем тракте прохода воздуха и газа в установке.

В СССР газотурбостроение интенсивно развивается после Великой Отечественной войны. Наибольшие успехи достигнуты в производстве авиационных газовых турбин.

Стационарные ГТУ изготавливаются на всех основных отечественных турбостроительных заводах. Невский завод имени В. И. Ленина изготавливает газовые турбины малой и средней мощности, с мощностью в одном агрегате до 12 000 *квт* и больше.

Ленинградский Металлический завод строит турбины мощностью 12 тыс. *квт*, 25 тыс. *квт* и более. Кировский завод в Ленинграде и завод «Экономайзер» изготавливают транспортные газовые турбины в основном небольшой мощности. Железнодорожные локомотивные ГТУ производятся на Коломенском и Луганском локомотивных заводах. Харьковский турбинный завод выпускает газовые турбины мощностью 50 тыс. *квт* в одном агрегате и разрабатывает турбины мощностью 100 тыс. *квт* и выше.

Одновременно ведется большая научно-исследовательская работа по созданию экономичных ГТУ стационарного и транспортного типов.

Для увеличения экономичности ГТУ необходимо прежде всего решить вопрос о возможности значительного повышения начальной температуры рабочего газа. Второй важной проблемой является экономичное использование тяжелых сортов жидкого топлива и разнообразного газового топлива.

Трудности использования тяжелых, в том числе сернистых, сортов жидкого топлива заключаются прежде всего в разработке

эффективных методов борьбы с ванадиевой коррозией в проточной части турбин, так как в золе этих топлив есть ванадий и натрия.

Особо важной проблемой является использование для ГТУ ядерного горючего. Для этого прежде всего необходимо решить вопрос о создании атомных реакторов с нагревом газа до температуры 500—600° С и выше.

Еще не исчерпаны возможности дальнейшего улучшения аэродинамики проточной части газовой турбины, компрессора и соответствующего повышения к.п.д. В последнее время в отдельных случаях достигнуты к.п.д. турбинных решеток порядка 93—95 %, но в эксплуатируемых газовых турбинах к.п.д. проточной части пока еще низкий. Требуется дальнейшая углубленная теоретическая и экспериментальная работа по усовершенствованию проточной части турбины, а также всего газового тракта установки в целом (газовые магистрали, соединительные патрубки, регенераторы и т. д.).

Экономичность ГТУ зависит также от совершенства существующих теплообменных аппаратов, подогревателей, холодильников.

Одной из важных исследовательских задач является усовершенствование системы регулирования ГТУ, обеспечение устойчивой работы при переменных нагрузках.

Для современных электрических станций требуются двигатели большой мощности. Поэтому необходимо решить вопрос о возможности конструирования и изготовления надежных газотурбинных агрегатов мощностью 100—300 тыс. *квт* и более в одной установке. Учитывая особенности ГТУ, представляющих собой комплекс соединенных газопроводами отдельных агрегатов, объединенных общим процессом преобразования тепловой энергии в механическую работу, необходимо далее работать над созданием новых, более совершенных тепловых циклов и схем. В частности, нуждается в более углубленном изучении комбинированный парогазовый цикл, а также возможность применения в ГТУ как рабочего тела гелия, углекислого газа и других газов.

§ V-2. ТЕПЛОВЫЕ ПРОЦЕССЫ В ГТУ

На рис. V-5 представлены пятиступенчатая газовая турбина и шестнадцатиступенчатый осевой компрессор с открытыми верхними крышками корпусов. В газовую турбину поступает под давлением нагретый до определенной температуры рабочий газ (продукты сгорания в смеси с воздухом, чистый воздух или другой подходящий газ). Каждая ступень турбины состоит из соплового, или направляющего, аппарата и диска с венцом рабочих лопаток.

В сопловом аппарате в криволинейных каналах между лопатками газ расширяется и тепловая энергия преобразуется в кинетическую.

Если известны энтальпия газа перед соплами (энтальпия заторможенного потока) и после сопел (при адиабатном расширении), то действительная скорость истечения газа, с учетом потерь в соплах, будет:

$$c_1 = c_{1t} \cdot \varphi_c = \varphi_c 44,7 \sqrt{i_0 - i_{1c}} \text{ [м/сек]}, \quad (V-1)$$

или, пользуясь выражением для работы газа при расширении,

$$c_1 = \varphi_c c_{1t} = \varphi_c \sqrt{2 \frac{k}{k-1} p_0 v_0 \left[1 - \left(\frac{p_1}{p_0} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]} \text{ [м/сек]}, \quad (V-2)$$

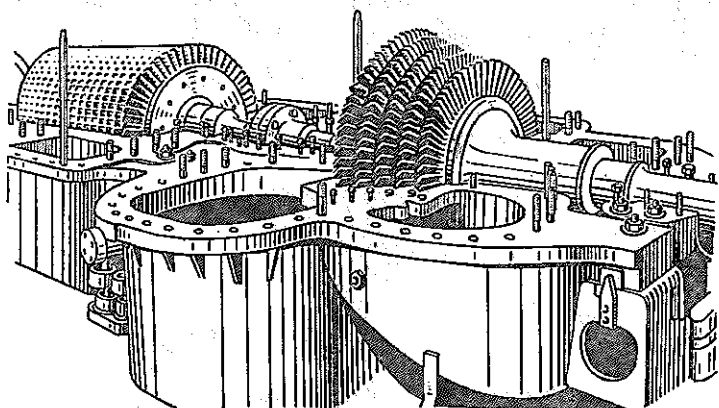


Рис. V-5. Газовая турбина и компрессор со снятыми верхними крышками цилиндров.

где p_0 — начальное давление газа перед соплами, н/м^2 ;

v_0 — начальный удельный объем газа, $\text{м}^3/\text{кг}$;

p_1 — давление газа за соплом, н/м^2 ;

φ_c — коэффициент потери скорости в соплах.

Если процесс расширения газа исследуется в $T-s$ -диаграмме, то скорость за соплом может быть определена так:

$$c_1 = \varphi_c 44,7 \sqrt{c_p (T_0 - T_{1t})} \text{ м/сек}, \quad (V-3)$$

где T_0 — абсолютная температура заторможенного потока газа перед соплом, $^\circ\text{K}$;

T_{1t} — абсолютная температура газа за соплом при адиабатном расширении, $^\circ\text{K}$;

c_p — теплоемкость газа при постоянном давлении, $\text{кдж}/(\text{кг} \cdot \text{град})$.

После расширения в соплах газ поступает на рабочие лопатки ступени и, обтекая решетку профилей рабочих лопаток, создает механическую работу вращения турбинного диска. Этот процесс,

как и в соплах, совершается с потерей части кинетической энергии на гидравлические и вихревые сопротивления при протекании газа через решетку венца рабочих лопаток.

Каждая ступень турбины может быть выполнена или активной (на рабочих лопатках нет расширения газа, давление по длине канала остается постоянным), или реактивной (газ дополнительно расширяется в каналах между рабочими лопатками).

Газовая турбина может быть выполнена также со ступенями скорости, в которых газ расширяется только в сопловом аппарате. В дальнейшем кинетическая энергия газа преобразуется в механическую работу последовательно на первой и второй ступенях скорости. В турбину газ из камеры сгорания впускают с помощью системы регулирования. Отработавшие в турбине газы (с еще довольно высокой температурой) направляются в регенератор тепла или в простейших установках выбрасываются наружу.

На одном валу с турбиной размещается электрогенератор и компрессор. Последний служит для предварительного сжатия воздуха, участвующего в термодинамическом цикле, совершающемся в ГТУ.

В ГТУ применяются *осевые* (аксиальные), *центробежные* или *винтовые* компрессоры.

В компрессор засасывается наружный воздух, который проходит перед этим через очистной фильтр и в проточной части компрессора сжимается до определенного расчетного давления. Наивыгоднейшее давление в цикле ГТУ зависит от начальной температуры газов перед турбиной и к.п.д. турбины и компрессора.

Мощность, развиваемая газовой турбиной, расходуется на привод электрогенератора и компрессора, т. е. мощность электрогенератора (полезная мощность ГТУ) будет меньше полной мощности турбины на мощность, необходимую для привода компрессора (на привод компрессора расходуется более 60% общей мощности турбины).

В камеру сгорания, кроме воздуха, под давлением подается топливо, и происходит процесс сгорания. Так как сгорание топлива обычно протекает при довольно высокой температуре (свыше 1500°C), конструкция камеры сгорания оформляется в таком виде, чтобы в ней, обычно на выходе из камеры сгорания, за счет значительного разбавления избыточным воздухом можно было бы получить смесь из продуктов сгорания и воздуха (рабочий газ) нужной и допустимой температуры для газовой турбины.

Конструкция камер сгорания зависит от вида потребляемого топлива: жидкого, газообразного или твердого (в виде пыли). При сжигании твердого топлива за камерой сгорания устанавливаются специальные очистительные устройства (фильтры, уловители механических примесей) для очистки рабочего газа от золы и шлаков. На одном валу с турбиной помещается еще пусковой мотор для раскрутки турбины и компрессора из состояния покоя.

ГТУ могут быть двухвальными. В этом случае газовая турбина состоит из двух разобщенных корпусов, в которых последовательно расширяется рабочий газ. Одна из турбин размещается на одном валу с электрогенератором и является турбиной полезной мощности; вторая — на одном валу с компрессором для привода последнего. При таком размещении компрессорная газовая турбина может работать с переменным числом оборотов, что целесообразно для регулирования мощности ГТУ в целом в зависимости от величины полезной нагрузки.

Ранее была описана ГТУ, работающая по открытому циклу, т. е. с выбросом отработавшего газа в атмосферу.

На рис. V-6 представлена схема ГТУ, работающей по замкнутому циклу.

В установках, работающих по замкнутому циклу, рабочим газом обычно служит воздух (можно применять и другие газы, например водород, гелий, углекислый газ). После компрессора 6 и регенератора тепла 1 воздух подается в воздушный котел 4, который конструктивно похож на паровой котел. В топке 3 котла сжигается топливо. Воздух для горения в топке предварительно нагревается в воздушном экономайзере 5 за котлом. Нагретый в воздушном котле под определенным давлением рабочий воздух поступает в газовую турбину 2 и производит там работу. За турбиной рабочий воздух еще с высокой температурой поступает в регенератор тепла 1, где частично отдает оставшееся тепло воздуху после компрессора. За регенератором тепла рабочий воздух охлаждается в дополнительном холодильнике 7 и вновь поступает в компрессор, а затем в котел.

В ГТУ замкнутого цикла степень повышения давления в компрессоре, т. е. $\epsilon = \frac{p_2}{p_1}$, определяемая расчетом, может быть одинакова с установкой, работающей по разомкнутому циклу, но абсолютное давление значительно выше. Так, при степени повышения давления $\epsilon = 4$ давление за турбиной, или перед компрессором, может быть принято равным $10 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$, тогда давление за компрессо-

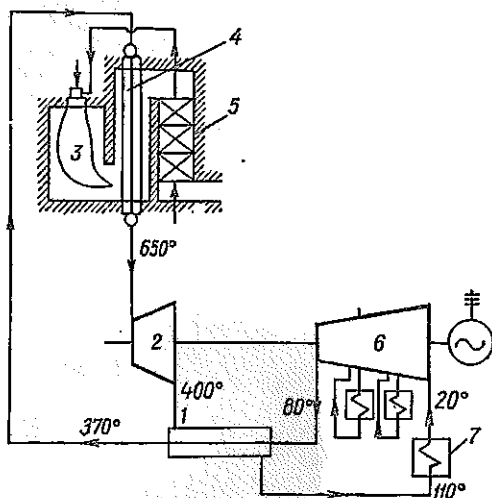


Рис. V-6. Схема ГТУ, работающей по замкнутому циклу.

ром, или перед турбиной, будет $40 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$. При таких давлениях удельный объем воздуха, участвующего в газотурбинном цикле, будет значительно меньшим в сравнении с удельным объемом газа в установках открытого цикла. Вследствие этого при одинаковых размерах турбины и компрессора мощность ГТУ замкнутого цикла может быть в несколько раз выше в сравнении с установкой разомкнутого цикла. Правда, в установках замкнутого цикла необходимо применять воздушный котел, довольно громоздкий и требующий большого расхода металла.

Так как в установках замкнутого цикла воздушный котел имеет внешнюю топку, можно легко использовать твердые виды топлива.

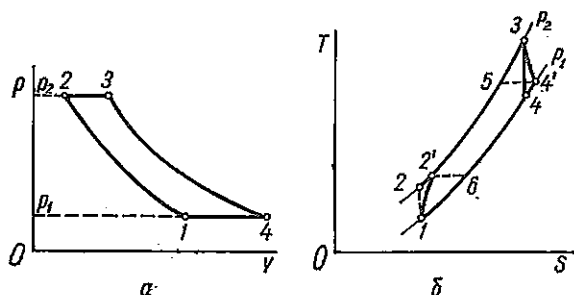


Рис. V-7. Цикл ГТУ со сгоранием при постоянном давлении:

a — в $p-v$ -координатах; *b* — в $T-s$ -координатах.

ГТУ замкнутого цикла не получили пока широкого распространения. Для уменьшения общих габаритов ГТУ, прежде всего за счет устранения громоздкого воздушного котла, предложены схемы ГТУ, работающие по полужамкнутому циклу.

В установках замкнутого типа возможны высокие к.п.д., большие по сравнению с установками разомкнутого цикла при той же начальной температуре рабочего газа. В то же время установки замкнутого цикла более сложны и громоздки, так как в них установлены воздушные котлы. Большинство построенных ГТУ выполнено по разомкнутому циклу.

Газовые турбины с постоянным давлением в камере сгорания топлива работают по видоизмененному циклу Брайтона.

Цикл Брайтона, или идеальный цикл газотурбинной установки со сгоранием при $p = \text{const}$, представлен на рис. V-7 в $p-v$ - и $T-s$ -координатах и состоит из двух изобар и двух адиабат.

По линии 1—2 совершается адиабатное сжатие в компрессоре, по линии 2—3 — нагрев в камере сгорания при постоянном давлении, по линии 3—4 — адиабатное расширение в турбине, изобара 4—1 замыкает цикл.

Тепловой перепад и работа расширения газа в турбине больше теплового перепада и работы сжатия в компрессоре.

Работа сжатия в компрессоре для 1 кг газа может быть определена по уравнению

$$L_k = \frac{k}{1000(k-1)} p_1 v_1 \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \text{ кДж/кг.} \quad (V-4)$$

Соответственно, работа расширения в турбине

$$L_T = \frac{k}{1000(k-1)} p_2 v_2 \left[1 - \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] \text{ кДж/кг} \quad (V-5)$$

(индексы при p и v соответствуют точкам на рис. V-7).

Изобара 2—3 соответствует подводу тепла в количестве:

$$Q_1 = c_p (T_3 - T_2) \text{ кДж/кг,} \quad (V-6)$$

где T_3 и T_2 — абсолютные температуры, °К.

В тепловых единицах работа сжатия в компрессоре и работа расширения в турбине может быть выражена:

$$L_k = c_p (T_2 - T_1) \text{ кДж/кг,} \quad (V-7)$$

$$L_T = c_p (T_3 - T_4) \text{ кДж/кг.} \quad (V-8)$$

Тогда термический к.п.д. идеального цикла газотурбинной установки

$$\eta_t = \frac{L_T - L_k}{Q_1} = \frac{c_p (T_3 - T_4) - c_p (T_2 - T_1)}{c_p (T_3 - T_2)}. \quad (V-9)$$

Так как $\frac{T_1}{T_2} = \frac{T_4}{T_3} = \left(\frac{p_1}{p_2} \right)$, то, обозначив $\frac{p_2}{p_1} = \epsilon$ и $\frac{k-1}{k} = m$, после преобразований получим:

$$\eta_t = 1 - \frac{1}{\epsilon^m}. \quad (V-10)$$

Таким образом, термический к.п.д. идеального цикла зависит только от степени повышения давления в компрессоре и показателя адиабаты и совершенно не зависит от температуры цикла. С увеличением степени повышения давления растет термический к.п.д. идеального цикла.

Полезная мощность ГТУ будет равна:

$$N_{уст} = N_T - N_k. \quad (V-11)$$

Без учета потерь в турбине и компрессоре полезная работа в тепловых единицах

$$\begin{aligned} L_{уст} &= c_p (T_3 - T_4) - c_p (T_2 - T_1) = \\ &= R \frac{k}{k-1} \left\{ T_3 \left[1 - \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] - T_1 \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \right\} \text{ кДж/кг.} \end{aligned} \quad (V-12)$$

В действительном цикле ГТУ процессы сжатия в компрессоре и расширения в турбине будут политропными вследствие неизбежных потерь при протекании воздуха и газа в проточной части и именно (по циклу в Ts -координатах): в компрессоре — по линии 1—2' и в турбине — по линии 3—4' (рис. V-7).

Обозначим относительный внутренний к.п.д. турбины η_t и относительный внутренний к.п.д. компрессора η_k .

Относительный внутренний к.п.д. всей газотурбинной установки, работающей по действительному циклу,

$$\eta_{уст} = \frac{H_t \eta_t - \frac{H_k}{\eta_k}}{Q_1} = \frac{c_p (T_3 - T_4) \eta_t - c_p (T_2 - T_1) \frac{1}{\eta_k}}{c_p (T_3 - T_2)}, \quad (V-13)$$

где H_t и H_k — соответственно тепловые перепады в турбине и в компрессоре.

Заменив тепловые перепады на отношение давлений в цикле, получим:

$$\eta_{уст} = \frac{c_p T_3 \left[1 - \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] \eta_t - \frac{c_p}{\eta_k} T_1 \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]}{c_p \left\{ T_3 - T_1 - \frac{T_1}{\eta_k} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \right\}}. \quad (V-14)$$

Применив прежние обозначения степени повышения давления в цикле, запишем выражение для $\eta_{уст}$ (считая теплоемкости $c_p = \text{const}$)

$$\eta_{уст} = \frac{\frac{T_3}{T_1} \left(1 - \frac{1}{\epsilon^m} \right) \eta_t - (\epsilon^m - 1) \frac{1}{\eta_k}}{\frac{T_3}{T_1} - 1 - (\epsilon^m - 1) \frac{1}{\eta_k}} \quad (V-15)$$

или, обозначив отношение граничных температур в цикле $\frac{T_3}{T_1} = \tau$,

$$\eta_{уст} = \frac{\tau \left(1 - \frac{1}{\epsilon^m} \right) \eta_t - (\epsilon^m - 1) \frac{1}{\eta_k}}{\tau - 1 - (\epsilon^m - 1) \frac{1}{\eta_k}}. \quad (V-16)$$

При определенном отношении температур перед турбиной и перед компрессором $\tau = \frac{T_3}{T_1}$ числитель в уравнении для $\eta_{уст}$ будет увеличиваться с увеличением степени повышения давления в цикле и одновременно будет уменьшаться знаменатель. Соответственно будет повышаться к.п.д. установки. При некотором оптимальном отношении давлений $\frac{p_2}{p_1} = \epsilon$ к.п.д. установки достигнет макси-

мального значения и при дальнейшем увеличении степени повышения давлений начнет уменьшаться вплоть до нуля. Эти изменения легко проследить по $T-s$ -диаграмме.

При непрерывном повышении давления за компрессором вначале тепловой перепад в турбине H_t растет быстрее теплового перепада в компрессоре H_k . В дальнейшем эта разница уменьшается. При сжатии в компрессоре воздуха температура его повышается тем больше, чем больше степень повышения давления в цикле.

Оптимальная величина степени повышения давления в цикле может быть определена из выражения для к.п.д. установки. Для этого следует взять первую производную числителя из выражения для $\eta_{уст}$ по отношению давлений $\epsilon = \frac{p_2}{p_1}$, приравнять к нулю и найти значение $\epsilon_{опт}$. Получим следующее выражение:

$$\epsilon_{опт}^m = \sqrt{\frac{T_3}{T_1} \eta_t \eta_k} = \sqrt{\tau \eta_t \eta_k}. \quad (V-17)$$

Оптимальная степень повышения давления в цикле, при котором будет обеспечено наибольшее значение $\eta_{уст}$, может быть также определена из выражения для $\eta_{уст}$, если взять такую же первую производную по всему выражению и приравнять к нулю.

После несложных преобразований получим:

$$\epsilon_{опт} = \sqrt{\tau \eta_t \eta_k} \left[\frac{\sqrt{(\tau - 1) \left[\tau (1 - \eta_t) - \left(1 - \frac{1}{\eta_k} \right) \right]} - \frac{1}{\eta_k} \sqrt{\tau \eta_t \eta_k}}{\tau (1 - \eta_t) - 1} \right]^{\frac{1}{m}}. \quad (V-18)$$

Таким образом, оптимальная степень повышения давления в цикле для получения наибольшего значения $\eta_{уст}$, как и для получения максимальной полезной мощности, зависит от отношения температур цикла $\tau = \frac{T_3}{T_1}$ и значений к. п. д. турбины η_t и компрессора η_k .

Следует заметить, что оптимальная степень повышения давления, при которой обеспечивается *наибольший к.п.д. установки*, будет несколько выше степени повышения давления, при которой достигается *наибольшая полезная работа* установки.

На рис. V-8 показано, как изменяется тепловой перепад в турбине H_t , компрессоре H_k и полезный тепловой перепад $H_{пол} = H_t - H_k$ в зависимости от отношения $\frac{p_2}{p_1}$, а также $\eta_{уст}$ для установки с определенной начальной температурой рабочего газа. Наибольшая полезная работа в этом частном случае достигается при $\frac{p_2}{p_1} \approx 4,6$, а к. п. д. — при $\frac{p_2}{p_1} \approx 6,8$.

На рис. V-9 представлены кривые изменения $\eta_{уст}$ простейшей ГТУ для начальных температур перед турбиной от 550 до 800° С.

В современных газотурбинных установках к.п.д. турбины и компрессора приближается к 86—92%. При этом оптимальная степень повышения давления будет при начальной температуре газов перед

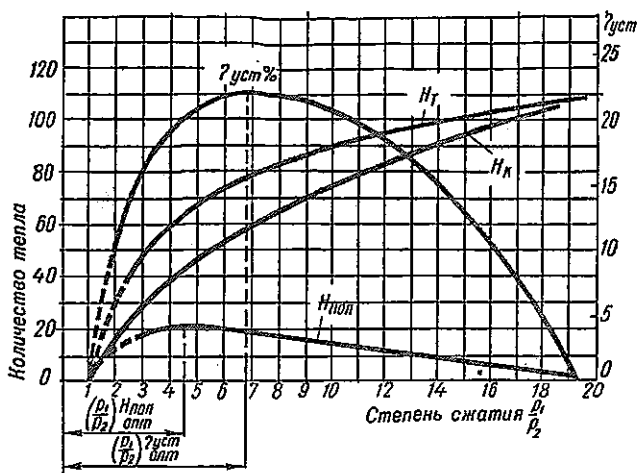


Рис. V-8. Характеристика цикла газотурбинной установки.

турбиной 550° С в пределах от 4 до 6, а при температуре газов 800° С — от 8 до 12.

Для повышения к.п.д. ГТУ необходимо добиться повышения термического к.п.д. идеального цикла, приблизив его к циклу

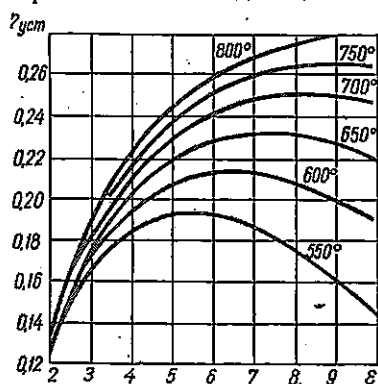


Рис. V-9. Кривые к.п.д. ГТУ с начальной температурой газа от 550 до 800° С.

Карно, и одновременно максимального повышения относительного внутреннего к.п.д. турбины и компрессора. В дальнейшем будут рассмотрены и другие обстоятельства, влияющие на повышение к.п.д. ГТУ.

Цикл ГТУ может быть значительно приближен к циклу Карно, если обеспечить сжатие в компрессоре и расширение в турбине по процессам, близким к изотермическому, и использовать в максимальной степени тепло отработавших газов в турбине для нагрева воздуха после компрессора, т. е. применить регенерацию тепла.

На рис. V-10 представлена схема двухвальной газотурбинной установки, в которой отходящие за турбиной 1 низкого давления газы, имеющие еще довольно высокую температуру, направляются

в специальный теплообменный аппарат — регенератор тепла 4 и нагревают проходящий через него воздух, поступающий после компрессора 5. После камеры сгорания 3 газ поступает в турбину высокого давления 2, которая приводит в движение компрессор 5, а затем в турбину низкого давления 1, которая приводит в движение электрогенератор 6.

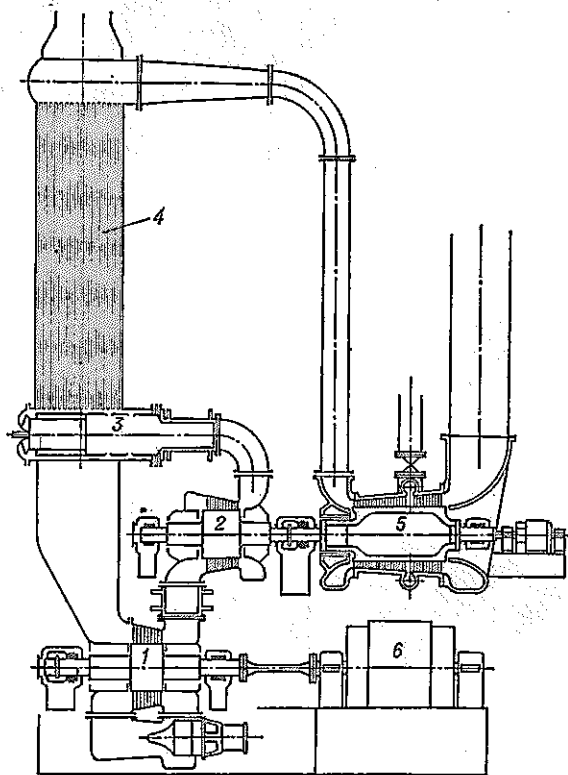


Рис. V-10. Схема двухвальной ГТУ с регенератором тепла.

На диаграмме цикла (рис. V-7) линия 2'—5 верхней изобары соответствует процессу нагрева воздуха в регенераторе тепла. Рабочий газ за турбиной при проходе через регенератор тепла охладится по линии 4'—6 нижней изобары.

Отношение

$$\sigma = \frac{T_5 - T_{2'}}{T_4' - T_3'} \quad (V-19)$$

называется *степенью регенерации*. В идеальном цикле с регенерацией температура T_5 была бы равной температуре за турбиной T_4' ,

а температура газов за регенератором T_3 — температуре воздуха за компрессором T_2 . В этом случае регенерация составляла бы 100%. Практически коэффициент регенерации тепла чаще всего бывает в пределах 70—85%. С увеличением степени регенерации увеличивается поверхность нагрева регенератора тепла и установка становится слишком громоздкой и дорогой.

При регенерации на нагрев рабочего газа до выбранной начальной температуры перед турбиной потребуется меньше затратить тепла (соответственно и топлива). При этом, естественно, повышается к.п.д. установки.

К.п.д. установки при регенерации

$$\eta_{уст} = \frac{H_T \eta_T - \frac{H_K}{\eta_K}}{Q_1 - Q_{рег}}, \quad (V-20)$$

где H_T и H_K — адиабатный тепловой перепад в турбине и в компрессоре;

$Q_{рег}$ — количество тепла, передаваемого воздуху в регенераторе.

С увеличением $Q_{рег}$ уменьшается знаменатель (V-20) и повышается значение к.п.д.

При наличии регенерации весьма существенно повышается экономичность ГТУ. Поэтому

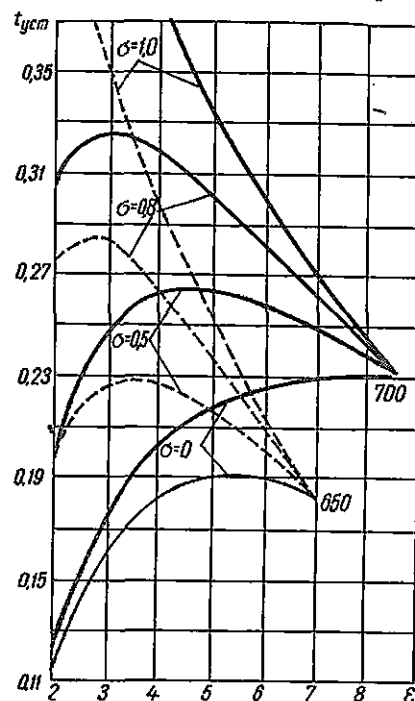


Рис. V-11. Кривые изменения к.п.д. ГТУ с разной степенью регенерации.

целесообразно применять регенерацию тепла в определенных оптимальных пределах.

Если в выражение для к.п.д. ГТУ с регенерацией подставить в развернутом виде значения теплового перепада в турбине и компрессоре, а также значение Q и $Q_{рег}$, получим:

$$\eta_{уст} = \frac{c_p T_3 \left[1 - \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] \eta_T - c_p \frac{T_1}{\eta_K} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]}{c_p \left\{ T_3 - T_1 - \frac{T_1}{\eta_K} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] - \sigma (T_4 - T_2) \right\}}. \quad (V-21)$$

На рис. V-11 представлены кривые изменения к.п.д. установки с разной степенью регенерации (от 0 до 1) при температурах рабо-

чего газа 650 и 700° С. На рис. V-11 показано, как интенсивно растет к.п.д. установки с увеличением степени регенерации и повышением начальной температуры газа перед турбиной.

При регенерации оптимальная степень повышения давления в цикле по сравнению с простым циклом уменьшается. Если для обычного цикла при начальной температуре, например 700° С, оптимальная степень повышения давления $\epsilon \approx 8$, то при степени регенерации $\sigma = 0,8$ оптимальная степень повышения давления $\epsilon \approx 3,5$.

Для получения *наибольшей полезной мощности* установки с регенерацией оптимальная степень повышения давления в цикле будет такой же, как и для цикла без применения регенерации тепла.

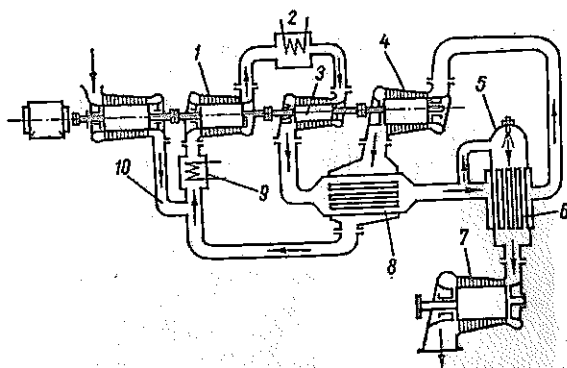


Рис. V-12. Схема двухвальной ГТУ, в которой применены промежуточный нагрев газа для турбины низкого давления и промежуточное охлаждение воздуха между цилиндрами компрессора.

Степень повышения давления с регенерацией в цикле можно найти по уравнению, которое определяется с помощью первой производной соответствующего выражения для к.п.д. приравняв ее нулю.

В отдельных случаях, когда $\sigma = 0,5$, оптимальная степень повышения давления в цикле

$$\epsilon_{\text{опт}} = \sqrt[2m]{\tau \eta_T \eta_k}. \quad (\text{V-22})$$

На рис. V-12 представлена схема двухвальной газотурбинной установки с двумя промежуточными холодильниками 9 и 2 между компрессорами низкого 10, среднего 1 и высокого давления 3, камерой сгорания 5 перед турбиной высокого 4 и турбиной низкого 7 давления, а также с регенератором тепла 6 и 8.

Турбина высокого давления 4 приводит в движение компрессор. На конце вала установлен пусковой электромотор. Цикл

установки с регенерацией, одним промежуточным охлаждением при сжатии и одним промежуточным нагревом при расширении, без учета потерь давления в воздушных и газовых магистралях, представлен на рис. V-13. В этом случае значительно повышается к.п.д. установки.

Ранее были рассмотрены тепловые процессы в газовых турбинах со сгоранием при постоянном давлении. Проектируются и исследуются также ГТУ со сгоранием при постоянном объеме. При сгорании топлива в закрытой камере постоянного объема начальное давление рабочего газа в сравнении с процессом сгорания топлива в камерах с постоянным давлением может быть намного большим.

Теоретически цикл при $v = \text{const}$ характеризуется более высоким к.п.д. по сравнению с циклом при $p = \text{const}$.

Однако в реальных установках с постоянным объемом сгорания, обычно более сложных по устройству в сравнении с турбинами с постоянным давлением сгорания, приходится считаться, кроме обычных потерь, с потерями, связанными с переменным давлением газа, выходящего из камеры сгорания. Последнее обстоятельство в значительной мере способствует снижению термического к.п.д. цикла и относительного внутреннего к.п.д. газовой турбины.

Для выравнивания давления газа приходится применять несколько камер сгорания.

В последние годы в газотурбостроении применяются установки со сгоранием при постоянном давлении.

В последние годы в газотурбостроении применяются установки со сгоранием при постоянном давлении.

Пример 1. Идеальная активная ступень газовой турбины ($\varphi_c = \varphi_d = 1$) работает при оптимальном отношении $\frac{u}{c_1}$. Определить скорость газа на выходе из рабочих лопаток, если перепад давлений критический, температура газа перед ступенью $T_3 = 1100^\circ \text{K}$ и угол выхода газа после рабочих лопаток $\alpha_1 = 20^\circ$ или $\cos \alpha_1 = 0,94$.

Решение.

$$\eta_{e \text{ макс}} = \cos^2 \alpha_1 = (0,94)^2 = 0,88;$$

$$\left(\frac{c_2}{c_1}\right)^2 = 1 - \eta_{e \text{ макс}} = 0,12, \quad \frac{c_2}{c_1} = 0,346;$$

$$c_1 = \sqrt{2 \frac{k}{k+1} R T_3} = 610 \text{ м/сек}; \quad c_2 = 0,346 c_1 = 210 \text{ м/сек}.$$

Пример 2. Определить мощность привода семиступенчатого ($z = 7$) осевого компрессора с расходом воздуха $G_B = 20 \text{ кг/сек}$ и степенью сжатия $\varepsilon = 4$, если после четвертой ступени 5% воздуха отводится на охлаждение газовой турбины.

Принять затрачиваемую работу на привод каждой ступени компрессора постоянной, т. е. $L_{ст} = \text{const}$; скорости воздуха на входе в ступени компрессора $c_a = \text{const}$; $\eta_k = 0,86$; температуру воздуха на входе в компрессор $T_1 = 250^\circ \text{K}$.

Решение.

$$L_{ст} = \frac{k}{k-1} \cdot \frac{R}{z\eta_k} T_1 \left(\epsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) = \frac{1,4}{1,4-1} \cdot \frac{287,1}{7} 250 (4^{0,286} - 1) = 20278 \text{ Дж/кг}.$$

$$N_k = \frac{L_{ст} G}{1000} (4 + 3 \cdot 0,95) = \frac{20278 \cdot 20 \cdot 6,85}{1000} = 2778 \text{ квт}.$$

§ V-3. КОНСТРУКЦИИ ГТУ

Основными элементами ГТУ являются: компрессоры, регенераторы тепла, камеры сгорания, газовые турбины, промежуточные холодильники. Кроме того, турбинная установка имеет для запуска специальный двигатель.

Компрессоры. В стационарных ГТУ для сжатия воздуха применяются главным образом осевые компрессоры, в авиационных — также и центробежные. Для установок небольшой мощности иногда используются винтовые компрессоры (Лисхольма), а также свободнопоршневые генераторы газа.

В осевых компрессорах, конструкция которых близка к конструкции турбины, процесс сжатия воздуха происходит путем преобразования механической энергии вращения ротора сначала в кинетическую, а затем в потенциальную энергию воздушного потока, т. е. в конечном счете давление воздуха на выходе из компрессора в несколько раз превышает давление на входе в компрессор.

На рис. V-14 представлена схема осевого двенадцатиступенчатого компрессора. Пройдя очистительный фильтр, наружный воздух всасывается через входной патрубок 6, затем, начиная от первой ступени 7, последовательно проходит через всю проточную часть и, сжатый до определенного давления, выходит из компрессора через патрубок 4. Ротор 8 компрессора цилиндрический, пустотелый. В корпусе 5 компрессора последовательно закреплены неподвижные направляющие лопатки 9, на роторе закреплены рабочие лопатки. За последней ступенью установлены спрямляющие поток лопатки. На выходе из проточной части воздух сначала проходит через диффузор 3 и потом через выходной патрубок 4. В части высокого давления между ротором и корпусом компрессора размещены лабиринтовые уплотнения 2.

На рис. V-15 представлена схема одной ступени компрессора. Каналы между рабочими лопатками к выходу потока воздуха расширяются, вследствие чего относительная скорость выхода потока w_2 будет меньше относительной скорости входа w_1 .

Соответственно давление воздуха на выходе увеличится до значения p_d , как показано на диаграмме (рис. V-16). Абсолютная скорость после рабочих лопаток увеличится до значения c_2 . В направляющих неподвижных каналах абсолютная скорость от

значения c_2 при входе уменьшится до величины $c'_1 = c_1$ при выходе а давление в потоке соответственно увеличится до p_2 . На выходе из направляющих каналов значения p_2 , t_2 и i_2 будут начальными параметрами потока для следующей ступени.

Теоретическая работа (т. е. без учета потерь), затраченная на сжатие 1 кг воздуха в одной ступени, будет:

$$l_t = i_2 - i_1 \text{ [кдж/кг]}. \quad (\text{V-23})$$

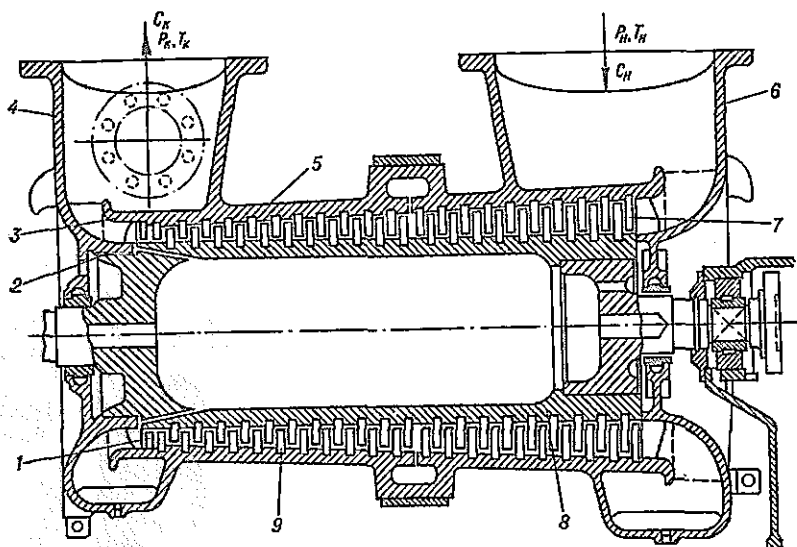


Рис. V-14. Схема осевого компрессора.

Вследствие потерь на трение и вихреобразование в потоке действительная внутренняя работа будет большей, а именно:

$$l_v = l_t + h_t. \quad (\text{V-24})$$

Отношение $\frac{l_t}{l_v} = \frac{h_t}{h_v} = \eta_{o.v}$ будет относительным внутренним к. п. д. ступени. У современных осевых компрессоров $\eta_{o.v}$ достигает значений 0,84—0,87.

В каждой ступени осевого компрессора степень повышения давления воздуха относительно невелика: $\epsilon = \frac{p_2}{p_1} = 1,06 \div 1,08$.

Рабочие и направляющие лопатки ступени профилируются по аэродинамическому расчету и дополнительно проверяются экспериментально.

Для всех компрессоров составляются характеристики в виде диаграммы зависимости степени повышения давления, к. п. д. и мощ-

ности от его производительности. Пример такой характеристики представлен на рис. V-17.

На рис. V-18 дана схема двух ступеней центробежного компрессора и поперечный разрез по лопаткам одной ступени. При вращении ротора центробежного компрессора воздух, засасываемый через патрубок 5, подается к каналам рабочих лопаток 4 и под действием центробежной силы направляется радиально к выходу и далее поступает в каналы-диффузоры 6. В центробежных компрессорах степень повышения давления достигает $\varepsilon = \frac{p_2}{p_1} =$

$= 1,2 \div 1,5$. Затем поток подводится к следующей ступени и т. д.

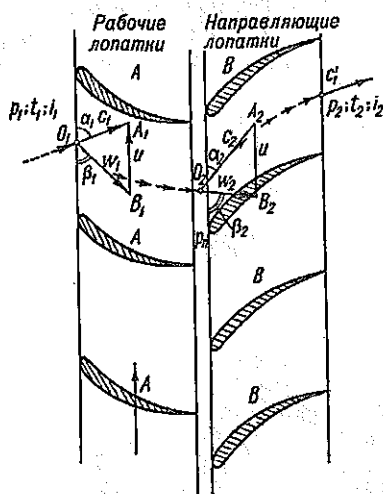


Рис. V-15. Схема одной ступени компрессора с треугольниками скоростей воздушного потока.

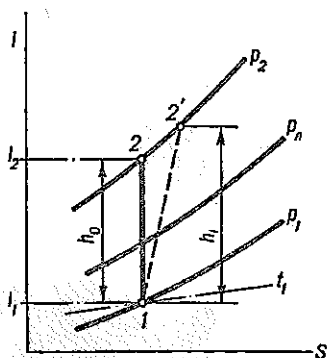


Рис. V-16. Процесс сжатия воздуха в компрессоре в i - s -диаграмме.

Теоретически внутренняя энергия, переданная центробежной ступенью компрессора 1 кг воздуха, будет равна:

$$h_t = \frac{1}{2000} [(u_2^2 - u_1^2) + (w_1^2 - w_2^2) + (c_2^2 - c_1^2)] \text{ [кдж/кг]}. \quad (\text{V-25})$$

Первые два слагаемых правой части представляют собой пьезометрический, или статический, напор; третье слагаемое — приращение кинетической энергии, которое в диффузорах может быть превращено в добавочное повышение давления воздуха.

Вследствие неизбежных потерь на трение потока о стенки, межмолекулярное трение, вихреобразование и др., действительная внутренняя энергия, воспринимаемая потоком, будет меньше, а именно:

$$h_v = \eta_{\text{гидр}} h_t = \mu \frac{u_2^2}{2000} \text{ [кдж/кг]}, \quad (\text{V-26})$$

где $\eta_{\text{гидр}}$ — гидравлический к.п.д.;

μ — общий коэффициент напора, равный для колес с загнутыми назад лопатками $\sim 0,5$.

Теоретическую внутреннюю мощность, которую рабочее колесо передает воздуху, можно определить из уравнения

$$N'_в = \rho \cdot v_t \cdot h_t, \text{ [квт]}, \quad (V-27)$$

где ρ — плотность воздуха, кг/м^3 ;

v_t — теоретическая производительность, $\text{м}^3/\text{сек}$;

h_t — теоретическая энергия потока за ступенью компрессора, кдж/кг .

Полезная внутренняя мощность, воспринятая воздухом, будет меньше теоретической:

$$N_в = \rho v h_в \text{ [квт]}. \quad (V-28)$$

Отношение $\eta_в = \frac{N_в}{N'_в}$ называется *внутренним к. п. д.*

Эффективная мощность на валу центробежного компрессора $N_{\text{эф}}$ будет больше $N_в$ за счет потерь на трение дисков в воздухе и внешних механических потерь, определяемых механическим к. п. д. ($\eta_{\text{м}} = 0,95 \div 0,99$). Тогда

полный к. п. д. компрессора равен

$$\eta_{\text{эф}} = \frac{N_в}{N'_в} \eta_{\text{м}}.$$

При сравнительно небольших расходах воздуха в маломощных ГТУ применяются или обычные поршневые компрессоры с самостоятельным силовым приводом, или быстроходные винтовые компрессоры. В последних воздух нагнетается передвигающимися камерами переменного объема, образуемыми вращающимися винтовыми зубцами ведущего и ведомого вала компрессора. Основные потери в винтовых компрессорах зависят от величины утечек через радиальные зазоры между зубцами обоих валов. К. п. д. таких компрессоров в среднем достигает 82—83%.

В стационарных ГТУ, как уже было сказано, преимущественно используются осевые компрессоры. В авиационных установках в равной мере эффективно используются осевые и радиальные компрессоры.

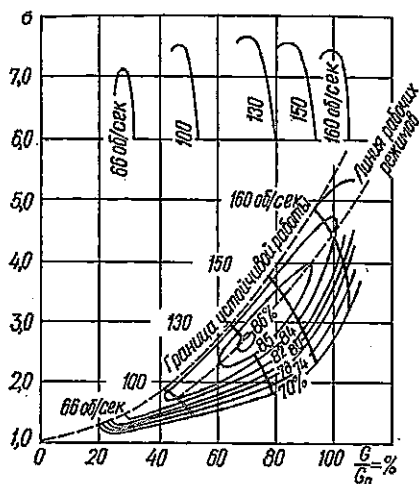


Рис. V-17. Универсальная диаграмма (характеристика) компрессора:

$b = p_2/p_1$ — степень повышения давления,
 A — точка расчетного режима при к. п. д. = 84%.

На рис. V-19 представлена одноступенчатая газовая турбина с осевым компрессором производства Невского завода имени В. И. Ленина (начальная температура 700°C , давление около $8 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$, мощность 2000 *квт* при 135 *об/сек*).

Отработавший в турбине газ с еще высокой температурой может быть направлен в газовую турбину более низкого давления.

Ротор турбины представляет собой диск 4, откованный конусом заодно с валом 5. Жесткой муфтой 6 ротор турбины соединен с цельнокованным ротором 7 девятиступенчатого осевого компрессора.

Для предохранения корпуса 3 турбины от действия высокой температуры он выполнен двойным, с заполнением пространства между стенками изоляционным материалом 2. Снаружи корпус турбины также покрыт значительным слоем изоляции 1, что способствует уменьшению тепловых потерь от излучения. Диск турбины охлаждается воздухом, поступающим из компрессора, двухсторонним обдуванием той части обода диска, которая наиболее нагревается.

На рис. V-20 представлена турбина высокого давления двухцилиндровой ГТУ Ленинградского металлического завода мощностью 12 тыс. *квт* при 50 *об/сек*.

Цилиндр высокого давления газовой турбины состоит из пяти, а цилиндр низкого давления — из трех ступеней давления. ГТУ рассчитана для работы с начальной температурой газа 650°C при давлении около $12 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$. После цилиндра высокого давления установлена промежуточная камера сгорания, в которой температура рабочего газа вновь повышается до 650°C , и газ далее поступает в цилиндр низкого давления. Расчетный к. п. д. установок — около 25 %.

Роторы обоих цилиндров имеют барабанную конструкцию, которая составлена из дисков, сваренных по ободам. Передняя и хвостовая части вала представляют собой поковки со сплошной проточкой по оси. Такая конструкция обеспечивает большую прочность и меньшую массу в сравнении с цельнокованными роторами. Охлаждение первых ступеней каждого цилиндра осуществляется компрессорным воздухом, поступающим через лабиринтовые уплотнения к хвостовикам первого венца рабочих лопаток. Каждый цилиндр имеет размещенный в передней части опорно-упорный подшипник и масляные насосы для подачи масла на смазку и в систему регулирования.

В последние годы успешно развивается газотурбостроение для нужд железнодорожного транспорта. На Ворошиловградском заводе изготавливаются газотурболокомotive со свободнопоршневым генератором газа.

Газотурбинные локомotive другой конструкции строит Коломенский завод.

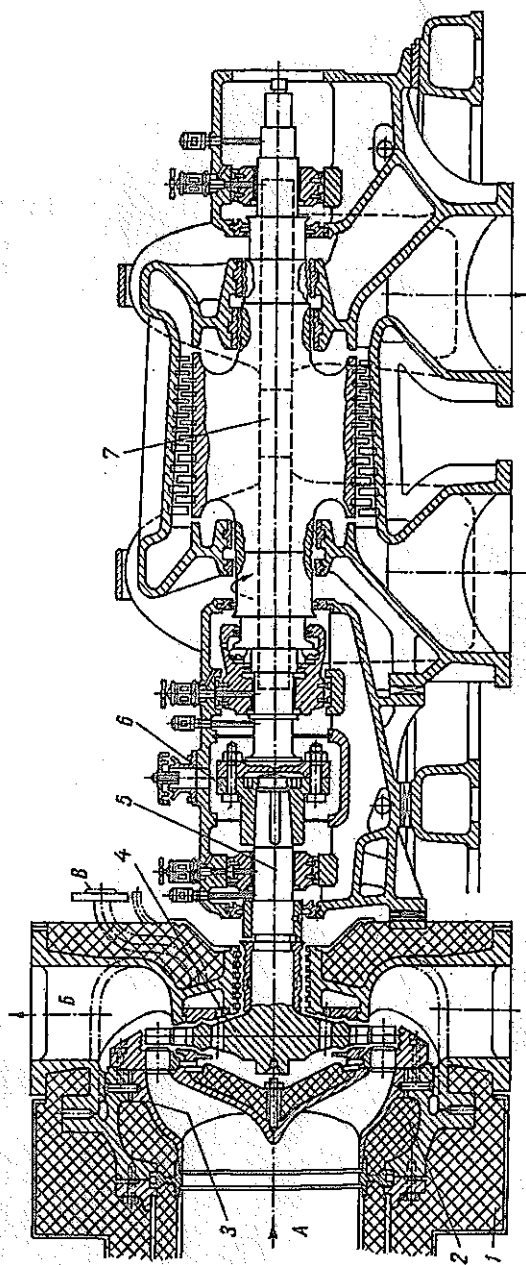


Рис. V-19. Одноцилиндровая ступенчатая газовая турбина с многоступенчатым осевым компрессором (Невский завод им. В. И. Ленина).

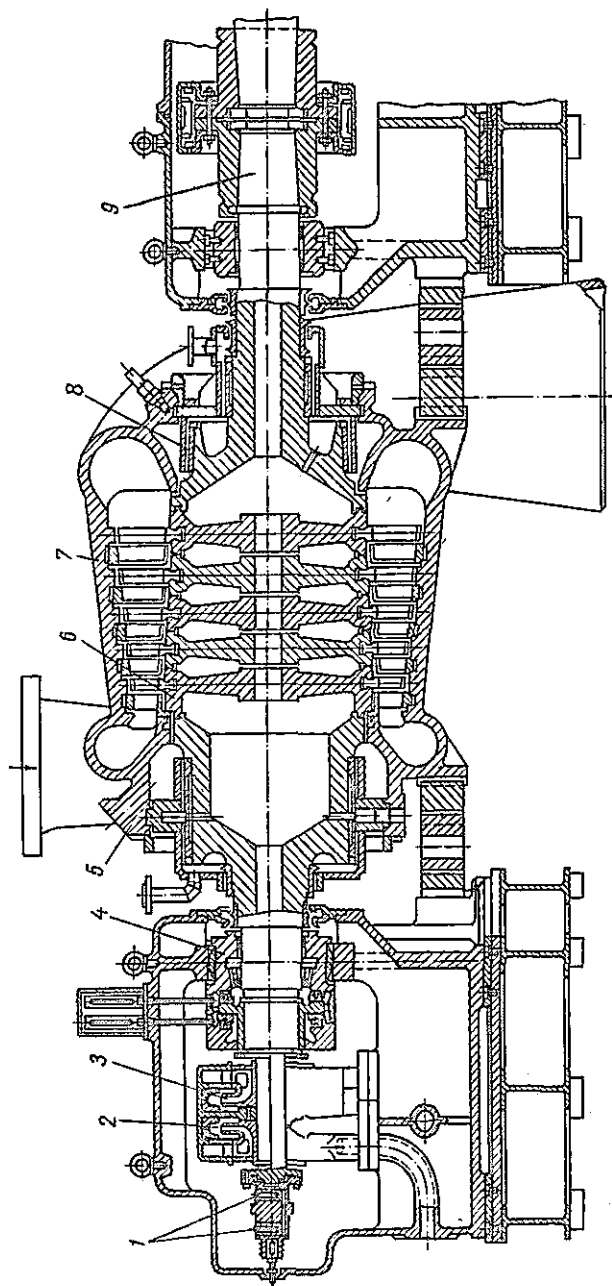


Рис. V-20. Газовая турбина высокого давления двухцилиндровой ГТУ ЛМЗ:

1 — регуляторы безопасности; 2 — масляный насос системы регулирования; 3 — масляный насос системы смазки; 4 — опорно-упорный подшипник; 5 — переднее лабиринтное уплотнение; 6 — сварной ротор; 7 — цилиндр турбины; 8 — заднее лабиринтное уплотнение; 9 — гибкая муфта.

На газотурболокомotive устанавливается два газотурбинных агрегата, общая расчетная мощность их составляет 4400 *квт*.

На рис. V-21 представлена схема уникальной двухвальной ГТУ мощностью 50 тыс. *квт* с начальной температурой рабочего газа 800° С, изготовленной Харьковским турбинным заводом.

Перед газовой турбиной высокого давления 1 размещена камера сгорания 2. Турбина приводит в движение компрессор низкого давления 11 и компрессор высокого давления 12. После компрессора низкого давления воздух охлаждается в холодильнике 8 и далее поступает в компрессор среднего давления 6. Затем воздух проходит через холодильник 7 и попадает в компрессор высокого давления. Рабочий газ за турбиной высокого давления проходит через вторую камеру сгорания 3, где подогревается до температуры 770° С, и поступает в турбину низкого давления 4. За турбиной низкого давления газы проходят через регенератор 5 и выбрасываются в атмосферу. Турбина низкого давления, кроме компрессора, приводит в движение электрогенератор 9. На концах обоих валов установлены пусковые моторы 10 для раскрутки роторов турбин.

Эта установка характеризуется такими данными: при начальной температуре газов 800° С степень повышения давления $\varepsilon = 18$, степень регенерации $\sigma = 75\%$, расход воздуха 200 *кг/сек*, эффективный к. п. д. установки на клеммах генератора при полной мощности 33,5%.

Особенно большие успехи достигнуты в авиационном газотурбостроении. Для скоростной авиации разработаны высокосвершенные конструкции газотурбовоздушных реактивных двигателей.

Газотурбовоздушные реактивные двигатели (ГРД) размещаются в фюзеляже самолета или же подвешиваются под его несущими плоскостями. ГРД состоит из приемного диффузора, куда поступает в полете атмосферный воздух, компрессора осевого или центробежного типа, где воздух сжимается до определенной оптимальной степени повышения давления, нескольких камер сгорания, газовой турбины, приводящей в движение компрессор, и реактивного сопла, с помощью которого создается реактивная тяга.

На рис. V-22 изображен авиационный реактивный двигатель с осевым многоступенчатым компрессором. В полете встречный воздух поступает в приемный диффузор 1 и далее — в компрессор 2. В приемном диффузоре за счет всасывающего действия компрессора давление поступающего воздуха слегка снижается и увеличивается скорость перед проточной частью компрессора.

В камерах сгорания 3, размещенных вокруг оси двигателя, за счет гидравлических потерь давление несколько снижается. В двухступенчатой газовой турбине 4 происходит расширение рабочего газа до давления, заметно превышающего наружное давление. Мощность, развиваемая газовой турбиной, полностью используется на привод компрессора. Иногда мощность газовой турбины

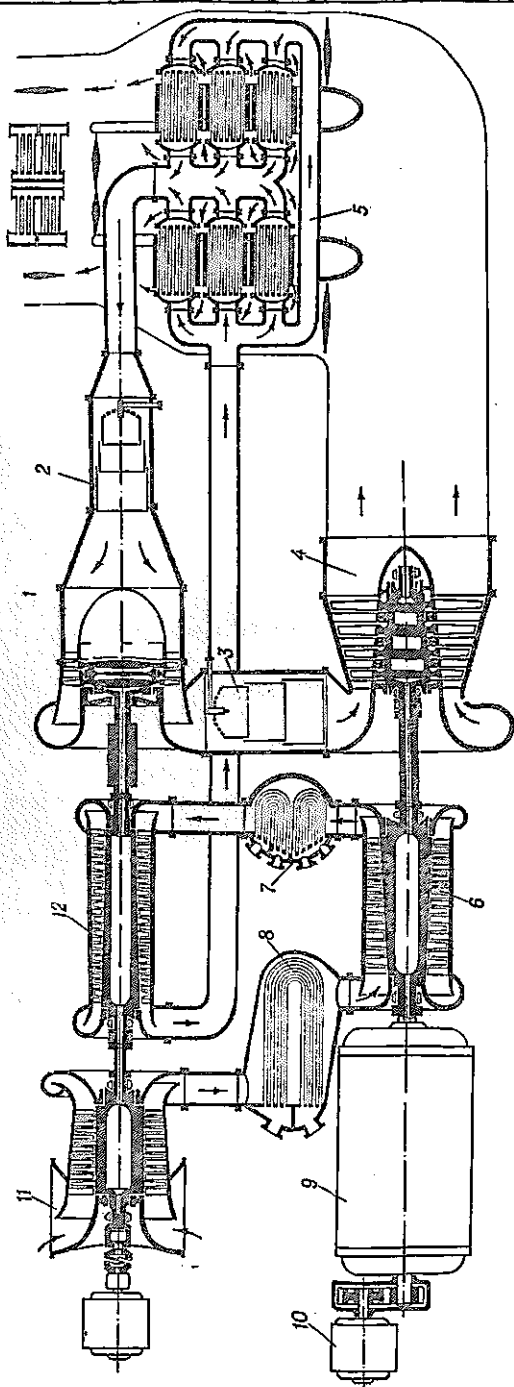


Рис. V-21. Двухвальная ГТУ изготовления ХТГЗ мощностью 50 тыс. квт.

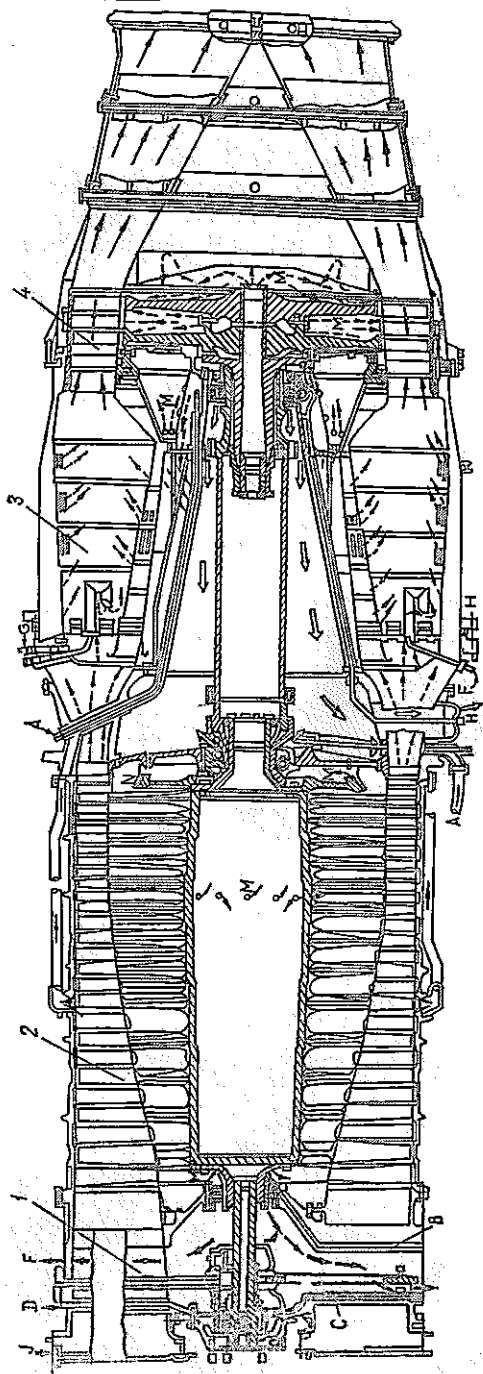


Рис. V-22. Реактивный газотурбинный двигатель с осевым компрессором.

используется также на привод винта самолета, тогда ее мощность должна быть большей, чем требуется для привода компрессора.

На рис. V-23 представлен турбореактивный двигатель с центробежным компрессором. Цилиндрические камеры сгорания, как и в предыдущем двигателе, размещены вокруг оси двигателя. Газовая турбина одноступенчатая, реактивная.

В выходном реактивном сопле газ расширяется до наружного атмосферного давления, выходит из сопла с большой скоростью, в результате чего создается реактивное усилие, или тяга самолета.

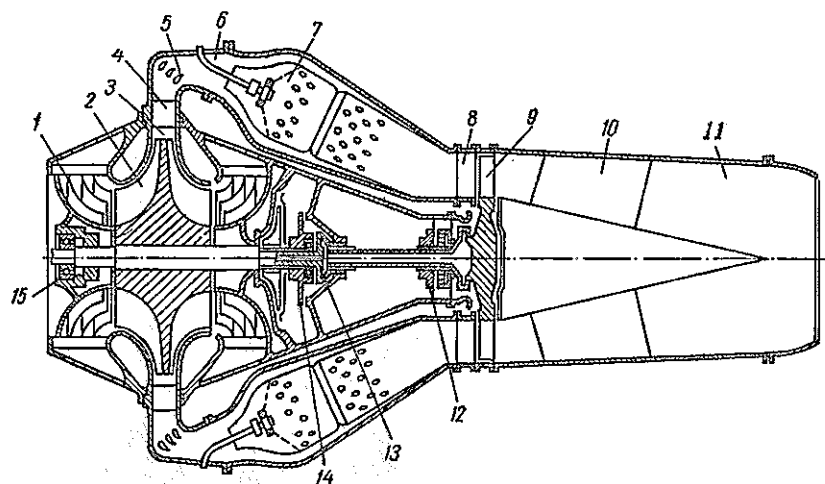


Рис. V-23. Реактивный газотурбинный двигатель с центробежным компрессором:

1 — направляющие лопатки на входе воздуха; 2 — рабочее колесо компрессора; 3 — безлопаточный диффузор; 4 — лопаточный диффузор; 5 — направляющие (поворотные) лопатки; 6 — диффузор; 7 — камеры сгорания; 8 — направляющий (сопловой) аппарат турбины; 9 — рабочее колесо турбины; 10 — диффузор; 11 — реактивное сопло; 12, 14, 15 — подшипники; 13 — муфта, соединяющая вал турбины с валом компрессора.

Создаваемую реактивным соплом двигателя тягу можно определить по уравнению

$$R = G_r (c_c - v) + F_c (p_c - p_n), \quad (V-29)$$

где v — скорость полета, м/сек;

c_c — скорость истечения газа из реактивного сопла, м/сек;

G_r — расход газа через турбину и реактивное сопло, кг/сек;

F_c — площадь реактивного сопла на выходе, м²;

p_c и p_n — статическое давление на срезе реактивного сопла и давление наружной атмосферы, н/м².

В случае расширения газа в реактивном сопле до давления, равного наружному, последний член уравнения отпадает.

Скорость газов на срезе реактивного сопла определяется обычным путем в зависимости от значений p_c и T_c — давления и температуры газа перед соплом.

Регенераторы. Для повышения к.п. д. газотурбинной установки целесообразно применять цикл с регенерацией, т. е. с частичным использованием тепла отходящих газов за турбиной для нагрева воздуха после компрессора, перед входом его в камеру сгорания. Регенерация особенно выгодна для стационарных установок.

Процесс регенерации совершается в специальных теплообменных аппаратах, поверхность нагрева которых составляется или из большого числа труб (обычно малого диаметра), или пластин, чаще волнообразных. В последнем случае между двумя волнистыми пластинами образуются ячейки, по которым проходит нагреваемый воздух. С внешней стороны ячейки нагреваются горячим газом, выходящим из турбины. В первом, трубчатом, типе нагреваемый воздух проходит по трубкам, а греющий газ омывает трубки снаружи. В трубчатом и пластинчатом регенераторах тепла греющий газ отдает свое тепло воздуху через поверхность нагрева или при продольном обтекании трубок (или пластинчатых ячеек), или при поперечном обтекании.

Поверхность нагрева регенератора F_p определяется из условия теплового баланса его по уравнению

$$Q = kF_p \Delta T, \quad (V-30)$$

где Q — количество тепла, переданного через стенку регенератора от газа к воздуху, $кдж/час$;

k — коэффициент теплопередачи, $квт/(м^2 \cdot град)$ (обычно $k = 70 \div 95$);

ΔT — разность температур между газом и воздухом.

Количество переданного тепла в регенераторе

$$Q = c_{p,г} G_{г} (T_{4'} - T_{2'}), \quad (V-31)$$

где $c_{p,г}$ — теплоемкость газа;

$G_{г}$ — расход газа, $кг/сек$;

σ — степень регенерации;

$T_{4'}$ и $T_{2'}$ — соответственно температура газа за турбиной и температура воздуха за компрессором.

Разность температур между газом и воздухом на выходе воздуха из регенератора

$$\Delta T = T_{4'} - T_5 = (T_{4'} - T_{2'}) - (T_5 - T_{2'}). \quad (V-32)$$

После подстановки величин уравнение для определения поверхности регенератора имеет вид:

$$F_p = \frac{G_{г} c_{p,г}}{k} \frac{\sigma}{1 - \sigma} [м^2]. \quad (V-33)$$

Таким образом, величина поверхности нагрева регенератора зависит от коэффициента теплопередачи от греющего газа к нагреваемому воздуху через стенку поверхности нагрева и от величины степени регенерации.

С увеличением степени регенерации поверхность регенератора тепла растет чрезвычайно быстро, и при $\sigma = 1$ она теоретически должна быть равной бесконечности.

На рис. V-24 представлена схема трубчатого регенератора тепла. Поверхность нагрева регенератора выполнена из большого числа трубок очень малых диаметров (несколько миллиметров). Нагреваемый воздух проходит по трубкам, греющий газ — между трубками.

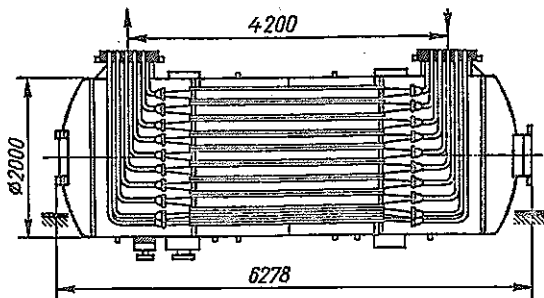


Рис. V-24. Схема трубчатого регенератора тепла для ГТУ.

Пример 3. Определить тягу реактивного двигателя при полете у земли со скоростью $v = 250$ м/сек; расход газа через реактивное сопло $G_r = 30$ кг/сек; давление перед соплом $p_c = 2 \cdot 10^5$ н/м²; температура газа $T_c = 950^\circ$ К; скорость перед соплом $c_0 = 250$ м/сек; $\varphi_{p, c} = 0,97$.

Решение.

$$R = G_r(c_c - v) = 30(607 - 250) = 10710 \text{ н},$$

где

$$c_c = \varphi_{p, c} \sqrt{2 \frac{k}{k-1} R T_c \left[1 - \left(\frac{p_0}{p_c} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] + c_0^2} =$$

$$= 0,97 \sqrt{2 \frac{1,33}{1,33-1} 287,1 \cdot 950 \left[1 - \left(\frac{1,013}{2} \right)^{0,25} \right] + 250^2} = 607 \text{ м/сек.}$$

§ V-4. ТОПЛИВО И КАМЕРЫ СГОРАНИЯ

В газотурбинных установках большей частью используется жидкое топливо, сжигание которого в камере сгорания не связано с большими трудностями и легко поддается автоматическому регулированию. В стационарных установках используются тяжелые сорта жидкого топлива (типа дизельного). В авиационных газотурбинных двигателях сжигается хорошо очищенный керосин. Теплотворная способность всех жидких топлив из нефти колеблется в пределах 44000—46000 кдж/кг.

Многие ГТУ работают на газообразном топливе, в том числе на природном горючем газе с теплотворностью при нормальных физических условиях до 38000 кдж/м^3 , газогенераторном газе — $5000—5900 \text{ кдж/м}^3$ или на промышленных горючих газах с теплотворностью от 4000 кдж/м^3 и выше.

Твердое топливо редко используется в газотурбинных установках. Имеется не более десятка стационарных и транспортных ГТУ, преимущественно экспериментального характера, работающих на каменном угле или торфе.

В камере сгорания процесс горения топлива происходит при большом давлении и высокой скорости движения воздуха и горючей смеси, с высоким тепловым напряжением в топочном объеме. Продукты сгорания, имеющие высокую начальную температуру, смешиваются с большим количеством воздуха с таким расчетом, чтобы температура рабочего газа (смесь продуктов сгорания и воздуха) была бы допустимой для нормальной работы лопаток и других деталей турбины.

Камеры должны быть хорошо приспособлены для автоматического регулирования их работы.

Камеры сгорания стационарных и транспортных установок на жидком топливе конструктивно мало различаются; обычно к ним предъявляют следующие требования: а) безотказное воспламенение горючей смеси при запуске установки; б) короткая длина факела пламени; в) устойчивость процесса горения вообще и при разных режимах работы установки в частности; г) минимальные гидравлические потери давления от входа к выходу из камеры сгорания; д) высокий к. п. д. процесса сгорания топлива; е) надежное охлаждение высоконагреваемых частей камеры; ж) высокое тепловое напряжение топочного объема с целью уменьшения габаритов и веса камеры сгорания.

Объем активной части камеры сгорания определяется по допускаемому тепловому напряжению. В стационарных установках эта величина достигает $(0,7 \div 2,8) \cdot 10^{-1} \text{ квт/(н} \cdot \text{м)}$. У современных авиационных турбореактивных двигателей тепловое напряжение объема камеры сгорания может достигать еще больших величин — $0,35—0,58 \text{ квт/н} \cdot \text{м}$.

Для авиационных ГТУ, у которых в процессе работы степень повышения давления в компрессоре может значительно изменяться, тепловое напряжение принято определять в $\text{дж на } 1 \text{ м}^3 \text{ в сек на } 1 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2 \text{ давления}$.

Конструкции камер сгорания показаны в ранее описанных газотурбинных установках. Объем жаровой трубы камеры сгорания определяют по величине теплового напряжения:

$$V_k = \frac{G_T Q_{в\tau_{к.с}}}{Q_k p_{вz}} [\text{м}^3], \quad (\text{V-34})$$

где G_m — секундный расход топлива, $кг/сек$;
 Q_H^p — теплотворная способность топлива, $кдж/кг$;
 $\eta_{к.с}$ — к. п. д. камеры сгорания $\sim 0,95$;
 Q_k — теплонапряжение камеры, $квт/н. м$;
 p_v — давление воздуха, поступающего в камеру, $н/м^2$;
 z — число камер.

§ V-5. МАТЕРИАЛЫ В ТУРБОСТРОЕНИИ И ОХЛАЖДЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ТУРБИН

Материалы, применяемые в турбостроении, должны удовлетворять требованиям, которые соответствуют условиям работы деталей, узлов или элементов установки при высоких температурах и давлениях, больших скоростях вращения и др.

Особенно высокие требования предъявляются к материалам, из которых изготовляют диски и лопатки турбин, роторы, газопроводы, впускные и выпускные патрубки для горячего газа и элементы камер сгорания топлива.

Кроме высоких механических качеств (допускаемых напряжений с учетом механических и термических факторов) и жаростойкости в условиях длительной эксплуатации (малая способность к остаточным деформациям и ползучести), турбинные материалы должны обладать химической стойкостью против явлений коррозии и доступностью для обработки современными способами технологии. Само собой разумеется, при всех перечисленных требованиях турбинные материалы не должны быть дорогими, чтобы не увеличивать без крайней необходимости стоимость турбинных установок.

Решающее значение для выбора соответствующих материалов имеет температура рабочего газа или пара, при которой работает соответствующая деталь или узел турбины. При этом немаловажное значение также имеет предполагаемый срок службы турбинной установки. Так, если для авиационных турбореактивных или турбовинтовых ГТУ срок службы до капитальной переборки принимается в среднем до 1000 часов, то для стационарной установки на электростанциях он должен составлять не менее 100 тыс. часов как для паровых, так и для газовых турбин.

Для транспортных и судовых установок, в зависимости от назначения, сроки службы часто устанавливаются в пределах 30—70 тыс. часов, для локомотивных — 20 тыс. часов и т. д.

За последние годы достигнуты большие успехи в области металлургии спецсталей и сплавов, позволяющие постепенно повышать верхний температурный уровень в паровых и газовых турбинах.

В настоящее время в СССР изготавливаются в основном паровые турбины на давление пара от 130 до (240—300) *бар* и температуры

до 580°C , что позволяет применять перлитные стали и отказаться от дорогих аустенитных. В дальнейшем будут производить паровые турбины на более высокое давление и на температуры до 700°C . Для них придется выбирать материалы, применяемые в настоящее время для газовых турбин, в частности, аустенитные стали.

Газовые турбины стационарных установок изготавливаются в большинстве для работы при температуре $750\text{--}950^{\circ}\text{C}$. В судовых ГТУ с пониженным в сравнении со стационарными установками ресурсом службы применяются еще более высокие температуры.

Авиационные ГТУ чаще работают в диапазоне температур $900\text{--}950^{\circ}\text{C}$ с повышением на короткое время до $1150\text{--}1200^{\circ}\text{C}$.

При выборе материалов прежде всего приходится считаться с температурными условиями работы, ресурсом и длительностью непрерывной работы ГТУ. Также необходимо учитывать и конструктивные формы детали, которые должны быть по возможности простыми и пригодными для работы в условиях высоких температур.

Для камер сгорания выбирается металл особо высокой жаростойкости, способный противостоять в условиях эксплуатации смене температур; чаще используются аустенитные стали с повышенным содержанием хрома. Сопловые (направляющие) лопатки турбин, особенно первой ступени, работающие в условиях наиболее высокой температуры, в основном изготавливаются из специальных высоколегированных сталей и сплавов с высокими механическими качествами и химической стойкостью.

В чрезвычайно сложных условиях работают рабочие лопатки турбин. Они подвержены сложным механическим и термическим напряжениям, а также возможности возникновения вибраций. Металл для лопаток должен обладать высоким сопротивлением ползучести и усталости, отсутствием окалинообразования. Кроме того, материал лопаток должен характеризоваться возможностью обработки в сложные профили. Обычно для изготовления рабочих лопаток применяют высоколегированные жаропрочные стали и специальные сплавы. Диски и роторы турбин работают в условиях сложных напряжений, дополняемых еще градиентом температур между ободом и центром диска (ротора).

В последние годы наряду с дальнейшим совершенствованием специальных сталей и сплавов много внимания уделяется разработке и производству некоторых металлокерамических материалов методом порошковой металлургии. Эти материалы найдут применение в газотурбостроении при сверхвысоких температурах рабочего процесса. В некоторых странах (например, в Англии) применяются защитные керамические покрытия на рабочих лопатках, работающих при высоких температурах.

Существенное значение для дальнейшего повышения температуры цикла ГТУ имеет также совершенствование способов охлаждения наиболее нагреваемых элементов турбин.

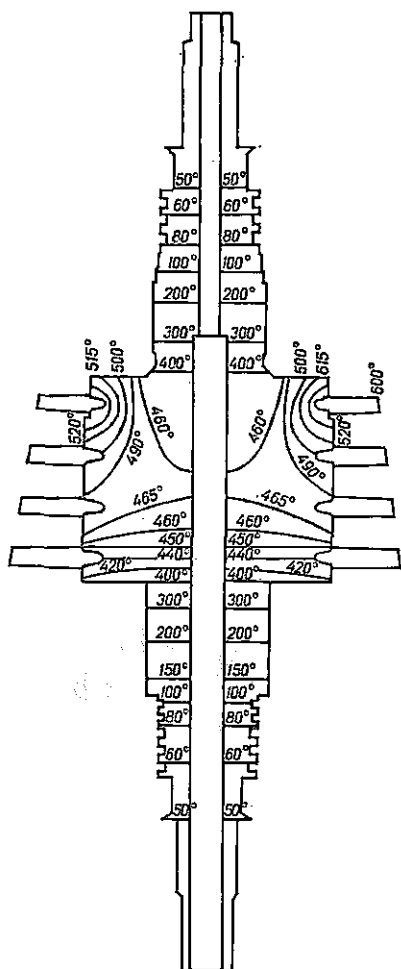


Рис. V-25. Температурные кривые в теле нагретого цельнокованного ротора.

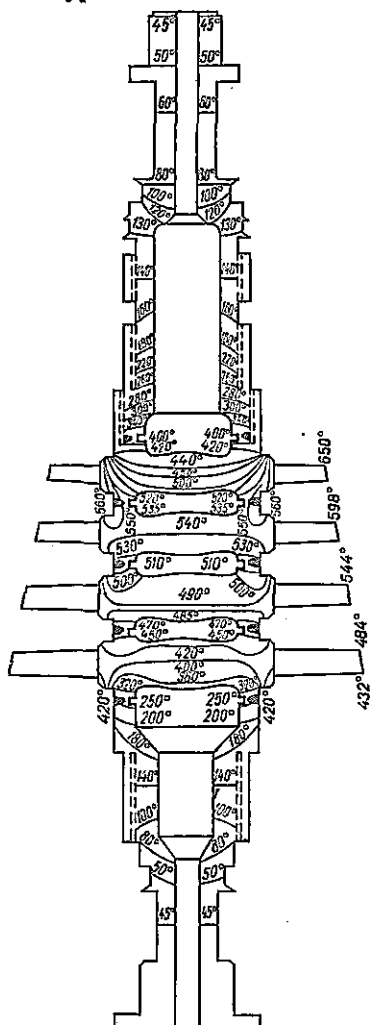


Рис. V-26. Температурные кривые в теле нагретого сварного ротора.

Кроме механических напряжений, в деталях ротора и других частях турбины под воздействием температуры рабочего газа возникают такого же характера значительные по величине термические напряжения. Для расчета термических напряжений необхо-

димо знать температуру той или иной детали в разных местах ее сечения, например, для дисков надо знать характер изменения температур от обода к центру. Для этого определяются кривые температур или температурные поля по всему сечению ротора, отдельного диска или лопатки и т. д. Существенное значение имеет характер изменения температуры по определенной оси (радиальной или аксиальной), или так называемый *градиент температур*. С увеличением градиента температур растут термические напряжения.

В последние годы выполнено много исследований по определению температурных полей в элементах турбин и разработаны эффективные способы охлаждения деталей турбин.

Следует помнить, что наиболее значительный градиент температур наблюдается в период пуска турбин, т. е. при неустановившемся тепловом состоянии установки. В связи с этим необходимо иметь графики температурных полей от начала пуска и через определенные промежутки времени до установившегося состояния. По графикам температур подсчитываются дополнительные температурные напряжения.

На рис. V-25 приведен пример распределения температур в цельнокованом роторе, а на рис. V-26 — в сварном роторе многоступенчатых газовых турбин при установившемся тепловом состоянии, т. е. при нормальном режиме работы.

Для облегчения условий работы деталей турбин с давних пор разрабатываются и проверяются различные способы искусственного охлаждения деталей; их можно разделить на две группы: 1) охлаждение рабочих лопаток и роторов турбин одновременно; 2) охлаждение только роторов, что в определенной степени, естественно, обуславливает и охлаждение лопаток. Другие части турбин (корпус, патрубки) могут быть охлаждены более простыми способами.

Существуют такие способы охлаждения рабочих лопаток: 1. Парциальный подвод газа и промежуточный межсопловой обдув рабочих лопаток воздухом. Этот способ достаточно эффективен, но требует значительного расхода охлаждающего воздуха. Кроме того, в охлаждаемой ступени увеличиваются вентиляционные и вихревые потери, соответственно уменьшается к. п. д.

2. Применение пустотелых лопаток с вставленными внутрь дефлекторами разной формы. Иногда в теле лопатки по высоте высверливается много каналов. К лопатке подводится вода (или другая жидкость) или охлаждающий воздух. Нагретые в лопатках жидкость или воздух по другому каналу в диске возвращаются в систему охлаждения. Воздух часто выбрасывается из лопатки в газовый поток. Этот способ охлаждения довольно эффективен. Однако при этом усложняется конструкция лопатки. Уменьшается также к. п. д. ступени за счет затраты мощности на циркуляцию охлаждающей воды или на сжатие воздуха.

3. Впрыскивание воды в поток на поверхность рабочих лопаток для создания защитной водяной пленки, а значит и ослабления нагрева тела лопаток. Этот способ не имеет хорошей конструктивной разработки.

4. Изготовление лопаток из мелкопористого материала (поры эквивалентного диаметра от 0,02 до 0,3 мм) — стали или специального сплава с внутренним осевым каналом. Подаваемый в канал лопатки воздух или охлаждающая жидкость проходит через поры наружу, охлаждая стенки лопатки. Кроме того, на наружной стенке лопатки постоянно образуется защитная пленка, уменьшающая

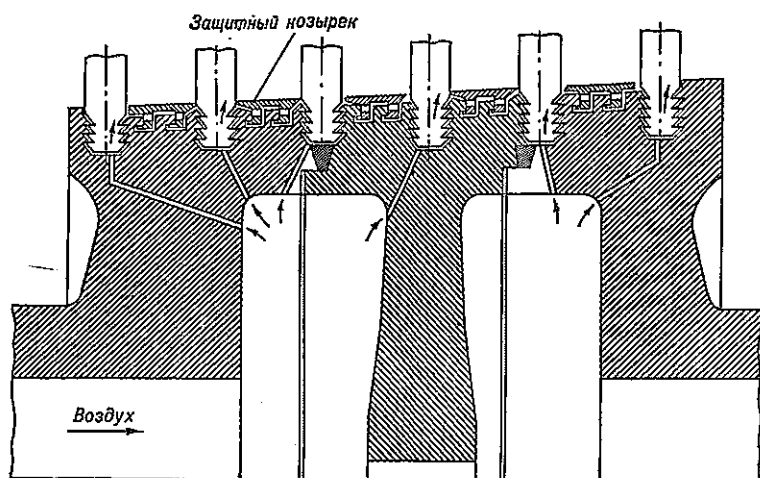


Рис. V-27. Схема охлаждения сварного ротора с подачей охлаждающего воздуха к хвостовикам рабочих лопаток.

теплопередачу от газа к лопаткам. Этот способ охлаждения называют иногда эффузионным охлаждением, или охлаждением путем «пропотевания» жидкости через пористые стенки лопатки. При этом расход воздуха на охлаждение может достигать 3% от расхода ГТУ рабочего газа; это необходимо учитывать при определении экономичности установки.

5. Защита входных кромок лопаточных профилей специальными защитными профильными козырьками от чрезмерного перегрева. Однако это малонадежное приспособление.

Немало способов предложено для охлаждения дисков или роторов турбин. Наиболее простой из них — обдувка поверхности диска воздухом. Охлаждающий воздух у обода отводится и направляется в регенератор тепла или, что еще проще, просачивается дальше в проточную часть турбины.

На рис. V-27 приведена схема сварного ротора шестиступенча-

той газовой турбины с подачей охлаждающего воздуха через внутреннюю полость ротора и сверления в ободах к ножкам лопаток. Воздух, проходя под защитными козырьками, охлаждает ножки лопаток и поверхность ротора.

Наиболее эффективным и высокоэкономичным является метод охлаждения турбинных дисков путем продувки воздуха через монтажные зазоры елочных хвостовиков лопаток. На рис. V-28 показаны в разрезе половина хвостовика лопатки и часть тела диска с нанесенными на них изотермами температур: сплошными линиями (при радиальном внешнем обдуве диска) и пунктирными (при продувке через монтажные зазоры), при одинаковом в обоих случаях расходе охлаждающего воздуха. Видно, насколько резко снижается температура диска при охлаждении продувкой через монтажные щели. Этот способ охлаждения широко распространен в отечественной практике авиационного и стационарного газотурбостроения.

ЛИТЕРАТУРА

1. И. И. К и р и л л о в. Газовые турбины и газотурбинные установки, тт. I, II. М., Машгиз, 1956.
2. И. Т. Ш в е ц. Газотурбинные установки. К., Изд-во АН УССР, 1958.
3. И. Т. Ш в е ц, Е. П. Д ы б а н. Воздушное охлаждение роторов газовых турбин. Изд-во Киевского университета, 1959.
4. Я. И. Ш н е з. Газовые турбины. М., Машгиз, 1960.

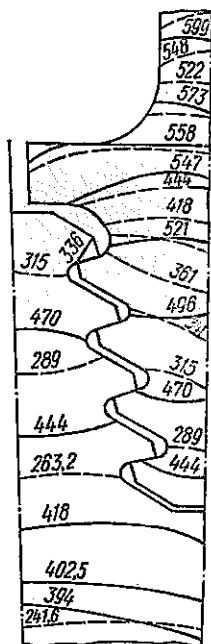


Рис. V-28. Температурные кривые в теле диска и в хвостовике рабочей лопатки (в рабочих условиях).

ДВИГАТЕЛИ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ

§ VI-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Особенностью двигателей внутреннего сгорания (д. в. с.) является то, что топливо в них сжигается непосредственно в цилиндре. Получаемый при этом газ высокого давления и высокой температуры расширяется в цилиндре, и тепловая энергия его преобразуется с помощью шатунно-кривошипного механизма в механическую работу на валу двигателя.

Двигатели внутреннего сгорания применяют в промышленности с конца XIX в. В 1860 г. Э. Ленуар построил двигатель с использованием каменноугольного газа. Двигатель работал без предварительного сжатия горючей смеси. Первый газовый двигатель был построен в 1878 г. Н. Отто, при этом был использован принцип предварительного сжатия воздуха, предложенный в 1824 г. Сади Карно.

Первый двигатель, работающий на жидком топливе, был предложен в 1879 г. русским инженером И. С. Костовичем.

В 1897 г. немецкий инженер Р. Дизель построил новый тип двигателя высокого сжатия, который работал на керосине с воздушным распылением топлива. В этом типе двигателя за счет высокого сжатия топливо самовоспламенялось и сгорало при постоянном давлении. Такой тип двигателя получил название *дизеля*. Он выгодно отличался высоким к. п. д., компактностью, небольшой массой на единицу мощности, постоянной готовностью к пуску и пр. Эти преимущества стали еще более значительными, когда была разрешена проблема создания экономичного двигателя высокого сжатия, который работал на более дешевом топливе — тяжелых нефтепродуктах.

Первый двигатель с воспламенением топлива в результате сжатия, мощностью 18 *квт*, был построен в 1898 г. на Петербургском заводе.

В первых конструкциях дизелей топливо в цилиндры поступало с помощью сжатого воздуха. Воздушный компрессор усложнял установку, снижал экономичность и надежность работы двигателя. Поэтому в дальнейшем был разработан и построен двигатель с насосным, называемым также механическим или бескомпрессорным распыливанием топлива. В 1898 г. эта конструкция была запатен-

тована русским инженером Г. В. Тринклером. Позже, в 1903—1908 гг. Я. М. Мамин впервые в мире построил двигатель с механическим распыливанием топлива.

Наибольшее распространение эти двигатели получили в последние 30—40 лет, когда была разрешена проблема их быстроходности.

Двигатели внутреннего сгорания по виду применяемого топлива разделяются на двигатели: легкого топлива низкого сжатия с зажиганием горючей смеси от электрической искры (бензиновые карбюраторные), тяжелого топлива высокого сжатия с самовоспламенением топлива (дизели); газовые низкого сжатия.

В стационарной энергетике, а также на железнодорожном и морском транспорте, в основном, применяются двигатели внутреннего сгорания, работающие на тяжелых сортах топлива (дизели).

Если в д. в. с. процесс преобразования тепловой энергии топлива в механическую происходит непосредственно в рабочем цилиндре, то в паровых двигателях необходим процесс генерации промежуточного теплоносителя — пара, а это связано с сооружением громоздких и сложных котельных установок. В этом принципиальное различие между схемами установок для использования тепловой энергии и всеми схемами установок с д. в. с.

К преимуществам установок с д. в. с. по сравнению с паросиловыми можно отнести:

- 1) сравнительно высокий термический и эффективный к. п. д.;
- 2) меньший удельный расход топлива при снижении нагрузки на двигатель и прекращение его расхода после остановки;
- 3) небольшой расход воды на охлаждение двигателя;
- 4) быстрый пуск двигателя (в течение нескольких минут);
- 5) возможность осуществления широкой автоматизации.

К основным недостаткам установок с д. в. с. можно отнести:

- 1) меньшую способность двигателя к работе с перегрузкой;
- 2) необходимость в установке большого резерва в связи с более частыми остановками на профилактический осмотр и ремонт двигателя;
- 3) сравнительно небольшую единичную мощность двигателя;
- 4) потребление дорогостоящего жидкого топлива (кроме двигателей, работающих на газе).

На основе приведенных сравнений можно указать следующие области применения д. в. с.

Двигатели на газовом топливе применяются в местах, где возможно использование естественного или отбросного газа, а также в районах добычи нефти, где целесообразно устанавливать обратимые двигатели с использованием в первую очередь природного газа, сопутствующего нефтяным месторождениям. В других случаях целесообразно применять дизельные установки, особенно

тогда, когда из-за ограниченности источников водоснабжения и других условий строительство паротурбинной станции экономически менее выгодно.

Применение установок с д. в. с. целесообразно также во временных и пиковых установках.

Если сравнивать экономичность различных типов двигателей и, в частности, двигателей внутреннего сгорания и паровых турбин, то преимущества современных д. в. с. высокого сжатия очевидны. Однако, как следует из технико-экономических расчетов, использовать эти преимущества возможно лишь в установках с мощностью до 12000 *квт*.

§ VI-2. ЦИКЛЫ ДВИГАТЕЛЕЙ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ

Наиболее экономичная работа д. в. с., как и любого другого теплового двигателя, была бы возможна в том случае, если бы удалось осуществить в нем работу по циклу Карно. Однако сделать это невозможно, так как при температуре сгорания топлива порядка 2000° К, работа по циклу Карно сопровождалась бы давлением сжатия в цилиндре свыше $3000 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ и, следовательно, привела бы к невероятно большим размерам двигателя.

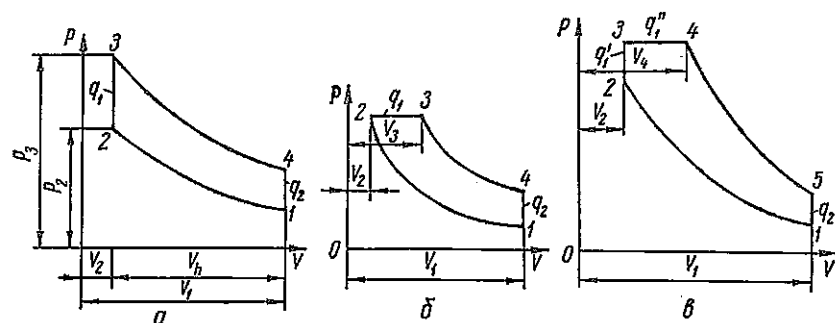


Рис. VI-1. Циклы двигателей внутреннего сгорания:

а — с подводом тепла при $V = \text{const}$; б — с подводом тепла при $p = \text{const}$; в — с подводом тепла при V и $p = \text{const}$.

Практически наиболее применимым оказалось сообщение тепла по изохоре ($V = \text{const}$) в так называемых двигателях Отто, по изобаре ($p = \text{const}$) — в двигателях Дизеля и по смешанному циклу (при $V = \text{const}$ и $p = \text{const}$) с частичным подводом тепла по изохоре, а затем по изобаре — в двигателях Тринклера. При теоретическом рассмотрении циклов их значительно упрощают. Это дает возможность облегчить термодинамическое исследование их и оценить степень приближения того или иного теоретического цикла к идеальному циклу Карно. В частности, при рассмотрении теоретических циклов исключается трение, теплообмен, и в действи-

тельности разомкнутый цикл заменяется замкнутым и обратимым. Соответственно, в качестве рабочего тела принимается идеальный газ.

На рис. VI-1, а в $p-v$ -координатах показан цикл Отто с подводом тепла при $V = \text{const}$. Сжатие происходит по адиабате 1—2, подвод тепла q_1 — по изохоре 2—3, расширение — по адиабате 3—4, отвод тепла q_2 — на участке 4—1.

На рис. VI-1, б показан цикл Дизеля с сообщением тепла при $p = \text{const}$. Сжатие происходит по адиабате 1—2, сообщение тепла q_1 — по изобаре 2—3, расширение — по адиабате 3—4, отвод тепла q_2 — на участке 4—1.

На рис. VI-1, в показан цикл Тринклера с сообщением тепла при $V = \text{const}$ и $p = \text{const}$. Сжатие происходит по адиабате 1—2, сообщение тепла q_1' и q_1'' соответственно — по изохоре 2—3 и по изобаре 3—4, расширение — по адиабате 4—5 и отвод тепла q_2 — на участке 5—1.

Для определения термического к. п. д. цикла Тринклера необходимо определить значения температур начала и конца отдельных процессов, а также количество сообщенного и отведенного тепла.

Как известно из термодинамики, узловые температуры цикла находят через начальную температуру в начале сжатия по формулам (рис. VI-1, в)

$$\begin{aligned} T_2 &= T_1 \epsilon^{k-1}; & T_3 &= T_2 \lambda = T_1 \epsilon^{k-1} \lambda; \\ T_4 &= T_3 \rho = T_1 \epsilon^{k-1} \lambda \rho, \end{aligned} \quad (\text{VI-1})$$

где $\epsilon = \frac{V_1}{V_2}$ — степень сжатия;

$\lambda = \frac{p_3}{p_2}$ — степень повышения давления;

$\rho = \frac{V_4}{V_3}$ — степень предварительного расширения;

k — показатель адиабаты.

Температуру в точке 5 находят из уравнения

$$\frac{T_5}{T_4} = \left(\frac{V_4}{V_5}\right)^{k-1} = \left(\frac{V_4}{V_1}\right)^{k-1} = \left(\frac{\rho}{\epsilon}\right)^{k-1}, \quad (\text{VI-2})$$

откуда

$$T_5 = \frac{T_4 \rho^{k-1}}{\epsilon^{k-1}} = \frac{T_1 \epsilon^{k-1} \lambda \rho^{k-1}}{\epsilon^{k-1}} = T_1 \lambda \rho^k. \quad (\text{VI-3})$$

Количество сообщенного и отнятого тепла составит

$$\begin{aligned} q_1 &= q_1' + q_1'' = c_v (T_3 - T_2) + c_p (T_4 - T_3) = c_v T_1 \epsilon^{k-1} (\lambda - 1) + \\ &+ c_p T_1 \epsilon^{k-1} \lambda (\rho - 1) = c_v T_1 \epsilon^{k-1} [(\lambda - 1) + k \lambda (\rho - 1)] \end{aligned} \quad (\text{VI-4})$$

и

$$q_2 = c_v (T_5 - T_1) = c_v T_1 (\lambda \rho^k - 1), \quad (\text{VI-5})$$

где c_p — теплоемкость идеального газа при постоянном давлении
 $\text{дж}/(\text{кг} \cdot \text{град})$;

c_v — теплоемкость идеального газа при постоянном объеме,
 $\text{дж}/(\text{кг} \cdot \text{град})$.

Термический к. п. д. представляет собою отношение полезной работы в идеальном цикле к затраченной и для цикла Тринклера выражается формулой

$$\eta_t = 1 - \frac{q_2}{q_1} = 1 - \frac{\lambda \rho^{k-1}}{\epsilon^{k-1} [(\lambda - 1) + k\lambda(\rho - 1)]}. \quad (\text{VI-6})$$

Из (VI-6) следует, что термический к. п. д. растет с увеличением степени сжатия ϵ и степени повышения давления λ и уменьшается с увеличением степени предварительного расширения ρ . Если допустить в рассматриваемом цикле $\rho = 1$, то получится цикл с подводом тепла при $V = \text{const}$:

$$\eta_t = 1 - \frac{1}{\epsilon^{k-1}}, \quad (\text{VI-7})$$

т. е. η_t будет зависеть только от степени сжатия ϵ и показателя k .

При $\lambda = 1$ получим цикл с подводом тепла при $p = \text{const}$

$$\eta_t = 1 - \frac{\rho^k - 1}{k\epsilon^{k-1}(\rho - 1)}, \quad (\text{VI-8})$$

т. е. η_t будет расти с увеличением степени сжатия ϵ и уменьшаться с увеличением степени предварительного расширения ρ .

§ VI-3. КЛАССИФИКАЦИЯ И РАБОЧИЕ ЦИКЛЫ ДВИГАТЕЛЕЙ

Двигатели внутреннего сгорания классифицируют по следующим основным признакам: способу воспламенения топлива, числу рабочих тактов, назначению, роду применяемого топлива, расположению рабочих цилиндров, числу рабочих полостей в цилиндре, методу сжигания топлива, способу распыления топлива и др. В зависимости от рабочих тактов двигатели разделяются на четырехтактные и двухтактные.

Четырехтактный цикл. Рабочий процесс д. в. с. представляет собою совокупность процессов, заключающихся в подготовке рабочей смеси к сгоранию, в сгорании топлива в цилиндре двигателя, в расширении продуктов сгорания и в удалении отработавших газов в атмосферу. Указанные процессы, проходя в определенной последовательности, составляют замкнутый цикл работы двигателя. Индикаторная диаграмма достаточно точно отражает этот цикл.

Рассмотрим более полно последовательность изменения действительных процессов четырехтактного двигателя.

Полный рабочий цикл может быть разделен на подготовительную (всасывание, сжатие, выпуск) и на рабочую часть (горение

топлива и расширение продуктов сгорания). В четырехтактных двигателях полный цикл работы осуществляется за четыре хода поршня или за два оборота коленчатого вала.

Первый такт — всасывание (рис. VI-2,б) — происходит при открытом всасывающем клапане 1, когда поршень 3 движется от верхней мертвой точки (в.м.т.) к нижней мертвой точке (н.м.т.). За в.м.т. условно считается крайнее положение поршня у цилиндровой крышки.

При движении к н.м.т. поршень, в результате образовавшегося в цилиндре 2 разрежения, засасывает воздух (в газовых и карбюраторных двигателях воздух засасывается вместе с топливом, образуя горючую смесь). В связи с тем, что проходное сечение клапана меньше сечения цилиндра, воздух при всасывании претерпевает определенное сопротивление, поэтому в цилиндре на протяжении всего хода всасывания поддерживается давление около $0,9 \times 10^5 \text{ н/м}^2$. Для лучшего заполнения цилиндра воздухом или горючей смесью всасывающий клапан открывается с опережением — до в.м.т., а закрывается с запаздыванием — после н.м.т., благодаря чему удлиняется процесс всасывания.

Если процесс всасывания изобразить графически в p — V -координатах, то кривая всасывания представится участком ad (рис. VI-2,а).

Во втором такте происходит сжатие при закрытых клапанах и ходе поршня от н.м.т. до в.м.т. При движении до в.м.т. поршень сжимает воздух (или горючую смесь) до определенного давления, значение которого определяется принятым процессом воспламенения и сгорания топлива в двигателе. Кривая dc на рис. VI-2,а отображает процесс сжатия в тех же координатах.

В третьем такте происходит горение топлива и расширение продуктов сгорания при закрытых рабочих клапанах и перемещении поршня от в.м.т. до н.м.т.

Топливо начинает гореть, когда поршень подходит к в.м.т. Процесс воспламенения топлива сопровождается повышением температуры и давления газов. Под влиянием высокого давления поршень двигателя перемещается, как указывалось, до н.м.т. в результате расширения продуктов сгорания со значительным снижением давления (до $3-4 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$). Процесс сгорания топлива в действительных циклах двигателей, в зависимости от принятого типа, происходит:

1) при постоянном объеме ($V = \text{const}$), когда горение сопровождается резким повышением давления (кривая cz на рис. VI-2,а). Такой процесс происходит в двигателях, работающих по циклу Отто; в газовых и карбюраторных двигателях с воспламенением от электрической искры;

2) при постоянном давлении ($p = \text{const}$), сопровождаемом увеличением объема (кривая cz на рис. VI-2,б). Такой процесс осуществляется в двигателях высокого сжатия, работающих по циклу

Дизеля с пневматическим распыливанием топлива (компрессорные двигатели Дизеля);

3) при смешанном цикле, когда первая часть процесса горения характеризуется постоянным объемом, а вторая — постоянным давлением ($V = \text{const}$ и $p = \text{const}$, кривая czz' на рис. VI-2, е). Такой процесс происходит в двигателях высокого сжатия, работающих по циклу Тринклера (бескомпрессорные двигатели).

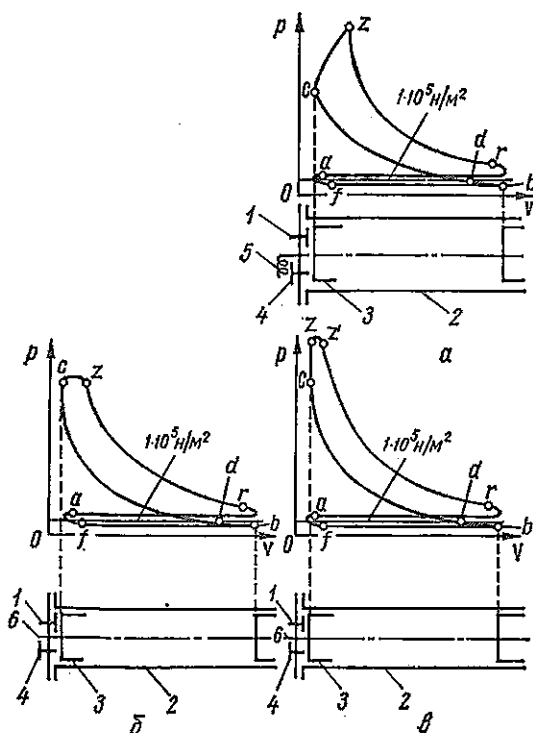


Рис. VI-2. Действительные индикаторные диаграммы:

а — при $V = \text{const}$; б — при $p = \text{const}$; в — при V и $p = \text{const}$; 1 — всасывающий клапан; 2 — цилиндр; 3 — поршень; 4 — выпускной клапан; 5 — электрическая свеча зажигания; 6 — форсунка.

Четвертый такт — выпуск и выталкивание продуктов сгорания — происходит при открытом выпускном клапане 4 во время хода поршня от н.м.т. до в.м.т. При этом вначале открывается выпускной клапан и происходит выпуск отработавших газов, а затем, при дальнейшем перемещении поршня к в.м.т., — выталкивание продуктов сгорания при давлении, несколько большем атмосферного ($1,1 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2$). Для лучшей очистки цилиндра от продуктов сгорания выпускной клапан открывается заблаговременно

(до н.м.т.), а закрывается с запаздыванием. Это позволяет увеличить период очистки цилиндра и уменьшить в нем количество продуктов сгорания. На рис. VI-2 кривые *af* обозначают процессы выхлопа и выталкивания продуктов сгорания в различных типах двигателей.

Примечание. Как видно из рис. VI-2, в н.м.т. на участке *af* одновременно открыты всасывающий и выхлопной клапаны. Казалось бы, что в этот период должны наблюдаться удары отработавших газов через всасывающий клапан в патрубок, а также другие неблагоприятные явления. Однако, вопреки этому, сохраняется как опережение, так и запаздывание клапанов. Дело в том, что в определенных пределах эти фазы способствуют лучшей очистке объема цилиндра от продуктов сгорания и более полному наполнению его свежим воздухом. Объясняется это тем, что продукты сгорания, движущиеся по инерции в направлении выхлопа, сохраняют свое состояние и при открытом всасывающем клапане. одновременно всасывание происходит, не встречая противодействия, в другом противоположном направлении. Так разделенные и согласованные процессы всасывания и выхлопа позволяют улучшить как процесс наполнения, так и очистки цилиндра от продуктов сгорания. В тех же случаях, когда величины опережения и запаздывания открытия и закрытия клапанов чрезмерны, могут наблюдаться удары выхлопных газов во всасывающую трубу и перемешивание продуктов сгорания с чистым воздухом, засасываемым в двигатель.

На приведенных диаграммах (рис. VI-2) сгорания конца расширения и начала выхлопа показаны с отклонением от теоретических диаграмм. В частности, в действительных диаграммах места участков сгорания и начала выхлопа скругляются.

Этим заканчивается полный цикл работы четырехтактного двигателя, после которого начинается новый цикл с последовательным повторением всех рассмотренных частей рабочего процесса.

Двухтактный цикл. Рабочий процесс двухтактного двигателя состоит из подготовительной части — выпуска отработавших газов, продувки и сжатия и рабочей части — сгорания топлива и расширения продуктов сгорания.

Двухтактные двигатели выполняются и могут работать по тем же циклам, что и четырехтактные (рис. IV-1).

На рис. VI-3,а показана схема двухтактного двигателя. При положении поршня в в.м.т. в цилиндре создается необходимое давление и с некоторым опережением происходит зажигание топлива, при этом продувочные 4 и выхлопные 3 окна закрыты стенками поршня.

Под давлением рабочих газов поршень перемещается до н.м.т. и по пути открывает выпускные, а затем продувочные окна. В н.м.т. окна полностью открыты, цилиндр продувается свежим воздухом и остаточные продукты сгорания уходят в атмосферу. При перемещении поршня к в.м.т. закрываются продувочные окна, затем выпускные, после этого происходит сжатие воздуха или горючей смеси.

На рис. VI-4 представлена индикаторная диаграмма двухтактного двигателя. Левая часть диаграммы соответствует обычному четырехтактному двигателю. Правая часть, начиная с точки *e* —

конца расширения, — характерна для двухтактного цикла работы. При этом по кривой $ea\epsilon'$ осуществляется выпуск, на участке $na\eta'$ одновременно происходит продувка и зарядка цилиндра свежим

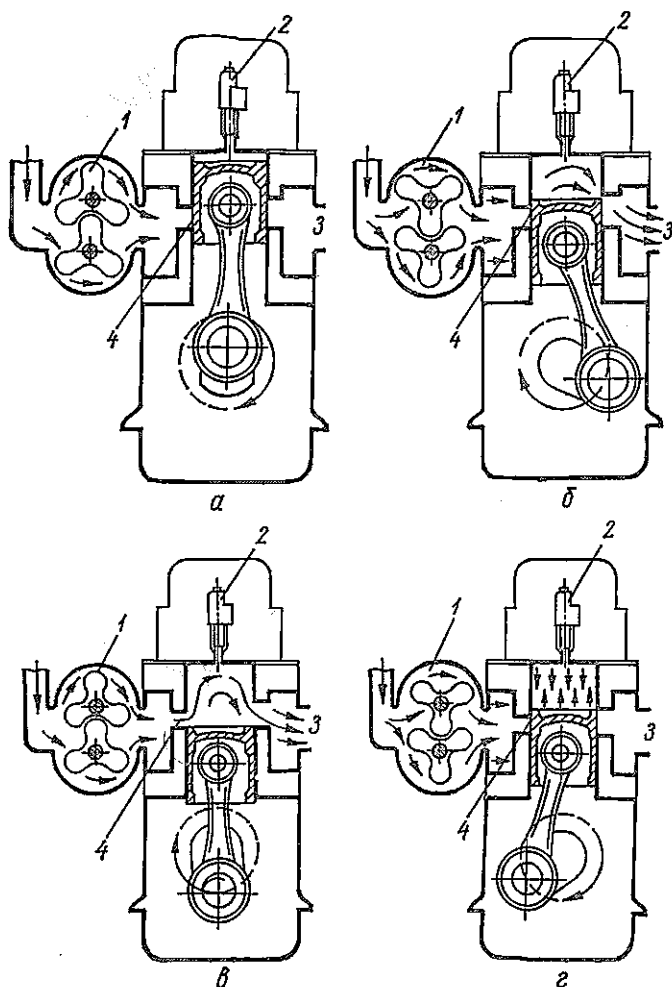


Рис. VI-3. Схема рабочего механизма двухтактного двигателя:
1 — продувочный насос; 2 — форсунка; 3 — выпускное окно; 4 — проду-
вочное окно.

воздухом. Таким образом, окончательное удаление остатков продуктов сгорания происходит на участке $n'e'$, после чего начинается процесс сжатия.

Приведенная схема газораспределения двухтактного двигателя наиболее простая и широко распространенная, однако она имеет

некоторые недостатки, связанные в основном с тем, что при выпуске неизбежны значительные потери продувочного воздуха с продуктами сгорания. В других, более совершенных системах продувочные окна располагаются на высоте выпускных окон или выше. Продувочный воздух, нагнетаемый специальным продувочным насосом, подается и на участке начала сжатия, что обеспечивает большое наполнение цилиндра. Подача продувочного воздуха перекрывается клапанами или золотниками.

Продувочный воздух подается в цилиндр двигателя продувочным насосом под давлением примерно $1,18—1,22 \cdot 10^5$ н/м². Величина давления продувочного воздуха должна быть строго определенной и соответствовать значению, рекомендуемому заводом-изготовителем. Отклонения давления продувочного воздуха от рекомендуемых норм приводят к снижению качества продувки.

Сравнивая четырех- и двухтактные двигатели, следует отметить меньшую быстроходность последних. С повышением средней скорости поршня период времени, отводимый на процессы выхлопа и продувки, сокращается, что неизбежно приводит к ухудшению этих процессов. Четырехтактные двигатели, в которых на процессы всасывания и выхлопа отводится более двух полных ходов поршня, естественно являются более приспособленными к условиям быстроходной работы. Однако сравнительные габариты двухтактных двигателей несколько меньше и конструкция их проще конструкции четырехтактных двигателей.

Для средней и большей мощности двухтактные двигатели средней быстроходности равноценны таким же четырехтактным двигателям, однако некоторые конструкции двухтактных двигателей (с расходящимися поршнями) даже превосходят их по простоте и надежности работы.

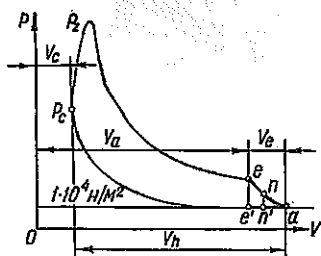


Рис. VI-4. Индикаторная диаграмма двухтактного двигателя.

§ VI-4. НАДУВ ДВИГАТЕЛЕЙ

Мощность двигателя можно повысить форсировкой его работы за счет увеличения числа оборотов и повышения среднего индикаторного давления p_i .

В последнем случае применяется наддув, при котором увеличивается массовый заряд воздуха, подаваемого в цилиндр под некоторым избыточным давлением p_n с помощью специального нагнетателя.

Затраты энергии на привод нагнетателя (при условии передачи движения к нему от двигателя) окупаются. Степень наддува можно

определить по формуле

$$\lambda_n = \frac{p_{e.n}}{p_e}, \quad (VI-9)$$

где $p_{e.n}$ — среднее эффективное давление при наддуве;
 p_e — среднее эффективное давление без наддува.

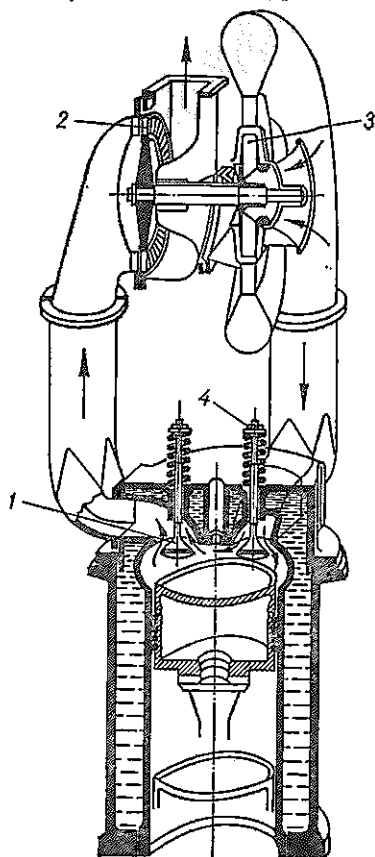


Рис. VI-5. Схема наддува двигателя.

Средняя температура процесса сгорания при некотором увеличении коэффициента избытка воздуха α , а также за счет продувки камеры и промежуточного охлаждения воздуха практически может остаться такой же, как и у двигателя, работающего без наддува.

Мощность цилиндра двигателя можно несколько увеличить, если улучшить очистку камеры от продуктов сгорания. Однако эти мероприятия более или менее эффективно могут быть использованы лишь в двухтактных двигателях.

Частичный наддув. При частичном наддуве в цилиндр вводится воздух повышенного давления $p_n = 1,3—1,6 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$. Степень наддува при этом может достигать 1,2—1,3.

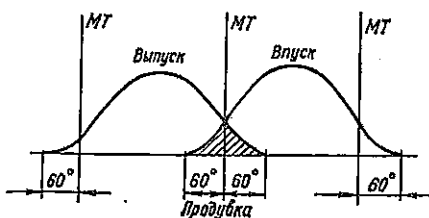


Рис. VI-6. Схема перекрытия клапанов (окон) при наддуве.

Полный наддув. При полном наддуве рабочий цилиндр заполняется воздухом от нагнетателя. Охлаждение этого воздуха даст возможность увеличить его заряд и снизить среднюю температуру рабочего процесса. Давление воздуха при таком наддуве p_n может быть $1,8—2,0 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ и выше.

Способы наддува. Наддув бывает:

1) механический с приводом наддувочного агрегата — поршневого, ротативного или центробежного нагнетателя — от двигателя;

2) газотурбинный с использованием энергии отработавших газов, приводящих в движение газовую турбину, соединенную непосредственно с нагнетателем;

3) комбинированный, в котором одновременно используется механический и газотурбинный способы наддува.

Наиболее простым является газотурбинный наддув, нагнетатель которого не связан кинематически с двигателем. К тому же он наиболее экономичен (рис. VI-5). Отработавшие газы из двигателя проходят через выпускные отверстия клапана 1, коллектор и поступают на рабочие диски газовой турбины 2, непосредственно соединенной с нагнетателем 3. Воздух в нагнетатель всасывается из атмосферы, сжимается до значения наддува p_n и подается через всасывающий клапан 4 в цилиндр двигателя.

Для лучшей очистки камеры сжатия от продуктов сгорания применяется продувка; она происходит при одновременном открытии в в.м.т. всасывающего и выхлопного клапанов (рис. VI-6).

Продувка снижает температуру днища поршня, цилиндра, рабочих клапанов и других деталей двигателя, что особенно важно при значительных нагрузках на двигатель.

Число оборотов вала газовой турбины не превышает 50000 в минуту и зависит, как и мощность, в основном от нагрузки, а следовательно, от количества, давления и температуры отработавших газов.

Следует иметь в виду, что наддув позволяет увеличить удельную мощность двигателей и обеспечить большую компактность установки. Однако при работе двигателя в условиях большого разрежения (на самолетах и в местах установки на большой высоте над уровнем моря) наддув позволяет не только восстанавливать номинальную мощность, развиваемую в нормальных условиях давления, но и превышать ее.

§ VI-5. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РАБОЧЕГО ПРОЦЕССА

Тепловой расчет двигателя внутреннего сгорания — один из способов исследования и изучения рабочего процесса, применяемый при проектировании двигателей (в этом случае он сводится к определению главных его размеров — диаметра и хода поршня). Обычно тепловой расчет производится по заданной мощности и выбранной или заданной скорости вращения коленчатого вала с определением среднего индикаторного давления, а также учетом по возможности всех условий, при которых происходит рабочий процесс.

Методика теплового расчета разработана В. И. Гриневецким и в последующем развита и уточнена Е. К. Мазингом, Н. Р. Брилингом и другими русскими учеными.

При тепловом расчете все рассуждения и вычисления сначала ведутся независимо от заданной мощности, и только после определения p_i переходят к вычислению мощности, размеров двигателя

с последующим определением расхода топлива на 1 кВт и эффективного коэффициента полезного действия двигателя.

Расход воздуха. Для определения нужного для сгорания топлива количества воздуха пользуются стехиометрическими уравнениями реакций. Теоретически необходимое количество воздуха L_0 для полного сгорания 1 кг топлива определяется по формуле

$$L_0 = \frac{1}{0,23} \left(\frac{8}{3} C + 8H - O_r \right) \text{ кг/кг}, \quad (\text{VI-10})$$

где 0,23 — массовая доля содержания кислорода в воздухе.

Количество воздуха в килограмм-молях

$$L'_0 = \frac{L_0}{28,95} [\text{кг-моль/кг}], \quad (\text{VI-11})$$

где 28,95 — молекулярная масса воздуха.

Для определения количества воздуха в м^3 нужно значение L_0 поделить на плотность воздуха ρ при температуре 15°C и давлении 10^5 н/м^2 , т. е.

$$L''_0 = \frac{L_0}{\rho} [\text{м}^3/\text{кг}], \quad (\text{VI-12})$$

где $\rho = 1,188 \text{ кг/м}^3$.

Для газообразного топлива типа $C_m H_n O_r$ на 1 м^3 топлива необходимое количество воздуха в весовых единицах составит

$$L_0 = L''_0 \rho = \frac{m + \frac{n}{4} - \frac{r}{2}}{0,21} \cdot 1,188 \text{ кг/м}^3, \quad (\text{VI-13})$$

где m , n , r — число атомов углерода, водорода и кислорода в соединении.

В килограмм-молях

$$L'_0 = \frac{L_0}{28,95} [\text{кг-моль/м}^3]. \quad (\text{VI-14})$$

В реальных двигателях из-за невозможности полностью использовать вводимый в двигатель воздух приходится подавать его в цилиндр с некоторым избытком. Количество воздуха, при котором происходит действительный процесс сгорания 1 кг топлива, называется *действительным количеством воздуха* и находится по формуле

$$L = L_0 \alpha, \quad (\text{VI-15})$$

где α — коэффициент избытка воздуха в пределах $0,9 \div 1,3$ (для бензиновых и газовых двигателей) и $1,3 \div 2,2$ (для двигателей, работающих на тяжелых сортах жидкого топлива).

Для определения основных параметров процесса (всасывания, сжатия, сгорания, расширения и выхлопа) необходимо вначале оценить следующие величины:

1) величину начала сжатия в цилиндре p_a , которая может находиться в пределах $0,8-0,9 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$;

2) давление выпуска отработавших газов p_r , которое может находиться в пределах $1,1-1,2 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$;

3) давление воздуха на впуске $p_0 = 1 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ (для двигателей, установленных в высокогорных местах, значение p_0 будет меньше);

4) температуру остаточных газов T_r , которая для дизелей будет равна $600-800^\circ \text{ К}$, а для карбюраторных двигателей — около $900-1000^\circ \text{ К}$;

5) температуру воздуха на впуске T_0 , которая принимается равной $290-300^\circ \text{ К}$;

6) степень сжатия двигателя ϵ , которую для различных типов двигателей рекомендуется брать согласно данным табл. VI-1.

Таблица VI-1

Степень сжатия двигателей

Тип двигателя	ϵ
Дизели бескомпрессорные с механическим распыливанием топлива	12—14
Дизели бескомпрессорные с предкамерным распыливанием топлива	16—18
Дизели компрессорные	14—16
Автотракторные (карбюраторные)	3,5—6,7
Авиационные (карбюраторные)	5,5—7,5
Газовые	8—9

Степень сжатия для четырехтактных двигателей (рис. VI-2 ÷ VI-4) представляет собой отношение

$$\epsilon = \frac{V_h + V_c}{V_c}. \quad (\text{VI-16})$$

В двухтактных двигателях отношение

$$\frac{V_a + V_e}{V_c} = \frac{V_h + V_c}{V_c} = \epsilon', \quad (\text{VI-17})$$

называется *кажущейся степенью сжатия* (VI-4).

Действительная степень сжатия

$$\epsilon = \frac{V_a}{V_c} = \frac{(V_h - V_e) + V_c}{V_c}. \quad (\text{VI-18})$$

Конечная величина сжатия при политропном процессе будет

$$p_c = p_a \epsilon^{n_1} [\text{н/м}^2]. \quad (\text{VI-19})$$

Величина показателя политропы сжатия n_1 принимается равной 1,34—1,39 в зависимости от быстроходности, типа и степени износа двигателя. При интенсивном охлаждении цилиндров, поршней и других деталей значение n_1 уменьшается.

Конечная температура при политропном сжатии составит

$$T_c = T_a e^{n_1 - 1} \text{ } ^\circ\text{K.} \quad (\text{VI-20})$$

Максимальное давление при сгорании для цикла при $V = \text{const}$ находим по температуре в конце сгорания T_z (табл. VI-2) из соотношения

$$p_z = p_c \beta \frac{T_z}{T_c} \text{ н/м}^2, \quad (\text{VI-21})$$

где

$$\beta = \frac{\beta_0 + \gamma}{1 + \gamma} \approx 1,04. \quad (\text{VI-22})$$

Таблица VI-2

Конечное давление и температура

Тип двигателя	p_z	T_c	T_z	λ
Карбюраторные	10 ⁵ .25—30	600—750	2500—2800	3,5—4,0
Тихоходные высокого сжатия	10 ⁵ .35—55	750—850	1700—2000	1,4—1,6
Быстроходные высокого сжатия	10 ⁵ .45—80	750—900	1800—2100	1,4—2,2
Газовые	10 ⁵ .30—45	700—800	2300—2500	2,2—2,5

Здесь β — действительный коэффициент молекулярного изменения газа;

β_0 — химический коэффициент молекулярного изменения газа;

γ — коэффициент остаточных газов.

Химический коэффициент молекулярного изменения β_0 представляет собой отношение числа молей продуктов сгорания $M_{п.с}$ к числу молей воздуха до сгорания топлива:

$$\beta_0 = \frac{M_{п.с}}{\alpha L_0} = \frac{M_{п.с}}{L'}. \quad (\text{VI-23})$$

Реакция сгорания жидких углеводородов сопровождается увеличением объема газов, поэтому для такого топлива $\beta > 1$. С увеличением коэффициента избытка воздуха α химический коэффициент молекулярного изменения β_0 уменьшается.

Из (VI-22) следует, что действительный коэффициент молекулярного изменения учитывает остаточные газы, количество которых в цилиндре определяется величиной коэффициента остаточных газов $\gamma = 0,05—0,054$. Точные значения β , β_0 и γ находятся на основании данных теплового расчета двигателя.

Параметры процесса сгорания можно также найти после оценки степени повышения давления $\lambda = \frac{p_z}{p_c}$. Значения T_c , p_z , T_z и λ для различных типов двигателя можно выбирать из данных табл. VI-2.

Максимальное давление сгорания при известном или выбранном λ будет

$$p_z = \lambda p_c \text{ н/м}^2. \quad (\text{VI-24})$$

Чтобы определить величины среднего индикаторного давления, а также мощность и экономичность двигателя, необходимо найти параметры процесса расширения (табл. VI-3).

Таблица VI-3

Средние индикаторные и эффективные давления

Тип двигателя	p_i , н/м ²	p_e , н/м ²
Высокого сжатия	10 ⁵ 6—10	10 ⁵ 5—9
Автотракторные карбюраторные	10 ⁵ 7—9	10 ⁵ 6—8
Карбюраторные с наддувом	10 ⁵ 12—18	10 ⁵ 10—15
Газовые	10 ⁵ 7—9	10 ⁵ 6—8

Степень предварительного расширения находят по формуле

$$\rho = \frac{V_z}{V_c} = \frac{\beta}{\lambda} \cdot \frac{T_z}{T_c}. \quad (\text{VI-25})$$

Для цикла со сгоранием топлива при $v = \text{const}$ степень предварительного расширения $\rho = 1$.

Давление в конце расширения находим из соотношения

$$p_r = \frac{p_z}{\delta^{n_2}} \text{ н/м}^2, \quad (\text{VI-26})$$

где δ — степень последующего расширения, равная $\frac{\epsilon}{\rho}$, а $n_2 = 1,23—1,3$. Для быстроходных двигателей вследствие меньшего охлаждения газов, более продолжительного догорания топлива (на участке расширения) и сравнительно небольших потерь давления через неплотности колец для n_2 принимаются меньшие значения.

Температуру в конце расширения находим по формуле

$$T_r = \frac{T_z}{\delta^{n_2-1}} \text{ } ^\circ\text{K}. \quad (\text{VI-27})$$

За время совершения полного цикла рабочее тело выполняет работу

$$L_i' = \oint p' dV = p_i' S F, \quad (\text{VI-28})$$

где S — ход поршня, м;
 F — площадь поршня, м²;

p'_i — величина среднего индикаторного давления, в н/м^2 , представляющая собой среднее давление за цикл.

Учитывая, что $FS = V_h$ (рис. VI-7) равнозначно увеличению объема газов, можно записать

$$L'_i = p'_i V_h. \quad (\text{VI-29})$$

Если работа расширения положительная (площадь $d\text{pref}$), то работа сжатия отрицательная (площадь $d\text{caf}$), так как при этом происходит затрата работы на сжатие газа. Таким образом, полезная работа, получаемая от двигателя, есть разность двух указанных величин работы и соответствует площади индикаторной работы s_{rea} .

Отсюда среднее индикаторное давление находится из отношения работы цикла к объему:

$$p'_i = \frac{L'_i}{V_h} \quad \text{или} \quad p'_i = \frac{L'_i}{(\epsilon - 1) V_c}, \quad (\text{VI-30})$$

где V_h — рабочий объем цилиндра, м^3 ;
 V_c — объем камеры сжатия, м^3 .

Приведенные уравнения являются расчетными формулами для определения величины среднего индикаторного да-

вления теоретических диаграмм.

В действительном процессе кривая сгорания отклоняется от линии постоянного объема и давления. Кроме того, в местах перехода от одного процесса к другому (конец расширения, начало выпуска и пр.) получаются скругленные кривые (рис. VI-2). В действительном процессе непрерывно происходит теплообмен, величина которого зависит от разности температур между рабочим телом и стенками и от размеров поверхностей, передающих тепло. В связи с тем, что в этом процессе температура рабочего тела и стенок изменяется, процессы сжатия и расширения являются политропными; в них непрерывно изменяются показатели степени.

Отклонения действительных диаграмм от теоретических приводят к тому, что площадь действительной диаграммы получается несколько меньшей, в связи с чем уменьшенной будет и мощность двигателя. Уменьшение площади действительной индикаторной диаграммы по сравнению с теоретической оценивается приближенно коэффициентом φ , величина которого практически колеблется в пределах $0,95 \div 0,98$, и определяется по формуле

$$\varphi = \frac{F_d}{F_m}. \quad (\text{VI-31})$$

Действительная величина среднего индикаторного давления для четырехтактного двигателя соответственно будет

$$p_i = p'_i \varphi = p'_i (0,95 \div 0,98) \text{ н/м}^2. \quad (\text{VI-32})$$

В двухтактных двигателях скругление индикаторной диаграммы и соответствующая потеря мощности на участке сгорания компенсируется дополнительной полезной работой во время выпуска и продувки; поэтому индикаторная диаграмма исправляется лишь на величину уменьшения полезного рабочего объема ($V_h - V_e$). В связи с этим действительное среднее индикаторное давление для двухтактного двигателя будет

$$p_i = p'_i \left(\frac{V_h - V_e}{V_h} \right) = p'_i \left(1 - \frac{V_e}{V_h} \right) \text{ н/м}^2, \quad (\text{VI-33})$$

где p'_i — величина среднего индикаторного давления теоретической диаграммы, подсчитанная по формуле для четырехтактного двигателя.

§ VI-6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛА И К.П.Д. ДВИГАТЕЛЕЙ

Степень использования тепла в двигателях определяется их коэффициентами полезного действия. Кроме рассмотренного термического к.п.д., основными и наиболее характерными являются индикаторный и эффективный.

Индикаторный к.п.д. в отличие от термического учитывает потери тепла при работе двигателя в действительных условиях, в частности: потери тепла в охлаждающую воду, с выхлопными газами, на лучеиспускание и пр., т. е. все, за исключением потерь на трение и привод вспомогательных механизмов двигателя. Процесс горения топлива во многом зависит от режима работы двигателя, нагрузки и коэффициента избытка воздуха. При малом коэффициенте избытка воздуха обычно наблюдается медленное сгорание топлива, в результате чего сгорание переходит на участок расширения. Это неблагоприятно отражается на экономичности двигателя и вызывает увеличение потерь тепла в охлаждающую воду и с отработавшими газами.

Индикаторный к.п.д. рабочего цикла представляет собой отношение количества тепла, преобразованного в работу в цилиндре двигателя, ко всему подведенному теплу:

$$\eta_i = \frac{1}{g_i Q_h^p} = \frac{N_i}{G_c Q_h^p}, \quad (\text{VI-34})$$

где g_i — секундный расход топлива на 1 квт, кг;

G_c — секундный расход топлива на развиваемую двигателем мощность, кг;

Q_h^p — теплота сгорания топлива, кдж/кг.

Таким образом, значение индикаторного к.п.д. показывает ту часть подведенного тепла, которая преобразуется в работу в цилиндре двигателя. Для дизеля η_i колеблется в пределах 0,40—0,48, для карбюраторных двигателей — 0,25—0,35.

В действительном процессе бывают также тепловые потери, обусловленные отклонениями линий сжатия и расширения от адиабат в результате отдачи тепла стенкам камеры в период сгорания, расширения и сжатия. Отношение

$$\frac{\eta_i}{\eta_t} = \eta_{oi}, \quad (VI-35)$$

характеризующее степень приближения рабочего цикла к идеальному, называется *относительным к.п.д.*

На значение индикаторного к.п.д. большое влияние оказывают: коэффициент избытка воздуха, степень сжатия, качество смешения, выбранный момент зажигания и воспламенения топлива, осуществляемый в двигателе теплообмен и пр.

Влияние коэффициента избытка воздуха. Для различных типов двигателей на основании опытных данных берут следующие значения коэффициента избытка воздуха: для газовых двигателей $\alpha = 1,05 \div 1,4$; для компрессорных — $\alpha = 1,5 \div 2,0$; для бескомпрессорных — $\alpha = 1,6 \div 2,1$; для бензиновых двигателей $\alpha = 0,9 \div 1,1$.

Большие значения α принимают для мощных газовых двигателей, в которых перемешиваются большие массы газа и воздуха. Для нефтяных двигателей более высокие значения α принимают для тех конструкций, в которых не предусмотрено специально организованное вихревое движение воздуха, способствующее лучшему перемешиванию его с топливом.

Влияние степени сжатия. Величина степени сжатия достаточно заметно влияет на индикаторный к.п.д., который при повышении ϵ также увеличивается.

При повышении ϵ в карбюраторных двигателях нужно учитывать возможность появления детонации¹, которая сопровождается неполным сгоранием топлива, увеличенной теплоотдачей в стенки и охлаждающую среду, появлением резких стуков в области камеры сгорания и пр. Все это при работе двигателя с детонацией значительно снижает экономичность рабочего процесса.

Предельное значение степени сжатия, определяемое детонацией, зависит от качества топлива, конструктивных особенностей камеры сгорания, режима работы и пр.

В двигателях с самовоспламенением с увеличением ϵ повышается также и η_i , однако для этих двигателей устанавливается граница

¹ В результате воздействия высоких давлений и температур сжатия и начала сгорания топлива молекулы углеводорода распадаются и вместе с кислородом образуют перекиси. Эти перекиси устойчивы в узком интервале температур, а по мере их дальнейшего прогрева вызывают довольно бурное горение.

е, ниже которой надежное самовоспламенение топлива невозможно. Чрезмерное увеличение ε связано с повышением конечного давления сгорания, что приводит к необходимости изготавливать более массивными основные части двигателя (поршень, шатун, коленчатый вал и др.).

Влияние качества смесеобразования. Качество смесеобразования определяется равномерным распределением топлива в среде сжатого воздуха, а также степенью распыливания топлива. Грубое распыливание и неравномерное распределение топлива в камере сжатия приводит к увеличению потерь от химической неполноты сгорания и тем самым к снижению η_i .

Влияние момента зажигания. На нормальный рабочий процесс с высоким значением η_i влияет выбранный момент зажигания топлива (опережение зажигания), при котором обеспечивается своевременное повышение давления сгорания и максимальная мощность.

Раннее зажигание топлива повышает жесткость работы двигателя и может сопровождаться обратными ударами на поршень, позднее — вызывает горение топлива на линии расширения и увеличивает теплоотдачу в стенки, т. е. сопровождается потерями тепла.

Влияние теплообмена. Основные потери в охлаждающую среду приходится на камеру сгорания. При этом отношение поверхности камеры сгорания к ее объему определяет передачу тепла в стенки и охлаждающую среду. С увеличением этого отношения η_i уменьшается за счет увеличения теплотерь.

В двигателях с самовоспламенением форма камеры сгорания в основном зависит от условий распыливания топлива и смесеобразования, однако потери в охлаждающую среду зависят от тех же условий, т. е. от отношения площади камеры сгорания к ее объему.

На условия теплопередачи влияет число оборотов коленчатого вала или, точнее, величина средней скорости поршня. В быстроходных двигателях увеличивается завихрение рабочей смеси, что приводит к увеличению теплопередачи; однако при этом уменьшается время соприкосновения газов со стенками камеры, что приводит к уменьшению потерь тепла. В результате влияния этих двух факторов увеличение быстроходности повышает η_i .

Эффективный к.п.д. определяет, какая часть подведенного тепла преобразуется в полезную работу на валу двигателя. Таким образом, фактически он учитывает тепловые (определяемые η_i) и механические потери в двигателе. К механическим потерям относятся: трение колец поршня в цилиндре, вала в подшипниках, привод насосов, компрессоров и других механизмов двигателя, преодоление сопротивлений в период всасывания, выпуска и пр. Все эти потери учитываются механическим коэффициентом полезного действия η_m , который определяется по формуле

$$\eta_m = \frac{N_e}{N_i}, \quad (\text{VI-36})$$

где N_e — эффективная мощность двигателя;

N_i — индикаторная мощность двигателя;

На величину эффективного к.п.д. существенно влияет нагрузка, которую несет двигатель. В карбюраторных двигателях в результате дросселирования снижается давление всасывания, вследствие чего увеличиваются насосные потери. Однако в результате дросселирования снижается конечное давление, что ведет к уменьшению работы трения. Опыт показывает, что эти причины взаимно компенсируют друг друга и заметного влияния на мощность, затрачиваемую на работу трения, не оказывают.

В двигателях с самовоспламенением мощность изменяют регулированием количества топлива, подаваемого в цилиндры двигателя, при неизменном количестве воздуха; поэтому насосные потери при любой мощности и постоянном числе оборотов остаются одинаковыми. В связи с этим при уменьшении нагрузки относительные потери возрастают, что снижает эффективный к.п.д.

К другим факторам, которые влияют на потерю мощности от трения, можно отнести изменение вязкости масляного слоя, которое связано с колебаниями температуры в трущихся поверхностях и с температурой охлаждающей воды.

Значения η_m для различных типов двигателей колеблются в пределах 0,72÷0,90 в зависимости от состояния и условий работы двигателя.

Зная N_e и оценив η_m , можно найти величину индикаторной мощности:

$$N_i = \frac{N_e}{\eta_m}. \quad (\text{VI-37})$$

Величина эффективного к.п.д. будет:

$$\eta_e = \eta_i \eta_m \text{ или } \eta_e = \frac{1}{g_e Q_H^p} = \frac{N_e}{G_e Q_H^p}, \quad (\text{VI-38})$$

где g_e — секундный расход топлива в кг на *квт*;

G_e — секундный расход топлива в кг на развиваемую двигателем мощность в *квт*.

Значение η_e для дизелей колеблется в пределах 0,32÷0,41, для карбюраторных двигателей — 0,20÷0,30.

§ VI-7. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС И ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ ДВИГАТЕЛЯ

Лишь 20—40% теплоты топлива, введенного в двигатель, используется на полезную работу, остальная же ее часть расходуется на охлаждение, уходит с отработанными газами и т. д.

Как распределяется введенная в двигатель теплота, показывает тепловой баланс, который дает возможность оценить эффективность работы двигателя при различной нагрузке, а также определить мощность двигателя.

Тепловой баланс. Тепловой баланс в общем виде записывают так:

$$Q = Q_e + Q_w + Q_r + Q_{н.с} + Q_{ост} \text{ [квт]} \quad (\text{VI-39})$$

или

$$q_e + q_w + q_r + q_{н.с} + q_{ост} = 100\%, \quad (\text{VI-40})$$

где Q — тепловая мощность полного сгорания топлива, квт/кг ;

Q_e — тепловая мощность полезной эффективной работы, квт/кг ;

Q_w — потеря тепловой мощности с охлаждением, квт/кг ;

Q_r — потеря тепловой мощности с отработавшими газами, квт/кг ;

$Q_{н.с}$ — потеря тепловой мощности от неполного сгорания топлива, квт/кг ;

$Q_{ост}$ — остаточный член баланса, равный сумме всех неучтенных потерь, квт/кг ;

$q_e, q_w, q_r, q_{н.с}, q_{ост}$ — соответствующие составляющие баланса в процентах, например:

$$q_e = \frac{Q_e}{Q} 100\%. \quad (\text{VI-41})$$

Из общего выражения теплового баланса следует, что потери мощности на трение не учитываются отдельной статьей баланса. Это объясняется тем, что затрачиваемая на трение мощность преобразуется в тепло, уносимое в основном охлаждающей водой, маслом и в небольшом количестве рассеиваемое в окружающую среду.

Тепловая мощность сгорания топлива

$$Q = q_e Q_n^p N_e \text{ [квт]}. \quad (\text{VI-42})$$

Эффективная тепловая мощность

$$Q_e = N_e \text{ [квт]}. \quad (\text{VI-43})$$

Потеря тепловой мощности при охлаждении

$$Q_w = c_w \Delta t_w G_{с.в} \text{ [квт]}, \quad (\text{VI-44})$$

где $G_{с.в}$ — секундный расход воды, кг/сек ;

c_w — теплоемкость воды, $\text{кдж/кг } ^\circ\text{C}$;

Δt_w — повышение температуры воды, $^\circ\text{C}$.

При охлаждении поршней маслом потери мощности учитываются в балансе Q_w . Тепловые потери с выпускными газами и

неполным сгоранием топлива определяются на основании данных объема сухих газов, массы водяных паров, содержащихся в отработавших газах, и пр.

Остаточный член баланса $Q_{\text{ост}}$ учитывает следующие потери: теплопередачу в окружающую среду, неиспользованную кинетическую энергию отработавших газов, а также все неточности измерений и расчетов.

Примерные значения данных теплового баланса приведены в табл. VI-4.

Значение теплового баланса

Таблица VI-4

Тип двигателя	q_e , %	q_w , %	q_r , %	q_n , %	$q_{\text{ост}}$, %
Двигатели высокого сжатия	32—40	20—25	20—25	0—5	5—15
Двигатели низкого сжатия	20—25	25—30	25—30	0—10	5—15
Двигатели с наддувом	37—41	20—25	20—25	0,5	5—15

Определение мощности. Индикаторная мощность четырехтактного двигателя определяется по формуле

$$N_i = \frac{10^5 p_i F^2 S n i}{z \cdot 10^3} [\text{квт}], \quad (\text{VI-45})$$

где F — площадь поршня, м^2 ;

S — ход поршня, м ;

$10^5 p_i$ — среднее индикаторное давление, н/м^2 ;

n — число оборотов в секунду;

i — число цилиндров;

z — число оборотов коленчатого вала, приходящееся на один рабочий ход (для четырехтактных двигателей $z = 2$, для двухтактных $z = 1$);

10^3 — делитель для выражения мощности в квт .

Определение основных размеров двигателя. Основными размерами двигателя являются его диаметр и ход поршня. Они в основном и определяют габариты двигателя и его устройств.

Таблица VI-5
Отношение S/D для различных типов двигателей

Тип двигателя	S/D
Тихоходные высокого сжатия	$1,25 \div 1,85$
Быстроходные высокого сжатия	$1,1 \div 1,3$
Автотракторные карбюраторные	$1,18 \div 1,15$
Авиационные карбюраторные	$0,8 \div 1,4$
Газовые	$1,2 \div 2,0$

Для определения диаметра цилиндра D и хода поршня S при заданных эффективной мощности N_e и числе оборотов n необходимо задаться отношением S/D , которое для различных типов двигателей можно выбирать по данным табл. VI-5.

Основные размеры двигателя по отношению S/D определяем следующим образом. Рабочий объем цилиндра V_h , определенный по заданным N_e и n :

$$V_h = \frac{\pi D^2}{4} \cdot S, \quad (\text{VI-46})$$

откуда

$$D^2 = \frac{4V_h}{\pi S} = \frac{4V_h}{\pi \left(\frac{S}{D}\right) D}. \quad (\text{VI-47})$$

Можно записать

$$D^3 = \frac{4V_h}{\pi \left(\frac{S}{D}\right)} \quad (\text{VI-48})$$

и

$$D = \sqrt[3]{\frac{4V_h}{\pi \left(\frac{S}{D}\right)}}. \quad (\text{VI-49})$$

Выбирая по данным табл. VI-5 отношение S/D и зная величину V_h , легко определяем диаметр цилиндра и ход поршня двигателя.

Ход поршня и диаметр цилиндра можно определить иначе, пользуясь заданной средней скоростью поршня:

$$c_m = \frac{S n'}{30} = 2Sn, \quad (\text{VI-50})$$

где n' — число оборотов коленчатого вала в минуту;

n — число оборотов в секунду;

c_m — для тихоходных двигателей принимают равной или меньшей 6,5 м/сек, а для быстроходных — равной или большей 6,5 м/сек.

Из (VI-50) находим:

$$S = \frac{c_m 30}{n'}, \quad (\text{VI-51})$$

а так как

$$D^2 = \frac{4V_h}{\pi S},$$

то после подстановки значения S получим

$$D^2 = \frac{4V_h n'}{\pi c_m 30} \quad (\text{VI-52})$$

и

$$D = \sqrt{\frac{4V_h n'}{\pi c_m 30}}. \quad (\text{VI-53})$$

Пример. Форсировать на 20% мощность четырехтактного, четырехцилиндрового бескомпрессорного дизеля, который имеет диаметр цилиндра $D = 0,425$ м, ход поршня $S = 0,6$ м, число оборотов при нефорсированной работе $n' = 187$ в минуту. Оценив и выбрав остальные данные, пользуясь рекомендуемыми значениями определить эффективную мощность двигателя.

Решение. Если величину среднего индикаторного давления по данным табл. VI-3 принять 6,8 бар, а механический к.п.д. $\eta_m = 0,8$, то эффективная мощность при нефорсированной работе будет

$$N_e = \frac{10^5 p_i F^2 \cdot S n' \cdot i}{z \cdot 60 \cdot 10^3} \eta_m = \frac{10^5 \cdot 6,8 \cdot 0,18 \cdot 0,6 \cdot 187 \cdot 4}{2 \cdot 60 \cdot 10^3} 0,80 \approx 358 \text{ квт},$$

где $n'/60$ — число оборотов коленчатого вала в секунду.

Форсирование возможно за счет увеличения числа оборотов, для чего необходимо повысить их до 225 в минуту. Отсюда

$$N_{e\text{фор}} = N_e \frac{n'_{\text{фор}}}{n'} = 358 \frac{225}{187} \approx 430 \text{ квт}.$$

Пример. Определить ход поршня и диаметр цилиндра, если число оборотов вала в минуту $n' = 225$, средняя скорость поршня $c_m = 4,5$ м/сек, а рабочий объем цилиндра, найденный по N_e , $V_h = 0,086$ м³.

Решение. По (VI-51) находим ход поршня:

$$S = \frac{c_m 30}{n'} = \frac{4,5 \cdot 30}{225} = 0,6 \text{ м}.$$

Диаметр цилиндра по (VI-53)

$$D = \sqrt{\frac{4V_h n'}{\pi c_m 30}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,086 \cdot 225}{3,14 \cdot 4,5 \cdot 30}} = 0,425 \text{ м}.$$

При найденных значениях S и D можно, пользуясь (VI-49), проконтролировать полученные размеры

$$D = \sqrt[3]{\frac{4V_h}{\pi \left(\frac{S}{D}\right)}} = \sqrt[3]{\frac{4 \cdot 0,086}{3,14 \cdot 1,41}} = 0,425 \text{ м}.$$

Измерение мощности. Эффективную мощность двигателя определяют: непосредственным измерением крутящего момента на валу двигателя с поглощением мощности специальным тормозом; путем преобразования механической энергии в тепловую (механический и гидравлический тормоза); по электрической мощности электрогенератора, соединенного с двигателем, и пр. Кроме того, эффективную мощность определяют по индикаторным диаграммам при известном значении механического коэффициента полезного действия.

Механический тормоз. Для двигателей мощностью до 20 квт обычно применяют канатный тормоз, схема которого представлена на рис. VI-8.

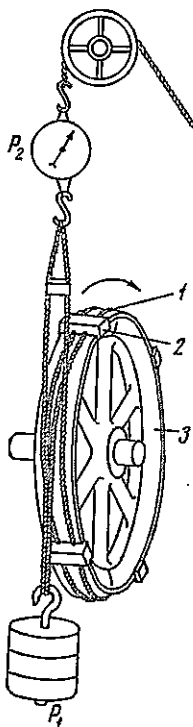


Рис. VI-8. Механический тормоз:

1 — канаты; 2 — колесики; 3 — маховик.

Тормоз состоит из маховика 3, насаженного на вал двигателя. Деревянные колодки 2 выполнены с закраинами по ободу маховика и стягиваются пеньковыми канатами 1. Угол обхвата маховика принимается от 180 до 360°. Тормозное усилие определяется разностью силы тяжести P_1 и показания динамометра P_2

$$F = P_1 - P_2 [n]. \quad (VI-54)$$

Отсюда эффективная мощность

$$N_e = \pi (D + d) F n [am], \quad (VI-55)$$

где d — диаметр каната, m ; D — диаметр маховика, m ; n — число оборотов маховика в секунду.

Обычно грузы подбирают так, чтобы P_2 было меньшим в сравнении с P_1 . Поэтому при подсчетах не имеет значения неточность в определении P_2 .

Основным недостатком тормозов этого типа является то, что они могут давать неточные данные из-за изменения значения коэффициента трения, так как обод маховика сильно нагревается. Чтобы избежать этого, а также для уменьшения перегрева трущихся частей иногда при испытании двигателей применяют тормоз, охлаждаемый изнутри водой.

В веревочном тормозе другого типа несколько деревянных колодок укрепляют на равном расстоянии с помощью веревок, которые, таким образом, являются поверхностями трения. Такое устройство тормоза создает более равномерное скольжение. Кроме того, поверхности трения после износа могут быть восстановлены или заменены.

Тормоз Прони. На рис. VI-9 показана схема тормоза Прони. Он состоит из деревянных колодок 1, скрепленных болтами 4 и надетых на вал 6 двигателя. Усилия затяжки болтов регулируются пружинами 3. Тяга 5 связана с грузом P и создает момент, уравновешиваемый крутящим моментом на валу двигателя.

Эффективную мощность двигателя определяют так:

$$N_e = 2\pi r n F [am], \quad (VI-56)$$

где r — радиус вала, m ;

n — число оборотов в секунду.

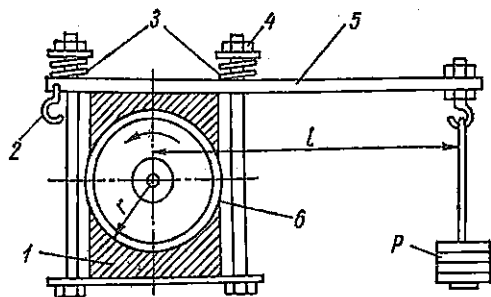


Рис. VI-9. Тормоз Прони:

1 — колодки; 2 — крючок; 3 — пружины; 4 — болты;
5 — тяга; 6 — вал.

Условия равновесия тормоза можно записать

$$Fr = Pl. \quad (VI-57)$$

Отсюда окончательный вид выражения для эффективной мощности

$$N_e = 2\pi nPl \text{ [вт]}. \quad (VI-58)$$

Крючок 2 предназначен для подвешивания уравнивающего рычага груза.

При больших мощностях колодки охлаждаются водой или масляной эмульсией с мыльной водой. Сила трения остается почти постоянной.

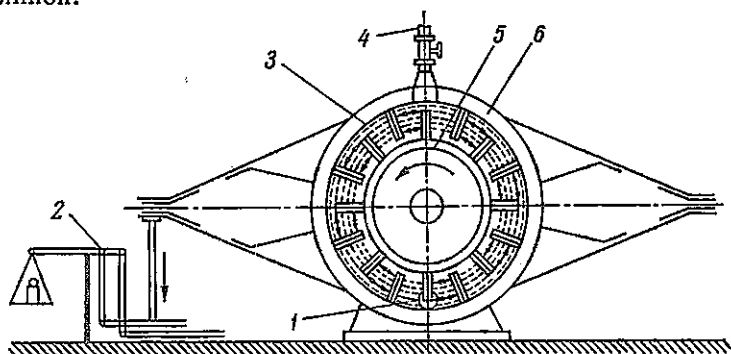


Рис. VI-10. Схема гидравлического тормоза:

1 — отверстие; 2 — весы; 3 — пальцы; 4 — труба; 5 — ротор; 6 — статор.

Гидравлические тормоза. Гидравлические тормоза также основаны на принципе преобразования механической энергии двигателя в тепловую (потока воды в тормозе).

На рис. VI-10 представлена схема гидравлического тормоза, состоящего из ротора 5 и статора 6 с расположенными на них пальцами 3. Пальцы установлены так, что при вращении ротора между ними может циркулировать вода. Энергия двигателя расходуется на преодоление сил трения: на внутреннее трение воды, сопротивление подшипников и пр. Результат действия этих сил воспринимается статором, который может перемещаться в направлении стрелки и уравниваться грузом на весах 2. Тепло, образующееся при работе тормоза, уносится с водой через отверстие 1. Вода подается в тормоз по трубе 4. Количество воды дает возможность регулировать нагрузку, а следовательно, и мощность двигателя.

На рис. VI-11 показана кривая характеристики тормоза. Кривая ОС соответствует холостому ходу двигателя, т. е. мощности, затрачиваемой на собственное трение в двигателе и сопротивление

воздуха при вращении незаполненного водой тормоза. Участок OAB характеризует мощность, которая затрачивается на торможение двигателя при разных числах оборотов. Точка A соответствует мощности при максимальном количестве воды, проходящей через тормоз, и максимальной ее температуре. В точке B мощность, поглощаемая тормозом, соответствует максимально допустимому числу оборотов.

Таким образом, площадь $OABCO$ характеризует мощность и число оборотов, при которых может применяться тормоз. Если же мощность будет выходить за пределы кривой при определенном числе оборотов, то вода в тормозе закипит.

Эффективная мощность определяется:

$$N_e = 2\pi nPl, \text{ [вт]}, \quad (\text{VI-59})$$

где p — установленный груз, кг;
 l — длина тормозного рычага, м;

n — число оборотов в секунду.

К этому типу тормозов можно отнести и воздушные тормоза.

Мощность, поглощаемая воздушным тормозом, зависит от размеров и формы лопаток, плотности воздуха, числа оборотов и пр. Устройство основной детали (мулинетки) показано на рис. VI-12. Мулинетка состоит из двух плечей с закрепленными на них плоскими лопатками. Их можно перемещать по радиусу в зависимости от мощности испытываемого двигателя.

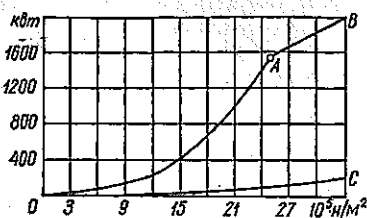


Рис. VI-11. Кривая характеристики гидравлического тормоза.

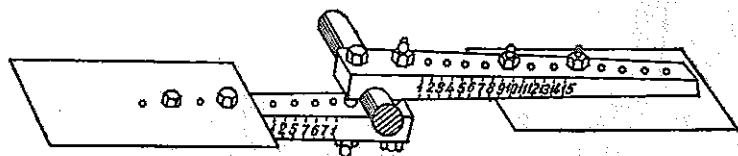


Рис. VI-12. Воздушный тормоз (мулинетка).

Электрические тормоза. Одним из основных недостатков механических и гидравлических тормозов является невозможность использования мощности, развиваемой двигателем. Передача мощности электрическому генератору позволяет питать электрическую сеть и тем самым полезно использовать вырабатываемую энергию. Однако при испытании двигателя не всегда возможно точно определить количество вырабатываемой энергии, поскольку ее величина зависит от изменяющегося с мощностью к.п.д. генератора, который, кроме того, зависит еще от числа оборотов, а при переменном токе — от коэффициента мощности $\cos \phi$.

При постоянном токе электрическая мощность определяется:

$$N_{эл} = EI10^{-3} \text{ [квт]}. \quad (VI-60)$$

В цепях переменного тока произведением действующих (эффективных) значений напряжения и силы тока определяется так называемая кажущаяся полная мощность EI , которая выражается в вольт-амперах и киловольт-амперах (*ва* и *ква*), в отличие от активной мощности, равной

$$N_{эл} = EI \sqrt{3} \cos \varphi \text{ [вт]}, \quad (VI-61)$$

где φ — угол сдвига фаз между током и напряжением.

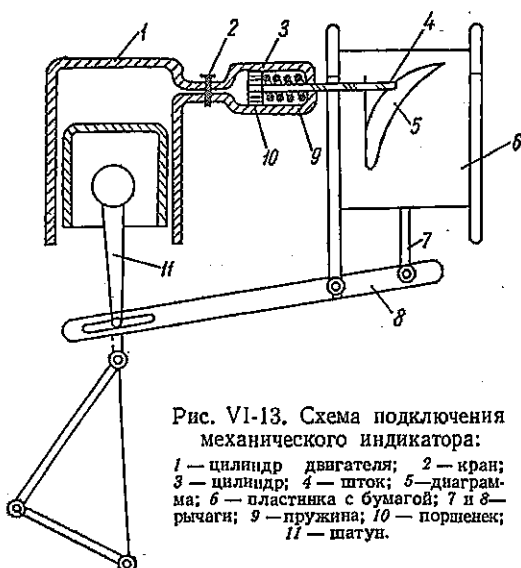


Рис. VI-13. Схема подключения механического индикатора:

1 — цилиндр двигателя; 2 — кран; 3 — цилиндр; 4 — шток; 5 — диаграмма; 6 — пластинка с бумагой; 7 и 8 — рычаги; 9 — пружина; 10 — поршень; 11 — шатун.

Недостатки непосредственного измерения развиваемой мощности по электрическим показателям устраняют в электрических тормозах, называемых педель-динамо. Работа этих машин построена следующим образом: ротор, вращаясь в магнитном поле, перемещает статор, установленный на специальных подшипниках. Статор имеет плечо, на котором подвешен груз, уравнивающий крутящий момент. Эффективная мощность подсчитывается по тем же фор-

мулам, что и для механического тормоза.

Существуют и другие способы определения мощности: с помощью торсионных динамометров, которые дают возможность измерять эффективную мощность по углу закручивания вала, и др.

Определение мощности по индикаторной диаграмме. Индикаторная диаграмма изображает рабочий процесс двигателя в p — V -координатах и дает возможность определять его индикаторную мощность. Индикаторную диаграмму записывают в определенном масштабе специальным прибором — индикатором.

Индикаторы по конструкции и принципу работы делятся на механические, электрические (пьезокварцевые), оптические, микроиндикаторы и др. Наиболее распространены механические индикаторы.

Принцип работы индикатора представлен на рис. VI-13. К цилиндру двигателя 1 посредством крана 2 присоединен индикатор с плотно пригнанным к цилиндру 3 поршнем 10, движению

которого противодействует пружина 9. При повышении давления в цилиндре двигателя газы увеличивают давление на поршень индикатора и заставляют его перемещаться вправо; при понижении давления под действием пружины поршень переместится влево. По мере перемещения поршенька индикатора конечная точка штока 4 принимает различные положения, соответствующие величине давления в цилиндре индикатора, а следовательно, и в цилиндре двигателя.

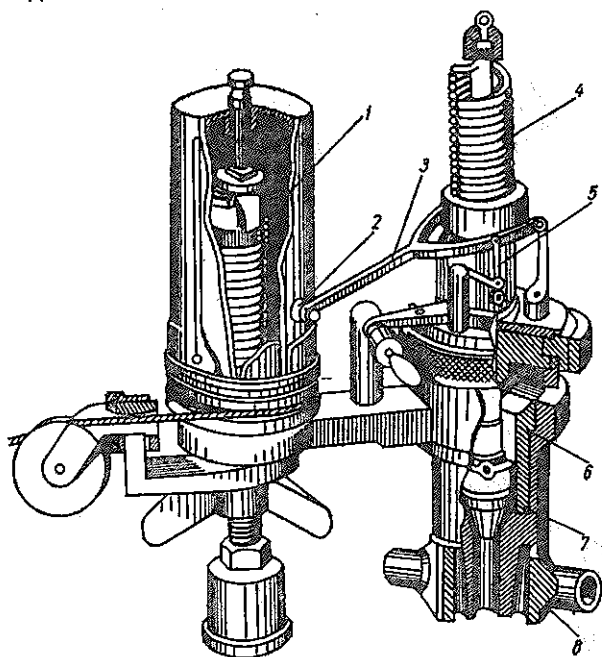
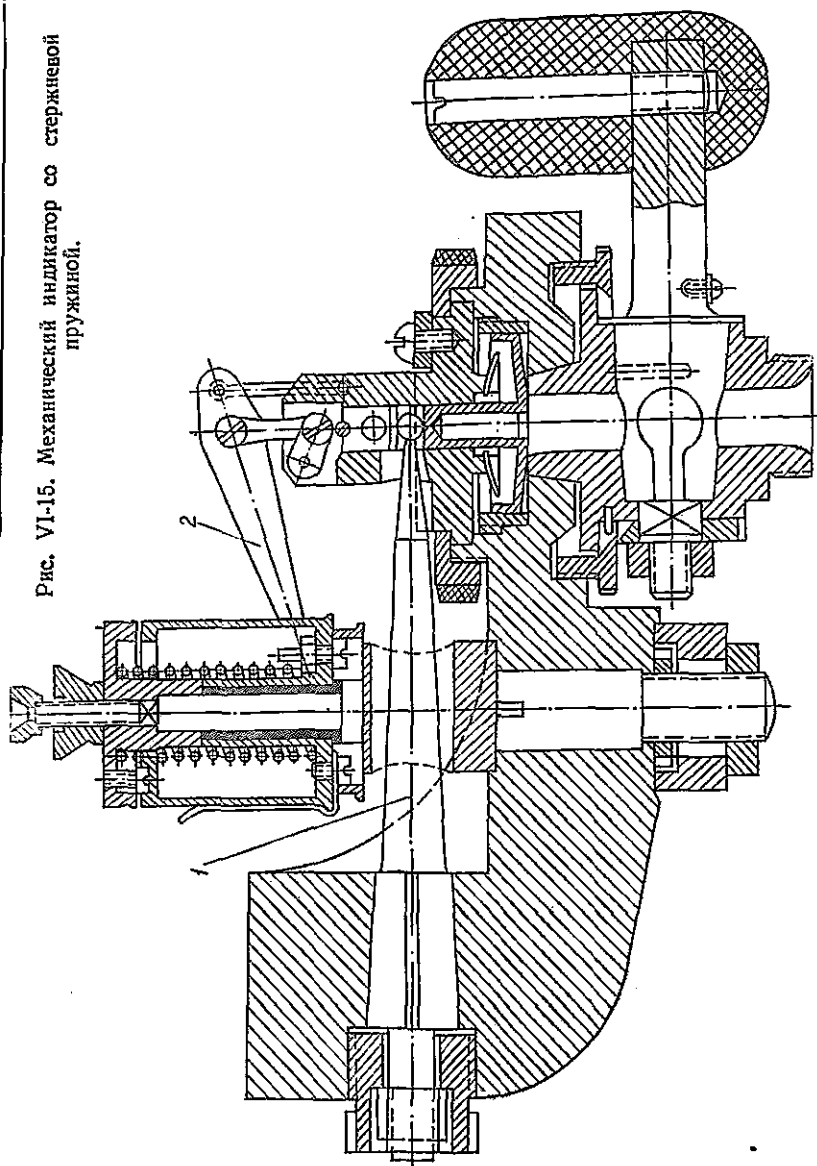


Рис. VI-14. Механический индикатор с витой пружиной:
1 — барабан; 2 — записывающий штифт; 3, 5 — рычаги; 4 — пружина, 6 — цилиндр; 7 — поршень; 8 — накидная гайка.

Получить индикаторную диаграмму возможно, если лист бумаги будет перемещаться в строгом соответствии с движением поршня двигателя. Для этого пластину 6 с закрепленной на ней бумагой соединяют посредством рычагов 7 и 8 со штоком или шатуном 11 двигателя. При такой схеме пластина с бумагой будет перемещаться в определенном масштабе соответственно движению поршня двигателя. Под действием давления в цилиндре и благодаря перемещению бумаги будет записываться индикаторная диаграмма 5.

На рис. VI-14 показано устройство и внешний вид механического индикатора с витой пружиной и накидной гайкой 8. Он состоит из цилиндра 6; поршенька 7, нагруженного пружиной 4; механизма, преобразующего и регистрирующего изменение давле-

Рис. VI-15. Механический индикатор со стержневой пружиной.



ний, рычагов 5, 3, записывающего штифта 2 и вращающегося барабана 1.

Поршень индикатора перемещается под давлением рабочих газов, барабан же, вращаясь вокруг вертикальной оси, воспроизводит соответственно уменьшенный путь поршня. Согласованное движение этих частей индикатора достаточно точно воспроизводят в уменьшенном масштабе изменения давления и объема, происходящие в рабочей полости цилиндра двигателя.

Для быстроходных двигателей (свыше 30 об/сек) в основном применяют механические индикаторы со стержневыми пружинами 1 (рис. VI-15) равного сопротивления. В основу работы такого индикатора положен принцип работы индикатора с витой пружиной. Пишущий механизм записывает увеличенное в 8 раз изображение перемещений индикаторного поршня.

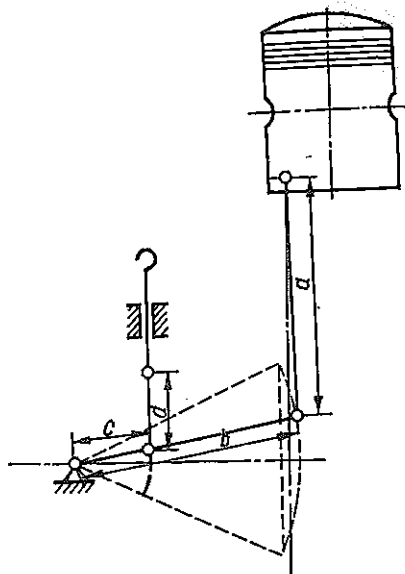


Рис. VI-16. Схема привода индикатора.

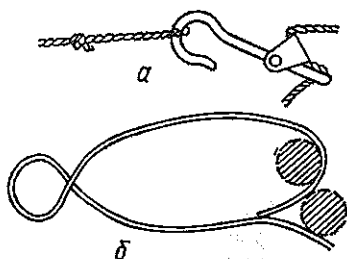


Рис. VI-17. Крючок a и захват b включения индикатора.

Как видно из рис. VI-15, стержень 1, выполняющий функции пружины, и пишущий рычаг 2 имеют форму стержня равного сопротивления. Индикаторы снабжены набором стержней (пружин) различной жесткости, несколькими поршнями разных размеров с соответствующими цилиндрами, что позволяет применять индикатор для различных типов двигателей, характеризующихся различными значениями давлений сжатия и сгорания.

Для уменьшения хода барабана индикатора применяют ходоуменьшители. На рис. VI-16 показана схема привода индикатора с простейшим рычажным ходоуменьшителем. Для уменьшения искажений в нем должно быть выдержано такое соотношение плечей: $b : a = c : d$. Шнур, идущий от барабана индикатора, соединяют с ходоуменьшителем с помощью крючков (рис. VI-17), которые облегчают включение рычага.

При индицировании двигателя необходимо строго придерживаться следующих правил:

- 1) индикаторный шнур должен быть высокого качества и не иметь узлов, обрывов;
- 2) натяжение шнура должно быть отрегулировано так, чтобы снимаемая индикаторная диаграмма наносилась посередине листа бумаги;
- 3) шнур должен проходить точно по роликам и не касаться посторонних частей;
- 4) перед индицированием необходимо продуть индикаторный кран каждого цилиндра;
- 5) до и после индицирования поршень индикатора нужно вынуть, очистить от нагара и смазать специальным маслом.

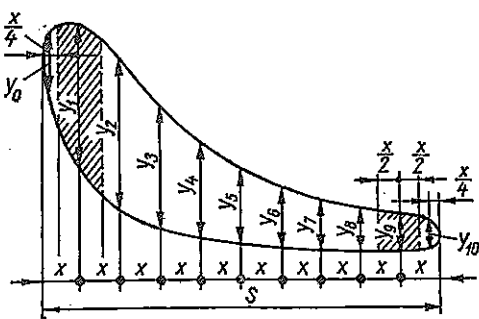


Рис. VI-18. Индикаторная диаграмма.

Индицирование следует производить при установленном тепловом состоянии двигателя. После снятия диаграммы кран или вентиль перекрывают и соединяют внутреннюю полость индикатора с атмосферой.

Среднее индикаторное давление. Величину среднего индикаторного давления проще всего определить с помощью планиметра. При графическом способе определения p_i индикаторную диаграмму делят примерно на десять частей (рис. VI-18), проводят ординаты $y_1, y_2, \dots, y_{10}$, которые можно рассматривать как средние линии трапеций. Среднюю высоту индикаторной диаграммы в таком случае можно определить так:

$$h \approx 0,1 (y_0/2 + y_1 + y_2 + \dots + y_9 + y_{10}/2) \text{ [мм]}. \quad (\text{VI-62})$$

Разделив среднюю высоту на масштаб пружины, получим величину среднего индикаторного давления

$$p_i = \frac{h}{m} \cdot 10^5 \text{ н/м}^2, \quad (\text{VI-63})$$

где m — масштаб пружины.

Планиметр. Планиметр состоит из двух основных частей (рис. VI-19, а): рычага AB с грузом и острием на конце A ; рычага DC , который может перемещаться в направляющих счетного механизма 1 . На рис. VI-19, б показан счетный механизм в увеличенном виде.

Если рычаг BA неподвижно закрепить в точке A (рис. VI-19, a), а острием 2 обвести какую-либо кривую замкнутую фигуру, то длина пути, пройденная счетным колесиком 3 (рис. VI-19, b) будет пропорциональна измеренной площади. При планиметрировании рычаги устанавливают так, чтобы они в среднем положении были примерно перпендикулярны. При этом счетное колесико 3 должно находиться в непрерывном соприкосновении с поверхностью бумаги, на которой изображена диаграмма. Начало обвода берут от любой точки контура диаграммы, однако конец обвода должен заканчиваться в начальной точке.

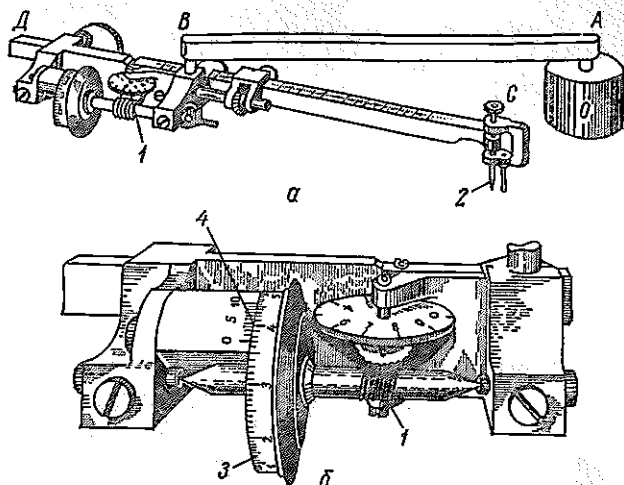


Рис. VI-19. Планиметр:

a — общий вид; b — счетный механизм; 1 — счетный механизм; 2 — острие; 3 — счетное колесо; 4 — нониус.

Практически отсчет производят следующим образом. Записывают цифру по диску 1 . Допустим, что стрелка будет находиться между 7 и 8 . Запишем меньшую цифру, т. е. 7 . Затем запишем показание счетного колесика 3 (берем меньшее до нулевой линии нониуса 4). Как видно из рис. VI-19, b , получим 3 (печатная цифра) и 7 (штриховая линия), т. е. 37 . Четвертую цифру записываем по нониусу. Допустим, она будет равна 2 . Таким образом, до обводки записанное число будет равно 7372 . Если после планиметрирования число будет 8382 , то разность 110 в определенном масштабе представит собой измеренную площадь в квадратных миллиметрах.

Среднее индикаторное давление определяют так:

$$p_i = \frac{f_n k}{S_m} \cdot 10^5 \text{ н/м}^2, \quad (\text{VI-64})$$

где f_n — площадь, определенная по планиметру, мм^2 ; k — постоян-

ная (масштаб) планиметра; S — длина диаграммы, мм; m — масштаб пружины индикатора.

Постоянную планиметра находят следующим образом: обводят острием 2 планиметра заранее известную площадь (круга, квадрата), тогда отношение

$$\frac{f_d}{f_n} = k \quad (VI-65)$$

представит собой постоянную планиметра, где f_n — площадь, полученная по планиметру; f_d — действительная площадь.

§ VI-8. ТОПЛИВО, СМЕСЕОБРАЗОВАНИЕ И ТОПЛИВНАЯ АППАРАТУРА

Топливом для двигателей внутреннего сгорания служат различные нефтепродукты — бензин, лигроин, керосин, дизельное топливо, мазут и др.; газообразное топливо — природный и сопутствующий нефтяные газы, генераторный газ и др.

Топливо для двигателей должно отвечать следующим основным требованиям: обладать высокой теплотой сгорания; легко образовывать с воздухом горючую смесь; обеспечивать большую скорость сгорания; не образовывать при сгорании продуктов, вредно действующих на детали; сохранять физико-химические свойства при транспортировке и длительном хранении.

К указанным требованиям можно добавить: для легких топлив (в основном бензина) — детонационную стойкость, определяемую октановым числом, и для тяжелых топлив (для дизельного топлива и др.) — склонность к воспламенению, определяемую цетановым числом.

Склонность дизельного топлива к воспламенению зависит от многих физико-химических свойств. Наиболее благоприятными в этом отношении являются виды топлива, содержащие углеводороды парафинистого ряда, наименее благоприятными — топлива, содержащие углеводороды ароматического ряда.

Испаряемость топлива, т. е. способность переходить в газообразное состояние, является важной характеристикой топлива, определяющей протекание процесса горения в двигателе, пусковые качества и пр.

Процесс топливоподачи и распыливания во многом зависит от вязкости топлива, характеризующейся кинематической вязкостью. Вязкость топлива возрастает с уменьшением температуры и утяжелением его фракционного состава.

Содержание в топливе воды, механических примесей и корродирующих составляющих (активных сернистых соединений, неорганических кислот и щелочей) разрушающе действует на топливную аппаратуру и детали двигателя. Поэтому топливо должно быть свободно от этих примесей.

Температура застывания топлива, при которой наблюдается кристаллизация углеводородов, препятствующая свободному прохождению топлива через трубопроводы и фильтры, определяет возможность применения того или иного вида топлива в различные времена года и в различных климатических условиях без подогрева.

В табл. VI-6 приведен элементарный состав и некоторые другие показатели основных видов топлива.

Таблица VI-6

Характеристика органического топлива

Топливо	Элементарный состав			Низшая теплота сгорания, кДж/кг	Кинематическая вязкость при 20° С, м²/сек
	С	Н	О		
Авиационный бензин	0,853	0,147	—	44000	$(0,6-0,75) 10^{-6}$
Автомобильный бензин	0,855	0,145	—	43600	$(0,65-0,85) 10^{-6}$
Лигроин	0,860	0,140	—	43200	$(0,9-1,2) 10^{-6}$
Дизельное топливо	0,870	0,126	0,004	42400	$(1,7-8,5) 10^{-6}$
Тяжелое топливо (мазут)	0,870	0,125	0,005	41800	$(36-66,5) 10^{-6}$

Газообразное топливо представляет собой механическую смесь различных горючих и инертных газов, в состав которых входят в самых различных соотношениях окись углерода CO, метан CH₄, углеводороды вида C_mH_n, углекислый газ CO₂, кислород O₂, водород H₂, сероводород H₂S, азот N₂.

Газообразное топливо бывает естественное (природный и сопутствующий газы при нефтеобразовании) и искусственное (коксовый, доменный, газогенераторный газы и др.).

По теплоте сгорания газообразное топливо разделяется на высококалорийное ($Q_H^p > 25000$ кДж/м³), средней калорийности ($Q_H^p < 25000$ кДж/м³), низкокалорийное ($Q_H^p < 12000$ кДж/м³). Естественные газы характеризуются высокой калорийностью, а искусственные — низкой и средней.

Смесеобразование

Смесеобразование — это процесс распределения распыленного топлива или испаренного в среде сжатого воздуха.

Смесеобразование бывает внешним — с образованием горючей смеси вне цилиндра (в карбюраторных и газовых двигателях) и внутренним — с образованием смеси непосредственно в цилиндре двигателя (в дизелях).

Особенно трудно обеспечить высокое качество смесеобразования в быстроходных двигателях. Это объясняется тем, что на перемешивание топлива с воздухом отводится очень мало времени. Основным условием хорошего смесеобразования в двигателях высо-

кого сжатия является тонкое распыливание топлива. Этого достигают подачей струи топлива под большим давлением в среду сжатого воздуха. В результате происходит отрыв мельчайших частиц топлива с образованием тонко распыленной горючей смеси. Однако в быстроходных двигателях этого недостаточно. Приходится совершенствовать процесс смесеобразования — устанавливать специальные конструкции камер сгорания, в которых лучше перемешивалось бы топливо со сжатым воздухом.

В карбюраторных двигателях основное условие качественного смесеобразования — равномерное распределение топлива в засасываемом воздухе в результате распыления и испарения.

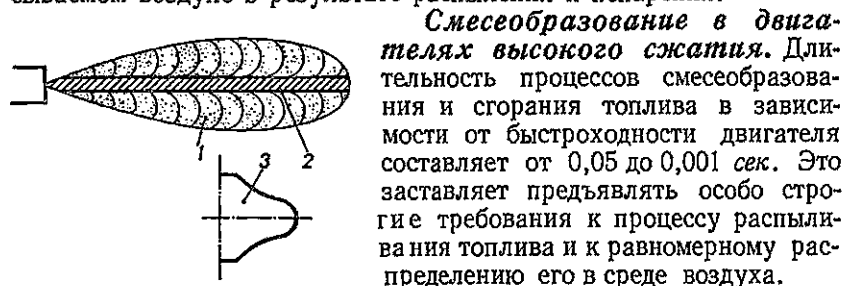


Рис. VI-20. Схема факела топлива:

1 — разукрупненные частицы топлива; 2 — плотная центральная часть факела топлива; 3 — кривая распределения скоростей поступающего топлива.

Смесеобразование в двигателях высокого сжатия. Длительность процессов смесеобразования и сгорания топлива в зависимости от быстроходности двигателя составляет от 0,05 до 0,001 сек. Это заставляет предъявлять особо строгие требования к процессу распыливания топлива и к равномерному распределению его в среде воздуха.

В дизелях распад топливной струи зависит от воздействия внешних сил аэродинамического сопротивления воздуха, сил поверхностного натяжения, внутреннего сцепления топлива и др., которые возникают при распыливании топлива.

Аэродинамические силы сопротивления воздуха тормозят проникновение струи в камеру сжатия и отделяют с ее поверхности мельчайшие частицы топлива, распыливая тем самым его в камере сжатия. Силы поверхностного натяжения и внутреннего сцепления частиц топлива, наоборот, стремятся сохранить целостность и компактность струи; противодействуя лобовому сопротивлению, струя уменьшается в диаметре и увеличивается по длине (рис. VI-20).

К аэродинамическим силам сопротивления воздуха, которые вызывают отрыв частиц топлива от основного стержня струи, присоединяются активно действующие силы взаимодействия струи со стенками распыливающих отверстий, приводящие к турбулентному движению струи топлива.

Под воздействием всех этих факторов топливная струя расщепляется на частицы и тем самым осуществляется распыливание топлива. Струя распыливаемого топлива образует факел, состоящий из центральной части — стержня (сравнительно плотная часть) и оболочки (разукрупненные частицы топлива различной концентрации). При распыливании стержневая часть факела непрерывно пополняется свежими порциями топлива, которые, располагая

большей кинетической энергией, отбрасывают к периферии поршня топлива, частично потерявшие скорость.

Факел топлива должен проходить через камеру сжатия, как бы вписываясь в ее габариты, однако при этом распыленные капли топлива не должны долетать до стенок поршня и камеры сжатия, чтобы на их поверхности не образовывались кокс и другие осадки.

М-процесс смесеобразования и сгорания топлива. В последние годы предложен принципиально новый, так называемый М-процесс смесеобразования и сгорания топлива, который с успехом применяется в быстроходных четырехтактных двигателях с непосредственным (механическим) распыливанием топлива. Главная особенность этого процесса — подача примерно 95% топлива в жидкой фазе. В связи с этим внутренней поверхности камеры сгорания придается форма сферической выемки в днище поршня.

Серьезным недостатком обычного смесеобразования является невозможность регулировать процесс сгорания топлива. В действительности сгорание сопровождается взрывом с резким повышением давления. Это объясняется тем, что в период задержки воспламенения в камере накапливается до 50% впрыскиваемого топлива с последующим одновременным его сгоранием.

При М-процессе впрыснутое топливо лишь в количестве 5% смешивается с воздухом, а остальная его часть оседает на стенки камеры в виде тонкой пленки. Температура стенок камеры сгорания поддерживается в пределах 200—400° С благодаря ее охлаждению струей масла. При этой температуре проходит активное испарение топлива без воспламенения и коксообразования и перемешивания с воздухом. Вначале воспламеняются пары топлива от раскаленных частиц углерода, образовавшихся при самовоспламенении 5% угля, а затем происходит медленное горение всей гомогенной топливовоздушной смеси.

Таким образом, при М-процессе сначала интенсивно испаряется топливо, подобно процессу в карбюраторных двигателях, с последующим смесеобразованием и воспламенением всей смеси.

Исследования показали, что в этих типах двигателей процесс сгорания топлива проходит надежно и спокойно как при пуске, так и при самых разнообразных скоростных и нагрузочных режимах работы. На рис. VI-21 показаны развернутые индикаторные диаграммы при обычном и М-процессах. Как видно из диаграмм, обычный процесс (на участке 2 — сгорание топлива) проходит с большей скоростью нарастания давления сгорания в сравнении

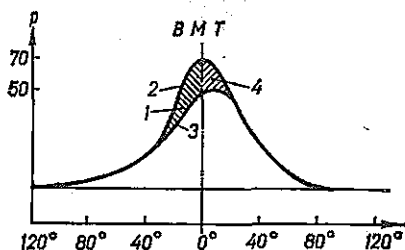


Рис. VI-21. Индикаторная развернутая диаграмма для обычного 2 и М-процесса 3.

с М-процессом (участок 3). Если учесть, что площадь 1 (до в.м.т. несколько превышает площадь 4 (за в.м.т.), то можно считать что при М-процессе мощность двигателя не уменьшается.

Смесеобразование в двигателях с принудительным зажиганием. Смесеобразование в этих типах двигателей осуществляется с помощью карбюратора путем распыливания и испарения топлива. Воспламененная горючая смесь от электрической искры распространяется фронтально от источника зажигания, т. е. в виде фронта пламени в направлении к удаленным участкам камеры сгорания. Хотя активные продукты промежуточных реакций и обгорают фронтально движущееся пламя, проникая в свежую горючую смесь, однако образуемые ими очаги пламени мало эффективны и не обеспечивают быстрого сгорания топлива.

В современных двигателях горение бедных смесей осуществляется методом расслоения заряда, при котором производится поджигание обогащенной смеси с последующим распространением пламени на остальную, бедную часть заряда. В двигателях с так называемым факельным зажиганием можно осуществлять сжигание смеси в широком интервале состава. Воспламенение основного обедненного состава в этом случае происходит от интенсивного факела пламени, выброшенного из специальной камеры, имеющей искровое зажигание. Устойчивое сгорание топлива в специальных камерах обеспечивается обогащением смеси, поступающей от отдельного карбюратора. После воспламенения обогащенной смеси пламя через сопло направляется в основную камеру, где воспламеняется и сгорает остальная часть смеси.

Факельное зажигание дает возможность стабилизировать процесс сгорания даже обедненной горючей смеси, сокращает процесс сгорания и имеет ряд преимуществ.

В газовых двигателях смесеобразование обычно происходит в специальных смесителях, где предварительно перемешиваются газ и воздух (до поступления их в цилиндр).

Камеры сгорания. Конструкции камер сгорания зависят от способа распыливания топлива и смесеобразования. Камеры сгорания бывают разделенными и неразделенными.

Камеры сгорания неразделенного типа представляют собой объем, ограниченный днищем поршня, стенками цилиндра и днищем цилиндрической крышки. В днищах поршней неразделенных камер делаются углубления различной глубины и конфигурации.

Камеры сгорания разделенного типа состоят из двух объемов: основной камеры и дополнительной (предкамеры). Рассмотрим схему предкамеры 3 (рис. VI-22), в которой происходит частичное сгорание топлива и которая соединена с основной камерой сгорания, расположенной над поршневым пространством.

Сгорание топлива вначале происходит в предкамере. Образовавшееся при сгорании повышенное давление в предкамере вызывает вторичное распыливание неполностью сгоревших частиц

топлива в основной объем камеры через отверстия 5. Таким образом осуществляется ступенчатое распыливание: вначале форсункой (под действием насоса) в предкамеру, а затем из предкамеры (под действием газов) в основную камеру сгорания. Такая система распыливания позволяет ограничиться сравнительно низким давлением подаваемого топлива (порядка $110 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$), в то время как в двигателях с неразделенной камерой сгорания для получения такого же качества распыливания приходится увеличивать давление до $220 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ и выше.

В зависимости от типа камер сгорания распыливание называется предкамерным (при наличии предкамеры) и механическим, или струйным (при отсутствии предкамеры).

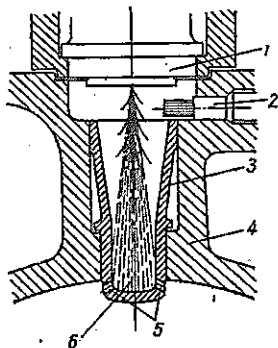


Рис. VI-22. Схема камеры сгорания разделенного типа:

1 — форсунка; 2 — запальник; 3 — предкамера; 4 — цилиндрическая крышка; 5 — распыливающие отверстия предкамеры; 6 — факел сгорания.

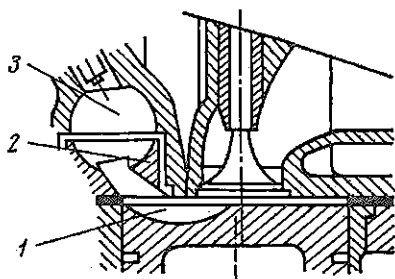


Рис. VI-23. Схема вихревой камеры.

Вихревые камеры. Вихревые камеры обеспечивают качественное смесеобразование при относительно низких давлениях распыливания топлива (порядка $110 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$).

На рис. VI-23 представлена схема вихревой камеры. Она состоит из двух частей: рабочего объема цилиндра камеры 1 и собственно вихревой 3, расположенной в крышке цилиндра. Эти камеры соединяются между собой одним или несколькими каналами. Объем вихревой камеры содержит до 80% заряда воздуха. Топливо, впрыскиваемое в эту камеру, рассекается потоком воздуха, который перетекает через канал из цилиндра и создает в ней интенсивное вращательное движение, способствующее лучшему смесеобразованию.

При воспламенении топлива в вихревой камере создается повышенное давление, в результате чего продукты неполного сгорания перетекают в камеру цилиндра, дополнительно перемешиваются с содержащимся там воздухом и сгорают.

В некоторых вихревых камерах устанавливается неохлаждаемая вставка 2, выполненная из жаростойкой стали и работающая

как тепловой аккумулятор. В процессе работы вставка сильно нагревается и намного повышает температуру конца сжатия. Это, с одной стороны, облегчает условия самовоспламенения топлива, а с другой — уменьшает период задержки воспламенения и обеспечивает устойчивость рабочего процесса при различных режимах нагрузки и числах оборотов двигателя.

Топливная аппаратура. Назначение топливной аппаратуры в двигателях высокого сжатия — дозировка, распыливание и подача топлива в камеру сжатия. Топливная аппаратура в основном состоит из топливного насоса и форсунки.

В карбюраторных двигателях прибор, служащий для дозировки и приготовления горючей смеси из бензина и воздуха, называется карбюратором.

Топливный насос. Топливные насосы могут быть клапанными и золотниковыми. В первом типе насосов установлены как всасывающие, так и нагнетательные клапаны, в насосах же с золотниковым распределением устанавливаются только нагнетательные клапаны, а роль всасывающих выполняют специальные отверстия, периодически открываемые плунжером.

Количество подаваемого топлива регулируется, главным образом, двумя способами: изменением конца или начала подачи топлива. При регулировании конца подачи топлива начало впрыска остается постоянным при любых нагрузках и числах оборотов. При регулировании по второму способу начало подачи топлива изменяется в зависимости от числа оборотов, а конец подачи остается неизменным.

Рис. VI-24. Схема топливного насоса с перепускным клапаном.

На рис. VI-24 показана схема топливного насоса со всасывающим (перепускным) клапаном. От кулачкового вала 1 и толкателя 2 движение передается плунжеру 3. Топливо поступает через отверстие для всасывающего клапана 9 (в некоторых конструкциях этот же клапан является и перепускным) при ходе плунжера вниз, а нагнетается — при обратном ходе плунжера через отверстие для нагнетательного клапана 4 в форсунку. Избыточное топливо перепускается через отверстие 5 и всасывающий канал 8. Перепускной клапан 6 управляется регулятором при помощи рычага 7.

На схеме (рис. VI-25) показан элемент топливного насоса

с золотниковым распределением топлива. Он состоит из плунжера 7, перемещающегося во втулке 2. Плунжер выполнен с прорезом 9, имеющим отсечную кромку. Регулируется подача топлива от регулятора через зубчатую рейку 10, зубчатый венец 11, воздействующие на поворотную буксу 1 и связанный с ней плунжер. Отверстия 3 и 8 служат для впуска и перелива топлива. Нагнетательный клапан 6 расположен в корпусе 4 и снабжен пружиной 5.

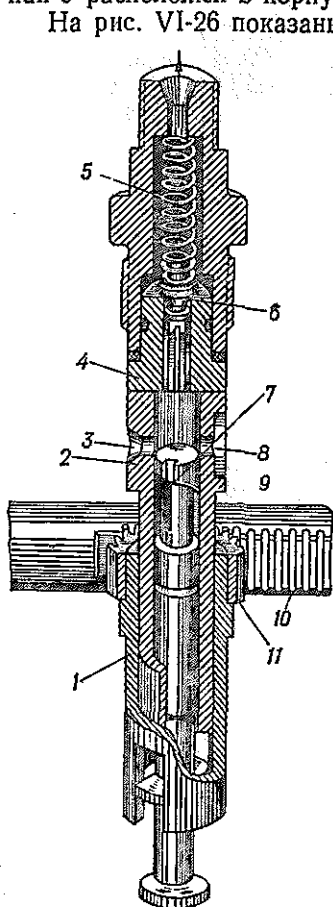


Рис. VI-25. Элемент топливного насоса с золотниковым распределением топлива.

На рис. VI-26 показаны три положения плунжера при регулировании впрыска топлива. При крайнем левом положении плунжера (рис. VI-26, а) осуществляется наибольшая подача топлива, так как спиральная кромка, будучи смещенной в крайнее левое положение, обеспечит максимальный полезный ход z плунжера. При наибольшем повороте плунжера вправо полезный ход его уменьшится до величины δ (рис. VI-26, б), что вызовет соответствующее уменьшение подачи топлива. В том случае, когда вертикальный прорез плунжера совпадает в вертикальной плоскости с отверстиями поступления топлива (рис. VI-26, в), нагнетания топлива не происходит. Поэтому такое крайнее положение плунжера называется точкой нулевой подачи.

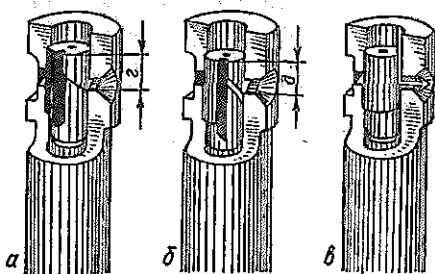


Рис. VI-26. Три положения плунжера при работе насоса.

При высоких давлениях впрыска топливопровод, идущий от насоса к форсунке, деформируется и искажает процесс распыливания в моменты подачи топлива в цилиндр двигателя. По этим соображениям, а также учитывая стремление создать более ком-

пактную конструкцию, в настоящее время выполняются насос-форсунки, объединяющие насос и форсунку. Такое решение задачи обеспечивает более точное соответствие теоретических и фактических фаз впрыска и при необходимости разрешает увеличить давление распыливания топлива.

Карбюраторы. Процесс приготовления горючей смеси, состоящей из бензина и воздуха, называется карбюрацией и производится в карбюраторе. Для полного сгорания горючей смеси требуется выдерживать определенное соотношение между количеством воздуха и бензина в смеси. Например, теоретически для сгорания

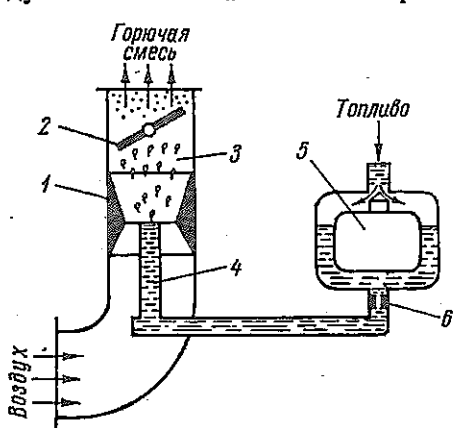


Рис. VI-27. Схема элементарного карбюратора.

наибольшая мощность двигателя развивается при смеси 1 : 13, что соответствует избытку воздуха $\alpha = 0,9$, а также то, что чрезмерно обогащенная или обедненная смесь трудно воспламеняемы, понятно, насколько сложные и ответственные задачи ставятся перед карбюрацией и организацией рабочего процесса в зависимости от условий его нагрузки и пр.

На схеме рис. VI-27 показан элементарный карбюратор с восходящим потоком смеси. Распылитель 4 установлен в самой узкой части диффузора 1. Горючая смесь регулируется в зависимости от нагрузки дроссельной заслонкой 2, расположенной во всасывающем трубопроводе 3, путем изменения количества поступающей смеси. Для поддержания постоянного уровня бензина предусмотрен поплавок 5. Расход бензина дозируется жиклером 6, имеющим калиброванное отверстие. Поток воздуха в смесительной камере создается при всасывании и проходит с разрежением. Поступающее из распылителя топливо раздробляется струей воздуха и интенсивно испаряется. Уровень топлива в поплавковой камере должен быть на 1—2 мм ниже выходного отверстия распылителя. Этим исключается вытекание топлива из распылителя при остановке двигателя.

1 кг бензина необходимо около 15 кг воздуха. Такая смесь называется нормальной в отличие от обогащенной (богатой), в которой содержится менее 15 кг воздуха на 1 кг бензина, или в отличие от обедненной (бедной) смеси, в которой содержится более 15 кг воздуха на 1 кг бензина.

В зависимости от режима работы требования к составу смеси меняются. Так, при пуске двигателя требуется обогащенная смесь, при неполной нагрузке — обедненная смесь. Если учесть, что

Основными режимами работы двигателя, которым должна соответствовать горючая смесь, являются: пуск, холостой ход и малые нагрузки, работа на средних и больших нагрузках и резкий переход с малой нагрузки на большую.

Рассмотренный элементарный карбюратор не удовлетворяет условиям работы при столь разных режимах и требует дополнительных устройств. Например, при увеличении числа оборотов разрежение в смесительной камере увеличивается, а это ведет к засасыванию большого количества топлива (горючая смесь обогащается). Однако при увеличении числа оборотов требуется решать обратную задачу, т. е. необходимо уменьшить количество поступающего топлива, а тем самым уменьшить и мощность двигателя. Такое автоматическое регулирование состава смеси называется компенсацией и требует дополнительных устройств, которые из-за их специфичности нами рассматриваться не будут.

Форсунки. Форсунка служит для распыливания топлива, подаваемого насосом в камеру сгорания. Форсунки выполняются с воздушным распыливанием топлива (в компрессорных дизелях) и с механическим насосным распыливанием (в бескомпрессорных дизелях). В настоящее время, в связи с прекращением изготовления компрессорных двигателей, интерес представляют форсунки второго типа.

Схема форсунки с механическим распыливанием топлива показана на рис. VI-28. Топливо от насоса подводится по каналу 7 в распылитель 8. Форсунки этого типа выполняются с гидравлически управляемыми иглами 3. Давление, создающееся в топливном насосе, передается на дифференциальную площадку 2 иглы 3 и стремится ее поднять. Этому перемещению противодействует пружина 5, установленная в корпусе 4 и удерживающая иглу в закрытом положении. В тот момент, когда давление сжатия топлива превысит натяжение пружины, игла поднимется и топливо через распыливающие отверстия 1 распылителя будет подано в камеру сгорания. Натяжение пружины регулируется нажимной пробкой 6.

Форсунки бывают открытого и закрытого типа. Открытые форсунки имеют постоянно открытое выходное отверстие для распыливаемого топлива. В закрытых форсунках устанавливается игла, открывающаяся только в момент впрыска и тем самым освобождающая проход для подачи топлива в цилиндр двигателя.

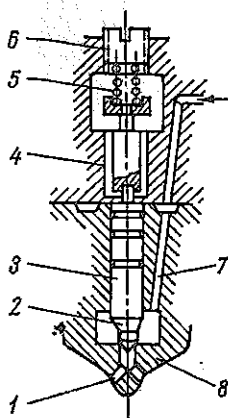


Рис. VI-28. Схема форсунки с механическим распыливанием топлива.

§ VI-9. СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ И РЕГУЛЯТОРЫ

Задачей регулирования является установление соответствия между нагрузкой и мощностью двигателя. Развиваемая двигателем мощность обуславливается количеством сжигаемого топлива. Изменение мощности как при постоянном, так и при изменяющемся числе оборотов сводится к изменению состава или количества горючей смеси. В соответствии с этим регулирование разделяется на количественное, качественное и смешанное.

Количественное регулирование характеризуется изменением количества засасываемого в цилиндр воздуха при не изменяющейся подаче топлива.

Основным преимуществом количественного регулирования является простота устройства и достаточно устойчивая работа двигателя при относительно небольших колебаниях нагрузки. При этом регулировании, в зависимости от изменения нагрузки, изменяется величина давления всасывания, что приводит к изменению конечной величины сжатия.

Качественное регулирование состоит в изменении количества подаваемого топлива при постоянном общем количестве горючей смеси. Таким образом, при изменении нагрузки осуществляется изменение состава смеси, т. е. ее качества.

Смешанное регулирование. Карбюраторные двигатели, работающие при изменяющихся числах оборотов, можно регулировать по одной из рассмотренных схем. Однако изменение числа оборотов требует регулирования моментов начала воспламенения. Поэтому в двигателях такого типа одновременно с регулированием рабочей смеси необходимо регулировать величину опережения зажигания топлива.

Регуляторы. Установившийся режим работы двигателя характеризуется равенством крутящего момента и сил сопротивления. В действительности такое равновесие непрерывно нарушается из-за колебаний нагрузки на двигатель. При этом число оборотов вала двигателя увеличивается или соответственно уменьшается. Нарушение скоростного режима двигателя контролирует и корректирует регулятор, автоматически воздействующий на подачу топлива. Привод регулятора осуществляется от коленчатого вала двигателя обычно с помощью зубчатых колес.

В зависимости от задач, ставящихся перед двигателем, регуляторы бывают однорежимные, двухрежимные, всережимные и предельные.

Однорежимные регуляторы поддерживают при любых изменяющихся нагрузках постоянное число оборотов. Они в основном применяются в двигателях, работающих на электрогенератор.

Двухрежимные регуляторы поддерживают только два скоростных режима — при максимальном и минимальном числах оборотов. На промежуточных числах оборотов двигателем управляют вручную

лутем воздействия на топливный насос и его подачу. Чаще всего регуляторы этого типа применяются на судовых и транспортных двигателях.

Всережимные регуляторы применяются в двигателях, нагруженные и скоростные режимы которых изменяются в широком диапазоне. В этих случаях особенно важно выбрать и поддерживать наивыгоднейший режим двигателя. Всережимные регуляторы широко применяют в установках, которые по условиям производства могут работать с разными числами оборотов и при разных нагрузках, например, в автотракторных, тепловозных, судовых и др.

Предельные регуляторы предупреждают чрезмерное повышение числа оборотов и ограничивают или прекращают подачу топлива при увеличении скорости вращения коленчатого вала сверх допустимой.

По способу воздействия на регулирующий орган регуляторы бывают прямого и непрямого действия.

В регуляторах прямого действия элемент, воспринимающий изменения скорости и называемый чувствительным элементом, одновременно воздействует на регулирующий орган насоса и тем самым принимает на себя все перестановочные усилия. В двигателях большой мощности эти усилия достаточно велики, поэтому чувствительный элемент и регулятор в целом должны быть массивными.

В регуляторах непрямого действия перестановка регулирующих элементов выполняется специальными устройствами — сервомоторами, которыми управляют чувствительные элементы регулятора.

На рис. VI-29 показана схема регулятора непрямого действия с жесткой обратной связью. При вращении вала 7 грузы 9, преодолевая натяжение пружины 8, с помощью рычагов 6 и 5 перемещают муфту, которая займет положение, соответствующее числу оборотов двигателя. При уменьшении нагрузки, а следовательно, при повышении числа оборотов вала, муфта 4, поднявшись в точке 10, отклонит рычаг 11 вверх и поднимет золотник 16. Масло, подаваемое в золотниковую коробку по трубопроводу 13, пройдет по каналу 15 в цилиндр сервомотора 14 и вызовет перемещение его поршня вверх. Масло, находящееся над поршнем, перейдет по каналу 12 в золотниковую коробку и оттуда — на слив в систему.

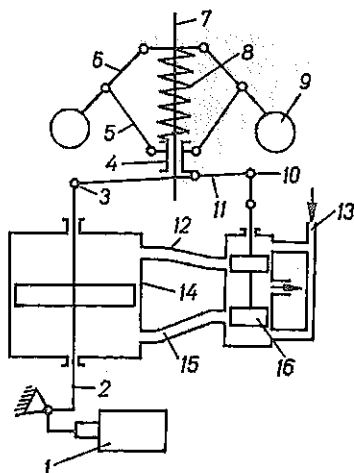


Рис. VI-29. Схема регулятора непрямого действия с жесткой обратной связью.

Перемещение поршня сервомотора через тягу 2 окажет не посредственное воздействие на топливный насос 1. Для того чтобы предупредить дальнейшее перемещение поршня сервомотора вверх, вводится в действие обратная связь 11, которая в точке шарнирно связана с рычагом поршня сервомотора. Перемещении точки 3 вверх вызовет обратное смещение точки 10 рычага обратной связи, в результате чего золотник опустится вниз и, перекрыв каналы 12 и 15, стабилизирует положение, отвечающее новой нагрузке.

Рычаг обратной связи восстанавливает равновесное положение в системе регулирования, однако при этом неизбежно смещение точек 3 и 10, а следовательно и муфты 4, от первоначального положения до уровня, соответствующего новой установившейся нагрузке, которому будет отвечать другая скорость вращения вала двигателя. Таким образом, в регуляторах с жесткой обратной связью установившееся после сброса нагрузки число оборотов будет несколько выше, чем до сброса нагрузки.

Для того чтобы вернуть число оборотов к прежнему значению, в систему регулирования в точке 3 включают дополнительно изодром, объединяющий котаракт и пружину. Такие регуляторы называются *регуляторами непрямого действия с изодромной связью*.

Давление газов на поршень, а следовательно, и на коленчатый вал действует периодически с изменяющейся величиной. Поэтому причиной колебания скорости коленчатого вала является то, что силы, действующие на поршень, изменяются периодически по одному закону, в то время как величина сопротивления вращению коленчатого вала изменяется по другому закону или остается постоянной.

Если в результате работы регулятора достигается соответствие между нагрузкой и развиваемой мощностью, то выравнивание указанных периодических колебаний окружной скорости вала за время одного цикла осуществляется маховиком.

Периодическое изменение скорости вращения коленчатого вала характеризуется степенью неравномерности, представляющей отношение разности максимальной $v_{\max}$ и минимальной $v_{\min}$ скоростей за период одного оборота к средней их величине $v_{\text{ср}}$

$$\sigma = \frac{v_{\max} - v_{\min}}{v_{\text{ср}}} \quad (\text{VI-66})$$

Величина степени неравномерности для привода электрических генераторов колеблется в пределах от 1/100 до 1/300.

§ VI-10. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Топливная система. Чтобы обеспечить прием и хранение топлива, а также питание двигателя, необходимо иметь надежное топливное хозяйство. Обычно топливо из расходного бака подается

через предварительный грубый фильтр (или отстойник) к фильтру тонкой очистки, после чего поступает в топливную аппаратуру двигателя.

В качестве топлива для двигателей применяют различные нефтепродукты — бензин, лигроин, дизельное топливо, мазут и др.; газообразное топливо — природный и сопутствующие нефтяные газы, генераторный газ и пр.

Топливо для двигателей должно отвечать следующим основным требованиям: обладать высокой теплотой сгорания, легко образовывать с воздухом горючую смесь, обеспечивать большую скорость сгорания, не образовывать при сгорании продуктов, вредно действующих на детали, сохранять физико-химические свойства при длительном хранении и пр.

Масляная система. Смазочное масло в двигателях выполняет много важных функций, в первую очередь — это смазывающая способность, т. е. способность устранять непосредственный контакт соприкасающихся металлических поверхностей. Кроме того, проходящее между трущимися поверхностями масло охлаждает и уносит с собой отделяющиеся при трении частицы металла и загрязнения (смолистые вещества, нагар, частицы пыли и др.).

Наиболее распространенными способами смазки являются: а) подача масла к трущимся частям разбрызгиванием и б) подача масла под давлением.

При смазке под давлением масло из картера засасывается насосом и через сетчатый фильтр подается под давлением по маслопроводу в систему. При этом масло поступает по каналам, просверленным в коленчатом вале, к кривошипным шейкам и подшипникам поршня.

При смазке разбрызгиванием шатуны выполняют с выступяющим снизу хвостовиком, который захватывает масло из картера и разбрызгивает его. Образующиеся при этом мельчайшие масляные брызги оседают на поверхность поршня, цилиндра и других деталей и смазывают их.

Масляная система объединяет все устройства по снабжению и распределению масла в двигателе и в основном состоит из расходных баков, фильтров, маслоподающих насосов и пр.

Масло является продуктом тяжелых фракций нефти, кипящих при высоких температурах. В настоящее время масло выпускается с различными присадками, которые улучшают моющие и антикоррозийные свойства масел, снижают температуру застывания и в целом повышают качество смазывающих материалов.

Система охлаждения. Система охлаждения двигателя предназначена для отвода тепла от деталей, нагреваемых в основном от теплоты горения топлива и трения деталей.

Охлаждающий поток воды проходит внутренние полости охлаждения в такой последовательности: сначала подается в нижнюю часть блока цилиндра, далее проходит во внутренние полости

цилиндрической крышки с последующим переходом к клапанам (при охлаждении) и к выхлопному трубопроводу.

Системы охлаждения бывают проточными и циркуляционными открытого и закрытого типов.

Основной недостаток проточного охлаждения — высокая и резко переменная разность температур входящей и выходящей

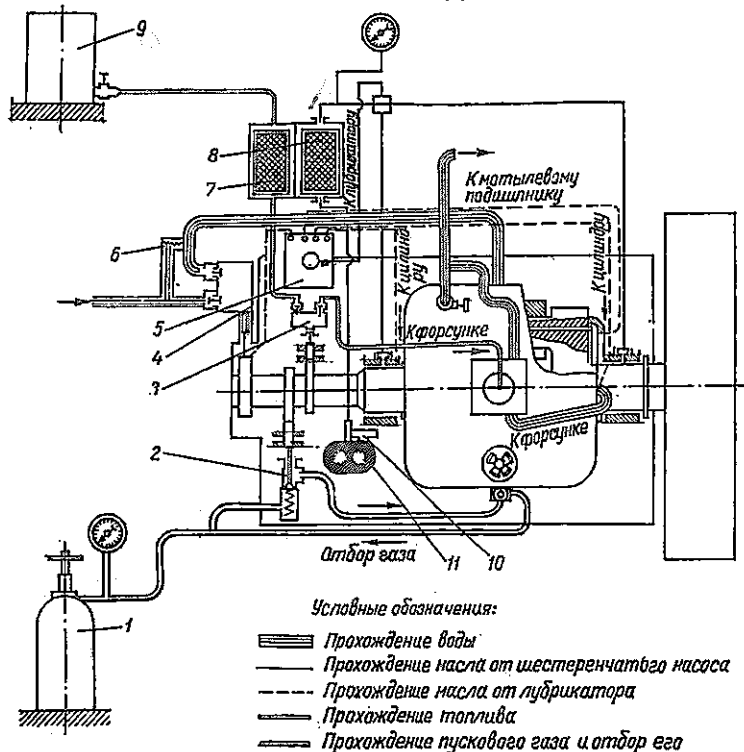


Рис. VI-30. Схема подачи топлива, смазки, охлаждения и отбора газа:

1 — пусковой баллон; 2 — пусковой клапан; 3 — топливный насос; 4 — насос охлаждающей воды; 5 — лубрикатор (масляный насос); 6 — перепускной клапан; 7 — фильтр топлива; 8 — фильтр масла; 9 — расходный топливный бак; 10 — редукционный клапан; 11 — шестеренчатый насос.

воды, в результате чего в охлаждаемых деталях возникают большие местные напряжения. При проточном охлаждении скорость циркуляции воды невелика, а расход ее большой.

Наиболее совершенными системами охлаждения двигателей являются циркуляционные, при которых вода многократно возвращается для повторного охлаждения.

Пусковые устройства. Пуск стационарных двигателей обычно производится сжатым воздухом. Сжатый воздух подводится из баллона к отдельным цилиндрам двигателя соответственно порядку

их работы при пуске. Правильное чередование подвода воздуха к отдельным цилиндрам достигается специальным воздухораспределителем.

На рис. VI-30 показаны схемы подачи топлива, смазки, охлаждения и отбора газа для пуска двигателя.

Электрическое зажигание. В карбюраторных и газовых двигателях зажигание горючей смеси производится электрической искрой, образующейся в цилиндре между электродами свечи в конце такта сжатия.

Электрическое зажигание рабочей смеси может быть батарейное — с источником тока от аккумуляторной батареи; электромагнитное — с источником тока от магнето; смешанное, при котором источником является аккумулятор и магнето.

Для надежного воспламенения рабочей смеси между электродами свечи следует устанавливать зазор в 0,45—0,5 мм. При давлении сжатия в $7-8 \cdot 10^5$ н/м² для пробоя воздушного промежутка между электродами требуется напряжение 13—20 кВ.

§ VI-11. ТИПЫ ДВИГАТЕЛЕЙ

Современные стационарные двигатели выполняют бескомпромиссного типа. Эти двигатели положены в основу строящихся транспортных установок. Однако, поскольку для их размещения объем ограничен, их выполняют компактными, для чего широко применяют наддув и увеличенное число оборотов.

В транспортных двигателях достаточно сложная силовая система, поскольку непосредственная связь коленчатого вала двигателя с движущимися колесами машины нецелесообразна. Действительно, при движении машины (тепловоза, трактора) изменяются как скорость, так и сила тяги. Двигатели внутреннего сгорания не приспособлены к таким условиям работы, так как при небольшой скорости (при малых числах оборотов) мощность двигателя резко уменьшается. В связи с этим скорость и сила тяги изменяются с помощью специальной передачи, которую размещают между коленчатым валом двигателя и осями колес машины. При этом при постоянной мощности двигателя скорость движения колес всегда будет обратно пропорциональной силе тяги. Это полностью отвечает условиям движения, поскольку при уменьшении скорости (при увеличении нагрузки) сила тяги пропорционально увеличивается.

На рис. VI-31 показан поперечный разрез четырехтактного дизеля с турбонаддувом, предназначенного для установки на судах и тепловозах.

Фундаментная рама 19, картерного типа, выполнена из чугуна, имеет опоры для коленчатого вала 17 и скреплена с блоком цилиндров анкерными связями 1, принимающими на себя растягивающие усилия при вспышке топлива. Нижняя полость рамы служит для

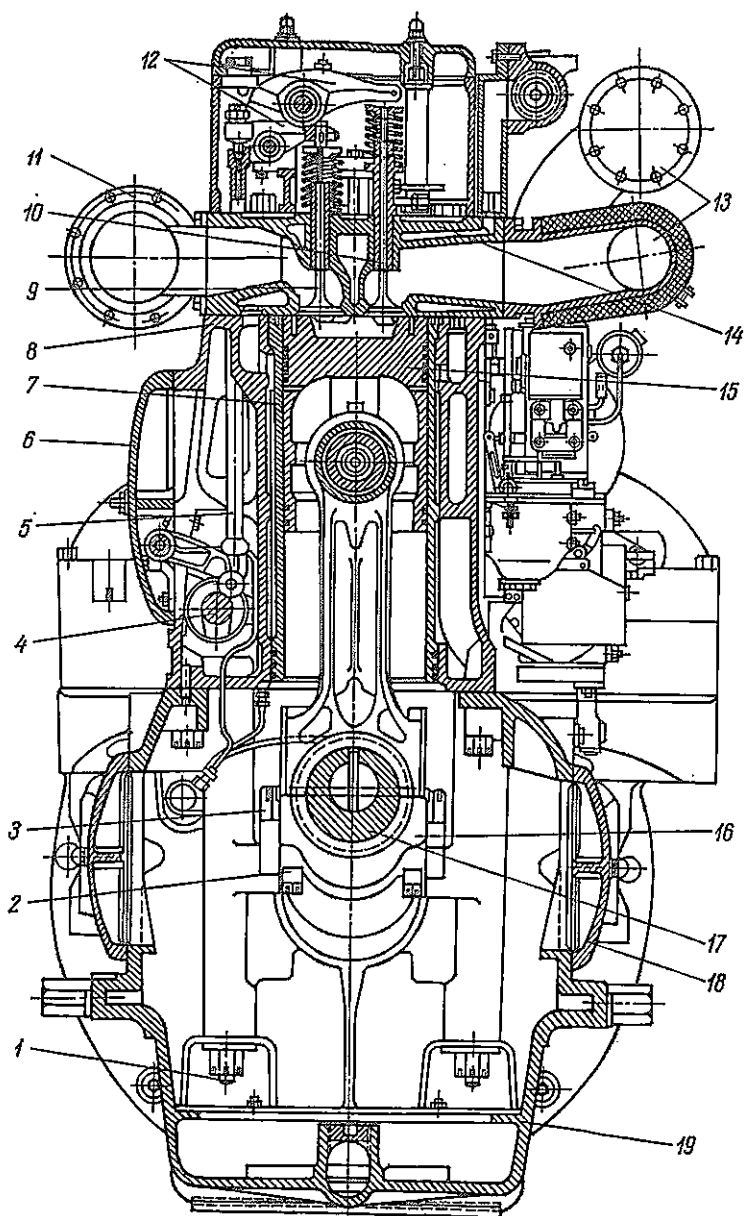


Рис. VI-31. Поперечный разрез четырехтактного дизеля с турбонаддувом.

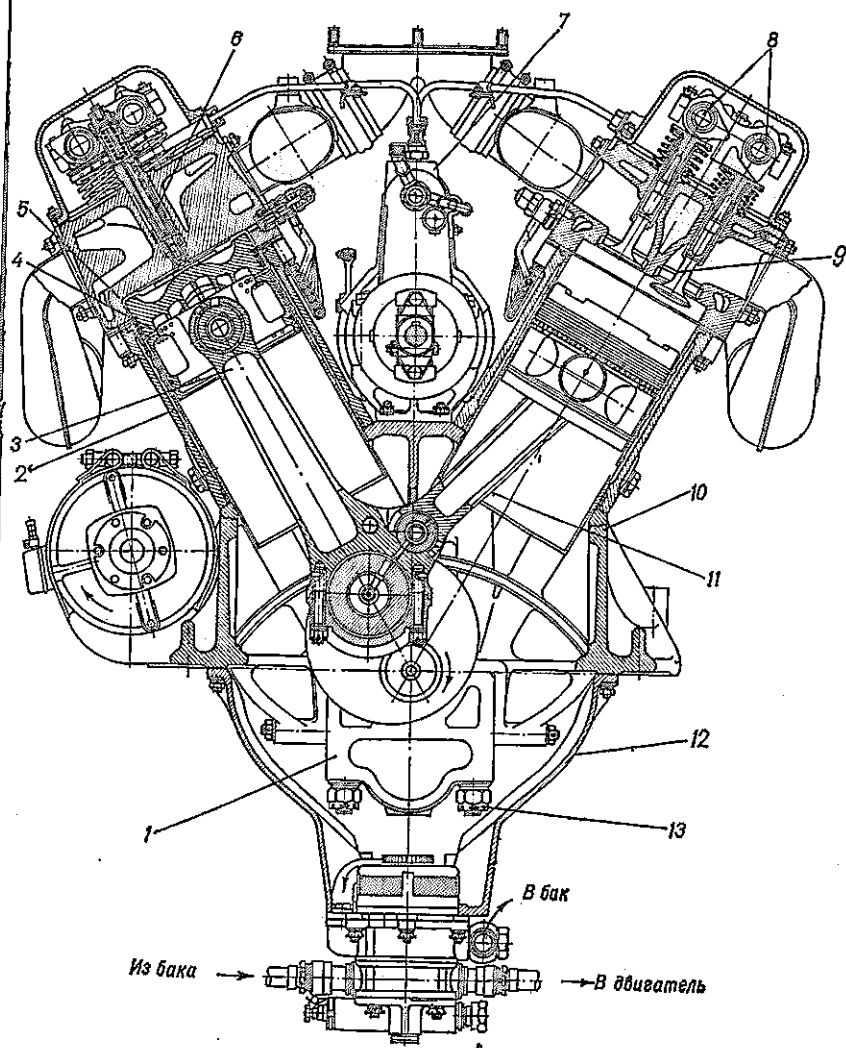


Рис. VI-32. Поперечный разрез V-образного двигателя.

стока и сбора масла. Доступ во внутреннюю полость картера обеспечивается через люки 18, обслуживающие по три цилиндра каждый.

Цилиндровый блок 8 изготовлен из чугуна и имеет запрессованные втулки 7, свободно удлиняющиеся книзу. Распределительный вал 4, вместе с распределительным механизмом и рычагом 5, закрыт люком 6. Литая чугунная крышка 14 имеет два всасывающих клапана 9 и два выхлопных 10, управляемых от распределительного вала коромыслами 12.

Отработавшие газы подводятся к газовой турбине по двум трубопроводам 13, а подача чистого воздуха от газотурбинного нагнетателя осуществляется по трубопроводу 11. Поршень 15 изготавливается из алюминиевого сплава. Нижняя шатунная крышка 16 прикрепляется к телу шатуна болтами 2.

На рис. VI-32 показан четырехтактный V-образный двигатель высокого сжатия. Картер отлит из алюминиевого сплава и состоит из верхней 10 и нижней 12 половин. Головка цилиндра 5 и блок цилиндра 2 устанавливаются на верхней половине картера и крепятся шпильками.

Коренные подшипники выполняются со съёмными нижними крышками 1, которые крепятся в верхней половине картера шпильками 13. Шатунный механизм, соединенный с валом и поршнем, состоит из главного 3 и прицепного 11 шатунов. Прицепной шатун соединяется с главным с помощью пальца. Дюралюминиевые поршни 4 имеют фасонную форму днища, необходимую для лучшего смесеобразования и сгорания топлива.

Распределительные валы 8 установлены непосредственно над клапанами и приводятся в движение с помощью системы конических шестерен и промежуточных рычагов.

Топливо впрыскивается под давлением $200 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ от насоса 7 через форсунку 6 непосредственно в камеру сжатия. Форсунка снабжена распылителем, имеющим семь сопловых отверстий, расположенных под углом, и поэтому обеспечивающим широкое распыливание топлива от центра к наружным краям поршня. Процесс всасывания и выхлопа осуществляется с помощью рабочих клапанов 9.

VI-12. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ДВИГАТЕЛЕЙ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ

Основные задачи дальнейшего развития двигателей внутреннего сгорания — создание надежного, экономичного и компактного двигателя с достаточно высокой удельной мощностью и минимальным расходом металла. Достигается это в основном за счет наддува и введения скоростных режимов работы двигателя, что связано с увеличением числа оборотов. В настоящее время строятся бензиновые двигатели с числом оборотов свыше 66,6 об/сек, средним эффективным давлением $8,7 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ и удельным расходом металла 4,2 кг/квт.

Дизели характеризуются числом оборотов 50—60 в секунду, средним эффективным давлением свыше $10 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ минимальным расходом топлива до $230 \text{ г/квт} \cdot \text{ч}$. Однако расход металла на удельную единицу мощности дизеля еще достаточно высок (около 10 кг/квт).

Развитие двигателей внутреннего сгорания характеризуется как новыми направлениями, при которых накопление и постепенное изменение количественных отношений приводит к образованию качественно новых типов двигателей, так и совершенствованием существующих конструкций, а именно:

- 1) развитием короткоходовых двигателей с S/D от 0,8 до 1,0;

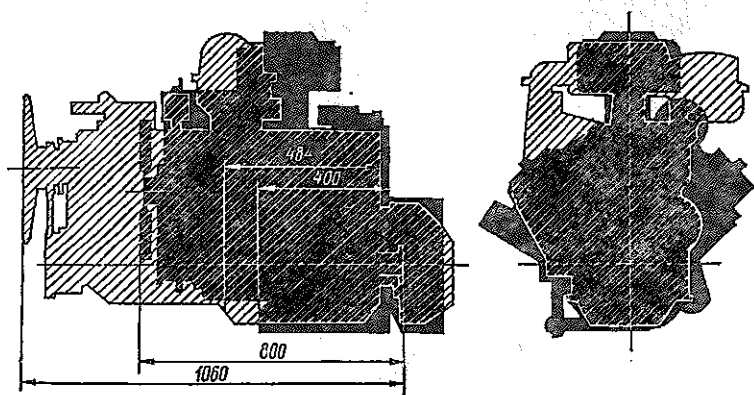


Рис. VI-33. Сравнительные габаритные размеры V-образного и рядового восьмицилиндрового двигателей.

- 2) применением высоких степеней сжатия;
- 3) компактным расположением деталей и узлов, в частности с V-образным расположением цилиндров, и пр.

Основное преимущество короткого хода заключается в том, что в двигателях с большим числом оборотов средняя скорость поршня получается умеренной, что видно из формулы $c_m = 2Sn$. При одинаковом числе оборотов средняя скорость поршня c_m будет меньше у того двигателя, у которого меньше ход поршня S .

Уменьшение средней скорости поршня способствует повышению механического к.п.д. η_m , увеличению долговечности цилиндра, поршневой группы, а также освобождает подшипники коленчатого вала от действия инерционных нагрузок.

Хорошие результаты получены от сочетания короткоходности с V-образной схемой расположения цилиндров. Такое конструктивное решение с внедрением высококачественных материалов для подшипников и наддува позволяет сократить до минимума длину коленчатого вала, избежать сложных вильчатых или прицепных шатунов и обеспечить большую удельную мощность двигателя.

На рис. VI-33 приведены сравнительные габаритные размеры V-образного (сплошной фон) и рядового восьмицилиндрового (заштрихованный фон) двигателей одинаковой мощности для автомобилей высшего класса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Н. В. Иноземцев. Курс тепловых двигателей. М., Оборонгиз, 1952.
2. Н. Ф. Кираковский, И. А. Недужий. Лабораторный практикум по курсу общей теплотехники. Изд-во Киевского университета, 1966.
3. И. Т. Швець, В. И. Толубинский и др. Общая теплотехника. К., Техиздат, 1963.
4. І. Т. Швець, В. І. Толубінський та ін. Теплотехніка. К., «Вища школа», 1969.
5. Д. М. Шифрин. Тепловые двигатели. М., Машгиз, 1962.

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ (ТЭС)

§ VII-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

На долю тепловых электростанций приходится примерно 80 % всей электроэнергии, вырабатываемой в СССР. Большая часть введенных за последние годы мощностей приходится на крупные тепловые электростанции. Непрерывное увеличение мощности отдельных станций и единичной мощности устанавливаемых на них агрегатов, наряду с повышением начальных рабочих параметров пара, — характерное отличие отечественных ТЭС.

Если до 1959 г. мощность лишь нескольких тепловых электростанций в СССР достигала 600—700 тыс. *квт*, то уже к 1970 г. многие тепловые электростанции имели установленную мощность свыше 1 млн. *квт*; среди них: Приднепровская, Конаковская, Бурштынская и Змиевская уже достигли мощности 2,4 млн. *квт*. Проектная мощность строящихся Запорожской и Углегорской станций — по 3,6 млн. *квт*.

Техническая возможность укрупнения мощностей энергетического оборудования и повышения его качественных характеристик обеспечивается непрерывным прогрессом отечественного энергомашиностроения.

Экономическая целесообразность укрупнения единичных мощностей агрегатов состоит прежде всего в снижении удельных капитальных затрат при сооружении электростанций и расходов на их эксплуатацию. Высокие темпы энергетического строительства позволяют ежегодно вводить на строящихся тепловых электростанциях большие мощности, в связи с чем значительно уменьшается ущерб от замораживания капиталовложений.

Важнейшим мероприятием является переход на блочные схемы «котел — турбина — генератор — трансформатор», позволяющий сократить первоначальные затраты и уменьшить численность обслуживающего персонала.

Для современных отечественных тепловых электростанций характерна широкая автоматизация производственных процессов в тепловых цехах. Помимо функции поддержания заданных параметров, автоматические устройства осуществляют технологическую защиту.

Ведутся работы по применению на ТЭС управляющих вычислительных машин, обеспечивающих, помимо информации, автоматическую оптимизацию режимов работы основного оборудования.

Доказательством повышения качественного уровня отечественных тепловых электростанций служит такой показатель, как удельный расход условного топлива на выработку единицы электроэнергии. Ниже приводятся данные, иллюстрирующие изменения этого показателя в связи с ростом уровня отечественной энергетики за последние 30 лет (в г условного топлива на 1 *квт · ч*).

1940—645	1962—448
1950—590	1967—392
1960—471	1970—366

Нарастающими темпами происходит процесс объединения изолированных ТЭС в энергетические системы, что благоприятствует сооружению крупных районных электростанций.

Следует отметить, что концентрация энергетических мощностей рациональна именно при централизованной организации электроснабжения, обеспечивающей необходимую маневренность и наиболее выгодные режимы эксплуатации. Принцип объединения электростанций с помощью электрических линий высокого напряжения является одним из ведущих принципов развития энергетики на современном этапе.

Ускоренное строительство тепловых электростанций в СССР и снижение их стоимости в значительной мере обеспечивается внедрением новых методов индустриальности строительных конструкций и тепломеханического оборудования.

§ VII-2. ТИПЫ И ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Тепловая электрическая станция — это совокупность взаимосвязанных установок, общим технологическим назначением которых является преобразование химической энергии сжигаемого топлива в электрическую (рис. VII-1).



Рис. VII-1. Схема преобразования энергии на ТЭС.

Первичными двигателями на тепловых электростанциях являются паровые и газовые турбины, двигатели внутреннего сгорания.

Станции с газовыми турбинами на современном этапе не могут конкурировать с паротурбинными. Единичные мощности газотурбинных агрегатов пока не превышают 40—50 тыс. *квт*, технико-экономические показатели заметно ниже. Однако высокая маневренность (простота и быстрота процессов пуска и остановки) делает

целесообразным применение их для покрытия кратковременных «пиков» нагрузки энергосистем.

Различают два типа паротурбинных тепловых электростанций:

1) *конденсационные*, вырабатывающие только электрическую энергию;

2) *теплофикационные* (теплоэлектроцентрали), где осуществляется комбинированная выработка электрической и тепловой энергии; горячая вода или пар передаются от теплоэлектроцентралей по трубопроводам промышленным и коммунально-бытовым потребителям.

Электростанции конденсационного типа (КЭС) являются наиболее распространенным типом тепловых электростанций (рис. VII-2).

Пар, отработавший в паровых турбинах этих станций, направляется в конденсаторы. Конденсат откачивается насосами и как питательная вода направляется в котлы.

Охлаждающая вода по выходе из конденсаторов обладает низким температурным потенциалом ($25-35^{\circ}\text{C}$), в связи с чем она не может быть использована как теплоноситель, и тепло, заключенное в ней, теряется.

Как показывают термодинамические расчеты, на современных КЭС может быть превращено в электроэнергию немногим более 40% тепла израсходованного топлива. Основная причина заключается в том, что в самом термодинамическом принципе работы конденсационной электростанции заложен источник значительных потерь. Неизбежный отвод тепла из цикла в окружающую среду (через конденсатор) приводит к потере более половины всего тепла, подводимого к циклу.

На электростанциях теплофикационного типа (ТЭЦ) достигается более высокая экономичность, поскольку тепло отработавшего в турбинах пара полностью или частично используется потребителями. Полезная отдача энергии на ТЭЦ при благоприятном сочетании электрической и тепловой нагрузок достигает 60—70%.

Подогрев сетевой воды для нужд централизованного отопления производится на ТЭЦ в бойлерах (сетевых подогревателях), где тепло отработавшего пара воспринимается водой (рис. VII-3).

Кроме турбин с промежуточным отбором пара на ТЭЦ в ряде случаев устанавливаются турбины с противодавлением; их применение ограничено тем, что выработка электроэнергии на этих установках находится в прямой зависимости от использования отрабо-

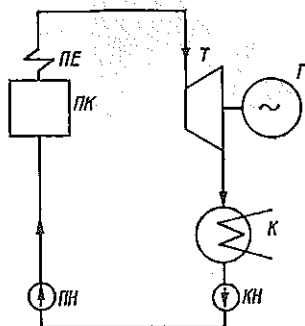


Рис. VII-2. Простейшая схема ТЭС:

Т — паровая турбина; Г — генератор; К — конденсатор; КН — конденсатный насос; ПН — питательный насос; ПК — паровой котел; ПЕ — пароперегреватель.

тавшего пара, т. е. от режима теплотребления. К.п.д. ТЭЦ, оборудованных турбинами с противодавлением, может достигать 80%, поскольку при этом полностью отсутствуют потери в конденсаторе.

На конденсационных электростанциях, не зависящих от теплового потребления, возможна значительная концентрация электрической мощности, что облегчает решение задачи быстрого наращивания энергетического потенциала страны.

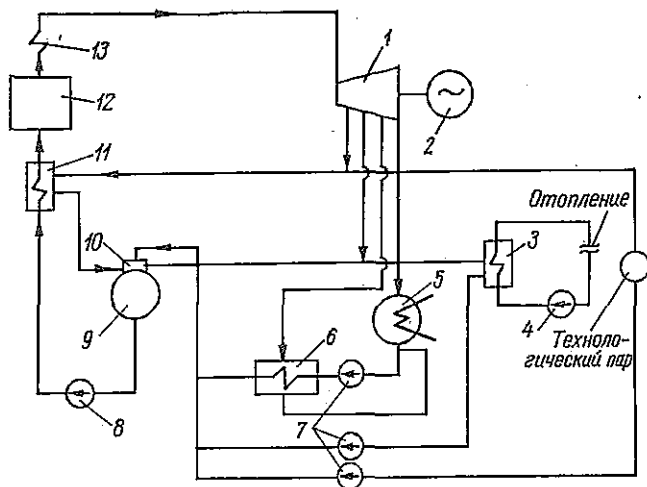


Рис. VII-3. Вариант тепловой схемы ТЭЦ:

1 — паровая турбина; 2 — генератор; 3 — сетевой подогреватель; 4 — сетевой насос; 5 — конденсатор; 6 — регенеративный подогреватель низкого давления; 7 — конденсатные насосы; 8 — питательный насос; 9 — питательный бак; 10 — деаэрактор; 11 — регенеративный подогреватель высокого давления; 12 — котел; 13 — пароперегреватель.

В то же время даже при максимальной централизации теплоснабжения на базе промышленных и районных ТЭЦ последними может быть обеспечено не более 27—30% требуемой электроэнергии. Таким образом, несмотря на то, что к.п.д. конденсационных электростанций значительно уступает к.п.д. ТЭЦ, преобладающее место КЭС в энергостроительстве сохранится и в дальнейшем.

§ VII-3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ. ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Технико-экономическое сопоставление вариантов

Выбор принципиальной схемы и мощности тепловой электростанции, места ее расположения, связи с системой и других исходных характеристик является довольно сложной задачей; обычно

для решения ее производится всестороннее технико-экономическое сопоставление возможных вариантов.

При термодинамическом анализе циклов основное значение придается достижению максимального термического к.п.д. Однако при выборе наивыгоднейшего варианта следует иметь в виду, что тепловая электростанция призвана служить лишь средством для решения задачи обеспечения потребителей энергией в условиях, отвечающих оптимальным требованиям народного хозяйства.

Термический к.п.д. установки — это лишь один из факторов, составляющих экономическую основу расчета.

Технико-экономическое сопоставление вариантов тепловой электростанции производится при условии их одинаковой энергетической эффективности. Вариант, требующий наименьших капиталовложений при одновременно наименьших годовых эксплуатационных затратах, является, естественно, наиболее выгодным.

Однако в ряде случаев соотношение требуемых капитальных вложений и годовых эксплуатационных затрат бывает таким, что большим капитальным вложениям в ТЭС соответствуют меньшие годовые затраты на ее эксплуатацию. При этом может оказаться целесообразным увеличение капиталовложений в сооружение станции для экономии затрат на топливо.

В этом случае необходимо определить, в какой срок дополнительные капиталовложения, которых требует более дорогой вариант, будут компенсированы достигаемой экономией в эксплуатации.

Обозначим через K_1 и K_2 — капиталовложения в сравниваемых вариантах тепловой электростанции, причем $K_1 > K_2$, а годовые эксплуатационные расходы соответственно через S_1 и S_2 , причем $S_1 < S_2$. Экономическая целесообразность применения варианта 1 по сравнению с вариантом 2 в этом случае определится *сроком окупаемости* дополнительных капитальных затрат T , который может быть определен следующим образом:

$$T = \frac{K_1 - K_2}{S_2 - S_1} \text{ лет.} \quad (\text{VII-1})$$

Более дорогой по капиталовложениям вариант оказывается экономически целесообразным, если срок окупаемости, найденный по (VII-1), будет меньше принятого нормативного срока окупаемости T_n (для тепловых электростанций — 6,5 лет).

В состав годовых издержек по каждому варианту входят расходы на топливо, на заработную плату, общестанционные и прочие расходы, а также отчисления на амортизацию.

В зависимости от поставленной задачи сопоставление может ограничиваться данными энергетическими предприятиями или учитывать весь энергетический комплекс, а именно: собственно ТЭС, соответствующее развитие топливодобывающих объектов, сооружения и средства транспортировки топлива, линии электропередачи для выдачи мощности ТЭС в энергосистему и др.

Например, для определения разности единовременных затрат сравниваемых вариантов ΔK необходимо учесть затраты на сооружение собственно ТЭС ($K_{ст}$), затраты на топливную базу ($K_{т.б}$) и транспортировку топлива ($K_{тр}$). Тогда

$$\Delta K = \Delta K_{ст} + \Delta K_{т.б} + \Delta K_{тр}.$$

При сопоставлении большого количества вариантов рекомендуется пользоваться широко применяемым методом сопоставлений «расчетных затрат», по которому наиболее эффективный вариант определяется наименьшей суммой расчетных затрат:

$$Z_p = K + T_n C = \min \quad (VII-2)$$

или

$$C + E_{\text{норм}} K = \min. \quad (VII-3)$$

В этих выражениях:

Z_p — расчетные затраты, руб.;

K — единовременные затраты (капитальные вложения) по данному варианту, руб.;

T_n — нормативный срок окупаемости единовременных затрат;

C — полная себестоимость продукции по данному варианту, руб./год;

$E_{\text{норм}}$ — нормативный коэффициент эффективности

$$E_{\text{норм}} = \frac{1}{T_{\text{норм}}}$$

(при нормативном сроке окупаемости — 6,5 лет $E_{\text{норм}} = \frac{1}{6,5} \cong 0,15$).

Таким образом, при технико-экономическом сопоставлении вариантов отдельных ТЭС должно быть найдено минимальное значение величин

$$K + 6,5C. \quad (VII-4)$$

Проектные расчеты и опыт строительства тепловых электростанций показывают, что наиболее экономичные показатели для конденсационных ТЭС достигаются с повышением их мощности.

Если вопрос об экономии средств на энергостроительство ограничить только затратами на сооружение собственно тепловых электростанций, целесообразность увеличения мощности ТЭС становится очевидной.

Однако вопрос о целесообразности увеличения мощности ТЭС всегда должен рассматриваться с учетом суммарных затрат на развитие энергетической системы. Ведь с увеличением мощности ТЭС возрастают, как правило, затраты на сооружение линий электропередачи. Поэтому выбор оптимальной мощности ТЭС должен производиться исходя из минимума затрат на развитие энергосистемы в целом, т. е. с учетом затрат как на сооружение самой

ТЭС, так и линий электропередачи, объединяющих данную станцию с системой или непосредственно с потребителями электроэнергии.

Большое внимание уделяется повышению экономичности производства и потребления энергии.

Применение пара повышенных параметров является важнейшим фактором, способствующим увеличению экономичности тепловых электростанций при снижении расхода топлива. Повышение давления и температуры пара иногда влечет за собой некоторый рост удельных капиталовложений (вследствие удорожания оборудования), но достигаемое снижение расхода топлива косвенно влияет на сокращение капиталовложений в топливобудывающую промышленность и транспорт.

Итак, при всестороннем экономическом сопоставлении вариантов проектируемой мощной тепловой электростанции важным является также учет изменений затрат в смежные отрасли народного хозяйства: в топливобудывающую промышленность (в связи с различными расходами топлива для сопоставляемых вариантов); энергомашиностроительную и металлургическую промышленность (в связи с различными затратами труда и металла в оборудование); транспорт; в систему передачи и распределения электроэнергии и т. д.

Тепловая схема ТЭС. Основные параметры

Тепловая схема тепловой электростанции характеризует сущность осуществляемого в ней основного технологического процесса, а также определяет уровень технического совершенства станции, ее тепловую экономичность.

При разработке принципиальной тепловой схемы в первую очередь решаются вопросы выбора типа, мощности и начальных параметров станции.

Единичная мощность устанавливаемых агрегатов, наряду с технико-экономическими соображениями, определяется также требованиями надежности эксплуатации станции или системы. Характеристика выбранного оборудования должна обеспечивать экономичную работу станции в заданном диапазоне нагрузок при минимальных расчетных затратах.

В табл. VII-1 приведены технико-экономические показатели промышленного строительства типовых районных тепловых электростанций конденсационного типа различных мощностей, разработанных Теплоэлектропроектом.

Коэффициент полезного действия тепловых электростанций существенно зависит от начальных параметров пара. Начальными параметрами является давление p_0 Мн/м^2 (или ат) и температура $t_0^\circ\text{C}$ пара перед турбиной. В основу выбора рациональных параметров пара, применяемых на ТЭС, должны быть также положены

Мощность, Мвт	Состав оборудования	Вид топлива	Удельные капиталовложения, руб/квт			
			Всего	В том числе		
				строительно-монтажные работы	оборудование	прочие затраты
1200	6 турбогенераторов типа К-200-130 и 6 котлов по 640 т/ч	каменный уголь «Т» и «Д»	112,6	63,4	46,1	3,1
		бурый гусино-озерский уголь	115,8	65,4	47,3	3,1
		газодазутное топливо	98,1	57,1	38,2	2,8
1200	4 турбогенератора типа К-300-240 и 4 котла по 950 т/ч	каменный уголь «ГСП»	131,7	71,0	57,1	3,6
		экибастузский каменный уголь	135,5	74,0	57,8	3,7
		газодазутное топливо	116,1	63,6	49,1	3,4
1800	6 турбогенераторов типа К-300-240 и 6 котлов по 950 т/ч	каменный уголь «ГСП»	123,8	64,7	56,1	3,0
		экибастузский каменный уголь	125,6	66,2	56,4	3,0
		газодазутное топливо	108,4	58,0	47,6	2,8
2400	8 турбогенераторов типа К-300-240 и 8 котлов по 950 т/ч	каменный уголь «ГСП»	120,0	62,6	54,5	2,9
		экибастузский каменный уголь	121,8	64,0	54,9	2,9
		газодазутное топливо	105,5	55,9	46,9	2,7
3000	6 турбогенераторов типа К-500-240 и 6 котлов по 1600 т/ч	экибастузский каменный уголь	116,9	62,6	51,5	2,8

¹ В ценах 1969 г.

Мощность, Мвт	Состав оборудования	Вид топлива	Удельные капиталовложения, руб/квт			
			Всего	В том числе		
				строительно-монтажные работы	оборудование	прочие затраты
3200	4 турбогенератора типа К-800-240 и 4 котла по 2500 т/ч	каменный уголь «ГСП»	119,2	62,5	53,8	2,9
		канско-ачинский бурый уголь	118,0	61,4	53,7	2,9
		газодизельное топливо	107,2	55,7	48,7	2,8
4000	8 турбогенераторов типа К-500-240 и 8 котлов по 1600 т/ч	экибастузский каменный уголь	113,6	60,0	51,0	2,6
		канско-ачинский бурый уголь	116,5	60,7	53,4	2,4
4800	6 турбогенераторов типа К-800-240 и 6 котлов по 2600 т/ч	канско-ачинский бурый уголь	113,5	59,3	51,7	2,5

техничко-экономические соображения. Экономия топлива, получаемая за счет повышения параметров пара, должна сопоставляться с увеличением стоимости установки и ее обслуживания. Так, при увеличении начального давления, благодаря повышению плотности пара, оборудование становится более компактным. Однако толщина стенок оборудования и его вес возрастают.

С учетом освоенных в СССР классов стали для изготавливаемых отечественными заводами конденсационных турбоагрегатов мощностью 100, 150 и 200 тыс. *квт* принято начальное давление пара 13 Мн/м^2 , при температуре начального и промежуточного перегрева 565° С. Новые марки аустенитовой стали позволяют поднять начальные параметры пара до 30—35 Мн/м^2 и 650° С. Современные агрегаты в 300 тыс. *квт* и выше, устанавливаемые на отечественных

¹ Здесь и ниже давление пара и газа дается в Мн/м^2 . Следует учитывать что в характеристиках стационарного оборудования, нормалах и стандартах на параметры пара давление приводится обычно в технических атмосферах (*ат*). В связи с тем, что 1 Мн/м^2 незначительно отличается от 10 технических атмосфер (10 кг/см^2), в тексте книги принимается, что 1 $\text{Мн/м}^2 = 10 \text{ кг/см}^2$. Так, параметры пара 130 *ат*, 565° С обозначаются — 13 Мн/м^2 , 565° С (хотя надо было бы писать — 12,7 Мн/м^2 , 565° С).

ТЭС, базируются в основном на применении перлитной стали, допускающей повышение температуры пара перед турбиной до 565°C при давлении 24 Мн/м^2 .

В табл. VII-2 приведены примерные данные народнохозяйственной экономии капиталовложений при изменении параметров пара. Показатели выведены на основании средних капиталовложений на добычу и транспортировку одной тонны условного топлива в год (20 руб. при 7000 час. использования установленной мощности ТЭС в год).

Таблица VII-2

Количество и мощность турбоагрегатов, <i>Мвт</i>	Параметры пара		Удельный расход условного топлива, <i>г/квт · ч</i>	Удельные капиталовложения, <i>руб/квт</i>	Сопряженные капиталовложения в добычу и транспортировку топлива, <i>руб/квт</i>	Удельные капиталовложения с учетом сопряженных затрат, <i>руб/квт</i>
	<i>Мн/м² (атм)</i>	<i>°C</i>				
4×50	9 (88)	535	394	152,5	58	210,5
6×200	24 (235)	565/565	320	107,5	44,8	152,3
6×200	13 (127)	565	350	90,7	49	139,7
8×300	24 (235)	565/565	318	93,7	44,5	138,2

Из приведенных данных видно, что переход на параметры 13 Мн/м^2 и 565°C дает снижение удельного расхода топлива на единицу отпущенной энергии, по сравнению с параметрами пара перед турбинами 9 Мн/м^2 и 535°C , на 9—10%. Переход на сверхкритические параметры позволяет снизить удельный расход топлива еще на 3—4%.

Выбор начальных параметров пара для ТЭЦ во многом зависит от стоимости топлива. Европейская часть СССР характеризуется относительно дорогим топливом, а районы Сибири — более дешевым. Как показывают расчеты, в первом случае экономически целесообразно применять начальные параметры пара 24 Мн/м^2 и 565°C , при дешевых же углях могут быть приняты докритические параметры пара давлением 13—16 Мн/м^2 с температурой 540°C .

Увеличить экономичность ТЭЦ возможно путем повышения доли электроэнергии, вырабатываемой на теплофикационном режиме, а также за счет увеличения летней тепловой нагрузки. В то же время повышение начальных параметров пара на теплоэлектроцентралях не менее эффективно, чем на конденсационных электростанциях. Сравнение тепловой экономичности ТЭЦ при различных начальных параметрах пара возможно, разумеется, лишь при условии равного отпуска станцией электрической и тепловой энергии. Выработка электроэнергии на единицу расходуемого пара при одинаковом отпуске тепла потребителям будет тем больше, чем выше начальные параметры пара.

В настоящее время отечественные заводы выпускают высокоэкономичные теплофикационные турбины ПТ-50-130, Т-50-130, Т-100-130 на начальные параметры пара 13 Мн/м^2 , 565° С; в ближайшие годы намечен выпуск теплофикационных турбин Т-250-240 (250 Мвт — 24,0 Мн/м^2).

Для схем современных тепловых электростанций характерно стремление к максимальному повышению их экономичности. В связи с этим необходимо отметить такие важнейшие элементы тепловой схемы ТЭС, как регенеративный подогрев питательной воды и промежуточный перегрев пара (гл. II).

При регенеративном подогреве питательной воды часть поступившего в турбину пара отбирается в нескольких точках и, таким образом, не расширяется до давления в конденсаторе на лопатках турбины. На конденсационный режим турбины частично накладывается как бы режим противодавления.

Теоретически наивыгоднейшая температура регенеративного подогрева питательной воды отвечает наименьшему удельному расходу топлива на электростанции.

При регенеративном подогреве приходится учитывать связанные с этим материальные и энергетические затраты, в связи с чем возникает необходимость некоторого снижения температуры подогрева питательной воды, в сравнении с теоретически наивыгоднейшим ее значением, до величины, обеспечивающей наибольшую экономическую эффективность такого подогрева. При таком подогреве уменьшается расход топлива, но при этом повышается расход свежего пара, возрастает паропроизводительность котельных агрегатов, увеличиваются размеры головной части турбины. В этом случае экономически наивыгоднейшие параметры, например температура питательной воды, определяются методом исчисления

Таблица VII-3

Экономические температуры питательной воды для крупных блоков при различной стоимости топлива

Тип турбогенератора	Вид топлива	Стоимость топлива, руб/т условного топлива	Температура, °С	
			питательной воды	уходящих газов ¹
К-300-240	каменный уголь	3—5	230—235	135—145
		10—11	265—270	105—110
	бурый уголь	3—5	230	150—160
		10—11	260	120
К-200-130	каменный уголь	3—5	215	120—130
		10—11	235	100
	бурый уголь	3—5	205—210	125—135
		10—11	230	105—115

¹ Температура уходящих газов выбирается с учетом точки росы.

минимума расчетных затрат, учитывающих капитальные затраты и эксплуатационные расходы за нормативный срок окупаемости.

В табл. VII-3 приведены значения экономической температуры питательной воды для крупных блоков (по расчетам ЦКТИ).

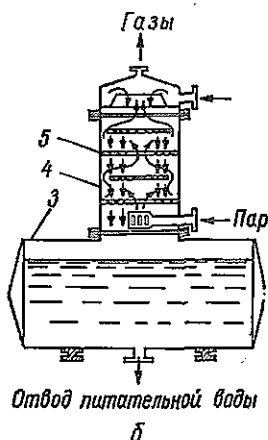
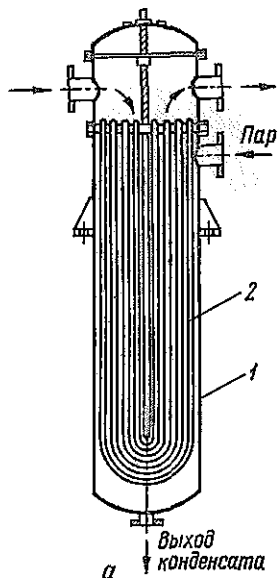


Рис. VII-4. Схема регенеративных подогревателей:

а — подогреватель поверхностного типа; б — подогреватель смешивающего типа; 1 — корпус подогревателя; 2 — трубки; 3 — резервуар; 4 — колонка; 5 — дырчатые перегородки.

Питательная вода в современных станционных блоках подогревается до $230\text{--}270^\circ\text{C}$ обычно в подогревателях поверхностного типа. Схемы регенеративных подогревателей представлены на рис. VII-4, а включение подогревателей в тепловую схему показано на рис. VII-5.

При регенеративном подогреве питательной воды можно достигнуть значительного повышения к.п.д. цикла (гл. II), так как отбираемый для этой цели пар не имеет потерь в холодный источник (конденсатор).

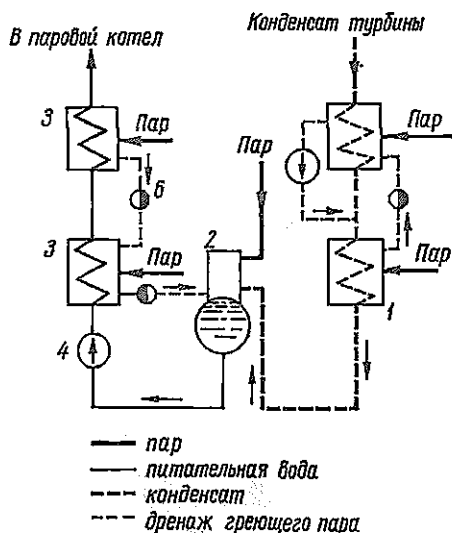


Рис. VII-5. Схема включения регенеративных подогревателей в тепловую схему:

1 — подогреватели низкого давления; 2 — смешивающий подогреватель — деаэрактор; 3 — подогреватель высокого давления; 4 — питательный насос; 5 — насос для откачки конденсата из подогревателей; 6 — конденсатоотводчик.

Промежуточный перегрев пара. В установках, где применяется такой перегрев, отработавший в первых ступенях турбины пар отводится в пароперегреватель, где перегревается теплом дымовых газов котельной установки до температуры, близкой к температуре свежего пара, после чего пар возвращается в турбину в последующие ее ступени.

Преимуществом промежуточного перегрева пара является снижение его конечной влажности, что положительно влияет на сохранность лопаток последних ступеней турбины за счет резкого снижения эрозии. Промежуточный перегрев пара полезен еще и тем, что позволяет повысить тепловую экономичность ТЭС и к.п.д. цикла.

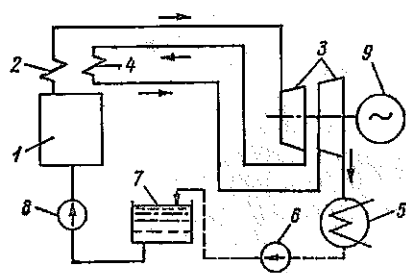


Рис. VII-6. Схема промежуточного перегрева пара:

1 — паровой котел; 2 — первичный перегреватель пара; 3 — паровая турбина; 4 — вторичный перегреватель пара; 5 — конденсатор; 6 — конденсатный насос; 7 — питательный бак; 8 — питательный насос; 9 — генератор.

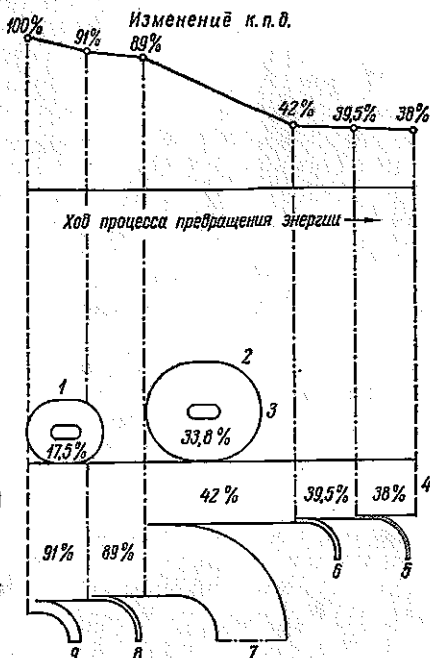


Рис. VII-7. Схема распределения потока тепла в блоке:

1 — воздухоподогреватель; 2 — подогрев питательной воды; 3 — регенерация; 4 — полезная энергия; 5 — механические и электрические потери; 6 — расход электроэнергии на собственные нужды; 7 — потери в конденсаторе; 8 — потери на излучение; 9 — потери в паровом котле.

На ТЭС применяется также паровой способ промежуточного перегрева пара. Паровой перегрев осуществляется в специальном паровом перегревателе, устанавливаемом около турбины. Существенным при этом является то, что паропроводы перегревателя имеют небольшую длину. Однако из-за низкой температуры перегрева паровой способ практически не дает увеличения термического к.п.д. цикла.

При газовом же способе нет ограничений по температуре промежуточного перегрева, за исключением прочностных свойств стали. Благодаря высокой температуре газового перегрева повышение

тепловой экономичности станции достигает 4—6%. Схема газового промежуточного перегрева пара показана на рис. VII-6.

Наряду с указанным, перечисленные мероприятия по усовершенствованию термодинамического цикла ТЭС, позволяя уменьшить количество пара, проходящего через выхлопную часть турбины, дают в то же время возможность увеличить мощность турбоагрегата при одном и том же выхлопном сечении.

На рис. VII-7 приведена примерная схема потоков тепла для блока мощностью 150 Мвт при параметрах пара перед турбиной 13 Мн/м² и 535° С с промежуточным перегревом пара. Давление в конденсаторе — 0,003 Мн/м², конечная влажность пара — 90%. В схеме подводимое тепло принято за 100%, по ней можно проследить изменения к.п.д. в процессе превращения энергии.

Тепловые энергоблоки и их компоновка

Для современных крупных ТЭС характерна блочная система компоновки основного оборудования (котел—турбина), каждый блок представляет собой как бы автономную электростанцию из одного турбоагрегата и одного или (в отдельных случаях) двух котлов.

Блочная схема позволяет значительно снизить стоимость строительства, поскольку при этом исключается необходимость в резервных котлах, ликвидируются поперечные связи, упрощается управление оборудованием, уменьшаются строительные объемы и соответственно стоимость строительной части главного корпуса (в связи с более простыми и рациональными компоновочными решениями).

Одновременно с этим сокращается дорогостоящая арматура, облегчается эксплуатация и, что особенно важно, создаются условия полной автоматизации станционных тепловых процессов.

Следует также указать на то, что при решении ТЭС по блочной схеме сокращается и объем жилищного строительства для эксплуатационного персонала, поскольку общее упрощение схемы станции обеспечивает уменьшение численности персонала, обслуживающего ТЭС.

Важным условием рациональной компоновки блочной электростанции является приближение парового котла к турбине в каждом блоке, что позволяет свести к минимуму длину трубопроводов.

На рис. VII-8 изображена принципиальная тепловая схема блока с турбиной К-200-130 и барабанным котлом производительностью 640 т/ч. Начальные параметры пара 13 Мн/м², 565° С. Имеется газовый промежуточный перегрев пара при давлении 2,1 Мн/м² до 565° С. Система регенерации (7 отборов) состоит из трех подогревателей высокого давления (п.в.д.), четырех подогревателей низкого давления (п.н.д.) и деаэратора на 0,6 Мн/м².

Температура питательной воды 235°C . Часовой расход пара через турбину при номинальной нагрузке составляет 580 т/ч .

Необходимо отметить, что экономические преимущества блочной системы становятся заметными лишь при условии установки в энергосистеме достаточно большого количества блоков.

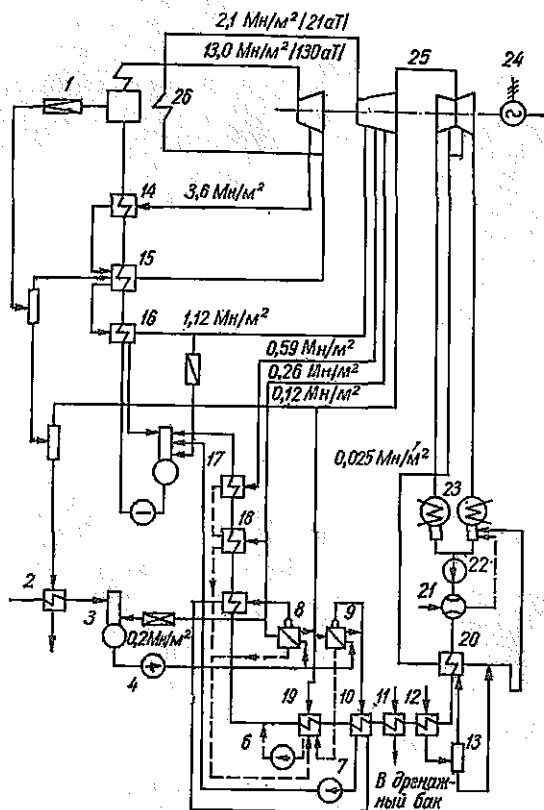


Рис. VII-8. Тепловая схема блока с турбиной К-200-130:

1 — котлоагрегат; 2 — охладитель продувки; 3 — деаэратор добавочной воды; 4 — насос добавочной воды; 5 — питательный насос; 6 — дренажный насос; 7 — насос для перекачки дистиллата; 8 — первая ступень испарителя; 9 — вторая ступень испарителя; 10 — конденсатор испарителя; 11, 12 — подогреватели уплотнений; 13 — расширитель; 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20 — регенеративные подогреватели; 21 — эжекторный подогреватель; 22 — конденсатный насос; 23 — конденсатор; 24 — генератор; 25 — турбина: ЧНД — часть среднего давления, ЧВД — часть высокого давления; 26 — промежуточный пароперегреватель.

Все это определило широкое применение блочного строительства в отечественных ТЭС за последние годы. К началу 1965 г. в действии находилось свыше 40 энергоблоков мощностью 150 Мвт

каждый, более 30 блоков по 200 *Мвт* и 5 — 300 *Мвт*. К концу 1970 г. мощность энергоблоков по отношению к общей мощности ТЭС страны достигла 50%, причем половина из них приходится на энергоблоки мощностью в 300 *Мвт* и выше.

Так, в течение этого периода введено в эксплуатацию 115 энергоблоков общей мощностью около 24 млн. *квт*, в их числе свыше 50 блоков по 300 *Мвт*, один блок — 800 *Мвт* (Славянская ГРЭС), блоки по 500 *Мвт* и другие.

В соответствии с планом развития энергостроительства в СССР на 1970—1980 гг. проектируется ряд электростанций с агрегатами по 500 и 800 *Мвт*. Увеличение мощности блока с 300 до 500 и 800 *Мвт* при одних и тех же параметрах пара позволяет получить дополнительную экономию топлива на 0,7—1,6%.

Удельная стоимость ГРЭС с блоками 500 *Мвт* на 11%, а с блоками 800 *Мвт* (одновальными) на 8% ниже, чем с блоками 300 *Мвт*.

Задача создания и освоения на отечественных ТЭС энергоблоков мощностью в 1 млн. *квт* и более на современном этапе развития энергетики является одной из наиболее важных и актуальных задач.

Практикуемые на отечественных ТЭС параметры пара для блоков мощностью 150 и 200 *Мвт* — 13 *Мн/м²* (130 *ат*) и 565° С с перегревом до 565° С и для блоков 300 *Мвт* — 24 *Мн/м²* (240 *ат*) и 565° С с перегревом до 565° С. Дальнейшее повышение начальных параметров пара до 30 *Мн/м²* (300 *ат*) и 650° С планируется пока как промышленный эксперимент.

За рубежом широко применяется установка энергоблоков на докритические параметры пара для дешевых сортов топлива.

В табл. VII-4 приведены данные Теплоэлектропроекта по технико-экономическим характеристикам крупных энергоблоков в 300, 500 и 800 *Мвт* (при параметрах пара 24 *Мн/м²* и 560—565° С).

Таблица VII-4

Технико-экономические характеристики крупных блоков

Наименование показателей	Мощность блока, <i>Мвт</i>		
	300	500	800*
Удельный расход тепла нетто, (ккал/ <i>квт</i> · ч) <i>кдж/квт</i> · ч	(2176) 9157	(2164) 9067	(2140) 8968
Удельные капитальные затраты, %	100	91,85	92,2
Экономия годовых затрат (без учета персонала) при стоимости условного топлива 10 <i>руб/т</i> , <i>коп/квт</i> · год	0	47	67
Экономия расчетных затрат при сроке окупаемости 6,5 лет, <i>коп/квт</i> · год	0	100	127

* Двухвальный агрегат.

Опыт эксплуатации блочных установок показывает, что они работают экономичней в сравнении с оборудованием, устанавливаемым на конденсационных электростанциях старого типа. В связи с этим очевидна целесообразность использования энергоблоков с максимальной длительной нагрузкой в базовом режиме энергосистемы; при этом должно быть разгружено менее экономичное оборудование.

Преимущества блочной структуры на тепловых электростанциях конденсационного типа способствуют переходу к блочной структуре и на ТЭЦ. В результате этого на ТЭЦ отопительного типа стало возможным применение промежуточного перегрева пара и дополнительное повышение их энергетической и экономической эффективности.

§ VII-4. ПРОМЫШЛЕННАЯ ПЛОЩАДКА ТЭС. ОСНОВНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

Необходимость сооружения новой электростанции, ее тип и мощность определяются проектом развития энергетической системы, составленным на основании перспектив развития промышленности района и межсистемных энергетических связей.

Таким образом, основные факторы, определяющие местоположение тепловой электростанции, подчинены условиям ее будущей эксплуатации: размещению станции относительно центров нагрузки (что особенно важно для теплоэлектроцентралей); основному виду топлива, на котором будет работать станция, и условиям его транспортировки от источников добычи до станции; условиям водоснабжения станции, приобретающим особое значение для конденсационных ТЭС.

Экономическая целесообразность приближения ТЭС к районам потребления электроэнергии может возникнуть лишь при использовании высококалорийных топлив. При низкокалорийном топливе станцию, как правило, выгоднее располагать ближе к месту его добычи.

При выборе площадки ТЭС также должны быть учтены такие требования, как близость площадки к железнодорожным и другим транспортным магистралям, близость населенных пунктов, наличие строительных материалов и строительно-производственной базы и т. п. Последнее в большой степени сказывается в дальнейшем на уменьшении стоимости и сокращении сроков строительства.

Генеральный план ТЭС

Генеральным планом электростанции называется общий план размещения на ее территории (площадке) всех производственных и вспомогательных сооружений.

Рациональная компоновка зданий и сооружений относится к числу важнейших вопросов генерального плана. При этом суще-

ственным является наиболее компактное расположение и взаимосвязь таких основных элементов генплана, как главного корпуса станции, где располагается машинный зал и котельная, топливного склада, эстакады топливоподачи (для угольных станций), химводоочистки, щита управления, открытого и закрытого распределительных устройств, трансформаторной подстанции и др.

Топливный склад и сооружения топливоподачи располагаются обычно рядом с главным зданием со стороны котельного цеха, а со стороны турбинного цеха параллельно главному корпусу размещается главное распределительное устройство; за ним — источник воды (при прямоточном и прудовом водоснабжении).

Выбор места расположения искусственных охладителей типа градирен и брызгальных бассейнов производится с учетом розы ветров с подветренной стороны открытых распределительных устройств.

При компоновке генплана необходимо учитывать возможность расширения станции. Поэтому в створе главного здания и некоторых основных сооружений со стороны временного торца не должно быть сооружений, препятствующих расширению. Водоводы циркуляционной воды и эстакада топливоподачи подводятся к главному зданию со стороны постоянного торца.

В состав генерального плана входят также железнодорожные подъездные пути и дороги для автотранспорта, а также различные вспомогательные сооружения (мастерские, склады и т. п.). При выборе площадки для районной ТЭС или промышленной электростанции должна выдерживаться определенная санитарно-защитная зона. Кроме того, нужно соблюдать противопожарные нормы расстояний между отдельными зданиями и сооружениями электростанции.

При планировке тепловой электростанции должны быть учтены следующие важнейшие требования: наименьшие затраты на сооружение станции при обеспечении оптимальных условий эксплуатации; наименьшая протяженность коммуникаций; возможность дальнейшего расширения станции.

Компактное расположение зданий и сооружений позволяет уменьшить объем земляных работ, протяженность наземных и подземных инженерных сетей, железных и автомобильных дорог и т. д. Экономичность горизонтальной планировки генерального плана электростанции характеризуют следующие показатели: удельная площадь на 1 Мвт мощности, коэффициент застройки участка, коэффициент использования территории.

Главный корпус ТЭС

Современная тепловая электростанция представляет собой комплекс большого количества производственных сооружений и вспомогательных зданий. Главный корпус или главное здание ТЭС

является основной частью этого комплекса. Продолжительность строительства главного корпуса определяет, как правило, продолжительность строительства всей станции.

В пределах главного корпуса тепловой электростанции осуществляются основные процессы превращения энергии. Здесь размещаются паровые котлы и турбогенераторы, а также вспомогательное оборудование этих агрегатов. В главном корпусе сосредоточено примерно 70—80% всего станционного оборудования.

Компоновка оборудования в главном корпусе должна обеспечить нормальные условия для его обслуживания, удовлетворять требованиям техники безопасности и промышленной санитарии.

Применительно к виду сжигаемого топлива различают компоновки станций, работающих на природном газе или мазуте, и станций, предназначенных для работы на пылеугольном топливе. В свою очередь, компоновка пылеугольных ТЭС имеет большие планировочные отличия в зависимости от размещения бункерного отделения, которое может быть расположено между машинным залом и котельной или с внешней стороны котельной.

В газомазутных ТЭС отпадает необходимость в бункерном отделении, что, разумеется, намного упрощает компоновку. Повышенные параметры пара (давления и температуры), применяемые на современных ТЭС, приводят к удорожанию паропроводов. В соответствии с этим необходимо стремиться к минимальному расстоянию между котлами и турбогенераторами; это тем более важно, если учесть, что при однократном и двукратном промежуточных перегревах пара протяженность дорогостоящих паропроводов возрастает.

При проектировании главного корпуса нужно также учитывать необходимость обеспечения при минимальных площадях, объемах и затратах строительных материалов, нормальных условий как для монтажных работ, так и для эксплуатации оборудования, в частности, доступа к любому элементу оборудования. Для этой цели предусматриваются необходимые горизонтальные и вертикальные транспортные пути и надлежащие грузоподъемные устройства.

В машинном зале на собственных фундаментах и опорах устанавливаются турбины, генераторы, насосы, подогреватели и др. Все это оборудование должно находиться в зоне обслуживания мостового крана. Грузоподъемность мостового крана машинного зала обычно определяется по монтажному весу наиболее тяжелого элемента оборудования. Иногда на станции устанавливают два мостовых крана, при условии, что каждый обеспечит подъем наиболее тяжелого груза во время эксплуатации, а совместно оба крана смогут поднять максимальный монтажный груз, например, статор генератора.

При открытых компоновочных решениях машинного зала практикуется применение portalного крана, перемещающегося по рельсам.

Решая вопрос о степени открытия станционного оборудования, необходимо учитывать климатические условия района расположения ТЭС. Разумеется, с уменьшением числа элементов станции, подлежащих закрытию, затраты на строительную часть снижаются.

В южных районах СССР сооружается несколько открытых ТЭС. Для сооружения таких станций в районах с суровым климатом еще пока нет достаточного эксплуатационного опыта.

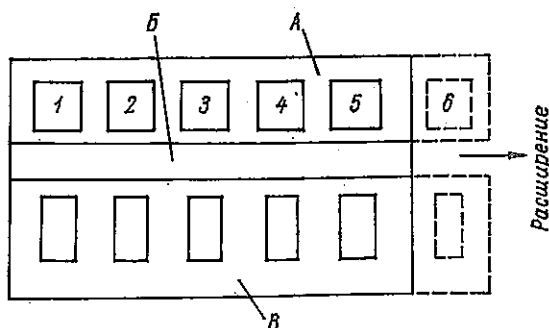


Рис. VII-9. Параллельное расположение котельного и турбинного отделений ТЭС при однорядном расположении котлов:

A — котельное отделение; Б — бункерно-деаэрационное отделение; В — турбогенераторное отделение. Цифрами обозначены номера котлов.

Важным технико-экономическим показателем компоновки главного корпуса является удельный строительный объем; для современных КЭС этот показатель равен 0,6—0,7 $\text{м}^3/\text{квт}$, а для ТЭЦ — около 1,5 $\text{м}^3/\text{квт}$. Удельный строительный объем главного корпуса зависит от компактности размещения оборудования, степени его открытия (т. е. расположения части оборудования на открытом воздухе), тепловой схемы станции, вида сжигаемого топлива и единичной мощности установленных агрегатов.

В современных компоновках главного здания ТЭС применяется параллельное размещение турбинного и котельного цехов с однорядным расположением котлов и турбин (рис. VII-9). Преимуществом такого размещения является значительно меньшая длина трубопроводов, меньшая стоимость строительной части.

Различают продольное и поперечное расположение турбоагрегатов. В первом случае (рис. VII-10, а) турбоагрегаты устанавливают осями вдоль цеха, а во втором — поперек (рис. VII-10, б). При продольном расположении пролет турбинного цеха оказывается меньшим, соответственно удешевляются перекрытие и мостовой кран, но при этом турбинный цех по длине «обгоняет» котель-

ный, что приводит к удлинению трубопроводов, увеличению их стоимости.

В последние годы в СССР, в связи с широким применением на ТЭС блочных установок с промежуточным перегревом пара, наметился переход к поперечному размещению турбоагрегатов. Важно иметь в виду, что габариты турбинного отделения должны быть

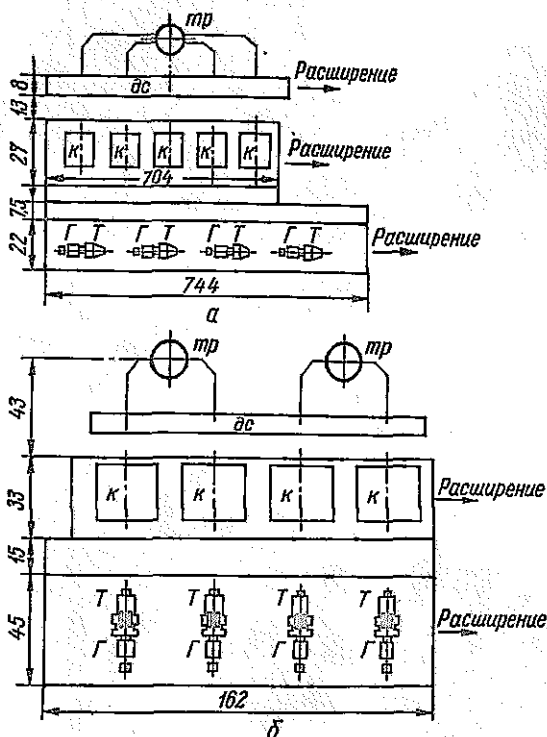


Рис. VII-10. Варианты размещения турбоагрегатов в турбинном отделении:

а — продольное размещение; б — поперечное размещение; Т — паровые турбины; Г — электрические генераторы; К — котельные агрегаты; ДС — дымососы; тр — дымовые трубы.

достаточными для свободной выемки роторов генераторов, трубок конденсаторов и трубных систем подогревателей.

Оборудование турбинного цеха размещается, в основном, на двух этажах. Верхний этаж — турбинное, а нижний — конденсационное помещение.

Регенеративные подогреватели устанавливают на металлическом каркасе по бокам турбины, ближе к котельному отделению. Конденсатные и дренажные насосы устанавливают на нулевой отметке.

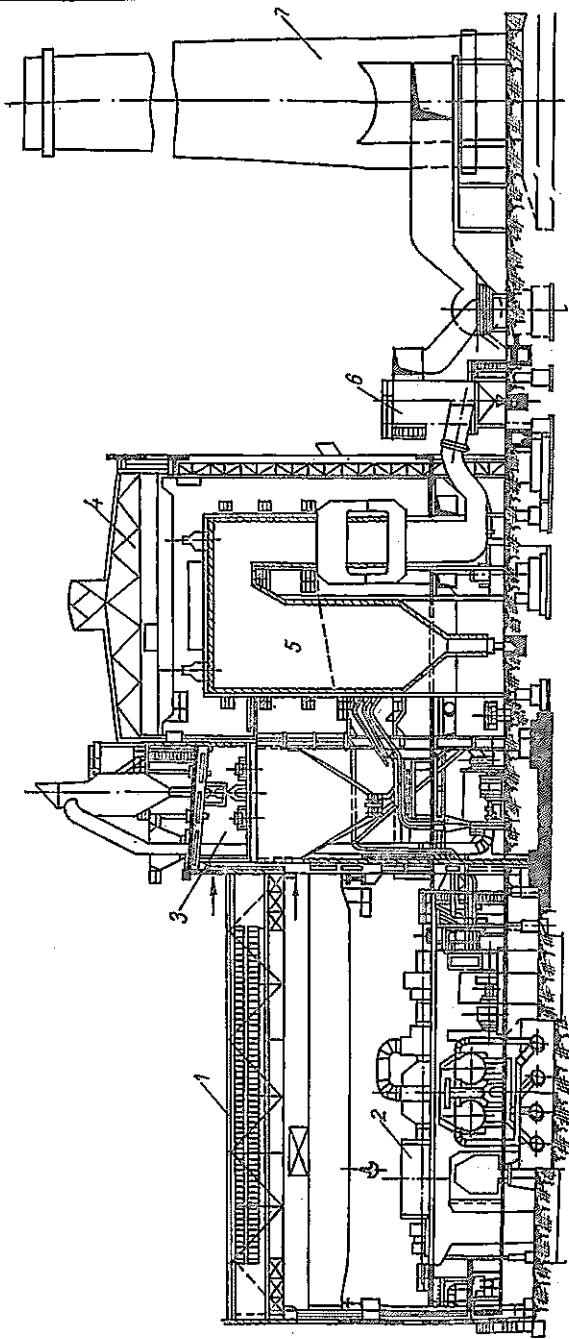


Рис. VII-11. Поперечный разрез по главному корпусу ТЭС:

1 — машинный зал; 2 — турбогенератор; 3 — бункерное отделение; 4 — котельная; 5 — паровой котел; 6 — золоуловитель; 7 — дымовая труба.

Сетевые подогреватели располагают с расчетом удобного вывода теплопроводов.

Деаэраторное отделение размещается обычно между турбинным и котельным цехами.

Котельный цех (отделение) делится на ряд ячеек по числу устанавливаемых котлов. При блочной компоновке ширина ячейки равна шагу блока.

На рис. VII-11 приводится поперечный разрез главного здания ТЭС мощностью 1200 тыс. *квт*, с поперечным расположением турбогенераторов.

Топливное хозяйство электростанции

Для работы современной мощной ТЭС требуется большое количество топлива. Для крупных электростанций, работающих на низкосортных углях, количество сжигаемого топлива исчисляется десятками тысяч тонн в сутки.

В состав топливного хозяйства электростанций, работающих на угле, входят: внутренние железнодорожные пути для подвоза топлива к угольным станционным складам, транспортные механизмы, обычно представляющие собой систему ленточных транспортеров, механизмы по дроблению и размолу угля, весовое хозяйство.

На угольных складах широко применяют порталные грейферные краны-перегрузчики, обеспечивающие обслуживание штабелей угля высотой до 20 м. На угольных складах электростанций средней и небольшой мощности хорошо зарекомендовали себя скреперные транспортеры, приводимые в движение электролебедками.

Капитальные затраты на складское хозяйство и топливоподачу для твердого топлива составляют 5—8% стоимости всей электростанции.

В случае работы ТЭС на газовом топливе топливное хозяйство резко упрощается. Все перечисленные выше громоздкие и дорогие сооружения (угольные склады, топливоподача, пылеприготовление и др.) отпадают. Газовое топливо подается на электростанцию обычно по специальным ответвлениям от главной магистрали; на территории станции сооружается газораспределительная станция (ГРС) с распределяющим коллектором, контрольно-измерительными и редуцирующими приборами. Исключение их схемы тепловой станции сооружений сложного угольного хозяйства позволяет снизить капиталовложения на 20—25%, значительно упростить эксплуатацию и сократить численность обслуживающего персонала.

Операции по топливоснабжению ТЭС, базирующейся на твердом топливе, состоят из доставки топлива на территорию станции, приемки и разгрузки его, хранения и доставки со склада в бункеры котлов.

Принципиальная схема топливного хозяйства электростанции, работающей на твердом топливе, приведена на рис. VII-12.

Поступающие на станцию составы с топливом автоматически взвешиваются на вагонных весах, затем разгружаются в приемном устройстве, откуда топливо механизмами топливоподачи подается в котельную или на склад.

На мощных отечественных ТЭС применяются преимущественно два типа приемных разгрузочных устройств: с вагонопрокидывателями и со щелевыми бункерами и лопастными питателями.

Производительность одного вагонопрокидывателя достигает 900 *т/ч*, что позволяет в большинстве случаев при установке двух вагонопрокидывателей обеспечить бесперебойное питание топливом самых крупных ТЭС.

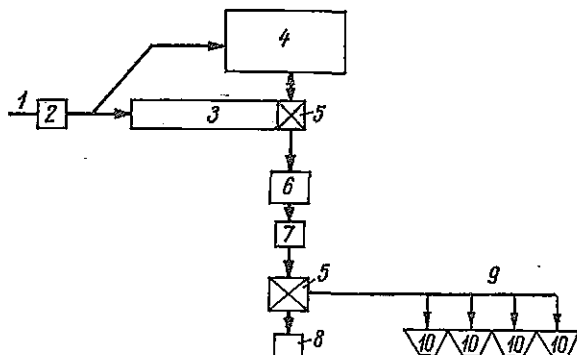


Рис. VII-12. Принципиальная схема топливного хозяйства ТЭС на твердом топливе.

1 — поступление топлива по железной дороге; 2 — вагонные весы; 3 — приемное разгрузочное устройство; 4 — склад топлива; 5 — узел пересыпки; 6 — дробильное помещение; 7 — ленточные (конвейерные) весы; 8 — отборник проб топлива; 9 — раздающий конвейер; 10 — бункеры котлов.

Влажный и смерзшийся уголь требует дополнительной обработки (применение рыхлителей, встряхивающих устройств, вибраторов, нагрев в специальных навесах и др.).

На каждой ТЭС должен быть предусмотрен определенный запас топлива (на 15—30 дней), имея в виду возможные перебои в работе транспорта, что вызывает необходимость иметь на станции соответствующий резервный склад, оборудованный необходимыми механизмами для выгрузки и загрузки.

Выбор схемы механизации угольных складов, обеспечивающий надежную работу ТЭС, определяется: а) климатическими условиями района, где размещается станция; б) качеством топлива; в) мощностью электростанции.

Для электростанций, работающих на каменных и бурых углях, рекомендуется при расходе топлива до 300 *т/ч* (а на АШ до 200 *т/ч*) механизация склада при помощи бульдозеров или колесных скре-

перов. При расходе же топлива более 300 *т/ч* (а для АШ более 200 *т/ч*) склад обслуживается обычно порталным краном, перемещающимся по рельсам вдоль фронта погрузки (рис. VII-13). Вдоль моста этого крана, по его мостовой ферме, на тележке может двигаться грейферный подъемник с ковшом. В результате любая точка угольного склада находится в зоне обслуживания транспортного агрегата. Пролет между стенками порталного крана достигает 75, а в отдельных случаях и более метров. Грузоподъемность грейфера — 10—15 *т*. Высота подъема грейфера согласуется с требуемой высотой штабеля угля.

В описанном варианте склада с одной стороны перегружателя проложен железнодорожный путь для разгрузки вагонов. С обеих сторон путевой эстакады, вдоль всего склада, сооружены разгрузочные каналы. Топливо, выгруженное из железнодорожных (саморазгружающихся) вагонов в каналы, захватывается грейфером и транспортируется в любую точку склада. С другой стороны крана проложен погрузочный путь для транспортировки угля со склада, подачи его в бункеры разгрузочного устройства и далее в бункеры котлов. На резервных стационарных складах в качестве вспомогательных механизмов для штабелевания топлива и других операций широко применяют бульдозеры и грейферные краны на гусеничном ходу.

Транспортировка твердого топлива по территории ТЭС полностью механизмуется. Наиболее распространенным средством транспортировки угля являются ленточные транспортеры (конвейеры). Их используют для подачи угля на расстояние до 350 м, пригодны они и для подъема топлива (угол наклона их, во избежание сползания топлива, должен быть не более 15°). Скорость движения лент — 1,5—2,5 *м/сек*.

Обычно твердое топливо на складах хранится на открытом воздухе в штабелях. При расположении электростанции в черте густонаселенного города для расходного склада сооружается специальное помещение. Расходный склад соединяется трактом топливоподачи с котельным отделением.

Подача топлива в котельную выполняется, как правило, двухниточной системой ленточных конвейеров. Расчетная производительность каждой нитки системы топливоподачи должна обеспечить котельную топливом в количестве, потребляемом всеми установленными котлами при их круглосуточной работе.

Перед поступлением в углеразмольные мельницы каменный уголь подлежит дроблению в специальных дробильных установках молоткового типа (размеры кусков угля доводятся до 10—12 *мм*).

В системе топливоподачи предусматривается установка магнитных сепараторов, в задачу которых входит отделение от массы поступающего на станцию топлива металлических предметов.

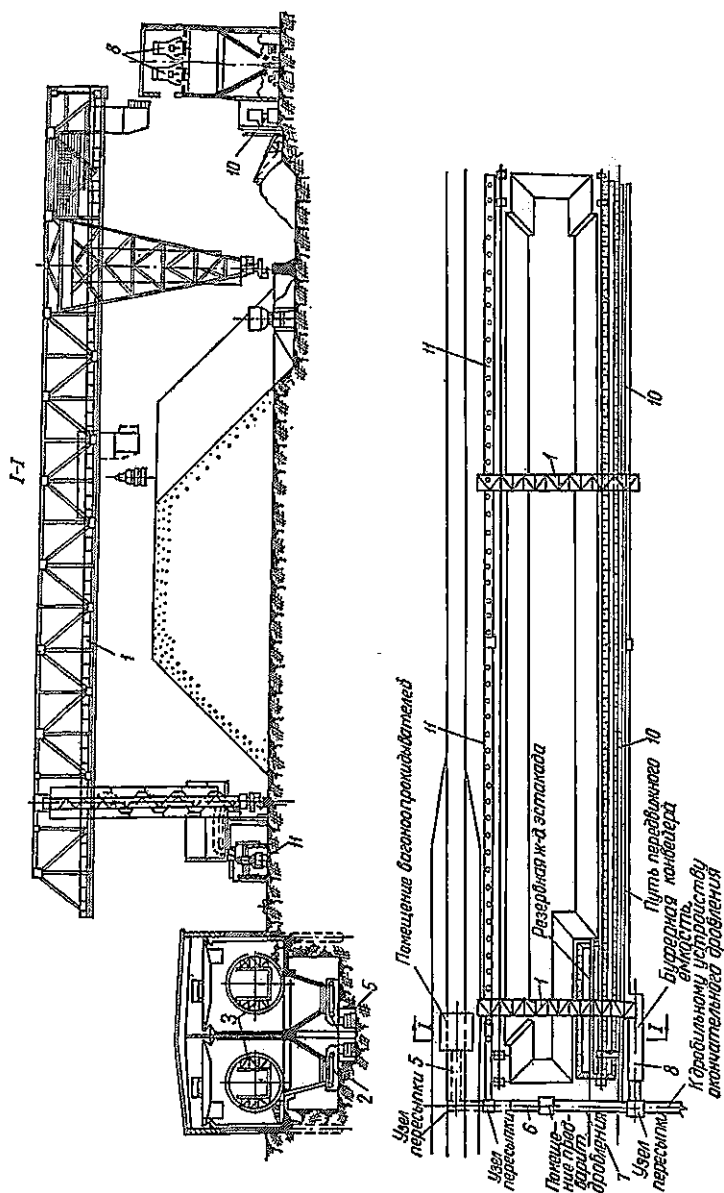


Рис. VII-13. Топливный склад ТЭС с порталным краном
1 — порталный кран; 2 — ленточные питатели; 3 — вагонопрокидыватели; 4 — угольные бункеры; 5 — 11 — ленточные транспортеры

Водоснабжение ТЭС

Ранее уже отмечалось, что даже на современных тепловых электростанциях конденсационного типа половина (и более) тепла, заключающегося в сожженном под котлами станции топливе, выбрасывается неиспользованной из турбин.

Конденсатор, куда попадает отработавший пар, выполняет две функции: здесь отводится эта неиспользованная энергия пара с охлаждающей (циркуляционной) водой и, кроме того, поддерживается давление за турбиной на возможно низком уровне. В зависимости от типа станции, ее нагрузки определяется количество циркуляционной воды в конденсаторе, воспринимающей тепло отработавшего пара.

Основным показателем работы конденсаторов турбин является кратность охлаждения:

$$m = \frac{G_{\text{ц}}}{D_{\text{к}}} \cong \frac{i_{\text{п}} - i_{\text{к}}}{t_{\text{в1}} - t_{\text{в2}}}, \quad (\text{VII-5})$$

где $G_{\text{ц}}$ и $D_{\text{к}}$ — расходы циркуляционной охлаждающей воды через конденсатор и отработавшего пара;

$i_{\text{п}}$ и $i_{\text{к}}$ — энтальпии отработавшего пара и его конденсата;

$t_{\text{в1}}$ и $t_{\text{в2}}$ — температура циркуляционной воды на входе и выходе из конденсатора.

Кратность охлаждения выбирается в зависимости от конструкции конденсатора и температуры охлаждающей воды. Недостаточная кратность охлаждения ведет к снижению вакуума и соответственно к недовыработке электроэнергии в турбоагрегате, а чрезмерно большая — к перерасходу энергии на подачу циркуляционной воды. Кратность охлаждения зависит также от времени года: зимой ее уменьшают приблизительно вдвое по сравнению с летом. Кратность охлаждения (m) в определенных условиях может достигать 100—110.

При столь значительной потребности конденсационной ТЭС в охлаждающей воде проблема обеспечения станции надлежащим источником водоснабжения приобретает первостепенное значение. В качестве такого источника охлаждающей воды используется вода из естественных озер, рек или же из искусственно сооруженных прудов. При благоприятном балансе водоснабжения применяется проточная система; в этом случае вода, забираемая из реки, после нагрева в конденсаторах сбрасывается ниже по течению (прямоточное водоснабжение).

Схема прямоточного водоснабжения приведена на рис. VII-14.

На ТЭЦ и некоторых КЭС, располагающих ограниченными источниками воды, применяются градирни, брызгальные бассейны и пруды-охладители, где нагретая в конденсаторах вода охлаждается за счет отдачи тепла атмосферному воздуху и возвращается в цикл (циркуляционное водоснабжение). При замкнутой циркуля-

ционной системе водоснабжения на ТЭС (рис. VII-15) общая потребность станции в воде примерно в 12—15 раз меньше, чем при прямоточной.

Выбор системы и схемы водоснабжения обосновывается технико-экономическими расчетами с учетом существующего и перспективного использования водных ресурсов для всех нужд района. При близких значениях экономических показателей предпочтение следует отдавать прямоточной системе.

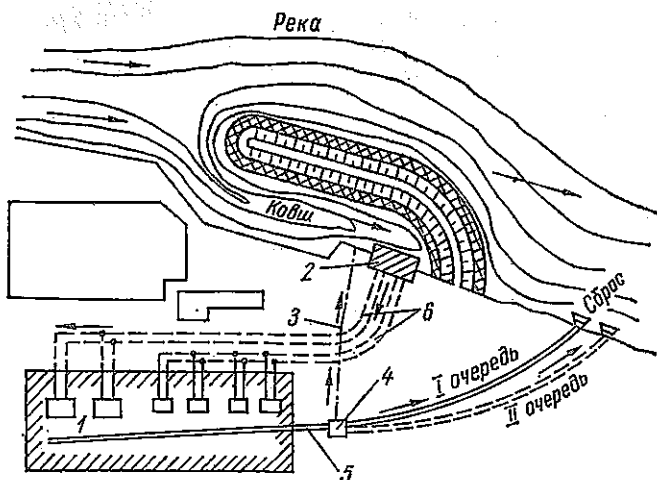


Рис. VII-14. Схема прямоточного водоснабжения ТЭС:

1 — главное здание; 2 — береговая насосная станция; 3 — канал для выпуска теплой воды зимой; 4 — сливной колодезь; 5 — отводной канал; 6 — подводящие напорные трубы.

Применяемые на ТЭС градирни очень компактны. Они не требуют источника водоснабжения (реки или озера) вблизи станции. Брызгальные бассейны представляют собой искусственные открытые водоемы, в которые подается вода через систему разбрызгивающих сопел, расположенных над поверхностью воды. Охлаждающий эффект достигается охлаждением капель воды воздухом и частичным их испарением.

На электростанции должно быть не менее двух градирен. Градирня с естественной вентиляцией состоит из оросительного устройства, вытяжной башни и сборного бассейна (рис. VII-16).

Пруды-охладители бывают естественные и искусственные, образованные путем сооружения запруды-плотины. Электростанции располагаются у берега пруда. Плотины в этом случае сооружают обычно земляные с бетонным водосбросом. На каждый киловатт установленной мощности КЭС требуется от 7 до 10 м² поверхности пруда.

Поскольку температура охлаждающей воды возрастает по мере того, как она воспринимает тепло конденсируемого пара, возникает необходимость ограничения роста температуры воды. В то же время условия теплообмена в конденсаторе турбин требуют, чтобы температура конденсируемого пара была бы выше максимальной температуры охлаждающей воды.

В средних широтах, где температура охлаждающей воды подвержена сезонным колебаниям, ТЭС конденсационного типа зимой работает с более высоким к.п.д., чем летом. Для компенсации сезонного влияния работа насосов охлаждающей (циркуляционной) воды регулируется таким образом, чтобы летом был обеспечен больший пропуск воды через конденсаторы.

Вода на тепловых электростанциях, работающих на твердых топливах, используется также в качестве транспортирующей среды для удаления золы и шлаков, на охлаждение масла турбин и воздуха (или водорода) генераторов, для охлаждения подшипников дымососов, мельниц и других механизмов.

На теплоэлектроцентралях в общем водном балансе станции следует дополнительно учитывать расход на восполнение сетевой воды, величину которого можно принять в размере, составляющем примерно 5% объема воды в трубопроводах тепловой сети для закрытых систем. В тех случаях, когда сетевая вода разбирается потребителями, расход воды на ТЭЦ значительно возрастает. Если расход воды на охлаждение конденсаторов принять за 100%, то расход ее на остальные нужды составит 6—10%, в том числе 4—6% — на охлаждение масла, 2—3% — на гидрозолоудаление.

Существенное значение имеет выбор места установки и числа насосов для осуществления выбранной схемы водоснабжения. На электростанциях с блочными схемами при прямоточном, обратном или смешанном водоснабжении с водохранилищами-охладителями циркуляционные насосы устанавливаются в блочных насосных станциях. Для каждой турбины устанавливается не менее двух насосов. При расположении насосных станций на открытом подводящем канале или на берегу источника водоснабжения насосные станции совмещаются с водоприемниками.

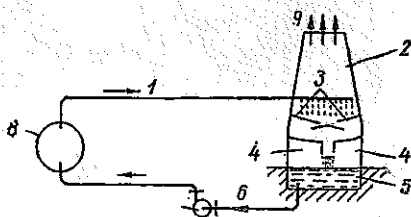


Рис. VII-15. Схема оборотного водоснабжения с градирней

1 — подвод воды; 2 — вытяжная башня; 3 — распределительные желоба; 4 — оросительное устройство; 5 — сборный бассейн охлажденной воды; 6 — отвод воды из бассейна; 7 — циркуляционный насос; 8 — конденсатор; 9 — вывод воздуха.

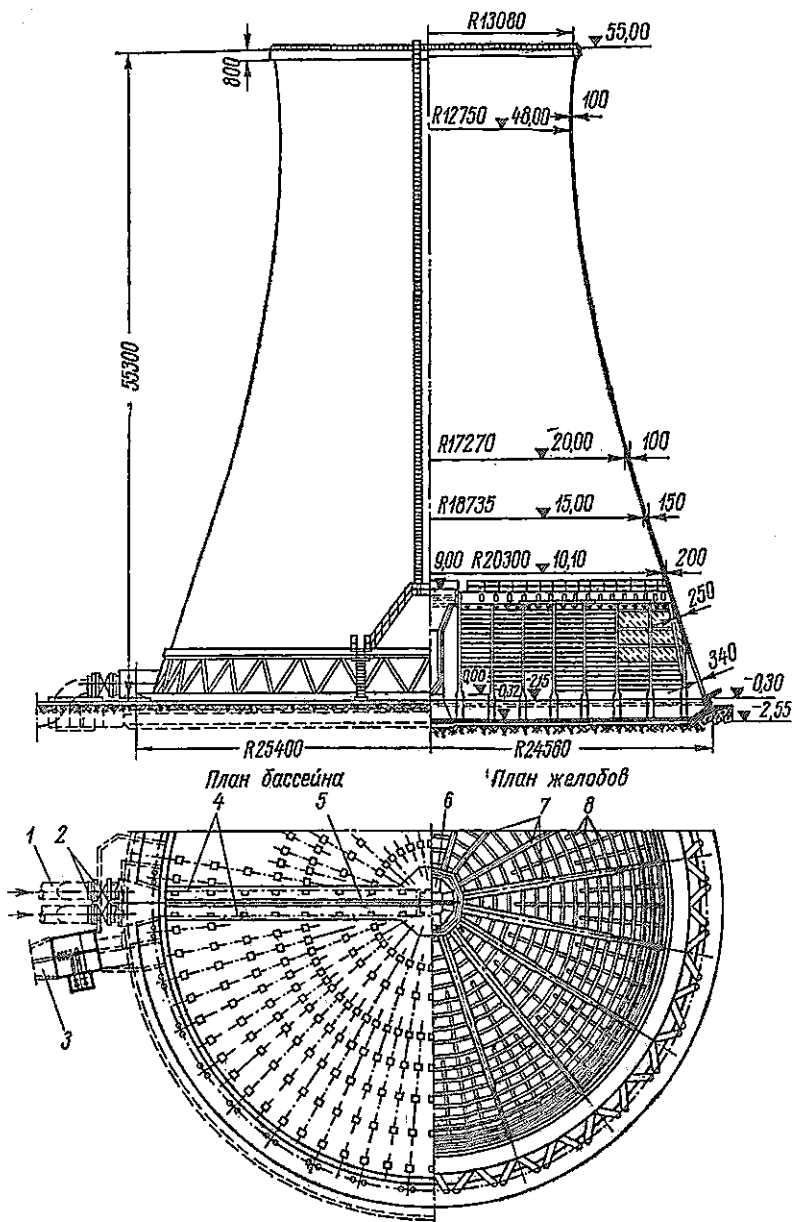


Рис. VII-16. Железобетонная градирня гиперболического типа:

1 — напорные трубопроводы от конденсаторов; 2 — входные задвижки; 3 — отводящий канал охлажденной воды; 4 — подводящий канал; 5 — перегородка в бассейне; 6 — распределительный резервуар; 7 — распределительные желоба; 8 — оросительные желоба.

Шлакозолоудаление на ТЭС

Система шлакозолоудаления на тепловых электростанциях — это транспортировка шлака и золы от котлов до золоотвала. На современных ТЭС применяют гидравлическое, пневматическое и пневмогидравлическое шлакозолоудаление. На крупных ТЭС широко используют гидросистемы с багерными насосами, с аппаратами Москалькова и самотечные. В этих случаях может применяться совместная транспортировка шлаков и золы по общим каналам и трубам и раздельная — шлаков отдельно от золы по самостоятельным трактам.

Гидравлическая транспортировка шлака и золы производится обычно в два этапа: в пределах котельного цеха по открытым самотечным каналам и с территории станции на отвал по трубам (иногда по самотечным каналам). Схема золоудаления приведена на рис. VII-17. Шлак, образующийся в топке, выпадает в шлаковый бункер, а оттуда поступает в шлакосмывную шахту. Здесь он смывается водой из брызгально-оросительного устройства. Водой из смывного сопла шлак смывается в канал и далее транспортируется за пределы котельной. Зола из золного бункера золоуловителя попадает в смывное устройство, подающее ее в общий канал гидрозолоудаления ТЭС. Подача воды для смыва золы и шлака обеспечивается смывным насосом.

Напор багерных насосов составляет 6 ат (низконапорное гидрозолоудаление); в гидроаппаратах Москалькова давление эжектирующей воды достигает 65 ат (высоконапорное гидрозолоудаление).

Каналы гидрозолоудаления в пределах котельной выполняют с уклоном в сторону движения потока 15—20 мм на 1 м длины канала. Каналы выполняют обычно железобетонными с внутренними защитными покрытиями. Наружные золошлакопроводы изготовляют из стальных труб (две или три нитки) и прокладывают их на деревянных, бетонных или металлических опорах.

Емкость золоотвала выбирают с расчетом заполнения его в течение 15—20 лет. Для золоотвалов используют овраги, низины, старые русла рек.

При отстаивании золошлаковой смеси, поданной в золоотвал, частицы шлака и золы выпадают, а осветленная вода стекает к приемным колодцам, откуда она подается в котельную для повторного использования или сбрасывается в близлежащий водоем.

Расход пульпы определяют с учетом кратности смыва золы и шлака. При совместном удалении шлака и золы принимается кратность: для аппаратов Москалькова — 1 : 20; для багерных насосов — 1 : 12; при раздельном удалении шлака — 1 : 30; для золы — 1 : 10.

Для определения условий надежной и экономичной работы шлакозолопроводов необходимо знать критические скорости гидротранспортировки. Критической скоростью называется такая мини-

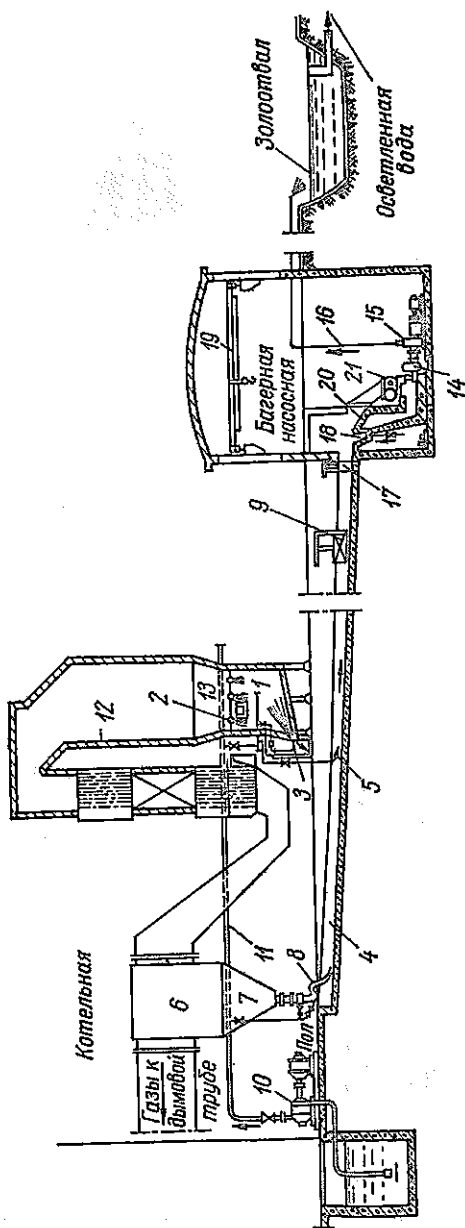


Рис. VII-17. Схема шлакозольной установки.

1 — шлакозольная шахта; 2 — брызгально-оросительное устройство; 3 — смывное сопло; 4 — канал гидрозолюда; 5 — подпитывающее сопло; 6 — зольный бункер; 7 — зольный сопло; 8 — зольный сопло; 9 — шифер; 10 — смывной насос; 11 — трубопровод смывной воды; 12 — топка; 13 — шлаковый бункер; 14 — металлоуловитель; 15 — багерный насос; 16 — напорный зольный насос; 17 — кран — балка; 18 — решетка; 19 — шлакодробилка; 20 — багерный насос; 21 — шлакодробилка; 22 — цренакный насос.

мальная скорость транспортировки, ниже которой твердые частицы оседают и больше не движутся. Для трубопроводов диаметром от 200 до 400 мм при раздельной транспортировке золы и кратности смыва 10 кг/кг может быть рекомендована скорость гидротранспортировки от 1,25 до 1,85 м/сек, а для гранулированного шлака при кратности смыва 30 кг/кг — от 1,5 до 2,8 м/сек.

На мощных угольных ТЭС все шире применяют золоуловители.

В качестве золоуловителей применяются трех- или четырехпольные электрофилтры, устанавливаемые на открытом воздухе. Нижняя часть электрофилтров обычно защищается стенами, образующими закрытое помещение, в котором располагается аппаратура золоудаления.

Испытания показывают, что к.п.д. трехпольных электрофилтров существенно зависит от скорости газов, проходящих через активное сечение. Для достижения степени очистки газов до 98% скорость их движения в активной зоне электрофилтра при сжигании каменных углей не должна превышать 1,5 м/сек, а для высоковлажных бурых углей — 2,5 м/сек. В то же время ограничение скорости газов в электрофилтрах, с целью повышения их эффективности, приводит к увеличению габаритов, веса и стоимости электрофилтров и затрудняет компоновку их.

Подготовка питательной и добавочной воды

Для удаления из природной воды вредных для работы оборудования примесей воду подвергают предварительной подготовке (очистке).

Схемы и методы водоподготовки зависят от качества и количества добавочной воды, типа котельных агрегатов, параметров пара.

Применяются две основные системы подготовки добавочной воды: химическая и термическая. Обязательной стадией подготовки воды любым методом является ее осветление (удаление взвешенных веществ).

Требования к качеству питательной воды тем выше, чем выше давление применяемого пара. Суммарное содержание в воде солей кальция и магния называют общей жесткостью воды. Обработка добавочной воды заключается в ее смягчении или полном обессоливании.

На электростанциях сверхвысокого давления при содержании в воде кремниевой кислоты производится дополнительно обескремнивание этой воды.

Схема полного химического обессоливания природной воды представлена на рис. VII-18. Производительность химводоочистки выбирается из расчета восполнения внутростанционных потерь в размере 2% производительности котлов, восполнения потерь пара на производстве (с запасом 20%) и потерь с продувкой.

Для термической подготовки воды на ТЭС применяются испарительные установки. Испарительная установка состоит из поверхностных теплообменников, в которых производится испарение химически умягченной воды паром из отбора турбины. Получающийся дистиллят не имеет примесей и по качеству близок к конденсату турбин. Применение испарителей оказывается целесообразным только при сильно минерализованных водах на станциях с прямоточными котлами и с барабанными котлами на давление выше 100 ат.

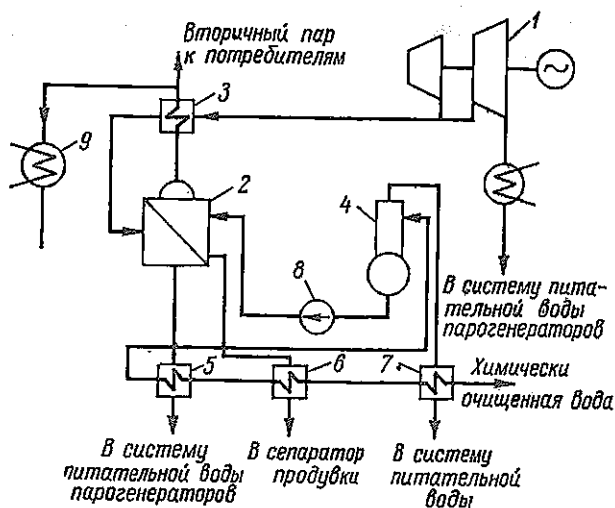


Рис. VII-18. Схема паропреобразовательной установки:
1 — турбина с отбором пара; 2 — паропреобразователь; 3 — перегреватель вторичного пара; 4 — деаэрация; 5, 6, 7 — охладитель; 8 — питательный насос паропреобразователя; 9 — конденсатор

Расчетная полезная производительность испарителей принимается равной 2% производительности установленных котлов.

Снабжение промышленных потребителей паром непосредственно от турбин (на ТЭЦ) вызывает значительные потери конденсата, достигающие 50—80%. Кроме того, возвращаемый с производства конденсат часто бывает непригоден для питания котлов вследствие его загрязнения. Потери конденсата во внешних тепловых сетях приходится возмещать химически очищенной водой.

В случаях, когда питательная вода должна отвечать повышенным качественным требованиям, применяют так называемые паропреобразователи. В паропреобразователях ТЭЦ греющий пар, поступающий из отбора турбин, испаряет воду, образуя вторичный пар заданных для производства параметров. Конденсат пара из отбора турбин используется для питания котлов. Паропреобразователи питаются химически очищенной водой.

Деаэрационные установки. Целью деаэрации является удаление агрессивных газов — кислорода и угольной кислоты, вызывающих коррозию металла оборудования. По действующим нормам, содержание кислорода не должно превышать в конденсаторе после конденсатных насосов турбины 20 мг/кг , в питательной воде после деаэратора и питательных насосов 10 мг/кг . Для термической деаэрации воды необходим ее нагрев до температуры насыщения, соответствующей давлению в деаэраторе.

Для успешного выделения газов из воды необходимо, кроме теплообмена, обеспечить массообмен, т. е. десорбцию газов из водного раствора.

§ VII-5. ЗАГРЯЗНЕНИЕ АТМОСФЕРЫ В СВЯЗИ С РАБОТОЙ ТЭС

В последние годы, в связи с быстрым ростом мощности отдельных ТЭС, существенным, а в ряде случаев решающим фактором, определяющим мощность намечаемой к строительству или расширяемой тепловой электростанции, оказывается степень загрязнения воздушного пространства окружающего района, вызываемого станционными выбросами, находящимися в прямой зависимости от количества и качества сжигаемого на станции топлива. Особое значение приобретает эта проблема для мощных и сверхмощных станций, работающих на каменноугольном топливе и сернистых мазутах.

Вопрос загрязнения атмосферы в связи с работой ТЭС не возникает лишь в случае сжигания природного газа, в продуктах сгорания которого не содержится ни золы, ни сернистых соединений.

Наибольшей вредностью отличаются сернистые соединения. Вредное влияние на живые организмы оказывает не столько сернистый газ (SO_2), сколько сопровождающий его серный ангидрид (SO_3), дающий в соединении с водой агрессивную серную кислоту (H_2SO_4).

Предельные, по условиям загрязненности воздушного бассейна, мощности ТЭС определяются исходя из необходимости получения на любом расстоянии от дымовых труб станции такой концентрации загрязнений на уровне земли, величина которых меньше или равна максимальной концентрации — $0,5 \text{ мг/м}^3$ (максимально допустимая среднесуточная — $0,15 \text{ мг/м}^3$). Более жесткие нормы устанавливаются для сажи: $0,15 \text{ мг/м}^3$ — разовая и $0,05 \text{ мг/м}^3$ — среднесуточная.

В соответствии с действующими нормами строительство тепловых электростанций мощностью 2400 Мвт и выше возможно лишь для топлив с содержанием серы менее $0,4\%$ на 4190 кДж (1000 ккал). В случае применения топлив с более высоким содержанием серы мощность электростанций ограничивается.

С увеличением геометрической высоты дымовых труб (180 , 250 и 300 м) допускаемая мощность станции возрастает (выходная скорость газов из устья дымовой трубы принимается $30\text{—}35 \text{ м/сек}$).

Крупные частицы, выбрасываемые дымовыми трубами, размером более 10 мкм стремятся осесть на землю, мелкие (около 1 мкм) имеют незначительную склонность к оседанию и ведут себя обычно как аэрозоли.

Следует отметить, что с увеличением высоты трубы стоимость ее резко возрастает. Так, сметная стоимость дымовой трубы высотой 180 м составляет 0,8—0,95 млн. руб., а увеличение высоты трубы со 180 до 250 м приводит к удвоению ее стоимости. Высота дымовых труб может быть ограничена по условиям сейсмичности, по несущим свойствам грунтов и др.

При проектировании ТЭС необходимо также учитывать общий фон загрязнения атмосферного воздуха, создаваемый другими промышленными предприятиями, расположенными в данном районе.

Установки по очистке дымовых газов от сернистого ангидрида из-за их громоздкости, высокой стоимости, а также больших затрат, связанных с их эксплуатацией, пока не получили промышленного применения.

Важным мероприятием является постоянное снижение серы в угле при его обогащении и в мазуте при химической переработке нефти. В то же время разработка радикальных средств для очистки дымовых газов от окислов серы остается актуальной задачей; совершенствование этих средств должно способствовать устранению одного из основных препятствий на пути укрупнения ТЭС при использовании последними сернистых топлив. Нельзя не отметить, что данные, характеризующие фактическое загрязнение атмосферного воздуха золой и сернистым ангидридом в районах действующих тепловых электростанций, показывают, что загрязненность пока еще значительно превышает установленные нормативы.

При определении минимально допустимой высоты дымовой трубы для электрических станций в СССР принято пользоваться следующей методикой расчета.

Степень максимальной концентрации вредных примесей (золы и сернистых газов), которая может установиться на определенном расстоянии при неблагоприятных метеорологических условиях, вычисляется по формуле

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m^3}{H^2} \sqrt{\frac{N}{V \Delta t}}, \quad (\text{VII-6})$$

где A — коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы, определяющей условия вертикального и горизонтального рассеивания, $\text{сек}^{2/3} \cdot \text{град}^{1/3}$;

M — суммарный выброс вредной примеси из всех труб, г/сек ;

H — высота трубы, м ;

V — суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из труб, $\text{м}^3/\text{сек}$;

Δt — разность между температурой выходящих из трубы газов t_r и температурой окружающего воздуха t_b , °C;
 m — безразмерный коэффициент, связанный с учетом влияния скорости выхода дымовых газов из устья трубы w_0 ;
 F — безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости осаждения примеси в атмосфере.

Коэффициент A принимается для неблагоприятных условий, когда скорость ветра достигает опасного значения и происходит интенсивный вертикальный обмен (в пределах 120—200).

Значения коэффициента m в зависимости от w_0 выбираются по следующей таблице:

Таблица VII-5

w_0 , м/сек	10—15	20—25	30—35
m	1,0	0,9	0,8

При расчете концентрации сернистого газа и других примесей, скорость осаждения которых практически равна нулю, принимается $F = 1$. При расчете концентрации золы, представляющей собой тяжелую примесь, $F = 2$, если средний коэффициент золоулавливания не менее 90 %, и $F = 2,5$, если этот коэффициент меньше 90 %. Максимальная концентрация примесей достигается на расстоянии X_m , которое определяется высотой трубы H и находится приближенно по формуле $X_m = 20 H$.

§ VII-6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАБОТЫ ТЭС

Тепловая экономичность

Важнейшими показателями тепловой экономичности ТЭС являются тепловая характеристика ее и коэффициент полезного действия

Общая тепловая характеристика ТЭС рассчитывается так:

$$Q_{ст} = Q_x^{ст} + q_n^{ст} N \text{ кдж/ч (или ккал/ч)}, \quad (VII-7)$$

где $Q_x^{ст}$ — расход тепла на холостой ход станции в кдж/ч (или ккал/ч);

$q_n^{ст} = \frac{n}{m} \operatorname{tg} \alpha$ — удельный расход тепла на выработку электроэнергии в кдж/квт · ч (или в ккал/квт · ч); n и m — масштабы ординат и абсцисс при графическом изображении тепловой характеристики электростанции (рис. VII-19);

N — электрическая нагрузка станции, квт.

Средний удельный расход тепла на выработанный $\text{квт} \cdot \text{ч}$ может быть определен в результате деления полного количества тепла, израсходованного топлива на данной электростанции на количество выработанной ею электроэнергии (обе величины берутся за определенный заданный промежуток времени).

Так, среднегодовой удельный расход тепла получаем путем деления общего израсходованного тепла в течение года на выработку электроэнергии за этот же период:

$$q_{\text{ср. год}} = \frac{B_{\text{год}} \cdot Q_p^H}{\mathcal{E}_{\text{год}}} \text{ (кдж/квт.ч)}$$

или $\text{ккал/квт} \cdot \text{ч}$). (VII-8)

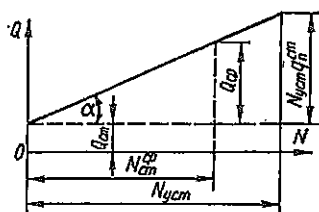


Рис. VII-19. Тепловая характеристика ТЭС.

Эта важная эксплуатационная характеристика тепловой электростанции, определяющая ее экономичность при данной тепловой схеме, в большей мере зависит от степени загрузки станции, от числа часов использования установленной мощности (рис. VII-20).

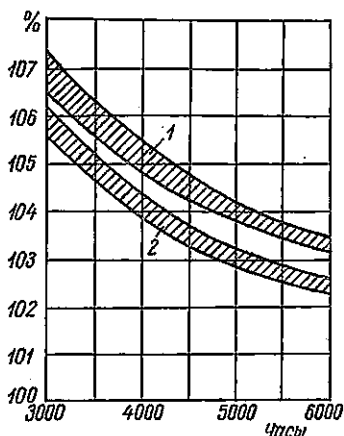


Рис. VII-20. Изменение удельного расхода тепла на отпущенный $\text{квт} \cdot \text{ч}$ в зависимости от годового числа часов использования установленной мощности: 1 — для турбоагрегатов типа К-50; 2 — для турбоагрегатов типа К-100 (верхняя линия — антрацитовый штыб; нижняя — природный газ).

Коэффициент полезного действия

Наряду с удельным расходом тепла на тепловой электростанции широко применяется равноценный показатель — коэффициент полезного действия станции.

Различают к.п.д. ТЭС брутто — $\eta_{\text{тэс}}^{\text{бр}}$, определяемый по суммарной выработке электроэнергии, и к.п.д. нетто — $\eta_{\text{тэс}}^{\text{нетто}}$, определяемый с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды.

Следует помнить, что к.п.д. тепловой электростанции в целом $\eta_{\text{тэс}}^{\text{бр}}$ или $\eta_{\text{тэс}}^{\text{н}}$ — зависят от к.п.д. термодинамического цикла, положенного в основу ее работы, и от к.п.д. установок, в которых

осуществляется использование тепла и преобразование энергии топлива в электрическую энергию.

Для конденсационной электростанции к.п.д. брутто (применительно к определенному отрезку времени) представляет собой отношение общего количества выработанной электроэнергии в тепловом выражении к теплу израсходованного топлива, т. е.

$$\eta_{\text{кэс}}^{\text{бр}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{860^1}}{B \cdot Q_p^{\text{н}}}, \quad (\text{VII-9})$$

где $\mathcal{E}_{\text{выр}}$ — количество электроэнергии, выработанной за данный отрезок времени, *квт · ч*;

860 — тепловой эквивалент 1 *квт · ч*, *ккал/квт · ч* или, соответственно, *кдж/квт · ч*;

B — количество израсходованного тепла, *кг*;

$Q_p^{\text{н}}$ — низшая теплотворная способность рабочего топлива, *ккал/кг* или, соответственно, *кдж/кг*.

Выражение для к.п.д. нетто таково:

$$\eta_{\text{кэс}}^{\text{нетто}} = \eta_{\text{кэс}}^{\text{бр}} (1 - K_z). \quad (\text{VII-10})$$

На электростанциях часть энергии затрачивается на собственные нужды — привод различных механизмов, подготовку топлива для сжигания, очистку поверхности нагрева котла от загрязнений и пр., вследствие чего уменьшается подача выработанной энергии потребителям. В связи с этим введены понятия о тепловой экономичности электростанции *брутто* и *нетто*, т. е. без учета и с учетом расхода энергии на собственные нужды.

Коэффициент K_z выражает отношение расхода электроэнергии на собственные нужды станции к общему количеству выработанной электроэнергии за определенный отрезок времени, т. е.

$$K_z = \frac{\mathcal{E}_{\text{с.н}}}{\mathcal{E}_{\text{выр}}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{отп}}}{\mathcal{E}_{\text{выр}}}.$$

За основу оценки тепловой экономичности ТЭС принимают обычно к.п.д. нетто — $\eta_{\text{кэс}}^{\text{н}}$. Основными потребителями энергии непосредственно на тепловой электростанции являются питательные, циркуляционные, конденсатные и прочие насосы, пылеприготовительная и тяго-дутьевая установка котельной и др. Для КЭС, работающих на каменноугольном топливе, в сумме они составляют 5—7% выработанной электроэнергии; для КЭС, работающих на газе или мазуте, расход энергии на собственные нужды лежит в пределах 3—5%.

¹ При расчете по СИ величину теплового эквивалента 1 *квт · ч* нужно принимать соответственно в размере 3600 *кдж*; теплоту сгорания топлива в этом случае следует также принимать в *кдж*.

Коэффициент полезного действия теплоэлектроцентрали может быть найден так:
электрический к.п.д. брутто

$$\eta_{\text{тэц}}^{\text{эл. (бр)}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{860}}{(B - B_T) Q_p^H} = \frac{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{860^1}}{B_3 \cdot Q_p^H}, \quad (\text{VII-11})$$

где B — суммарный расход топлива на электростанции, кг;
 B_T — расход топлива на выработку отпускаемого тепла, кг;
 $B_3 = B - B_T$ — количество топлива, израсходованного на выработку электроэнергии за данный отрезок времени, кг.

Количество топлива, израсходованного для выработки тепла, находится так:

$$B_T = B \frac{Q_{\text{пот}}}{Q_{\text{кот}}^H}. \quad (\text{VII-12})$$

Здесь $Q_{\text{пот}}$ — суммарное количество тепла (как из отборов турбины или противодавления, так и непосредственно из котельной), отпущенное потребителям:

$$Q_{\text{пот}} = \sum D_n (i_n - i_{\text{возв}}) + \sum D_{\text{отб}} (i_{\text{отб}} - i_{\text{возв}}) + D_{\text{ред}} (i_k - i_{\text{возв}}), \quad (\text{VII-13})$$

где D_n — количество пара противодавления;

$D_{\text{отб}}$ — количество пара из отборов турбины;

$D_{\text{ред}}$ — количество редуцируемого свежего пара из котельной;

i_n — теплосодержание (энтальпия) пара противодавления;

$i_{\text{отб}}$ — теплосодержание пара — из отборов турбины;

$i_{\text{возв}}$ — теплосодержание конденсата пара, возвращаемого потребителями;

i_k — теплосодержание пара, отпускаемого из котлов.

Все тепло (нетто), отпущенное котельной,

$$Q_{\text{кот}}^H = D_{\text{кот}}^H (i_k - i_{\text{п. в}}),$$

где $D_{\text{кот}}^H$ — количество пара, отпущенное из котельной;

$i_{\text{п. в}}$ — теплосодержание питательной воды.

Электрический и тепловой к.п.д. нетто для ТЭЦ могут быть найдены из следующих выражений:

$$\eta_{\text{тэц}}^{\text{эл. (нетто)}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{отп}} \cdot 860^1}{B_3 Q_p^H - Q_{\text{с. в}}^T}; \quad (\text{VII-14})$$

¹ См. примечание к формуле (VII-9).

$$\eta_{\text{тэп}}^{\text{т (нетто)}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{B_{\text{т}} Q_{\text{р}}^{\text{н}} - Q_{\text{с. н}}^{\text{т}}}, \quad (\text{VII-15})$$

где $Q_{\text{отп}}$ — количество тепла, отпущенное с ТЭЦ в сеть (замеренное при выходе);

$Q_{\text{с. в}}^{\text{т}}$ — тепло, израсходованное на выработку электроэнергии для собственных нужд ТЭЦ, связанное с выработкой отпущенного тепла.

Удельная численность персонала (штатный коэффициент) на ТЭС

Производительность труда на электрических станциях принято характеризовать удельной численностью персонала или штатным коэффициентом, который представляет собой количество персонала электростанции, приходящееся на единицу мощности (*чел/Мвт*). Этот коэффициент зависит от мощности и числа агрегатов, типа электростанции, вида сжигаемого топлива, степени механизации и автоматизации процесса производства и его организации.

Существенное влияние на величину коэффициента оказывают ремонты: при выполнении их централизованно специализированной организацией штатные коэффициенты станции снижаются.

Средние данные по штатным коэффициентам для тепловых электростанций СССР, характеризующие зависимость этого коэффициента от вида сжигаемого топлива, приведены ниже:

	Газ, мазут	Уголь
Штатный коэффициент	2,0	3,0
в том числе:		
эксплуатационный	1,3	1,9
ремонтный	0,7	1,1

Как видно из приведенных данных, штатный коэффициент на электростанциях, работающих на угле, значительно превышает значение этого коэффициента для газо-мазутных станций.

Следует отметить, что величина штатного коэффициента по отечественным электростанциям, в целом, является еще высокой, и темпы снижения этого коэффициента нельзя признать удовлетворительными.

Более широкое применение вычислительной техники при централизованном управлении электростанциями, повышение уровня механизации угольных складов и топливоподачи и, что очень важно, сокращение числа мелких тепловых электростанций, снижение многоагрегатности станций — позволят радикально уменьшить средний штатный коэффициент на электростанциях страны.

В соответствии с типовыми проектами мощных ГРЭС, выполненными институтом Теплоэлектропроект, на современных конден-

сационных электростанциях с блочной структурой, при высокой степени их механизации и автоматизации, намечается резкое снижение штатного коэффициента против современного.

Так, на новых угольных ГРЭС мощностью 1200 тыс. *квт* штатный коэффициент достигает 0,45, соответственно на ГРЭС мощностью 2400 тыс. *квт* — 0,24.

Надежность работы электростанции и резерв основного оборудования

Надежность электроснабжения и стабильность параметров отпускаемой электроэнергии обеспечивается исправностью оборудования электростанций, эксплуатационной готовностью этого оборудования принять в любой момент времени любую нагрузку в пределах номинальной мощности станции (системы).

Причинами нарушения планового режима могут быть: аварийное выключение работающего агрегата, вызывающее внезапное снижение производственной мощности станции (системы); внеплановое, мгновенное повышение (толчок) нагрузки (такое повышение может наступить в результате, например, внезапного грозового потемнения в часы естественного освещения и соответственно массового одновременного включения осветительных приборов на территории большого города); внезапное отключение значительной по мощности группы потребителей (вследствие аварии в сети или по другим причинам).

В первых двух случаях нарушение баланса мощности происходит с отрицательным знаком — создается дефицит мощности в системе. В третьем случае нарушение баланса характеризуется положительным знаком, так как при этом в системе появляется избыточная мощность.

Для ликвидации дефицита в балансе мощности предусматривается аварийный резерв. Аварийный резерв тепловой электростанции (или системы) может быть вращающимся (горячим), размещенным в работающих, но не загруженных агрегатах, или холодным — сосредоточенным в остановленных, вполне исправных агрегатах.

Для раздельно работающих электростанций и небольших энергосистем резервная мощность должна соответствовать мощности наибольшего агрегата.

Для больших же энергосистем надежность электроснабжения обеспечивается, исходя из опыта эксплуатации, минимально необходимым процентом аварийного резерва по отношению к установленной мощности системы, величина которого выбирается обычно в пределах 10—12%.

Нагрузочные режимы электростанции

Производство электроэнергии в каждый момент времени должно соответствовать ее расходу у потребителей. Фаза производства электроэнергии практически совпадает с фазой ее потребления.

Электрическая нагрузка электростанции изменяется во времени в течение суток и в продолжение года. Графическое изображение зависимости электрической нагрузки от времени называется *графиком электрической нагрузки*.

Изменение электрической нагрузки станции по часам суток отображается в суточных графиках электрической нагрузки; соответственно отпуск вырабатываемого станцией тепла потребителям отражается в графиках тепловой нагрузки. На оси ординат откладывается мощность в *квт* или тепло *кдж/ч* (*ккал/ч*), по оси абсцисс—время от 0 до 24 час.

Каждый график нагрузки имеет характерные (экстремальные) точки: максимума и минимума. Максимум *суточного* графика нагрузки станции или системы $P_{\max}$ характеризует наибольшую мощность, которой должна располагать система в течение данных суток для полного покрытия потребности района в электрической мощности.

Суточный график городской электрической нагрузки показан на рис. (VII-21).

Максимальная нагрузка станции (системы) складывается из нагрузок отдельных групп потребителей (или устройств), которые действуют в данный момент.

Количество электроэнергии, потребляемой в течение суток, определяется площадью суточного графика нагрузки и может быть выражено:

$$Э_{\text{сут}} = 24 \cdot P_{\text{ср}} \quad (\text{VII-16})$$

Чем равномернее график нагрузки, тем, при прочих равных условиях, экономичнее и надежнее работает электростанция.

Суточные графики нагрузки характеризуются следующими показателями:

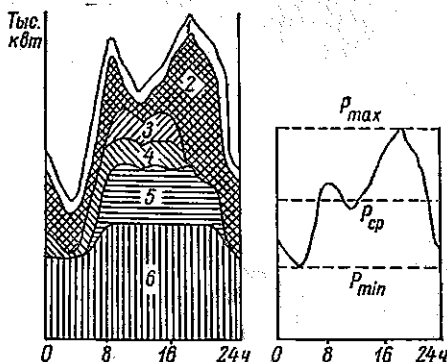


Рис. VII-21. Суточный график электрической нагрузки электростанции:

1 — потери на собственные нужды; 2 — осветительная нагрузка; 3 — нагрузка промышленных предприятий (односменных); 4 — нагрузка городского электротранспорта; 5 — нагрузка промышленных предприятий (двухсменных); 6 — нагрузка промышленных предприятий (трехсменных).

коэффициентом равномерности графика

$$\gamma = \frac{P_{\text{мин}}}{P_{\text{макс}}} ;$$

коэффициентом заполнения графика нагрузки

$$\beta = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{макс}}} .$$

При расчете мощности электростанции по суммарному максимуму потребления должны быть учтены расход электроэнергии на собственные нужды станции и потери в линиях электропередачи. В зависимости от характера станции и ее связи с энергосистемой определяется резервная мощность.

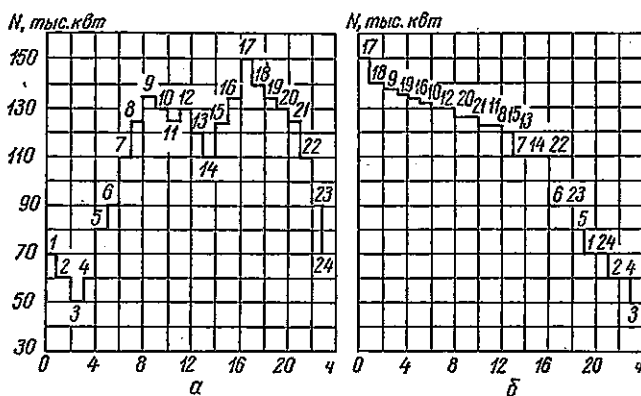


Рис. VI-22. Построение суточного графика продолжительности нагрузок.

На рис. VII-22,а приводится примерный хронологический суточный график нагрузки, а на рис. VII-22,б — построенный на основании предыдущего графика путем нанесения ординат (в последовательно убывающем порядке) график продолжительности.

Соединив между собой двенадцать месячных максимумов нагрузки электростанции, можно получить конфигурацию кривой максимумов, представленную на рис. VII-23.

В соответствии с этим графиком выбираются расчетные сутки с наибольшим отношением величины максимальной нагрузки к минимальной. Для этих выбранных характерных суток строятся суточные графики электрических нагрузок и выбираются режимы работы оборудования.

В современных условиях нагрузочный режим станции обычно не связан непосредственно с режимом электропотребления, по-

сколько станция работает не на своих отдельных потребителей, а отдает выработанную электроэнергию в «общий котел» — в систему. Нагрузочный режим задается станции диспетчерской службой системы, исходя из максимальной экономичности работы системы в целом: для данной станции заданный ей нагрузочный режим может не совпадать с оптимальным.

Характерный график годового потребления тепла для нужд отопления, бытового горячего водоснабжения и вентиляции представлен на рис. VII-24.

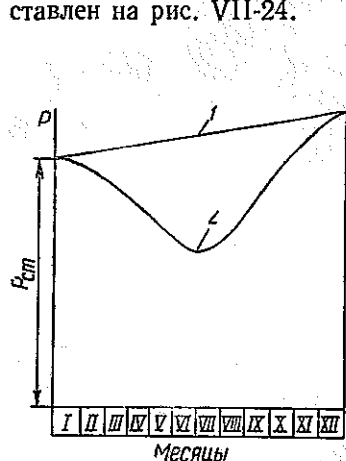


Рис. VII-23. Кривые месячных максимумов нагрузок:

1 — линия прироста; 2 — динамическая кривая.

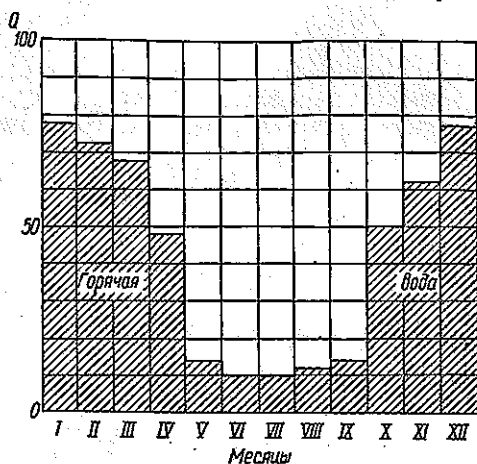


Рис. VII-24. График годового потребления тепла.

Средняя годовая электрическая нагрузка станции определяется из уравнения

$$P_{\text{ср}}^{\text{ст}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{8760} \text{ [квт]}, \quad (\text{VII-17})$$

где $\mathcal{E}_{\text{год}}$ — выработка электроэнергии станцией в год, $\text{квт} \cdot \text{ч}$; 8760 — число часов в календарном году.

Важнейшим показателем является коэффициент использования установленной мощности электростанции¹, который представляет собой отношение количества фактически выработанной в год элек-

¹ Производственная мощность электростанции, определяемая конструктивными данными ее основного оборудования, называется установленной мощностью $N_{\text{уст}}$. Установленная мощность станции определяется суммой номинальных мощностей генераторов, установленных на станции:

$$N_{\text{уст}} = \sum N_{\text{н}}^{\text{ген}}.$$

троэнергии к теоретически возможной годовой выработке:

$$K_{\text{исп}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{N_{\text{уст}} 8760} = \frac{P_{\text{ср}}^{\text{ст}}}{N_{\text{уст}}}. \quad (\text{VII-18})$$

Число часов использования установленной на станции мощности находят так:

$$T_{\text{уст}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{N_{\text{уст}}} = \frac{P_{\text{ср}}^{\text{ст}} \cdot 8760}{N_{\text{уст}}} = K_{\text{исп}} 8760. \quad (\text{VII-19})$$

Для тепловых электростанций страны характерно высокое значение этого показателя, лежащее в пределах 6000—6200 час.

Современные мощные паротурбинные агрегаты с высокими параметрами пара и максимальной экономичностью используются, естественно, для работы в базисе графика и производства наибольшего объема электроэнергии. Для покрытия пиков нагрузки наряду с гидростанциями используются устаревшие паротурбинные агрегаты с низкими технико-экономическими показателями.

Себестоимость энергии, вырабатываемой на ТЭС

В себестоимости продукции обобщается вся производственная деятельность предприятия или деятельность группы предприятий по производству и сбыту продукции.

Под себестоимостью электрической или тепловой энергии, вырабатываемой на тепловой электростанции, понимают совокупность всех годовых затрат на ее эксплуатацию, приходящихся на единицу вырабатываемой энергии.

Основные статьи этих затрат следующие: затраты на сжигаемое топливо под котлами ТЭС; амортизационные отчисления; затраты на производство текущих ремонтов оборудования, зданий и сооружений станции; заработная плата обслуживающего персонала; общестанционные и прочие расходы¹.

Для тепловых электростанций основной составляющей себестоимости электрической и тепловой энергии является стоимость топлива (примерно 50—75%).

Эксплуатационные расходы электростанции принято делить на постоянные (не зависящие от количества произведенной энергии), и переменные (зависящие от выработки энергии).

К постоянным расходам относят: амортизационные отчисления, заработную плату, административно-хозяйственные расходы, налоги и сборы и др.; к переменным — стоимость израсходованного

¹ В общестанционные расходы входят расходы на содержание управленческого персонала, пожарной и сторожевой охраны, хозяйственные и другие мелкие расходы; к прочим расходам относят расходы на приобретение смазочных материалов, трансформаторного масла, химикатов, стоимость воды, спецодежды и т. п.

топлива и электроэнергии, стоимость эксплуатационных материалов, стоимость воды. Удельный вес переменных расходов достигает 60—80% от суммарных затрат тепловой электростанции.

Все затраты тепловой электростанции за определенный промежуток времени можно свести к следующей формуле:

$$\Sigma Z = aN_{\text{уст}} + bZ_{\text{выр}}, \quad (\text{VII-20})$$

где $aN_{\text{уст}}$ — постоянные расходы, зависящие от мощности ТЭС;

$bZ_{\text{выр}}$ — переменные расходы, зависящие от вырабатываемой энергии.

Себестоимость 1 кВт · ч, отпущенного с шин конденсационной электростанции (s), определяется как частное от деления суммы годовых эксплуатационных затрат по станции на годовой отпуск электроэнергии с шин КЭС:

$$s = \frac{S}{Z_{\text{отп}}} [\text{коп/кВт} \cdot \text{ч}], \quad (\text{VII-21})$$

где S — годовые эксплуатационные расходы;

$Z_{\text{отп}} = (1 - \varepsilon_{\text{с.н}}) Z$ — отпуск электроэнергии с шин станции;

Z — выработка электроэнергии;

$\varepsilon_{\text{с.н}}$ — доля собственного расхода электроэнергии на станции.

На рис. VII-25 приводится график зависимости общей суммы денежных затрат от количества выработанной энергии. Линия CE называется экономической характеристикой электростанции.

Важный резерв снижения себестоимости энергии на действующих электростанциях — улучшение использования их производственных мощностей.

Необходимо отметить, что сравнивать себестоимость на различных электростанциях следует с учетом режима их работы. Так, на одной и той же электростанции себестоимость электроэнергии (при прочих равных условиях) будет наиболее высокой в пиковом режиме и наиболее низкой при работе станции в качестве базовой.

В зависимости от стоимости сжигаемого топлива, числа часов использования установленной мощности и других факторов относи-

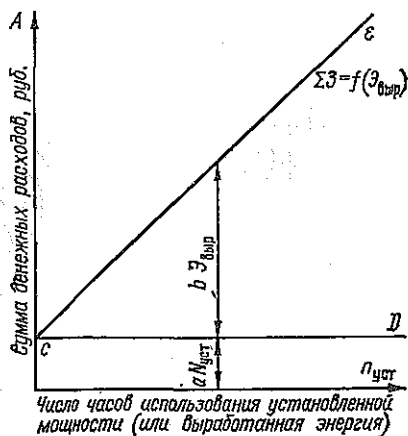


Рис. VII-25. Графическое изображение экономической характеристики электростанции.

тельная величина топливной составляющей себестоимости выработанной электроэнергии может колебаться в широких пределах. Как правило, значение этой составляющей увеличивается с укрупнением мощности станции.

Размещение новых электростанций в районах добычи дешевого топлива, перевод ряда станций с каменноугольного топлива на природный газ являются решающими факторами в снижении себестоимости энергии, вырабатываемой ТЭС.

Одной из основных составляющих себестоимости является заработная плата постоянного производственного персонала (заработная плата персонала, занятого ремонтными работами, учитывается соответственно в амортизационных отчислениях и издержках на текущий ремонт).

Содержание административно-управленческого аппарата входит в статью «общестанционные расходы».

Слагаемая заработной платы достигает примерно 15% общей себестоимости электрической энергии на отечественных тепловых электростанциях; она представляет собой затраты живого труда в денежной форме в процессе выработки энергии и зависит от численности персонала и уровня заработной платы. Слагаемая заработной платы персонала в себестоимости электрической энергии, вырабатываемой на конденсационных ТЭС, определяется следующим образом:

$$\frac{S_{з.п}}{Э_{отп}} = \frac{S_{з.п}}{Э(1 - \varepsilon_{с.п})} [\text{коп/квт} \cdot \text{ч}]. \quad (\text{VII-22})$$

Назначение амортизационных отчислений сводится к восстановлению основных фондов, которые постепенно утрачивают свою ценность (под влиянием физического и морального износа) в процессе эксплуатации ТЭС; эти отчисления включают затраты на капитальный и средний ремонты и на модернизацию оборудования.

Ниже приводятся нормы амортизационных отчислений для тепловых электростанций (при числе часов использования основного тепломеханического оборудования 6000 ч/год):

Отдельные элементы ТЭС

Котельные установки для малозольных углей, природного газа и малосернистого мазута	7,9—8,7
Турбоагрегаты	7,0
Вспомогательное тепломеханическое оборудование	13,3
Силовое электрооборудование	6,3
Здания с железобетонным или металлическим каркасом	3,75
Здания с каменными стенами и крупноблочные	4,2

Примечание. При числе часов использования основного оборудования ТЭС — 5000 ч/год вводится поправочный коэффициент к приведенным нормам — 0,9; при числе часов использования 4000 ч/год — 0,8.

Для теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), вырабатывающих электрическую и тепловую энергию, необходимо определять себестоимость каждого из этих видов энергии.

В практике отечественных ТЭЦ при распределении эксплуатационных затрат между производством электроэнергии и тепла, отпущенного потребителям, принят так называемый физический метод. Базируется он на технически обоснованном принципе распределения суммарного расхода топлива на станции; при этом допускается, что удельный расход условного топлива на единицу тепла, отпускаемого с коллекторов ТЭЦ, определяется независимо от того, откуда поступает пар для станционных бойлеров и паропреобразователей.

Распределение затрат по указанному методу производится следующим образом.

Затраты на топливо распределяются пропорционально расходам топлива, отнесенным на производство электроэнергии и отпуск тепла. Это соотношение характеризуется коэффициентом β_T .

$$\beta_T = \frac{B_э}{B}, \quad (\text{VII-23})$$

где B — суммарный расход топлива (за год, месяц);

$B_э$ — расход топлива на производство электроэнергии за тот же период.

Соответственно затраты на топливо, отнесенные на производство электроэнергии,

$$S_T^э = \beta_T S_T, \quad (\text{VII-24})$$

где S_T — сумма затрат на топливо, израсходованное ТЭЦ.

Тогда затраты на топливо, отнесенные на отпуск тепла,

$$S_T^q = (1 - \beta_T) S_T,$$

или

$$S_T^q = S_T - S_T^э. \quad (\text{VII-25})$$

Все затраты по топливно-транспортному и котельному цехам распределяются между электроэнергией и теплом пропорционально приведенному выше коэффициенту β_T .

Затраты по турбинному и электроцеху относятся на производство электроэнергии.

Все затраты по теплофикационному отделению ($S_{т.о}$) относятся на отпуск тепла.

Общестанционные расходы распределяются между электроэнергией и теплом пропорционально соотношению соответствующих сумм всех цеховых затрат, отнесенных на каждый из двух видов энергии, производимых на ТЭЦ.

Коэффициент распределения цеховых затрат ТЭЦ между производством электроэнергии и отпуском тепла

$$\alpha = \frac{\beta_T S_{кот} + S_{турб}}{S_{кот} + S_{турб} + S_{т.о}}. \quad (\text{VII-26})$$

Соответственно,

$$S_s = \alpha S \text{ и } S_q = (1 - \alpha) S. \quad (\text{VII-27})$$

Себестоимость единицы электроэнергии, отпускаемой ТЭЦ, определяется делением годовых затрат на производство электроэнергии S_s на отпуск электроэнергии с шин станции

$$s_s = \frac{S_s}{Q_{\text{отп}}} \text{ коп/квт} \cdot \text{ч}. \quad (\text{VII-28})$$

Себестоимость единицы тепловой энергии, отпускаемой ТЭЦ, определяется аналогично

$$s_q = \frac{S_q}{Q_{\text{отп}}} \text{ руб/Гкал}. \quad (\text{VII-29})$$

В табл. VII-6 приведены средние данные по себестоимости электроэнергии и тепла, вырабатываемых на районных электростанциях СССР.

Таблица VII-6

Годы	Себестоимость электроэнер- гии, коп/квт ч	Себестоимость тепла, руб/Гкал
1950	1,25	3,73
1952	1,09	3,32
1954	1,02	3,12
1956	0,87	2,80
1960	0,76	2,40
1965	0,67	2,18

Осуществляемые в последние годы мероприятия по увеличению удельного веса дешевых топлив (углей открытых разработок, мазута и природного газа) в выработке электроэнергии на ТЭС и все возрастающая роль новых более современных мощных станций в общем балансе производства энергии повле-

кут за собой несомненно дополнительное снижение себестоимости энергии.

Существенное значение в достижении этой задачи будет иметь реализация намеченных планов по широкой модернизации и замене морально изношенного оборудования на ряде действующих электростанций и ликвидации мелких неэкономичных станций.

Снижение себестоимости электрической и тепловой энергии и получаемые за счет этого внутрипромышленные накопления являются основой для повышения рентабельной работы электростанции и увеличения прибыли энергосистемы.

Прибыль — важнейший сводный показатель всей производственно-хозяйственной деятельности предприятия в энергетической отрасли — образуется как разница между суммой денежных средств, полученных в результате реализации всей отпущенной

электрической и тепловой энергии (товарной продукции) по действующим государственным тарифам, и полными издержками на производство этих видов энергии, их передачу и распределение:

$$D = \sum T_p - \sum T_{изд}, \quad (VII-30)$$

где $\sum T_p$ — сумма денежных средств, полученных в результате реализации всей товарной продукции по действующим тарифам;

$\sum T_{изд}$ — сумма всех издержек на производство, передачу и распределение электрической и тепловой энергии.

Основные требования, предъявляемые к эксплуатации и управлению ТЭС

Важнейшими требованиями, которым должна отвечать нормальная эксплуатация тепловой электрической станции, являются следующие:

1) Обязательное выполнение государственного плана выработки электрической и тепловой энергии и поддержание установленного режима нагрузок.

2) Обеспечение бесперебойного и надежного энергоснабжения потребителей.

3) Обеспечение требуемого качества электрической и тепловой энергии (напряжение и частота тока, температура сетевой воды, давление и температура пара для производственных нужд).

4) Соблюдение наиболее экономичных режимов работы основных и вспомогательных установок станции, достигаемых рациональным использованием станционных механизмов, снижением расхода электроэнергии на собственные нужды, уменьшением потерь электроэнергии и др.

5) Соблюдение правил безопасности работы обслуживающего персонала.

Основой современного метода управления работой электростанции является единый диспетчерский график энергосистемы, построенный с учетом наиболее рационального использования генерирующего оборудования в целях обеспечения нормального энергоснабжения потребителей и достижения при этом наибольшей экономичности по энергосистеме в целом.

Естественно, что при едином диспетчерском графике, построенном исходя из указанных выше условий, каждая электростанция в отдельности не может самостоятельно, независимо от энергосистемы, определять степень использования своего оборудования (основных фондов) в каждый определенный период времени.

Это важное положение работы станции в системе является принципиальной особенностью энергетических предприятий, что приводит к несовпадению экономических интересов отдельных электростанций и энергосистемы в целом.

§ VII-7. ТЕПЛОФИКАЦИЯ И ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Общие сведения

Развитие промышленности и городов в СССР вызывает большой рост теплового потребления.

Наиболее экономичным способом покрытия тепловых нагрузок является централизованное теплоснабжение от теплоэлектроцентралей или районных котельных, обеспечивающее значительную экономию капиталовложений и эксплуатационных расходов.

Экономическая эффективность теплофикации обуславливается экономией топлива, получаемой при комбинированной выработке тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, по сравнению с раздельным производством электроэнергии на КЭС и тепла в котельных.

Советский Союз является родиной первой теплофикационной установки, созданной в 1924 г. в Ленинграде, и в настоящее время занимает первое место в мире по числу и мощности теплоэлектроцентралей.

К 1970 г. установленная мощность ТЭЦ возрасла до 47 млн. *квт*; Их суммарная тепловая мощность достигла 160 тыс. *Гкал/ч*. Годовой отпуск тепла от крупных районных и промышленных котельных достиг 2250 млн. *Мдж* (544 млн. *Гкал*). В результате суммарный отпуск тепла от источников централизованного теплоснабжения составил в 1970 г. около 5400 млн. *Мдж* или около 1300 млн. *Гкал*.

Одновременно непрерывно возрастает роль коммунально-бытового сектора в централизованном теплоснабжении; этот процесс в большой мере объясняется преобладающим строительством в городах многоэтажных зданий при концентрации строительства новых зданий в определенных районах, характеризующихся высокой теплоплотностью и представляющих таким образом благоприятную базу для централизованного теплоснабжения. В 1970 г. доля теплофикации в покрытии тепловой нагрузки городов поднялась примерно до 45%.

Интенсивные темпы развития теплофикации в СССР обусловлены высокой народнохозяйственной эффективностью этой отрасли энергетики, ее положительным влиянием не только на экономику энергоснабжения (благодаря значительному снижению удельных расходов топлива), но и на организацию рационального энергоснабжения городов, способствуя их благоустройству и улучшению санитарного состояния.

При наличии в городах многочисленных котельных как промышленного, так и коммунального назначения воздушный бассейн населенных мест (при работе на твердых топливах) загрязняется золой, сернистыми соединениями, продуктами неполного сгорания, что оказывает вредное воздействие на зеленые насаждения и ухудшает условия жизни населения.

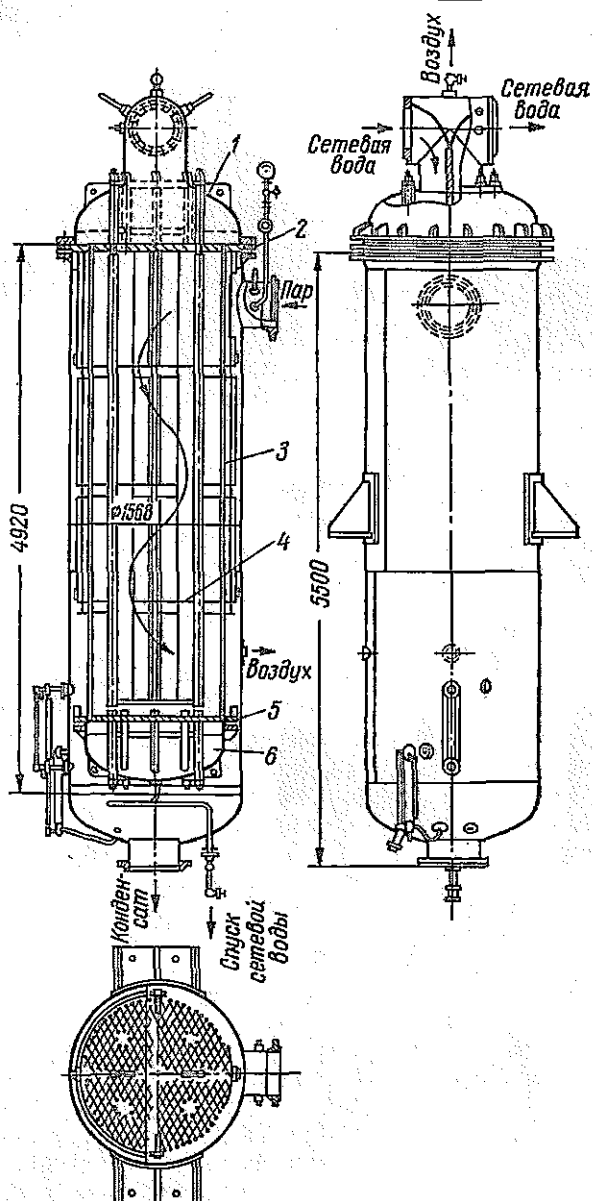


Рис. VII-26. Подогреватель сетевой воды:

1 и 6 — верхняя и нижняя водяные камеры; 2 и 5 — верхняя и нижняя трубные доски; 3 — латунные трубки; 4 — направляющая перегородка.

В то же время на ТЭЦ, в отличие от индивидуальных котельных, возможно создание эффективных установок для очистки дымовых газов.

Что же подразумевается под термином *теплофикация*? Теплофикация — это отрасль энергетического хозяйства, которая осуществляет централизованное обеспечение присоединенных потребителей тепловой энергией (в виде горячей воды или пара) от теплоэлектроцентралей при комбинированной выработке на этих станциях электрической и тепловой энергии.

Потребители тепла от ТЭЦ подразделяются на три группы: технологические, отопительно-вентиляционные и горячего водоснабжения.

В отличие от конденсационной электростанции, где главная потеря тепла, равная примерно 50% от количества тепла, подведенного к турбине, заключается в тепле, уносимом с охлаждающей водой конденсатора, на теплоэлектроцентралях не превращенное в электроэнергию тепло пара используется присоединенными потребителями. В этом случае сознательно допускается потеря электрической мощности в интересах общей экономии топлива, которая достигается при комбинированной выработке электроэнергии и тепла.

Давление, при котором осуществляются отборы пара из турбины, диктуется технологическими нуждами потребителей тепла. Наиболее глубокое расширение пара допускается в турбинах ТЭЦ, обслуживающих коммунальных потребителей. Параметры пара теплофикационных отборов зависят от температуры воды в подающей линии тепловой сети или от разности температур в подающей и обратной линиях; эта разность в свою очередь зависит от теплоплотности района теплоснабжения и от расстояния центра тепловой нагрузки от ТЭЦ. При увеличении разности температур уменьшаются диаметры теплопроводов, а следовательно, и их стоимость.

Для того чтобы подогреть сетевую воду, например на 80 и 150° С, нужно иметь давление соответственно 0,07 Мн/м² (температура насыщенного пара 89,5° С) и 0,62 Мн/м² (температура насыщенного пара 159,4° С).

Сетевой подогреватель (рис. VII-26) представляет собой вертикальный паровой теплообменник. Сетевая вода, проходя латунные трубки подогревателя, нагревается паром, который омывает трубки снаружи; конденсат дренируется через нижний патрубок. Чем выше давление греющего пара, тем до большей температуры может быть нагрета сетевая вода.

Крупными источниками централизованного теплоснабжения являются также получившие широкое распространение районные котельные, в задачу которых входит производство в котлах для раздачи потребителям (в основном городским жилым районам) горячей воды по разветвленной сети теплопроводов.

Остановимся несколько подробнее на этом виде централизованного теплоснабжения. Создание районных котельных, оснащенных

крупными высокоэкономичными котлами, позволяет ликвидировать или заведомо не сооружать маломощные, неэкономичные индивидуальные котельные, применяемые при децентрализованном теплоснабжении жилых и общественных зданий. Районные котельные для нужд городского теплоснабжения часто приходится сооружать и в тех городах, где намечено строительство ТЭЦ, или же в тех районах города, которые должны быть охвачены магистральными тепловыми сетями от действующих ТЭЦ. Такое решение принимается в тех случаях, когда ввод в действие ТЭЦ или тепловых магистралей, питающихся от нее, отстает по срокам от окончания строительства жилых массивов или кварталов — будущих потребителей ТЭЦ.

В этих случаях, после включения в работу теплофикационной системы, районные котельные могут быть использованы для покрытия пиковых тепловых нагрузок.

Наряду с районными котельными дальнейшее развитие получают и районные промышленно-отопительные котельные.

Для современного состояния теплофикации характерны некоторые недостатки. Наиболее существенным из них является неполное использование тепловых отборов теплофикационных турбин; основная причина этого заключается в недостаточных темпах строительства городских тепловых сетей. В результате несоответствия, возникающего между возможностями турбин и сетей, неизбежен значительный урон, который наносится народному хозяйству в виде пережогов топлива и «бросовых» затрат на сооружение индивидуальных котельных.

Нужно отметить, что стоимость тепловых сетей в результате экономии тепла окупается в короткие сроки — обычно за 2—3 года. Таким образом, ликвидация отставания в строительстве тепловых сетей является важной и актуальной задачей.

Технико-экономические характеристики ТЭЦ

Размещение и мощность ТЭЦ или районных котельных определяется с учетом местных условий на основе сравнительного технико-экономического анализа. Такой анализ направлен на выявление минимума расчетных затрат, необходимых для строительства ТЭЦ или районных котельных и соответствующих тепловых сетей.

Суммарные удельные капиталовложения в строительство тепловых сетей и ТЭЦ, как правило, уменьшаются по мере увеличения их мощности.

В зависимости от масштабов и условий потребления тепла на ТЭЦ устанавливаются турбины различных типов: турбины с регулируемым отбором пара повышенного давления ($0,5\text{--}1,5 \text{ Мн/м}^2$) для технологических нужд промышленности и с отбором пара пониженного давления ($0,07\text{--}0,3 \text{ Мн/м}^2$) для подогрева сетевой воды в бойлерах для отопительных нужд жилых и общественных

зданий. Кроме того, широко применяются турбины с противодавлением, рассчитанные на использование всего отработанного в турбинах пара, применяемые обычно в промышленных условиях (при этом конденсаторы из тепловой схемы станции исключаются). Кроме того, для нужд теплофикации используются турбины, работающие по режиму ухудшенного вакуума ($0,07-0,08 \text{ Мн/м}^2$), что позволяет нагревать этим паром проточную воду конденсатора до $80-90^\circ \text{C}$, с последующим ее использованием для отопления.

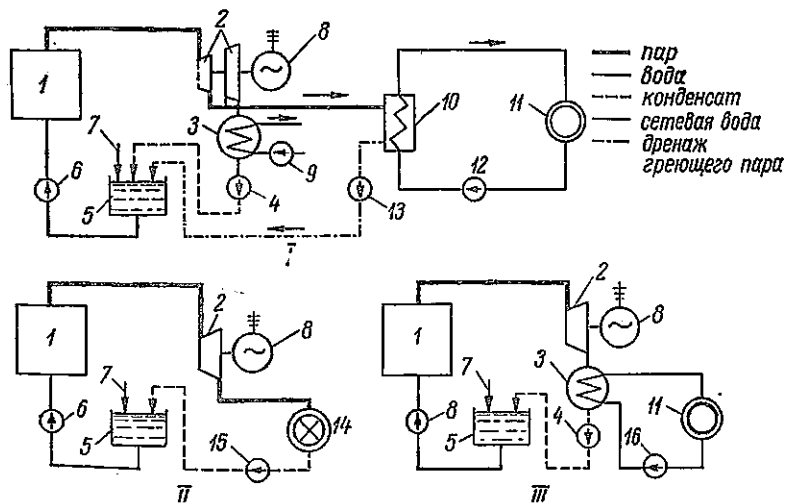


Рис. VII-27. Принципиальные схемы ТЭЦ с различными типами теплофикационных турбин:

I — ТЭЦ оборудована турбиной с отбором пара; II — ТЭЦ оборудована турбиной с противодавлением; III — ТЭЦ оборудована турбиной с ухудшенным вакуумом: 1 — паровой котел; 2 — паровая турбина; 3 — конденсатор; 4 — конденсатный насос; 5 — питательный бак; 6 — питательный насос; 7 — добавка химически очищенной воды; 8 — электрический генератор; 9 — циркуляционный насос; 10 — подогреватель горячей воды (бойлер); 11 — потребитель горячей воды; 12 — сетевой насос; 13 — насос для откачки конденсата из подогревателя; 14 — потребители технологического пара; 15 — насос для подачи конденсата от потребителей на ТЭЦ; 16 — циркуляционный сетевой насос.

Наиболее распространены в отечественных теплоэлектроцентралях турбины с регулируемым отбором пара, позволяющие работать по независимым режимам выработки электрической и тепловой энергии.

Необходимо иметь в виду, что величина тепловой отопительной и бытовой нагрузки меняется в широких пределах в зависимости от времени года и в летние месяцы резко падает. Поэтому в основном теплофикационные турбины выполняются не как турбины с противодавлением, мощность которых определяется расходом пара, идущего к тепловому потребителю, а как турбины с отборами пара, которые способны нести полную электрическую нагрузку независимо от потребления пара на отопление.

Принципиальные схемы теплофикационных турбин и теплоэлектроцентралей, а также их термодинамические и экономические характеристики были рассмотрены в предыдущих главах.

Упрощенные схемы теплоэлектроцентралей с различными турбинами показаны на рис. VII-27.

При решении вопроса о целесообразности сооружения для обеспечения тепловой энергией тех или иных потребителей практикуется экономическое сопоставление варианта комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на ТЭЦ с вариантом раздельного производства этих видов энергии.

Расчет экономии топлива, которая может быть получена при выработке электроэнергии на ТЭЦ в случае отбора тепла из турбины для теплофикационных целей ($Q_{отб}$), в сравнении с раздельным производством энергии, т. е. при выработке такого же количества электроэнергии на КЭС и соответственно выработке тепла для потребителей в отдельной котельной, ведется следующим образом.

Расход условного топлива для выработки электроэнергии на базе отпускаемого из отбора турбины тепла

$$B_э = \frac{\mathcal{E}_{отп} \cdot 3600}{\eta_{к.у}^н \eta_{тр} \eta_{м} \eta_{ген} 29330} \text{ кг},$$

или

$$B_э = \frac{\mathcal{E}_{отп} \cdot 860}{\eta_{к.у}^н \eta_{тр} \eta_{м} \eta_{ген} 7000} \text{ кг}. \quad (\text{VII-31})$$

Расход условного топлива на выработку отпускаемого тепла

$$B_T = \frac{Q_{отб}}{\eta_{к.у}^н 29330} \text{ кг}, \quad (\text{VII-31a})$$

или

$$B_T = \frac{Q_{отб}}{\eta_{к.у}^н \cdot 7000} \text{ кг},$$

где $\eta_{к.у}^н$ — к. п. д. нетто котельной установки электростанции.

Полный расход условного топлива при комбинированном энергоснабжении равен

$$B_{комб} = B_э + B_T.$$

Расход условного топлива, в случае раздельного энергоснабжения для выработки того же количества электрической энергии конденсационными турбогенераторами, составит:

$$\frac{\mathcal{E}_{отп}}{\eta_{КЭС}^{бр}} \frac{3600}{29330} \text{ кг}, \quad (\text{VII-32})$$

или

$$B'_s = \frac{\varepsilon_{отп} \cdot 860}{\eta_{к.у} \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_t \cdot \eta_{о.л}^k \cdot \eta_m \cdot 7000} = \frac{\varepsilon_{отп} \cdot 860}{\eta_{кэс}^{бр} \cdot 7000} \text{ кг,}$$

где η_t — термический к. п. д. конденсационного цикла (с учетом регенеративного подогрева питательной воды);

$\eta_{о.л}^k$ — внутренний относительный к. п. д. конденсационных турбогенераторов.

Для выработки требуемого количества тепла в местных котельных потребуется следующее количество топлива:

$$B'_r = \frac{Q_{отб} \cdot \eta_c}{\eta_{к.у}^m \cdot 7000} \text{ кг,} \quad (\text{VII-33})$$

где η_c — к. п. д. централизованной тепловой сети ТЭЦ;

$\eta_{к.у}^m$ — к. п. д. местных котельных.

Суммарный расход условного топлива при раздельном энергоснабжении

$$B_{разд} = B'_s + B'_r \text{ [кг].} \quad (\text{VII-34})$$

Экономия условного топлива при переходе на комбинированное энергоснабжение от ТЭЦ

$$B_{эж} = B_{разд} - B_{комб}.$$

Экономическая эффективность теплофикации во многом зависит от режима работы теплофикационных турбин и прежде всего от продолжительности их работы по теплофикационному циклу, т. е. от доли выработки электрической энергии на более экономичном теплофикационном режиме к общей годовой выработке электроэнергии на станции.

Чем дешевле топливо, сжигаемое на электростанциях, тем ниже экономичность ТЭЦ в сравнении с КЭС.

Для достижения возможно большей экономии топлива необходимо повышение выработки электроэнергии на тепловом потреблении и, соответственно, сокращение доли электроэнергии, вырабатываемой на ТЭЦ по конденсационному режиму.

Наибольший выигрыш от комбинированной выработки достигается в районах с суровым климатом, где отопительный сезон продолжителен и расход тепла на отопление относительно повышен.

Важным технико-экономическим показателем загрузки ТЭЦ является расчетный коэффициент теплофикации

$$\alpha_{ТЭЦ} = \frac{Q_{отб}^m}{Q_o^m}, \quad (\text{VII-35})$$

где Q_o^M — максимальная величина отопительной нагрузки ТЭЦ при расчетной температуре наружного воздуха;

$Q_{отб}^M$ — максимальная тепловая нагрузка отборов.

Экономичность теплофикации в большой степени зависит от правильного выбора величины коэффициента $\alpha_{ТЭЦ}$, определяющего выбор основного оборудования ТЭЦ и эффективность его использования.

Оптимальная величина $\alpha_{ТЭЦ}$ лежит примерно в следующих пределах: для круглогодичной технологической нагрузки — $0,7 \div 0,8$ и при сезонной отопительной нагрузке: для мощных ТЭЦ — $0,6 \div 0,65$ и для небольших ТЭЦ — $0,4 \div 0,55$.

Большие масштабы строительства теплоэлектроцентралей позволяют намного повысить экономичность производства тепла и достигнуть значительной экономии топлива.

Основной линией дальнейшего развития энергетической базы теплофикации является укрупнение ТЭЦ и единичной мощности агрегатов, повышение начальных параметров пара, улучшение загрузки отборов и противодействия теплофикационным турбинам.

Экономическим критерием при оптимизации развития теплофикации в энергосистемах, т. е. при сравнении комбинированной и раздельной схем энергоснабжения, принимается экономия приведенных годовых расчетных затрат $Z_{ЭК}^{пр}$:

$$Z_{ЭК}^{пр} = Z_p^{пр} - Z_k^{пр}, \text{ [тыс. руб/год]},$$

где $Z_k^{пр}$, $Z_p^{пр}$ — приведенные годовые расчетные затраты соответственно в комбинированной и раздельной схемах энергоснабжения, тыс. руб/год.

Комбинированная схема энергоснабжения экономичнее раздельной в области $Z_{ЭК}^{пр} > 0$. При $Z_{ЭК}^{пр} = 0$ обе схемы равноэкономичны и выбор одной из них требует подробных сравнительных расчетов. Оптимальная же мощность ТЭЦ будет соответствовать условию $Z_{ЭК}^{пр} \rightarrow \text{макс.}$

Уровень концентрации мощностей на теплоэлектроцентралях в расчетном районе определяется концентрацией тепловых нагрузок и стоимостью топлива. В районах дорогого топлива сооружение отопительной теплоэлектроцентрали становится эффективным при тепловых нагрузках $350\text{--}380 \cdot 10^6 \text{ вт}$ ($300\text{--}325 \text{ Гкал}$) и выше, а в районах дешевого топлива — при тепловых нагрузках $550\text{--}580 \cdot 10^6 \text{ вт}$ ($470\text{--}500 \text{ Гкал/час}$).

При преобладании технологических тепловых нагрузок (например, пар $1,0\text{--}1,3 \text{ Мн/м}^2$) комбинированная выработка электроэнергии и тепла становится эффективной в районах дорогого топлива при тепловых нагрузках $350 \cdot 10^6 \text{ вт}$ (300 Гкал/час).

Примерные показатели экономии топлива в результате развития теплофикации

Расчетные показатели по вариантам	Годы		
	1958	1965	1980—85 гг. (ориентировочный расчет)
I. Вариант сооружения теплоэлектростанций:			
Суммарный отпуск тепла от ТЭЦ, млн. ГДж (млн. Гкал)	942 (225)	1969 (470)	6600 (1600)
Удельная выработка электроэнергии по теплофикационному режиму $\text{квт} \cdot \text{ч} / \text{ГДж}$ ($\text{квт} \cdot \text{ч} / \text{Гкал}$)	26,5 (111)	37 (155)	79,5 (325)
Общая выработка электроэнергии по теплофикационному режиму, млрд. $\text{квт} \cdot \text{ч}$	25	75	520
Выработка электроэнергии по конденсационному режиму, млрд. $\text{квт} \cdot \text{ч}$	38,5	75	160
Удельные расходы топлива на ТЭЦ:			
а) на выработку тепла, $\text{кг у. т.} / \text{ГДж}$ ($\text{кг у. т.} / \text{Гкал}$)	46,3 (194)	42 (175)	38,5 (160)
б) на выработку электроэнергии по теплофикационному режиму, $\text{кг у. т.} / \text{квт} \cdot \text{ч}$	0,18	0,165	0,160
в) на выработку электроэнергии по конденсационному режиму, $\text{кг у. т.} / \text{квт} \cdot \text{ч}$	0,615	0,445	0,350
Расход топлива по ТЭЦ на:			
а) выработку тепла, млн. т у. т.	44,0	85,0	256,0
б) выработку электроэнергии по теплофикационному режиму, млн. т у. т.	4,5	12,5	83,0
в) выработку электроэнергии по конденсационному режиму, млн. т у. т.	23,5	37,5	56,0
Всего, млн. т у. т.	72,0	135,0	395,0
II. Вариант сооружения конденсационных электростанций и районных котельных:			
Удельный расход топлива в котельных, $\text{кг у. т.} / \text{ГДж}$ ($\text{кг у. т.} / \text{Гкал}$)	194	175	38,5 (160)
Общий расход топлива в районных котельных, млн. т у. т. (предполагая, что в условно расчетном году выработка тепла в них составит 1500 млн. Гкал)	44,0	85,0	250,0

Расчетные показатели по вариантам	Годы		
	1958	1965	1980—85 гг. (ориентировочный расчет)
Удельный расход топлива на конденсационных станциях, кг у. т./квт · ч	0,51	0,425	0,310
Общий расход топлива на конденсационных электростанциях, млн. т у. т.	32,5	63,5	210,0
Всего, млн. т у. т.	76,5	148,5	460,0
III. Экономия топлива при сооружении теплоэлектроцентралей, млн. т у. т.	4,5	13,5	65,0

В итоге намечаемого изменения состава основного оборудования ТЭЦ и существенного увеличения их тепловой мощности комбинированная выработка электрической энергии на базе теплофикации будет резко увеличена.

В табл. VII-7 приводится примерный сравнительный расчет эффективности сооружения теплоэлектроцентралей в СССР и получаемой при этом экономии топлива.

Удельная выработка электроэнергии на установках с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла может достигнуть и более высоких значений, чем это указано в табл. VII-7.

Тепловые сети (основные параметры, конструктивные схемы)

В задачу тепловых сетей входит подача потребителям тепла заданных параметров. Система теплоснабжения в общем виде включает в свой состав три основных звена:

- 1) теплоснабжающие установки (теплофикационные устройства ТЭЦ и районные отопительные котельные);
- 2) тепловые сети (передающие и распределяющие тепло);
- 3) абонентские вводы.

Все эти звенья системы взаимосвязаны. Поэтому важнейшими условиями нормальной эксплуатации являются: работа системы по единому согласованному графику при правильном распределении тепловой энергии между потребителями; рациональное использование тепла потребителями и, разумеется, безаварийная работа всех упомянутых элементов.

Расходы тепла на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий в балансах тепла ТЭЦ учитываются по среднечасовым расходам тепла за сутки наибольшего водопотребления, а промышленных предприятий — по среднечасовым расходам тепла за смену с наибольшим водопотреблением, независимо от системы тепловых сетей.

Тепловые сети (теплопроводы) по видам теплоносителя подразделяются на водяные и паровые.

Системы водяных теплопроводов, в свою очередь, бывают однотрубными и двухтрубными, а в отдельных случаях и многотрубными.

Примерная схема тепловых сетей городского района показана на рис. VII-28. На схеме представлены магистральные 1 и разводящие 2 сети, а также переключки между ними.

Наиболее распространена двухтрубная система теплоснабжения. В этой системе по одной трубе подается горячая вода потребителям, а по другой (обратной) охлажденная вода возвращается на ТЭЦ (или в районную котельную).

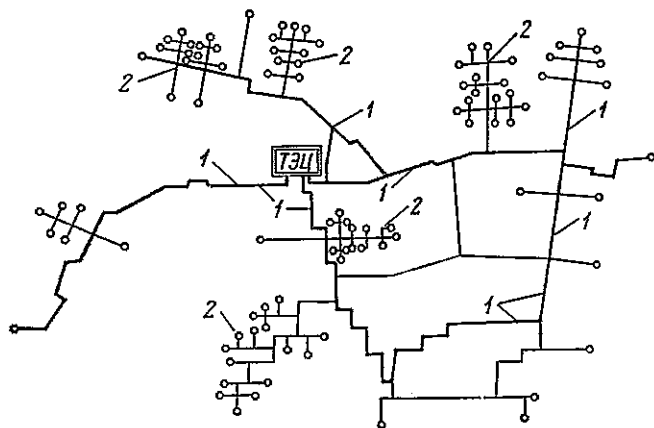


Рис. VII-28. Схема городских тепловых сетей от ТЭЦ.

Различают открытую и закрытую системы теплоснабжения. В открытой системе осуществляется так называемый «непосредственный водоразбор», т. е. горячая вода из подающей сети разбирается потребителями для хозяйственных, санитарно-гигиенических и других нужд. При полном использовании подаваемой горячей воды может быть применена однотрубная система. Эффективность однотрубных систем повышается с увеличением расстояния между районами теплоснабжения и ТЭЦ.

Для закрытой системы характерно почти полное возвращение сетевой воды на ТЭЦ (или районную котельную).

Необходимо указать, что дальнейшее увеличение единичных мощностей теплофикационных турбин при сохранении двухтрубной системы тепловых сетей, рассчитанных на относительно низкие температуры (обычно не более 150°C в наиболее холодный период отопительного сезона), связано с большими затруднениями. Дело в том, что увеличение мощности турбоагрегатов на ТЭЦ и соответ-

ственно объема теплотребления, обеспечиваемого данной ТЭЦ, приводит к необходимости подавать в тепловые магистрали все возрастающее количество горячей воды. Так, например, при мощности теплофикационной турбины 250 Мвт отдача тепла соответственно достигает 372 Мвт (320 Гкал/ч), а при установке двух таких турбин — 744 Мвт (640 Гкал/ч), не учитывая тепла, которое передается в систему от пиковых водогрейных котлов, достигающее в ряде случаев такой же величины. При этих условиях, принимая перепад температур в тепловой сети равным 80° С (150—70), количество воды, подлежащей перекачке в сети, составит $16 \cdot 10^3 \text{ м}^3 \cdot \text{ч}$. Для этого потребовалась бы прокладка двух теплопроводных магистралей двухтрубного типа диаметром 1200—1250 мм каждая.

Помня о том, что с увеличением централизованного отпуска тепла, как правило, возрастает и дальность его передачи, становятся очевидными возрастающие расходы металла на сооружение тепловых магистралей и затраты на их обслуживание.

Однотрубная система, при которой обратная вода не возвращается на станцию, позволила бы быстрее разрешить эти трудности.

Что касается парового теплоснабжения, то и здесь, применительно к масштабам и характеру потребления пара, практикуются двухтрубная и однотрубная системы. В двухтрубной системе по одной трубе поступает пар, а по другой возвращается конденсат.

Опыт централизованного теплоснабжения показывает, что независимо от источника питания (ТЭЦ или районные котельные) для устранения коррозии местных систем горячего водоснабжения, упрощения и удешевления абонентских узлов предпочтителен переход на открытые системы. При этом на ТЭЦ и в котельных, а часто и у потребителей могут быть установлены аккумуляторы горячей воды для выравнивания графика тепловых нагрузок котлов и для подпитки тепловых сетей, что будет способствовать равномерной работе турбин.

Количество воды, циркулирующей в замкнутом контуре системы централизованного теплоснабжения, может быть определено так:

$$W_{\text{цпрк}} = \frac{Q_T}{i_n - i_{\text{обр}}} [\text{кг/сек}], \quad (\text{VII-36})$$

где Q_T — тепловое потребление системы (нагрузка);

$i_n, i_{\text{обр}}$ — соответственно энтальпия (теплосодержание) прямой и обратной сетевой воды.

Присоединение потребителей к сети

При решении схем присоединения потребителей к сети следует учитывать, что температура воды в системах отопления жилых и общественных зданий не должна превышать 95° С, равным образом давление воды в приборах не должно превышать $5 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$.

В то же время давление в подающей и обратной магистралях должно выбираться с учетом обеспечения необходимого расхода воды в местных системах.

Температура воды в сети отопительного теплоснабжения должна поддерживаться в зависимости от температуры наружного воздуха. Наинизшей расчетной зимней температуре должна соответствовать наивысшая температура воды в подающей магистрали.

Место присоединения потребителей тепла у теплопроводной сети называется абонентским вводом.

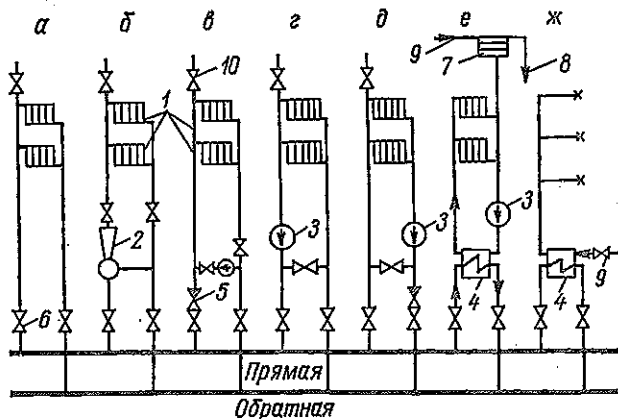


Рис. VII-29. Схема присоединения абонентов к тепловой сети:

1 — отопительные приборы; 2 — элеватор; 3 — насос; 4 — подогреватель поверхностного типа; 5 — обратный клапан; 6 — задвижка; 7 — расширительный бак; 8 — переливная труба; 9 — вода из водопроводной сети; 10 — воздушный кран.

На рис. VII-29 приводятся некоторые варианты схем присоединения потребителей к тепловой сети. Здесь изображена простейшая схема присоединения а; давление и температура воды у потребителя в данном случае будет находиться в зависимости от давления и температуры воды в магистральной сети.

В варианте б этого рисунка применен широко практикуемый принцип подмешивания обратной воды с помощью элеватора (водоструйного насоса); рабочей средой элеватора является горячая вода из подающего трубопровода. Регулируя количество подсасываемой воды можно изменить температуру воды в местной системе отопления.

В варианте е показана схема независимого присоединения потребителя к системе через водоводяной поверхностный подогреватель. Сущность этой схемы сводится к следующему: в водоводяном поверхностном подогревателе сетевая горячая вода подогревает воду, циркулирующую в потребительской отопительной системе (циркуляция осуществляется с помощью насоса).

Такая схема позволяет регулировать температуру воды в местной системе отопления в широких пределах за счет изменения количества горячей воды, пропускаемой через подогреватели.

Характеристики тепловых городских сетей

Наиболее распространенным типом городских тепловых сетей является двухтрубная водяная сеть в подземном исполнении. Применяется бесканальная и канальная прокладка труб; каналы бывают проходные, полупроходные и непроходные. Стоимость проходных каналов высока; сооружение их оправдано лишь при совмещенной прокладке различных сетей, обычно в крупных городах, где вскрытие канала для ремонта и других целей затруднено. В таких каналах предусматриваются освещение, необходимая вентиляция, специальные люки.

Широко применяется прокладка тепловых сетей в непроходных каналах, сооружаемых из железобетонных блоков. Распространенная конструкция непроходного канала показана на рис. VII-30.

В местах установки арматуры сооружаются камеры высотой не менее 2000 мм, с необходимыми подходами к ним (люками). Теплоизоляционные покрытия выбирают в зависимости от местных материалов и конструктивной особенности прокладки. В непроходных каналах применяется подвесная и набивная изоляция (минеральная вата, пенобетон и др.). Широко применяются литые изоляционные покрытия, изготавливаемые из литого пенобетона.

Дальнейшее развитие тепловых сетей должно соответствовать тенденциям общего развития теплофикации в стране; должны быть значительно увеличены протяженность и пропускная способность тепловых сетей. Если на начальном этапе теплофикации диаметр труб на головных участках тепловых сетей не превышал 400—600 мм и радиус их действия 2—3 км, то в настоящее время головные участки укладываются из труб 800—1000 мм, а мощность современных бойлерных установок и насосных станций позволяет увеличить радиус действия тепловых сетей до 12 км; расчетная температура воды при этом достигает 130—150° С. Однако, интересы благоустройства городов требуют размещения новых мощных ТЭЦ за пределами городской черты, что вызывает необходимость соответствующего увеличения радиуса централизованного теплообслуживания до 15—20 км при расчетной температуре воды 160—180° С.

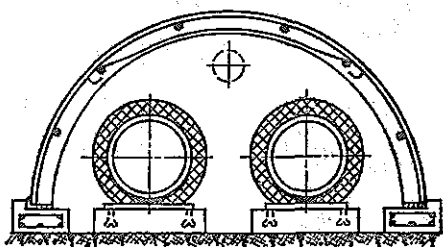


Рис. VII-30. Теплотрассы в непроходном сборном канале.

Пропускная способность трубопроводов тепловых сетей для горячей воды при температурном графике 150—70° С и для пара различных параметров приведена в табл. VII-8.

Таблица VII-8

Пропускная способность тепловых сетей

Диаметр трубы по условному проходу, Ду, мм	Вода при температурном графике 150—70° С			Пар в т/ч при параметрах			
	м³/ч	Гкал/ч	10° вт (Мвт)	0,6 Мн/м² 200° С	1,0 Мн/м² 250° С	1,3 Мн/м² 300° С	2,1 Мн/м² 350° С
40	1,3	0,10	0,116	0,08	0,09	0,1	0,12
50	2,5	0,20	0,232	0,15	0,16	0,17	0,23
70	5,9	0,47	0,545	0,39	0,41	0,42	0,55
100	15,8	1,26	1,461	1,0	1,08	1,15	1,46
150	46,0	3,58	4,269	2,9	3,15	3,35	4,3
200	108,0	8,6	9,976	6,8	7,3	7,8	10,0
300	310	24,8	28,768	19,2	21,0	22,4	28,5
400	650	52,0	60,32	39,5	42,5	45,6	58,0
500	1160	93,0	107,88	72,0	78,0	84,0	—
600	1820	146,0	169,36	116,0	125,0	135,0	—
800	3650	292,0	338,72	—	—	—	—
1000	6700	536,0	621,76	—	—	—	—

Примерные схемы присоединения потребителей к паровой системе централизованного отопления приведены на рис. VII-31.

После прибора парового отопления устанавливается конденсатоотводчик, который не пропускает пар в сборник конденсата. Вход пара в прибор регулируется с помощью вентиля, устанавливаемого на вводе в прибор (а — схема присоединения, применяемая при непосредственном поступлении пара из сети в отопительные приборы; б — пар из паропроводной сети поступает в пароводяной подогреватель; в — использование пара для горячего водоснабжения потребителей).

§ VII-8. НЕКОТОРЫЕ НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Проанализировав пути развития отечественной электроэнергетики в перспективе на ближайшие 10—15 лет, можно предположить, что структура выработки электроэнергии сложится примерно следующим образом:

конденсационные электростанции	— 40—43%
теплоэлектроцентрали	— 27—30%
гидростанции и атомные электростанции	— 30%

Как показано выше, тепловые электростанции, работающие на органических топливах, будут занимать по-прежнему доминирующее положение.

Уже в текущем пятилетии можно ожидать завершения подготовки научных и промышленных основ для перехода от ТЭС мощностью 600—2400 *Мвт* с энергоблоками в 100—300 *Мвт* к сверхмощным ТЭС в 4000—5000 *Мвт*, составленным из блоков в 500—800 тыс. *квт* и, возможно, 1,2—1,5 млн. *квт*, с парогенераторами соответствующей производительности порядка 3000—3800 *т/час*.

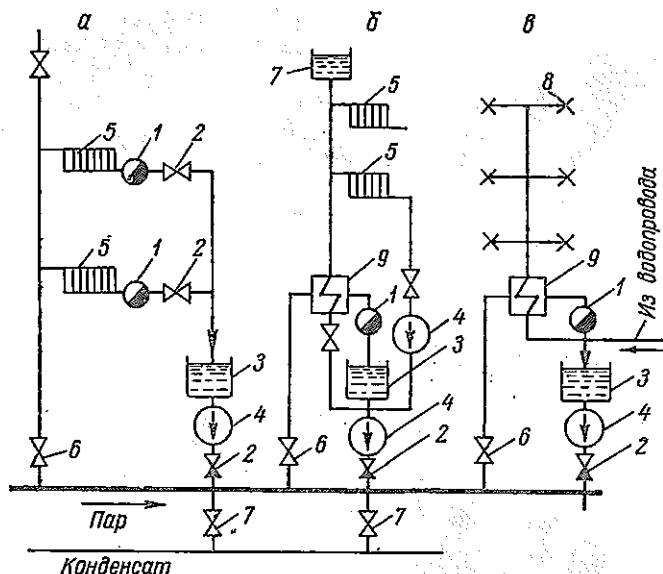


Рис. VII-31. Схема присоединения абонентов к паровой сети:
1 — конденсатоотводчик; 2 — обратный клапан; 3 — сборник конденсата;
4 — насос; 5 — приборы отопления; 6 — регулирующий вентиль; 7 — венти-
ль; 8 — водоразборные краны горячей воды; 9 — пароводяной подогре-
ватель.

Серийное изготовление энергоблоков в 500 и 800 тыс. *квт* является очередной ближайшей задачей отечественных энергомашиностроительных заводов. Компонировки ТЭС из блоков такой мощности обусловлены их высокой эффективностью, значительным снижением трудовых и материальных затрат, приходящихся на единицу мощности.

Разумеется, окончательный выбор характеристик основного оборудования каждой ТЭС должен быть обоснован надлежащим технико-экономическим анализом, это совершенно естественно, если учесть огромные масштабы и стоимость намечаемых к строительству энергетических объектов. Ограничение мощности тепловых электростанций будет определяться преимущественно источниками водоснабжения и загрязненностью окружающей атмосферы

дымовыми газами, особенно при сжигании сернистых топлив.

На основании приведенного ранее материала можно также утверждать, что наряду с укрупнением мощностей ТЭС, технический прогресс, достигнутый в механизации ряда трудоемких операций, особенно на станциях, работающих на твердом топливе, и комплексная автоматизация основных технологических процессов окажет радикальное влияние на снижение так называемого штатного коэффициента, т. е. на число обслуживающих станцию работников, приходящееся на 1000 *квт* установленной мощности.

Одновременно с ростом единичных мощностей агрегатов повышение параметров пара, с применением промежуточного перегрева, позволит добиться увеличения тепловой экономичности тепловых электростанций ближайшего будущего на 12—15% против средних показателей, характерных для станций, работающих на применяемых в настоящее время параметрах.

Как показывают сравнительные расчеты, дорогое топливо, как правило, оправдывает затраты для достижения повышенного к.п.д. ТЭС за счет применения пара закритического давления 24 *Мн/м²* (240 *ат*) с двукратным промежуточным его перегревом.

Исследования последних лет вскрыли ряд неиспользуемых пока возможностей совершенствования тепловых схем. К ним относятся: применение двукратного промежуточного перегрева, дальнейшее повышение температуры регенеративного подогрева питательной воды, применение и совершенствование схемы регенеративного подогрева воздуха с использованием для этого тепла из отборов турбины, использование для сушки топлива тепла отборного пара и др. В сумме эти мероприятия могут дать дополнительную экономию топлива 4—5%.

Говоря о важнейших направлениях развития отечественных ТЭС, необходимо особо отметить намеченное строительство новых станций на востоке страны. Ряд новых крупных тепловых станций в Сибири будет работать на дешевых углях, добываемых открытым способом. При размещении станций вблизи этих баз себестоимость 1 *т у. т* по предварительным подсчетам, не превысит 1,5 руб. Себестоимость выработанного 1 *квт · ч* будет составлять 0,15—0,2 коп.

Экономические исследования показывают, что в большинстве случаев выгоднее располагать современные мощные ТЭС непосредственно у мест добычи топлива, а вырабатываемую электроэнергию передавать к центрам нагрузки по высоковольтным линиям электропередачи.

Важнейшим фактором снижения первоначальных затрат при сооружении ТЭС является также внедрение крупноблочного метода монтажа технологического оборудования. Организация изготовления строительных конструкций, трубопроводов и котельно-вспомогательного оборудования непосредственно на специализированных предприятиях позволит значительно упростить и удеше-

вить сборку готовых конструкций и их монтаж. Проектные данные дают основания утверждать, что указанные мероприятия позволят сократить сроки строительства тепловых электростанций на 1,5—2 года.

Дальнейшие возможности совершенствования тепловых электростанций связаны с применением принципиально новых типов двигателей — газовых турбин, парогазового цикла и др. При этом можно ожидать существенного снижения расхода металла, резкого сокращения потребности в охлаждающей воде.

Тепловую электростанцию с паротурбинными и газотурбинными агрегатами, характеризующуюся общей тепловой схемой и совместным использованием тепловых потоков, называют парогазовой электростанцией.

Объединение парового и газотурбинного циклов обещает большое повышение тепловой экономичности (на 8—10%) при значительном сокращении стоимости станции (до 25%). Современные газовые турбины уже достигли достаточно высокого уровня эксплуатационной надежности и могут быть выбраны в качестве тепловых двигателей для ТЭС в комбинации с паротурбинной установкой.

Сущность такой комбинированной установки заключается в том, что в ней используются два рабочих тела — газ и пар. Горячие газы, уходящие из газовой турбины после совершения в ней работы, охлаждаются в подогревателе, нагревая питательную воду, поступающую в паровой котел. В результате этого расход топлива, сжигаемого в котлоагрегате, уменьшается, что и приводит к повышению эффективности комбинированного «парогазового» цикла в сравнении с этими же циклами, но осуществляемыми раздельно.

Дело в том, что выхлопные газы газотурбинных установок содержат высокотемпературное тепло, что и обуславливает возможность его дальнейшего использования в паросиловом цикле. Газотурбинные установки, работающие на легких жидких топливах, природном или других очищенных горючих газах, допускают температуру на входе 750—800° С. Тенденция дальнейшего теплового совершенствования цикла состоит в повышении температуры продуктов сгорания на входе в газовую турбину.

Тепловая схема простейшей парогазовой установки представлена на рис. VII-32. Газотурбинный цикл изображен примыкающим сверху к паросиловому циклу (энтропия циклов показана в различных масштабах).

Температуры продуктов сгорания на тепловой схеме и на $T-s$ диаграмме обозначены арабскими цифрами, а температуры питательной воды и пара — буквами.

Отработавшие газы предвключенной газовой турбины при температуре в точке 4, приблизительно при атмосферном давлении, поступают в топку парового котла. Тепловыделение в топке (тепло отработанных газов газовой турбины плюс тепло, выделяемое при сжигании топлива) на участке 5—6 идет на подогрев питательной

воды до кипения $C-D$, на ее испарение $D-E$ и на перегрев пара $E-F$. Дымовые газы покидают поверхности нагрева котлоагрегата при температуре в точке b и охлаждаются в теплообменнике; в этом теплообменнике подогревается часть питательной воды параллельно с регенеративным подогревателем высокого давления в том же интервале температур — от C' до C .

Важным условием, определяющим к.п.д. установки, является участие пара отбора в регенеративном подогреве питательной воды.

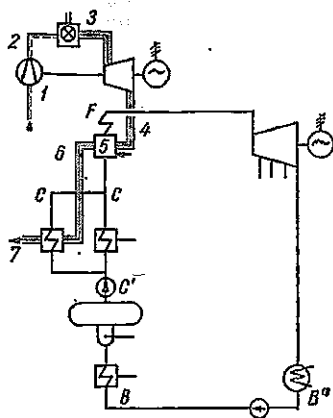
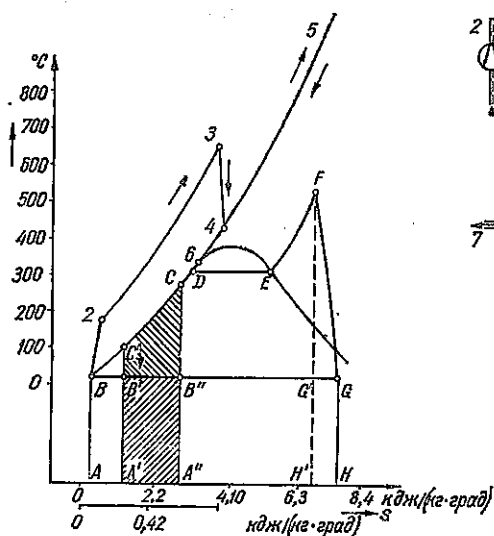


Рис. VII-32. Схема парогазовой установки.

Из всего количества тепла, передаваемого 1 кг питательной воды до ее поступления в котлоагрегат в области заштрихованной площадки $A'-C'-C''-A''-A'$, часть тепла, соответствующая участку $b-7$, берется от дымовых газов. Чем больше доля этого тепла, тем меньшим будет расход пара из отборов паровой турбины на регенерацию в области подогрева $C-C'$ и тем больше становится доля отводимого тепла в конденсатор турбины (площадь $B'-B''-A''-A'$). Тепло, подводимое к питательной воде от дымовых газов на участке $b-7$ для подогрева, является выигрышем для регенеративного паросилового цикла.

В результате использования тепла отработанных газов газовой турбины в цикле рассмотренной комбинированной установки, в сравнении с чисто паротурбинной установкой, изменяется величина отводимого в конденсатор тепла и соответственно расходы пара в конденсатор.

Экономично также применение парогазового цикла при надстройке старых паротурбинных установок. Такие надстройки позволяют повысить к.п.д. старых станций с 24—25% до 36—40%.

В перспективе намечаются парогазовые установки большой мощности с высоконапорными парогенераторами и сверхвысокими (свыше 1000° С) температурами перед газовыми турбинами, с применением бинарного цикла. При этом к.п.д. установки может достигать 50% и более.

Уже отмечалось, что реализуемые в настоящее время мощные энергетические блоки на сверхкритических параметрах водяного пара имеют проектные мощности и экономические показатели близкие к их предельным значениям. Дальнейшее повышение начальных параметров энергоустановок на водяном паре оказывается экономически нецелесообразным. Это же относится и к дальнейшему углублению вакуума, что обусловлено особенностями циклов водяного пара.

Одним из перспективных путей решения возникающей проблемы, в частности проблемы части низкого давления турбоагрегатов, связанной с повышением их единичной мощности, является использование так называемых «каскадных» циклов, в которых наряду с водой применяются другие теплоносители.

Заменяв часть низкого давления (частично или полностью) турбиной, работающей на другом рабочем теле с существенно меньшими удельными объемами, можно намного сократить габариты низкотемпературной части установки.

Выполненный анализ по выбору рабочих тел с учетом термодинамических, теплофизических и эксплуатационных свойств, а также технико-экономических показателей, позволил установить, что для создания мощных одновальных турбоагрегатов, работающих по каскадному циклу, в ближайшей перспективе наиболее целесообразно использование фреонов. При этом фреон-12 и фреон-21 наиболее перспективны.

В технических усовершенствованиях тепловых электростанций особое значение приобретает автоматизация, т. е. осуществление более надежного и экономичного пуска, эксплуатации (режимов) и остановки генерирующих агрегатов без участия человека. Полная автоматизация работы может быть осуществлена при помощи вычислительных машин дискретного действия, которые в настоящее время во все возрастающих масштабах применяются для управления самыми разнообразными технологическими процессами.

Вычислительные машины, непосредственно управляющие установками на основании измеренных, рассчитанных и накопленных величин, называются управляющими вычислительными машинами.

Объектами автоматического регулирования являются: процесс горения; давление пара; подача питательной воды, топлива и воздуха;

температура перегрева пара. Кроме того, машина регулирует работу возбудителя и число оборотов турбоагрегата. Система автоматического управления позволяет обеспечить защиту от аварий, свести к минимуму расход топлива, уменьшить продолжительность простоев.

На одной из зарубежных ТЭС полностью автоматизированная система управления уже на протяжении ряда лет успешно обслуживает два блока мощностью по 650 *Мвт* каждый, с котлами паропроизводительностью по 2220 *т/ч*.

В процессе эксплуатации в задачу счетно-решающей машины входит такое управление блоком, чтобы при любой нагрузке удельный расход тепла был минимальным.

Что касается численности персонала на ТЭС при системе автоматического управления, то в среднем 1 чел. сменного персонала обслуживает 100 *Мвт* мощности.

ЛИТЕРАТУРА

1. И. Д. Б у к ш п у н. Опыт тепло- и газоснабжения населенных мест с малоэтажной застройкой. НИИПГРАД, 1964.
2. А. Э. Г е л ь т м а н, Д. М. Б у д н я ц к и й, Л. Е. А п а р о в с к и й. Блочные конденсационные электростанции большой мощности. М.—Л., «Энергия», 1964.
3. Д. П. Е л и з а р о в. Теплоэнергетические установки электростанций. М.—Л., «Энергия», 1967.
4. А. А. М е л е н т ь е в, М. А. С т ы р и к о в я ч и Е. О. Ш т е й н г а у з. Топливо-энергетический баланс СССР. М.—Л., Госэнергоиздат, 1962.
5. В. З. Р ы ж к и н. Тепловые электрические станции. М.—Л., «Энергия», 1967.
6. К. А. Ш р е д е р. Тепловые электростанции большой мощности. М.—Л., «Энергия», 1964.

АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

§ VIII-1. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ

В конце 30-х годов нашего столетия были открыты различные формы ядерных превращений, например, реакции деления ядер урана и тория в результате воздействия на них нейтронов. При таких превращениях ядра распадаются на два осколка. Так как ядра осколков при этом оказываются одноименно заряженными, то, отталкиваясь друг от друга, они приобретают большие скорости и энергично взаимодействуют с окружающей средой. Это и приводит к преобразованию кинетической энергии осколков и нейтронов в теплоту молекул среды (теплоносителя).

При таком делении атомного ядра, как правило, наблюдается освобождение двух и больше нейтронов, что позволяет сохранить непрерывный (цепной) и саморазвивающийся процесс деления.

Стала известной также реакция синтеза, или слияния, простейших атомов. Количество освобождающейся энергии в этой реакции во много раз превышает количество энергии, получаемое при ядерном делении. При реакциях синтеза используется не обычный, а тяжелый водород (дейтерий, тритий). В результате синтеза образуется гелий и выделяется большое количество энергии. Для этой реакции ядра необходимо сблизить на расстояние порядка 10^{-12} см, при котором начинают действовать ядерные силы притяжения. При сближении ядер, между ними возникают чрезвычайно большие силы кулоновского отталкивания, для преодоления которых ядрам нужно сообщить соответственно большую энергию — порядка десятков килоэлектронвольт.

Реакции слияния ядер предшествует ионизация атомов, при которой электронные оболочки удаляются с ядер, вследствие чего достигается как бы смесь двух газов — свободных электронов и ядер. В этом случае реакция слияния при достаточной энергии частиц ядра может проходить беспрепятственно, поскольку отпадает необходимость в непроизводительной затрате энергии на выделение электронов из электронных оболочек. *Ионизированное состояние вещества* называется *плазменным* и достигается повышением температуры. В связи с этим реакция слияния, протекающая при

температуре в несколько сот миллионов градусов, получила название *термоядерной*. Реакция слияния в нерегулируемых устройствах осуществляется в водородных бомбах.

Основная трудность практического осуществления регулируемой реакции слияния заключается в том, что по мере нагревания плазмы ускоренно движущиеся частицы разлетаются. Со временем наступает такой момент, когда дальнейший подвод энергии будет полностью поглощаться разлетающимися частицами без заметного повышения температуры оставшейся части плазмы. Эти и другие обстоятельства затрудняют поддержание необходимой температуры в системе и протекание процесса синтеза. Научно-исследовательские работы по управляемым реакциям широко проводятся в Советском Союзе и в других странах.

Большим преимуществом управляемых термоядерных реакций является возможность непосредственного преобразования ядерной энергии в электрическую, а также то, что, овладев ею, человечество получит практически неограниченный источник энергии.

Природными делящимися веществами, используемыми в атомной энергетике, является уран, находящийся в естественной смеси трех изотопов — урана-238 (в количестве 99,28%), урана-235 (в количестве 0,714%) и урана-234 (в количестве 0,006%). Кроме того, применяют торий, имеющий один изотоп, — торий-232. Большое значение в атомной энергетике могут иметь следующие искусственные изотопы: уран-233 и плутоний-239.

Каждая ядерная частица связана с ядром определенной энергией, величину которой можно вычислить, если измерить энергию вещества до и после вылета частицы из ядра.

Характер энергетических связей в ядре можно более точно представить на основании таких рассуждений: протоны, входящие в ядра атома, находятся, с одной стороны, под действием положительно заряженных протонов (отталкивающих сил) и, с другой стороны, под действием более значительных сил, находящихся в самом ядре и в непосредственной близости от него.

Как установлено, в тяжелых ядрах отталкивающие силы настолько велики, что действие ядерных сил значительно ослабляется и сами ядра становятся неустойчивыми. Радиоактивные вещества являются наименее устойчивыми, и, только излучая различные частицы, они приходят в состояние более прочное. При этом в результате распада ядра и излучения отдельных частиц освобождается эквивалентная массе энергия.

При делении одного ядра урана-235 выделение энергии составит примерно 175—200 Мэв.

При делении ядра вначале необходимо преодолеть ядерные силы, т. е. затратить работу, после чего будет выделяться энергия, которую можно использовать для энергетических целей.

Выделяющаяся энергия равна разности энергий связи конечных и исходных элементов. Обратная реакция — соединение ядер

среднего веса в ядра урана — потребует затраты такого же количества энергии.

Не всегда ядра переходят в устойчивое состояние после одного распада. Во многих случаях устойчивое состояние ядра достигается в результате нескольких радиоактивных превращений с вылетом α - и β -частиц, сопровождаемых γ -излучениями. Так, например, ядра урана-238 претерпевают 14 превращений и только после этого переходят в устойчивое состояние с образованием свинца-206.

Как показали исследования, цепная ядерная реакция осложняется в природном уране, состоящем, как указывалось, из урана-235, урана-238 и урана-234, из-за трудности деления урана-238, ядра которого разрушаются только очень быстрыми нейтронами, движущимися со скоростью $(10-15) \cdot 10^8$ м/сек.

Хотя быстрые нейтроны и освобождаются при делении урана, однако после нескольких столкновений с ядрами теплоносителя теряют свою скорость и поглощаются ядрами урана-238 без их деления. Образующиеся нейтроны со средней и малой скоростью (до $2,2 \cdot 10^3$ м/сек) называются *тепловыми*, они хорошо делят ядра урана-235.

Объяснение этому найдем, если сравним критические энергии деления (энергии активации), которые нужно сообщить ядру для того, чтобы вызвать его деление, с энергией возбуждения ядра под действием тепловых нейтронов (табл. VIII-1).

Таблица VIII-1

Значения критической энергии и энергии возбуждения урана

Ядро	Критическая энергия деления Мэв	Энергия возбуждения, сообщаемая тепловым нейтроном, Мэв
Уран-235	6,5	6,8
Уран-238	7,0	5,5

Из сопоставления этих величин видно, что энергия возбуждения больше критической для урана-235 (6,8 против 6,5 Мэв) и значительно меньше для урана-238 (5,5 против 7,0 Мэв). Практически ядра урана-235 могут делиться быстрыми и тепловыми нейтронами, а ядра урана-238 — только быстрыми нейтронами.

Осколки деления урана-235 бывают самыми разнообразными. Среди них может быть более 30 элементов с числом от 72 до 162.

§ VIII-2. РЕАКТОРЫ

Устройство, в котором происходит саморазвивающийся регулируемый процесс деления атомных ядер с преобразованием освобождающейся при этом ядерной энергии в теплоту, называется *реактором*. В реакторе одновременно с процессом деления происходит поглощение части нейтронов ураном и материалами, входящими

в основном в активную зону реактора. Эти потери нейтронов должны восполняться, а это возможно лишь при условии, если деление каждого ядра будет сопровождаться образованием двух, трех и больше новых нейтронов.

Вообще цепной процесс деления возможен при условии, если число нейтронов второго поколения равно или больше его первоначального количества, т. е. когда величина $k \geq 1$, где k представляет собой коэффициент размножения нейтронов, характеризующий «рождение» новых нейтронов. При этом, если величина k больше единицы, неизбежен лавинообразный процесс размножения нейтронов. В связи с этим очень большое значение имеет точное и своевременное регулирование количества нейтронов, участвующих в последующих делениях ядер.

Регулирование стало возможным после того, как было установлено, что в процессе деления участвуют не только мгновенные нейтроны, образующиеся при делении ядра, но и запаздывающие их группы, испускаемые осколками по истечении 0,6—80 секунд. Так как число запаздывающих нейтронов в процессе деления не сколько меньше 1%, то, приняв коэффициент размножения близким к единице (0,99—1,01), можно соответственно замедлить или ускорить развитие процесса за счет запаздывающих нейтронов. При этом изменения в процессе будут происходить не сразу, а через 1—1,5 минуты, что позволяет регулировать и управлять реакциями деления ядер.

Управление реакцией деления обычно производится с помощью стержней из кадмия или бористой стали. Такие стержни, погруженные в активную зону реактора, интенсивно поглощают нейтроны и тем самым уменьшают число деления ядер урана-235. Изменяя глубину погружения стержней, можно достаточно точно влиять на процесс работы реактора в широких пределах.

Выгорание ядерного топлива, а, следовательно, и накапливание осколков деления, и их радиоактивный распад сопровождается непрерывным изменением состава активной зоны реактора. В связи с этим непрерывно изменяется и коэффициент размножения нейтронов. Таким образом, режим реактора не является стационарным, даже если он работает с постоянной тепловой нагрузкой.

При работе реактора в определенных пределах наблюдается саморегулирование процесса в зависимости от изменения температуры. Например, при интенсивном отводе тепла температура активной зоны реактора понижается, что (из-за увеличившейся плотности замедлителя) вызовет увеличение соударений, а следовательно, и образование большего числа тепловых нейтронов. Это, в свою очередь, увеличит количество делений ядер и вызовет восстановление тепловой мощности реактора.

Типы реакторов. В однородной (гомогенной) смеси природного урана с замедлителем уран-235 поглощает много нейтронов. Чтобы избежать этого и замедлить движение быстрых ней-

тронов до скоростей тепловых нейтронов, вводятся замедлители, слабо поглощающие нейтроны. Сталкиваясь с ядрами такого вещества, нейтроны передают ему часть своей энергии и после нескольких соударений замедляются до энергий теплового равновесия с окружающей средой.

В природе нет ядер, которые практически не поглощали бы нейтронов, однако некоторые вещества поглощают нейтроны незначительно и потому используются как замедлители (графит, тяжелая и обычная вода, бериллий и др.). Если в качестве замедлителя

принять графит, то нейтроны должны испытать до 110 соударений, прежде чем они станут тепловыми. Поэтому при гомогенной смеси природного урана с графитом наблюдается поглощение нейтронов ураном-238 и практически цепной процесс не осуществляется. В таких реакторах следует применять *гетерогенную* (неоднородную) смесь урана с графитом, для чего урановые стержни отделяются и чередуются с чистым графитом. Такие реакторы называются *гетерогенными*.

Если применять как замедлитель тяжелую воду, то после 18—20 соударений нейтроны становятся тепловыми. В связи с этим вероятность поглощения нейтронов ураном-238 уменьшается и становится возможным цепной процесс деления в однородной смеси природного урана с тяжелой водой.

Гомогенный реактор — это котел с тяжелой водой, в котором растворены урановые соли. Снаружи котла расположен отражатель, уменьшающий утечку нейтронов. Вода, нагреваясь в таком реакторе, может одновременно быть и теплоносителем, температура которого регулируется обычным способом с помощью кадмиевых стержней.

Применение обогащенного урана (с большим содержанием урана-235) в гомогенных реакторах дает возможность применять обыкновенную воду в качестве замедлителя.

Схема гетерогенного реактора показана на рис. VIII-1. Реактор состоит из графитового блока 2 со вставленными в него металлическими, покрытыми ураном, стержнями 1, защитного слоя, состоящего из свинца 4 и бетона 3; теплообменника 8, заполненного теплоносителем (водой), который перегоняется насосом 9 через каналы реактора. Регулирование процесса реактора произ-

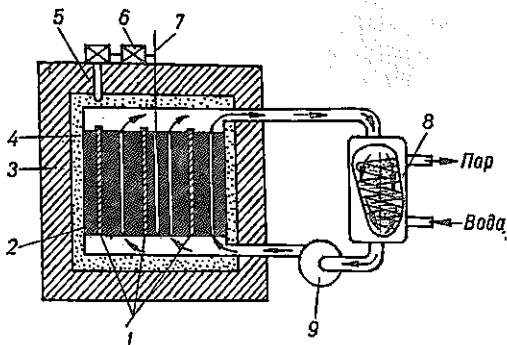


Рис. VIII-1. Схема гетерогенного реактора.

водится управляемыми стержнями 7 автоматически. Для этого предусмотрено устройство, состоящее из ионизационной камеры 5 и электропривода 6. При чрезмерном выделении нейтронов управляющие стержни 7, с помощью устройств ионизационной камеры и электропривода, вдвигаются в реактор, поглощают избыточные нейтроны и тем самым ослабляют действие на теплоноситель.

Работа атомного реактора возможна лишь при условии загрузки его определенным количеством делящегося вещества. Количество такого вещества, необходимое для возникновения и поддержания цепной реакции деления, называется *критической массой*. Величина критической массы зависит от энергии электронов и от формы массы урана, которая определяет количество рассеиваемых нейтронов. Критическая масса значительно уменьшается при применении отражателей, препятствующих рассеиванию нейтронов в окружающую среду, а также при применении большей концентрации изотопа урана-235.

Реактор в нагретом состоянии характеризуется пониженной реактивностью, что в основном объясняется уменьшением плотности ядерного топлива в замедлителе. В этом случае увеличивается среднее расстояние между ядрами и потому уменьшается вероятность их деления.

Теоретический расчет показывает, что сразу после пуска мощность реактора должна возрастать сравнительно быстро, в действительности же вначале, в связи с понижающейся реактивностью, коэффициент размножения будет уменьшаться, и лишь по мере выдвижения регулирующих стержней из реактора мощность его начнет возрастать более интенсивно. При работе реактора отклонение мощности от ее заданного среднего значения характеризуется пульсирующей кривой, которая при установившемся состоянии отклоняется до 0,1%.

Полученное в реакторе тепло может быть отведено с помощью теплоносителя (воды, газа, жидкого металла и пр.) за пределы реактора к месту его использования. За счет отведенного от теплоносителя во вторичном или рабочем контуре тепла испаряется вода или газ, теплота которых и используется в энергетических установках.

Применение двухконтурной схемы объясняется следующим. Первичный контур является радиоактивным, поэтому все его оборудование располагается за железобетонной биологической защитой. В этом контуре происходит преобразование ядерной энергии в теплоту. Во вторичном контуре не требуется специальной биологической защиты. Здесь осуществляется преобразование теплоты полученного в парогенераторе пара в электрическую энергию.

Классификация реакторов по теплоносителю является наиболее характерной, поскольку технологическая схема и к.п.д. в основном определяются выбором теплоносителя. По этому признаку энергетические реакторы можно разделить на охлаждаемые водой под

давлением, сжатым газом, жидким металлом, органической средой и на реакторы кипящего типа.

Реакторы, охлаждаемые водой под давлением. Этот тип реактора принят для первой в мире атомной электростанции АН СССР (рис. VIII-2). Для станции был принят реактор с графитовым замедлителем, работающий на тепловых нейтронах. В качестве теплоносителя взята дистиллированная вода при давлении $100 \times 10^5 \text{ н/м}^2$ и нагреве ее до 265°С в первичном контуре. Во вторичном контуре образуется пар в $12,5 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ при температуре 260°С , который и подается в турбину.

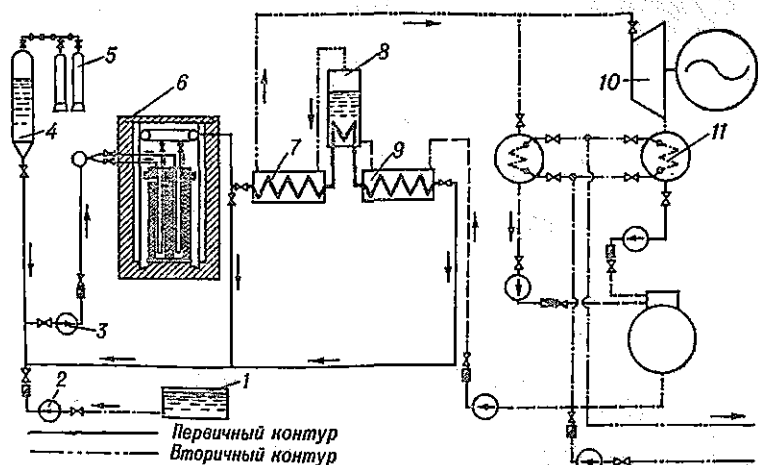


Рис. VIII-2. Принципиальная схема первой в мире атомной электрической станции АН СССР:

1 — бак для воды; 2 — насос подпитки первого контура; 3 — циркуляционный насос; 4 — компенсатор объема; 5 — газовые баллоны; 6 — реактор; 7 — перегреватель; 8 — испаритель; 9 — подогреватель; 10 — турбогенератор; 11 — конденсатор.

Пуск первой атомной электростанции доказал практическую возможность использования ядерной энергии для промышленных целей. Эта станция построена по надежной теплоэнергетической схеме с использованием стандартного оборудования.

Тепловая мощность реактора составляет 30 тыс. кВт, а мощность электрогенератора — 5 тыс. кВт. Коэффициент полезного действия станции составляет 15—17%. Столь низкая величина к.п.д. объясняется низкими параметрами пара. Установка может работать и без выдачи электроэнергии. В таких случаях используется второй конденсатор-холодильник. Он же включается в работу и при пуске станции.

Для компенсации колебаний давления, связанного с изменением объема воды, в первичном контуре установлен бак 4, заполненный

в верхней части сжатым газом, поступающим из специальных баллонов.

Реактор (рис. VIII-3) состоит из графитового цилиндра 4 диаметром 3 м и высотой 4,6 м, в котором имеются вертикальные отверстия для размещения в них урановых тепловыделяющих элементов 11, стержней автоматического регулирования 13, стержней аварийной защиты 12, ионизационных камер 5, располагаемых

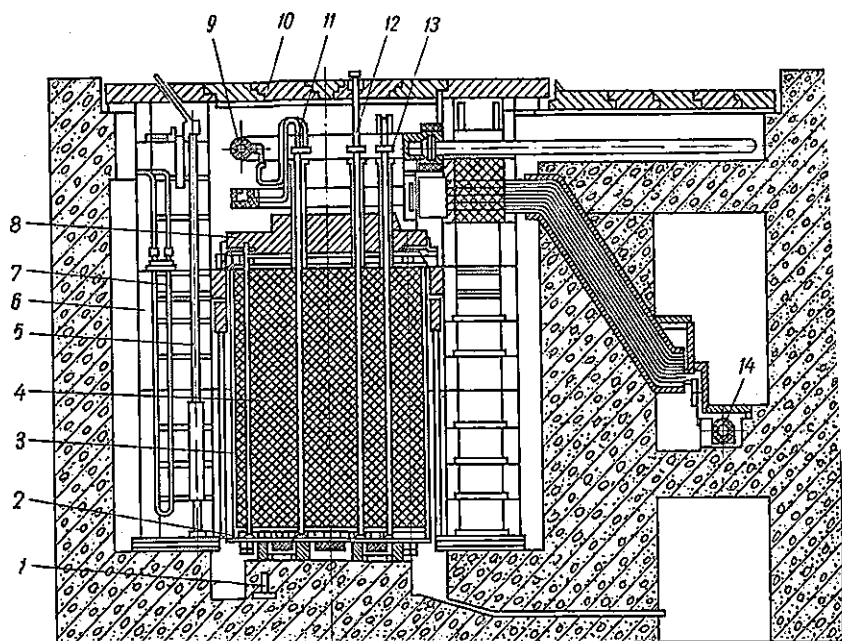


Рис. VIII-3. Реактор атомной электрической станции АН СССР:

1 — нижняя плита; 2 и 7 — холодильники; 3 — стойка; 4 — кладка реактора; 5 — канал ионизационной камеры; 6 — боковая защита (вода); 8 — верхняя плита; 9 — выходной коллектор; 10 — верхняя защита (чугун); 11 — рабочий канал; 12 — канал аварийной защиты; 13 — канал автоматического регулирования; 14 — распределительный коллектор.

в водяной защите 6 реактора, которая в свою очередь имеет охлаждающие устройства 2. Величина ионизационного тока, возникающего под действием ядерных излучений, является мерой дозы излучения в единицу времени.

Вода из входного коллектора 14 проходит вниз через отверстие рабочего канала, в котором размещается тепловыделяющий элемент и затем нагреваясь поднимается вверх и поступает в выходной коллектор 9. До входа в рабочие каналы вода последовательно проходит через дроссельное устройство, измеряющее ее расход, отключающее устройство и регулирующий вентиль.

Активная зона реактора, вокруг которой установлен охлаждаемый графитовый отражатель 4, имеет диаметр 1,5 и высоту 1,7 м. Из 157 отверстий 128 предназначены для рабочих элементов, остальные — для стержней регулирования и вспомогательных целей. Реактор устанавливается на охлаждаемой железобетонной плите 1, а сверху закрывается чугуной плитой 8 и плитами 10.

Для лучшей теплопередачи к рабочим каналам графитовая кладка, заключается в стальной кожух.

На рис. VIII-4 представлена схема тепловыделяющего элемента и рабочего канала.

Критическую массу реактора составляют 60 стержней, содержащих 13 кг урана-235. Полная загрузка реактора составляет 550 кг урана, содержащего 5% урана-235, т. е. 27,5 кг. Это количество распределяется таким образом: на критическую массу — 13 кг; на непрерывную работу станции в течение 100 суток — 3 кг; на компенсацию потерь нейтронов, поглощаемых осколками, — 8 кг.

Кроме того, предусматривается 3,5 кг урана на покрытие отрицательного температурного эффекта реактивности, который появляется в связи с тем, что с повышением температуры плотность воды и всех прочих материалов уменьшается, а следовательно, уменьшается и замедляющее их действие на нейтроны.

В процессе работы контролируются: мощность реактора, запас активности рабочих элементов, температура графита, расход и температура воды и пара системы охлаждения, давление и количество газа в кладке реактора, температура воды на выходе из каждого рабочего канала и наличие влаги в графитовой кладке реактора.

Схема отечественного водоводяного энергетического реактора, охлаждаемого водой под давлением, в котором вода одновременно является замедлителем и теплоносителем, показана на рис. VIII-5. Тепловая мощность реактора составляет 760 Мвт, а электрическая — 210 Мвт. Принципиальная схема установки с опускным ходом теплоносителя в активной зоне показана на рис. VIII-6.

Реакторы, охлаждаемые сжатым газом. На атомной станции в Колдер-Холле (Англия) установлено два реактора, работающих на природном уране с газовым охлаждением. В качестве теплоносителя принят углекислый газ с давлением $8 \cdot 10^5$ н/м² и температурой 140° С на входе и 336° С на выходе. Давление пара, вырабатываемого для турбин, составляет $15 \cdot 10^5$ н/м² при температуре 310° С.

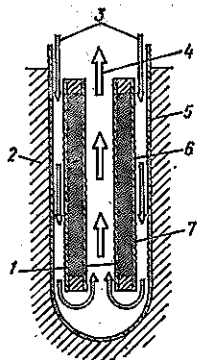


Рис. VIII-4. Схема тепловыделяющего элемента и рабочего канала: 1 — оболочка уранового стержня; 2 — замедлитель нейтронов; 3 — охладитель (вода); 4 — горячая вода; 5 — трубка рабочего канала; 6 — делящееся вещество; 7 — нейтроны и осколки деления.

Общая электрическая мощность двух установленных реакторов составляет 92 *Мвт*. Коэффициент полезного действия приближается к 23%. Низкая теплоотдача и малое значение теплоемкости газов обуславливает его перекачку в больших количествах. В связи

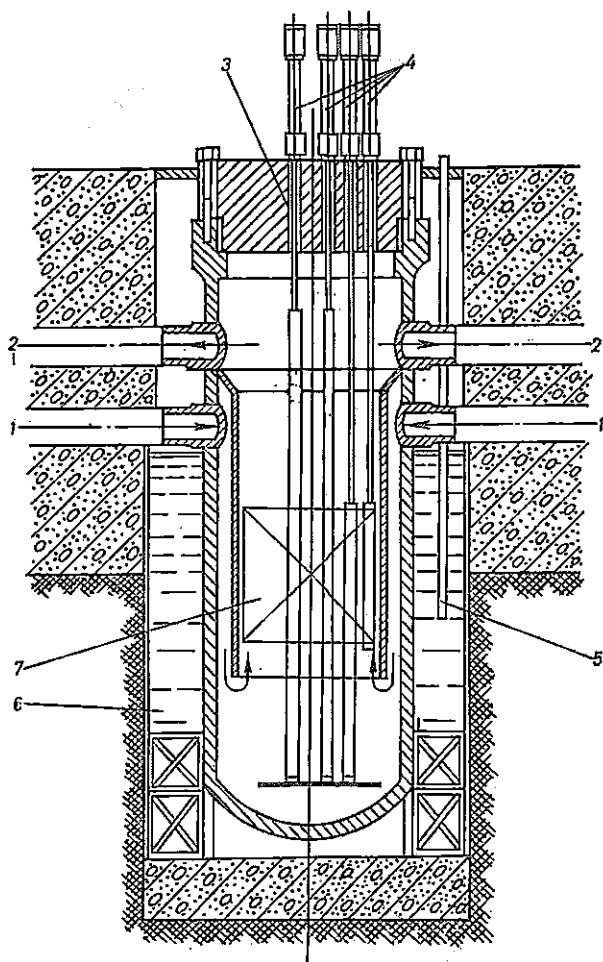


Рис. VIII-5. Схема советского водоводяного реактора:
1 и 2 — вход и выход теплоносителя; 3 — крышка; 4 — приводы стержней управления и защиты; 5 — ионизационная камера; 6 — водяной бак; 7 — активная зона

с этим на станции бывают увеличенные непроизводительные потери на собственные нужды (до 18%).

Применение в качестве теплоносителя газа дает возможность использовать его непосредственно для газовой турбины. Отсутствие

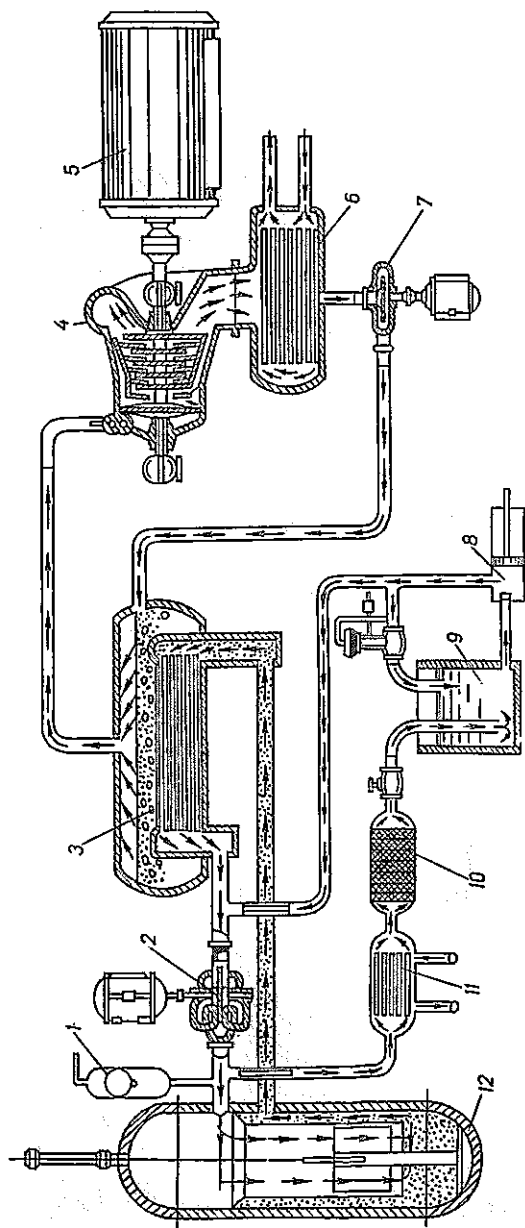


Рис. VIII-6. Принципиальная схема водоводяного реактора:
 1 — компенсатор высокого давления; 2 — циркуляционный насос; 3 — парогенератор; 4 и 6 — турбогенератор; 6 — конденсатор;
 7 — питательный насос; 8 — подпиточный насос; 9 — подпиточная емкость; 10 — фильтр; 11 — холодильник; 12 — реактор.

в подобных установках парогенераторов и связанных с ними вспомогательных устройств значительно упрощает станцию и ее обслуживание. Для реакторов, охлаждаемых газом, применяют также воздух и гелий.

Реакторы, охлаждаемые жидким металлом. В реакторах этого типа применяют натрий и его сплавы. Натрий характеризуется высокой теплопроводностью и при высокой температуре по своим гидродинамическим свойствам близок к воде. Так как точка кипения натрия равна 882°C , реактор работает на высоких температурах и при умеренном давлении. Натрий активно взаимодействует с кислородом и водой и поэтому должен быть надежно изолирован от них. Под действием нейтронов натрий приобретает радиоактивные свойства, поэтому его приходится изолировать от парогенератора путем включения промежуточного контура, передающего тепло воде.

Применение жидких металлов требует устройства специальных нагревателей, назначением которых является предупреждение остывания металла в трубопроводах и во всей системе реактора в период его остановки.

Реакторы с кипящей водой. Реакторы кипящего типа более совершенны, чем водоводяные. В них вода доводится в активной зоне до кипения и получаемый при этом пар отводится в турбину. Резко сокращается расход воды, уменьшается мощность насосов и упрощается установка (особенно в связи с отсутствием парогенераторов).

Термический к. п. д. установки с реактором кипящего типа всегда выше, чем у реактора водоводяного типа.

Реакторы с органическим теплоносителем. Применение органических веществ — газойля, нефтяных фракций — как теплоносителя в атомных электростанциях дает значительные преимущества, а именно:

1) органические вещества для получения необходимых рабочих температур требуют в сравнении с водой меньших давлений. В связи с этим стенки агрегатов, трубопроводов и пр. делают более тонкими, что уменьшает стоимость установки, обеспечивает большую ее надежность в эксплуатации и облегчает транспортировку;

2) в результате контакта с органической жидкостью почти не бывает коррозии металла, что дает возможность применять обычные углеродистые стали;

3) органические вещества почти не воспринимают радиоактивности от действия нейтронного излучения. Это облегчает эксплуатацию и упрощает биологическую защиту;

4) органические вещества не замерзают при низких температурах, что облегчает работу таких установок на севере и вообще в зимний период.

Недостатком атомных электростанций с органическим теплоносителем является то, что теплоноситель под влиянием даже незна-

чительного радиоактивного излучения разлагается с образованием водорода, углеводородных газов и пр. Углеводороды при соединении между собою образуют полимеры, которые изменяют физические качества теплоносителя, т. е. увеличивают липкость, ухудшают теплопередачу и пр. Кроме того, полимеры образуют пленки на поверхностях тепловыделяющих элементов, что приводит к загрязнению их поверхностей и к уменьшению диаметра трубопроводов. Для предотвращения этого часть органического вещества приходится пропускать через специальный химический регенератор.

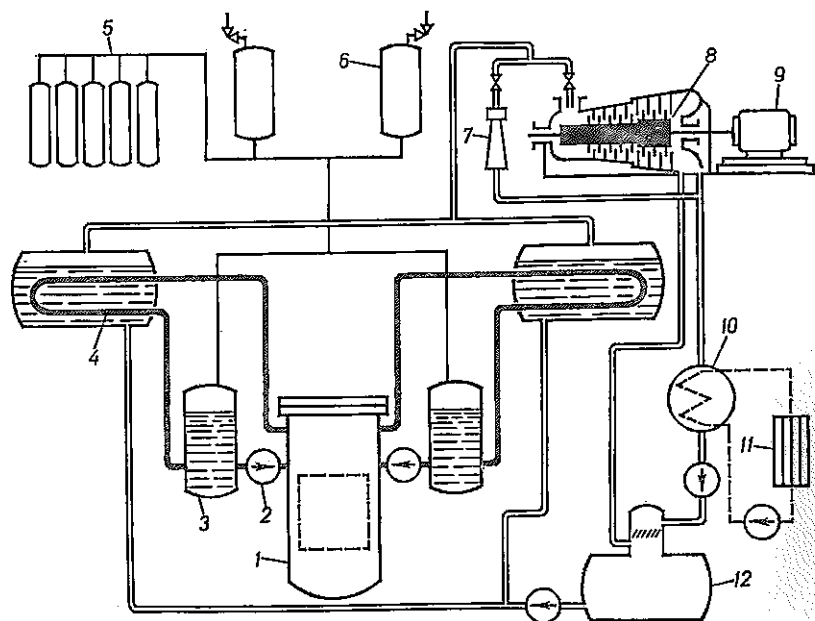


Рис. VIII-7. Принципиальная схема атомной реакторной блочной установки (АРБУС):

1 — реактор; 2 — насос; 3 — компенсатор; 4 — паропрообразователь; 5 — баллоны; 6 — ресивер; 7 — редуцирующе-охлаждающая установка; 8 — турбина; 9 — генератор; 10 — конденсатор; 11 — теплообменник; 12 — деаэрактор.

В августе 1963 г. в Советском Союзе пущен реактор, получивший сокращенное название «АРБУС» (атомная реакторная блочная установка). Общая мощность электрогенератора — 750 *квт*, из которых на собственные нужды расходуется до 250 *квт*.

На рис. VIII-7 представлена принципиальная схема этой установки. Источником энергии является реактор 1, в котором органический теплоноситель является одновременно и замедлителем. После активной зоны при температуре до 250° С газойль подается в паропрообразователи 4. Отдав часть тепла на испарение воды, теплоноситель поступает к компенсаторам объема 3, где в результате

частичного разложения газойля под действием нейтронного излучения удаляются образовавшиеся газы. С компенсаторов теплоноситель насосами 2 вновь подается в реактор.

Чтобы предупредить закипание теплоносителя и тем самым предохранить рабочие тепловые элементы от перегорания, в контуре реактора следует поддерживать давление порядка 8×10^5 н/м². Такое давление обеспечивается как за счет газов, выделяющихся из газойля, так и за счет газов из баллонов 5. Избыточный газ удаляется из системы через ресивер в окружающую среду.

После остановки реактора тепло в нем будет еще некоторое время выделяться. Для предупреждения перегрева отдельных рабочих элементов необходимо от них интенсивно отводить тепло. Достигается это путем прокачки воды специальными турбонасосами, питающимися паром от паробразователей.

Второй контур представляет собой обычную паротурбинную станцию. В нем вырабатывается пар в количестве 7,6 т/час при температуре 223° С. Пар подается в турбину 8 и через конденсатор 10 и деаэратор 12 возвращается в паробразователь. Для охлаждения пара дополнительно предусмотрена редуционно-охлаждающая установка 7 и воздушный теплообменник 11, который можно считать третьим контуром установки. Электрическую энергию производит генератор 9.

Бридерные реакторы. Для воспроизводства атомного топлива строятся специальные бридерные реакторы, работающие на обогащенном топливе и использующие нейтроны промежуточных или более высоких энергий.

При поглощении ураном-238 нейтронов получается, после ряда превращений, плутоний-239 и соответственно при поглощении нейтронов торием-232 — уран-233.

Плутоний-239 и уран-233 — хорошие расщепляющие материалы, делящиеся под действием медленных (тепловых) нейтронов. Воспроизводство делящихся материалов во многом может восполнить убыль, происходящую в процессе деления ядер основного топлива.

Восстановление атомного топлива характеризуется коэффициентом воспроизводства, который представляет собой отношение количества делящихся веществ, возникающих в реакторе, к количеству израсходованного атомного топлива. Ториевые гомогенные реакторы с тяжелой водой в качестве замедлителя дают коэффициент воспроизводства 1,2.

Реакторы на быстрых нейтронах работают на плутонии-239, воспроизводящим материалом является уран-238. Коэффициент воспроизводства увеличивается до 1,6.

Биологическая защита. Чтобы предотвратить вредное действие нейтронного и радиоактивного излучения на людей, принимают следующие меры:

1) выбирают наиболее надежный тип реактора и технологическую схему его работы;

2) применяют соответствующие стальные, железобетонные оболочки, способные вместе с защитой от излучений противодействовать аварийному повышению давления (при тепловом взрыве и пр.);

3) устанавливают необходимую зону отчуждения атомной установки. Углекислота как теплоноситель наиболее безопасна при авариях с реактором. Применение природной воды может оказаться опасным в том случае, если произойдет совпадение аварий в системе теплоносителя (утечка воды) с отказом аварийной системы защиты. В этом случае может резко повыситься коэффициент размножения, что приведет к тяжелым последствиям. Поэтому размещение таких реакторов в прочных герметических оболочках становится необходимым.

Защита от нейтронов должна состоять из тяжелых и легких элементов. В связи с этим применяется слоистая система защиты, состоящая из чередующихся слоев воды, бетона и железа.

§ VIII-3. ВОПРОСЫ ЭКОНОМИКИ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ДАЛЬНЕЙШИЕ ПУТИ ЕЕ РАЗВИТИЯ

Структуры паротурбинной и атомной электростанций почти не отличаются одна от другой, поэтому сравнение их экономических показателей дает возможность оценить преимущества и недостатки каждой из них. Воспользуемся некоторыми зарубежными данными.

Современные угольные электрические станции США с высокими параметрами пара и удельным расходом угля (на 1 *квт · ч*) до 0,4 *кг/ч* характеризуются затратами на топливо до 40% полной стоимости 1 *квт · ч* энергии (до 0,1 цента — 1 *квт · ч*).

На обычных тепловых станциях доля топливной составляющей определяется непосредственной стоимостью сгоревшего топлива. В энергетических же реакторах топливо используется многократно, что в общем снижает его стоимость.

В зависимости от степени обогащения природного урана стоимость электроэнергии для энергетических реакторов, по данным США, составляет около 0,10 *цента/квт · ч* (при минимальной стоимости урана-235 — 20 *долл/кг*) и до 0,135 *цента/квт · ч* (при максимальной стоимости урана-235 — 30 *долл/кг*).

Из сопоставления этих данных видно, что топливная составляющая стоимости электроэнергии для энергетических реакторов может быть намного ниже стоимости топливной составляющей тепловой электрической станции. Следовательно, стоимость электроэнергии атомной станции в основном зависит от отчислений по капитальным затратам и от издержек эксплуатации, а стоимость электроэнергии тепловой станции в большой степени зависит от топливной составляющей.

Это определяет разный подход к выбору технологических схем атомной и тепловой станций. В частности, на тепловой станции оправдывается усложнение теплоэнергетической схемы для получения высокого к. п. д. за счет общего удорожания строительства. На атомной электрической станции усложнение схемы для получения более высокого к. п. д. не всегда может быть оправдано. Выбор оптимальных условий, с точки зрения экономики, связан с более подробными расчетами для каждой отдельной станции.

Снабжение электрической энергией районов и промышленных объектов, удаленных от места добычи органического топлива, связано, как указывалось, с затратами на транспортирование топлива, которое может сопровождаться перебоями в его доставке из-за неблагоприятных метеорологических условий и пр.

Таблица VIII-2

Мощность атомных электростанций в капиталистических странах, *Мвт*

Страны	1960 г. (действующие)	1964 г.					1965 г. (действующие с учетом ввода в эксплуатацию намеченных мощностей)
		всего	в том числе				
			действующие	сооружаемые	принятые к строительству	проектируемые	
Англия	308	5968	1798	3470	—	700	2893
США	400	5770	1054	1002	2316	1398	1256
Франция	62	2011	353	1188	—	500	353
ФРГ	15	992	15	302	530	145	80
Япония	—	1390	12	158	—	1220	170
Канада	—	720	20	200	500	—	220
Италия	—	620	620	—	—	—	620
Другие страны	—	3949	20	720	1098	2111	27
Всего	785	21450	3892	7040	4444	6074	5619

Кроме строительства крупных электрических станций, возникает необходимость в создании компактных стационарных и транспортных энергоустановок средней и малой мощности для кораблей, передвижных станций, установок для военных целей, независимых от снабжения органическим топливом. Эти установки должны быть компактными, простыми по конструкции, надежными и экономичными в эксплуатации.

Опыт работы первой в мире атомной электрической станции АН СССР, введенной в эксплуатацию в июне 1954 г., позволил перейти к созданию более мощных установок. В настоящее время в СССР строятся атомные станции мощностью 200—600 тыс. *квт* каждая.

Преимущества мощных электрических станций заключаются прежде всего в том, что в них есть возможность снизить обогащение естественного урана его изотопом — ураном-235 до 2,5% вместо 5%, принятых на первой атомной электрической станции. Уран-235 — дорогой изотоп, и потому снижение процента обогащения естественного урана приводит к заметному уменьшению стоимости 1 *квт · ч* энергии.

В табл. VIII-2 приведены данные о действующих, строящихся и проектируемых АЭС в наиболее развитых капиталистических странах. На 1 октября 1964 г. в этих странах работало 33 АЭС общей мощностью 3892 *Мвт*, тогда как в 1960 г. работало 10 АЭС общей мощностью 785 *Мвт*. В 1968 г. мощность действующих АЭС во всем мире (кроме СССР) составляла 11400 *Мвт*.

По генеральной схеме развития энергетики СССР в 1971—1975 гг. на АЭС предусмотрен ввод новых мощностей; еще больший рост их намечен на 1975—1980 гг. Основными преимуществами АЭС являются их рентабельность, конкурентоспособность по сравнению с паротурбинными электростанциями, ограниченный расход органического топлива.

Из числа запроектированных и строящихся в СССР атомных электрических станций следует отметить как станции с графитоводяным реактором на тепловых нейтронах, который установлен на атомной электростанции АН СССР, так и на быстрых нейтронах.

В настоящее время во многих странах ведутся интенсивные научно-исследовательские работы по созданию реакторов на быстрых нейтронах и расширенным воспроизводством атомного топлива.

Идея расширенного воспроизводства атомного топлива и работа реакторов на быстрых нейтронах получает всеобщее признание. Основанием для этого является их большая рентабельность по сравнению с известными атомными электрическими станциями.

ЛИТЕРАТУРА

1. К. Н. Мухин. Введение в ядерную физику. М., Атомиздат, 1965.
2. П. А. Петров. Ядерные энергетические установки. М.-Л., Госэнергоиздат, 1961.
3. П. В. Петунин. Теплоэнергетика ядерных установок. М., Атомиздат, 1960.

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

§ IX-1. ЭНЕРГИЯ ВОДНЫХ ПОТОКОВ

Энергия (потенциальная), которой располагает водный поток, определяется двумя величинами: количеством протекающей воды и высотой ее падения до устья.

В естественном состоянии энергия речного потока расходуется на размыв русла, перенос частиц грунта, трение о берега и дно. Энергия водного потока распределяется, таким образом, по всему течению, хотя и неравномерно — в зависимости от уклонов дна и секундных расходов воды. Для использования энергии потока в пределах определенного участка необходимо сосредоточить ее в одном сечении — в одном *створе*.

Иногда такое сосредоточение создается природой в виде водопадов, однако в большинстве случаев его приходится создавать искусственно, с помощью *гидротехнических сооружений*.

Сосредоточивается энергия в месте сооружения станции двумя способами: а) плотиной, перегораживающей реку и поднимающей воду в верхнем по течению бассейне — в *верхнем бьефе* на H метров по отношению к уровню нижнего бассейна — *нижнего бьефа*. Разность уровней верхнего и нижнего бьефов H называется *напором*. Станции, в которых напор создается плотиной, называются *приплотинными* и строятся обычно на равнинных реках; б) с помощью особого обводного канала — *деривационного канала*. Деривационные станции строятся преимущественно в горных местностях. Деривационный канал имеет очень малый уклон, поэтому в конце его почти полностью концентрируется весь напор обводного канала участка реки.

Мощность потока в створе сооружения определяется количеством воды, протекающей через створ за одну секунду, Q и напором H . Если Q измерять в $\text{м}^3/\text{сек}$ (т. е. $1000 \text{ кг}/\text{сек}$), а H в метрах, то мощность потока в створе будет равна:

$$P_n = 1000QH \text{ кгм} = 9,81QH \text{ кет. .}$$

В двигателях станции будет использована только часть этой мощности, равная к. п. д. установки η . Поэтому мощность станции

при напоре H и расходе воды через турбины Q составит:

$$P = 9,81QH\eta \text{ [квт]}. \quad (\text{IX-1})$$

В реальных условиях работы ГЭС часть воды может сбрасываться мимо турбин.

Энергия водных потоков используется уже на протяжении многих столетий.

Широкое использование водной энергии стало возможным только в конце XIX в., когда был изобретен электрический трансформатор и создана система трехфазного переменного тока. Возможность передачи энергии на далекие расстояния позволила использовать энергию самых мощных водных потоков.

§ IX-2. ВОДЯНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Современная техника использования водной энергии базируется на трех типах турбин: радиально-осевых (Френсиса), поворотнолопастных (Каплана) и ковшовых (Пельтона).

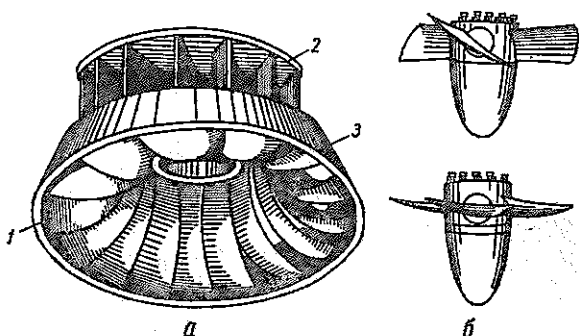


Рис. IX-1. Рабочие колеса реактивных гидравлических турбин:

a — радиально-осевой; b — поворотно-лопастной.

Основной частью турбины, определяющей ее эксплуатационные особенности и область применения, является рабочее колесо. На рабочем колесе турбины энергия водного потока преобразуется в энергию вращения, передаваемую через вал ротору электрического генератора.

На рис. IX-1 показаны рабочие колеса первых двух из указанных выше типов турбин. Это так называемые реактивные турбины.

Лопасты 1 рабочего колеса радиально-осевой турбины прикреплены к наружному ободу 3 и втулке 2 (с ее помощью колесо насаживается на вал). Лопасты имеют сложную форму, обеспечивающую минимальные потери энергии при обтекании их водным потоком. Вода продвигается вдоль лопастей, постепенно меняя свое направ-

ление. Поток давит на стенки лопастей и вращает колесо. Число лопастей у этих турбин достигает 10—30.

Все более широко применяют турбины с поворотными лопастями рабочего колеса, предложенные в 1913 г. чешским ученым Капланом (рис. IX-1,б). В массивной втулке помещается механизм, поворачивающий лопасти и устанавливающий их во время

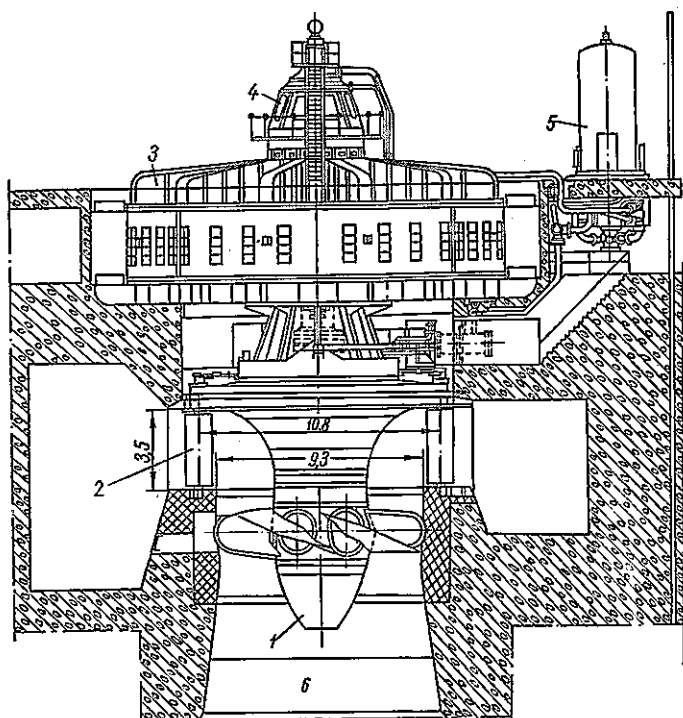


Рис. IX-2. Агрегат с поворотно-лопастной турбиной (Волжская ГЭС имени В. И. Ленина):

1 — рабочее колесо турбины; 2 — направляющий аппарат; 3 — генератор; 4 — возбудитель; 5 — регулятор скорости; 6 — отсасывающая труба.

работы под таким углом к поступающему на них потоку воды, при котором достигается наибольший к. п. д. при данной нагрузке и данном напоре. Механизм управляется тягой, проходящей через полый вал и генератор.

На рис. IX-2 показан агрегат с поворотнолопастной турбиной (Волжская ГЭС имени В. И. Ленина). Мощность агрегата — 105 Мет, число оборотов $n = 1,14$ об/сек. Из-за малого числа оборотов агрегат имеет огромные габариты: диаметр рабочего колеса турбины — 9,3 м, масса — 426 т; диаметр ротора генератора — 14,3 м, а масса — 650 т; наружный диаметр статора — 17,5 м,

масса генератора — 1600 *т*, а всего агрегата — 3000 *т*; высота агрегата — 40 *м*. Для сравнения приведем некоторые данные по турбогенераторам ($n = 50$ об/сек): диаметр ротора турбогенератора — 100 *Мет* составляет всего 1 *м*, а двухсотмегаваттного — 1,075 *м*; полная масса первого турбогенератора — 177 *т*, а второго — 330 *т*.

Важными конструктивными узлами каждой реактивной турбины являются направляющий аппарат 2 и отсасывающая труба 6. Устройство направляющего аппарата турбины представлено на рис. IX-3.

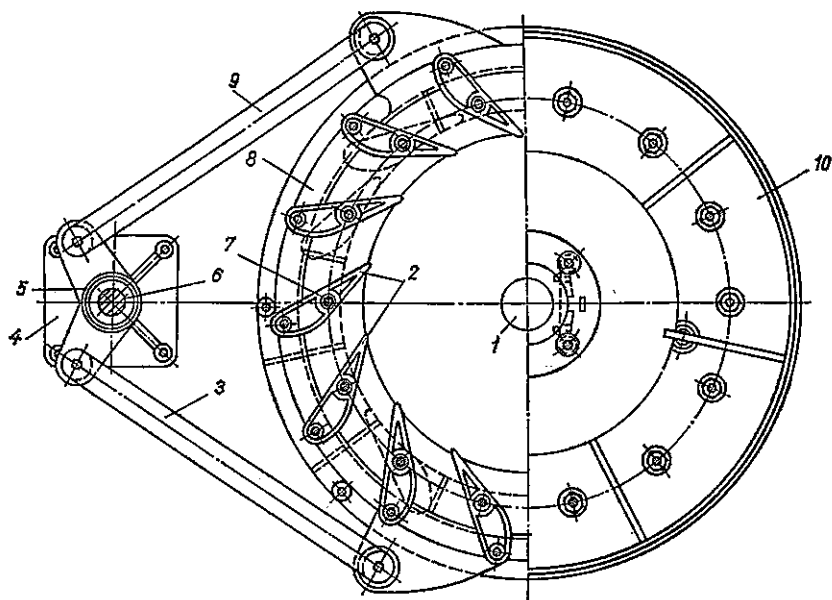


Рис. IX-3. Схема направляющего аппарата радиально-осевой турбины:

1 — вал турбины; 2 — лопатки направляющего аппарата; 3 — тяга; 4 — опора регулировочного вала; 5 — рычаг; 6 — регулировочный вал; 7 — ось лопатки; 8 — регулировочное кольцо; 9 — тяга; 10 — крышка турбины.

Основу направляющего аппарата составляют лопатки, свободно сидящие на стержнях, закрепленных в двух опорных кольцах.

Входные кромки лопаток шарнирно связаны с регулировочным кольцом, которое с помощью тяг может поворачиваться. В крайнем положении, показанном на рисунке пунктиром, лопатки полностью перекрывают проход воды к рабочему колесу; по мере их поворота увеличивается подача воды к колесу и, следовательно, растет его рабочая мощность. Регулирование происходит с помощью вала регулятора обычно автоматически.

Для удобства монтажа и обслуживания турбина устанавливается на высоте 1—3 м над нижним уровнем воды. Без отсасывающей трубы на эту же величину уменьшился бы полезный напор установки. Отсасывающая труба создает под турбиной разрежение, компенсирующее потерю напора, связанную с установкой турбины выше уровня нижнего бьефа. По форме отсасывающая труба может быть изогнутой или же прямой вертикальной, слегка расширяющейся книзу.

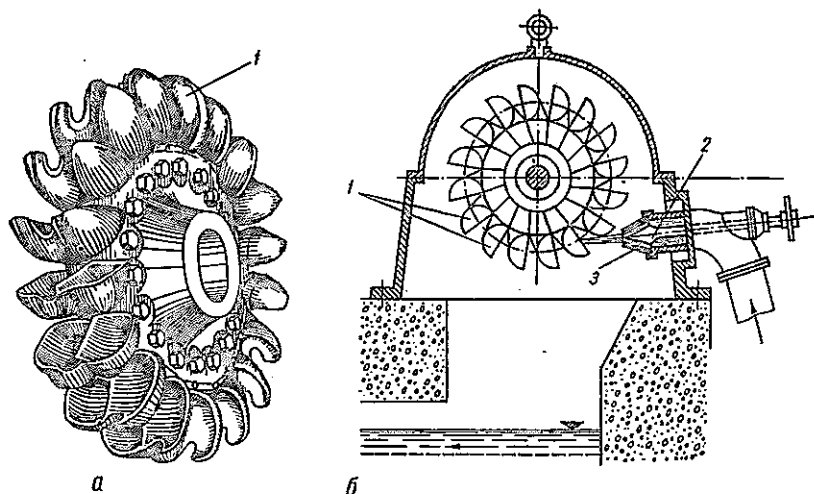


Рис. IX-4. Ковшовая турбина.

Рабочее колесо ковшовой турбины показано на рис. IX-4, а, а схема его — на рис. IX-4, б. Лопасти 1 рабочего колеса имеют форму двойного ковша. Вода на лопасти подается соплами 3, число которых (для одного колеса) может достигать до 4—5. Регулируется подача воды иглой 2, в большей или меньшей степени прикрывающей выходное отверстие сопла.

В ковшовых турбинах энергия передается рабочему колесу непосредственным ударом струи воды. Такие турбины называются *активными*.

Основной величиной, характеризующей технические свойства разных типов гидравлических турбин и определяющей область их применения, является коэффициент быстроходности:

$$n_s = \frac{n\sqrt{N}}{H^{\frac{5}{4}}}, \quad (\text{IX-2})$$

где n — число оборотов турбины в секунду;
 N — мощность, квт;
 H — напор, м.

Коэффициент быстроходности определяется как число оборотов модельной турбины данного типа с диаметром рабочего колеса в 1 м, развивающей мощность 0,736 *квт* при напоре в 1 м. Используя (IX-2), получаем:

$$n = n_s \frac{H^{\frac{4}{3}} \sqrt{H}}{\sqrt{N}}. \quad (\text{IX-3})$$

Число оборотов турбины этого типа (при данном n_s) тем больше, чем больше напор и меньше мощность.

На электрических станциях турбина и генератор обычно связаны общим валом, т. е. имеют одно и то же число оборотов. Так как число оборотов генератора связано с частотой тока, число оборотов турбин нельзя выбирать произвольно. Кроме того, давно установлено, что чем ниже обороты, тем более громоздкие и дорогие турбина и генератор. Поэтому, чтобы получить число оборотов агрегата, близкое к оптимальному, типы турбин с малыми n_s применяют при высоких, а с большими n_s — при низких напорах.

Наименьшие значения n_s имеют ковшовые турбины (от 10 до 50). Их применяют при напорах от 200 м и более. В некоторых горных установках с этими турбинами напор близок к 2000 м.

Значения n_s для радиально-осевых турбин разных конструкций находятся в пределах 70—400; их применяют для напоров от 5—6 м при малых мощностях до 250—300 м при больших мощностях. Такие турбины установлены на Днепровской ГЭС имени В. И. Ленина, на Волховской, Братской, Красноярской ГЭС и др.

Поворотлопастные турбины имеют значения n_s от 400 до 1000. Диапазон напоров, при которых они применяются в настоящее время, находится в пределах от 1,5—2 м до 80 м. Такими турбинами оборудованы Куйбышевская и Волгоградская ГЭС на Волге, Свирские станции, Каховская и Кременчугская ГЭС на Днепре и многие другие. Для Иркутской ГЭС на Ангаре созданы поворотлопастные турбины, которые при напоре 32 м развивают мощность 90 тыс. *квт*. Рабочее колесо их диаметром 7,2 м имеет семь лопастей.

В последние годы созданы так называемые *диагональные* радиально-осевые турбины с поворотными лопастями. Оси лопастей диагональной турбины расположены под углом к оси вала. Такие турбины применяют для напоров до 180 м. По характеристикам они сходны с турбинами Каплана.

Разнообразие природных условий, в которых сооружаются ГЭС, определяет большое разнообразие турбин и генераторов к ним. На действующих ГЭС работают турбины мощностью от нескольких киловатт до 500 тыс. *квт* с числом оборотов от 16 $\frac{2}{3}$ до 1500 в минуту. Разнообразие основных параметров затрудняет серийное производство гидротурбин и генераторов к ним. Только для ГЭС небольшой мощности на малых и средних реках, строившихся

в последние десятилетия в большом количестве, в СССР удалось осуществить серийное производство турбин и генераторов (с единичными мощностями до 5000 *квт*). Последней технической новинкой в области гидроэнергомашиностроения являются горизонтальные агрегаты с поворотнлопастными турбинами. Генератор такого агрегата заключен в герметичную капсулу, обтекаемую водой. К. п. д. таких агрегатов, благодаря более благоприятным гидравлическим условиям обтекания, выше, чем у вертикальных агрегатов в тех же условиях, — 95—96 %. Такими агрегатами оборудованы Киевская (20 агрегатов по 16 *Мвт*) и Каневская ГЭС на Днепре (рис. IX-5).

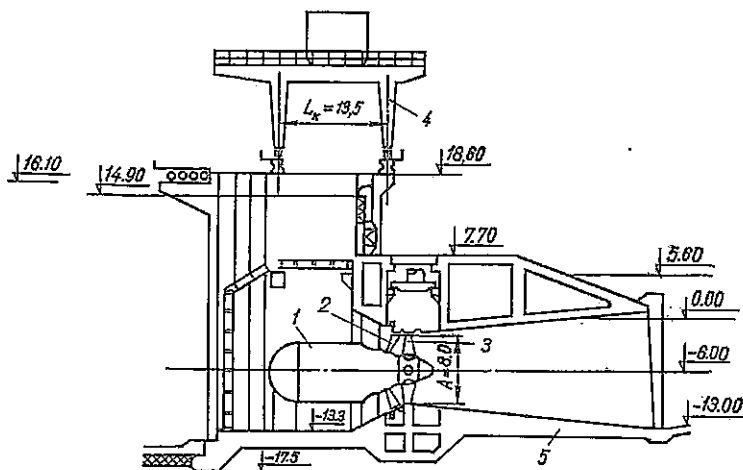


Рис. IX-5. Схематический разрез ГЭС с горизонтальным капсульным гидроагрегатом (Киевская ГЭС):

1 — капсула генератора; 2 — направляющий аппарат; 3 — турбина (рабочее колесо); 4 — край.

Эксплуатационные свойства турбин определяются их характеристиками, показывающими, как изменяется к. п. д. турбины при изменении режима работы (нагрузки, напора, оборотов). Такие характеристики получают экспериментальным исследованием модельных турбин.

Данные испытаний модели пересчитывают по формулам подобию для реальной турбины.

В реальных условиях на электрических станциях турбины работают с постоянным числом оборотов. На основе данных испытаний получают два вида характеристик: а) рабочие, дающие к. п. д. в функции нагрузки при постоянных значениях напора и оборотов; б) эксплуатационные, на которых нанесены линии равных к. п. д. для разных значений нагрузки и напора при неизменном числе оборотов.

На рис. IX-6 показаны рабочие характеристики основных типов современных гидротурбин. Максимальные значения к. п. д. гидротурбин довольно высоки — выше 90%. При отклонениях по нагрузке и напору от оптимального режима, который обычно близок к 0,75—0,8 номинальной мощности при номинальном напоре, что практически неизбежно в эксплуатации, к. п. д. турбин снижается, однако в неодинаковой степени для разных типов турбин. Наиболее устойчивая рабочая характеристика в переменном режиме работы у турбин с поворотными лопастями. Этим и объясняется их широкое применение, несмотря на относительную конструктивную сложность и большую стоимость.

Эксплуатационные характеристики являются основными при выборе наиболее экономичного нагрузочного режима работы гидростанции и ее агрегатов.

В Советском Союзе производят гидротурбины всех типов, по техническим показателям не уступающие лучшим мировым образцам.

§ IX-3. ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ

В состав узла сооружений приплотинной ГЭС обычно входят:

а) плотина, создающая напор. В верхнем бьефе плотины образуется водохранилище большего или меньшего объема в зависимости от топографических условий и высоты плотины, регулирующее расход воды через турбины в соответствии с графиком нагрузки;

б) здание ГЭС;

в) водопропускные сооружения, имеющие разное назначение и, соответственно, разное исполнение: для сброса в нижний бьеф излишней воды, не используемой в турбинах, например, паводковых вод (водосливные сооружения); для снижения горизонта воды в верхнем бьефе, что иногда необходимо, например, при ремонте гидротехнических сооружений (водоспуск); для распределения воды между водопользователями (водозаборные сооружения);

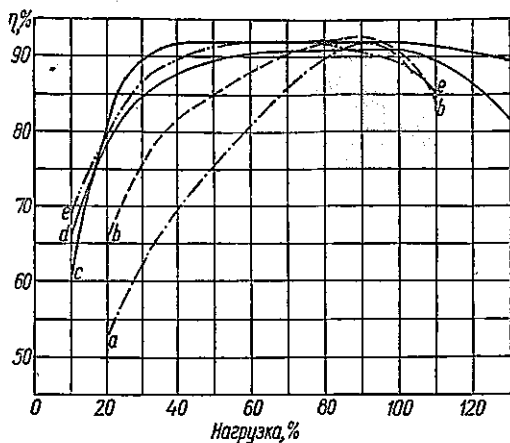


Рис. IX-6. Рабочие характеристики гидротурбин:

а — пропеллерная с жестко закрепленными лопастями; б — радиально-осевая; в — радиально-осевая с поворотными лопастями (диагональная); г — поворотная; д — ковшовая.

г) транспортные сооружения — судоходные шлюзы, обеспечивающие на реке сквозное судоходство, плотоходы и бревенспуски для сплава леса;

д) рыбопропускные сооружения.

Характерные сооружения деривационной ГЭС — деривационный канал и трубопроводы от канала к турбинам.

Основным по значению, наиболее ответственным технически и самым дорогим звеном узла сооружений ГЭС является *плотина*. По способу пропуска воды различают плотины: глухие, не пропускающие воду; водосливные, у которых вода переливается через гребень плотины; щитовые, пропускающие воду при открытии щитов (затворов). Плотины обычно бывают земляные и бетонные.

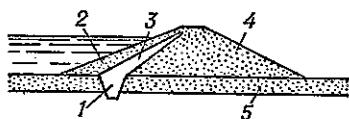


Рис. IX-7. Поперечный профиль земляной плотины:

1 — зуб; 2 — защитный слой из песка и гравия; 3 — экран из суглинки; 4 — тело плотины; 5 — водонепроницаемый пласт основания;

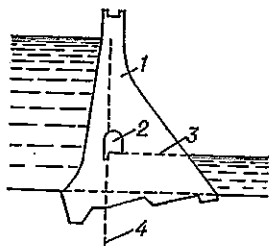


Рис. IX-8. Схема глухой бетонной плотины:

1 — дренаж плотины; 2 — смотровая галерея; 3 — коллектор; 4 — дренаж основания.

На рис. IX-7 показан профиль земляной плотины, построенной на водопроницаемом слое небольшой мощности. Тело плотины отсыпается из любых грунтов, не содержащих большого количества органических примесей и водорастворимых солей. При отсыпке плотины из водопроницаемых грунтов в теле плотины устраивается экран из суглинки, препятствующий фильтрации воды. Водопроницаемый слой, на котором строится плотина, из тех же соображений прорезается водонепроницаемым зубом. Если плотину полностью отсыплют из суглинков или супесков, то нет необходимости в противофильтрационном экране. Сверху экран покрывается защитным слоем из песка и гравия, который в свою очередь защищается от размыва волнами каменным мощением (от гребня плотины до отметки, лежащей на 0,5—0,7 м ниже самого низкого возможного горизонта воды в верхнем бьефе).

При отсыпке земляной плотины каждый слой тщательно утрамбовывают катками. Недопустим слив воды через гребень земляной плотины, так как появляется опасность ее размыва. По гребню земляной плотины обычно устраивается проезжая дорога, которая определяет ширину гребня. Гребень вымощивают обычным способом.

Ширина основания плотины зависит от ее высоты и принятого наклона откосов к горизонту. Верховой откос делается более пологим, чем низовой.

В настоящее время при сооружении крупных земляных плотин широко применяют метод гидромеханизации.

На рис. IX-8 показана глухая бетонная плотина обычного профиля с проезжей дорогой по верху. Для более надежного сопряжения плотины с грунтом и берегами основание плотины выполняется в виде нескольких уступов; по напорной стороне устраивается зуб глубиной 0,05—1,0 м. Для борьбы с фильтрацией под зубом устраиваются противофильтрационные завесы, для чего через систему буровых скважин диаметром 5—15 см в трещины основания (грунта) нагнетается цементный раствор.

Хотя тело плотины возводится из плотного бетона, тем не менее через нее всегда просачивается вода. Для отвода этой воды в нижний бьеф в плотине устраивается дренажная система, состоящая из вертикальных скважин — дрен (диаметром 20—30 см), выполняемых в теле плотины через каждые 1,5—3 м. Дренажируемая по ним вода попадает в кюветы смотровой галереи 2, откуда горизонтальными коллекторами 3 отводится в нижний бьеф. Смотровую галерею, идущую в теле плотины по всей ее длине, делают для наблюдения за состоянием бетона и фильтрацией воды.

Деривационные водоподводящие сооружения чаще всего выполняют в виде открытого канала. В мягких грунтах сечение канала имеет обычно вид трапеции. Стенки и дно канала для уменьшения фильтрации, предохранения от размыва, уменьшения шероховатости и связанных с нею потерь напора облицовывают бетоном или асфальтом. Применяется также облицовка из булыжного камня.

Деривационные каналы в скалистых грунтах выполняют прямоугольного сечения.

Если нет возможности выполнить деривацию открытым каналом, применяют штольни прямоугольного или круглого сечения.

Воду от деривационного канала к турбинам подают по трубопроводам.

Трубопроводы бывают металлические, железобетонные и деревянные.

§ IX-4. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЭС

Работа ГЭС имеет ряд важных особенностей (по сравнению с ТЭС), затрудняющих четкое, однозначное определение полезного эффекта от ее сооружения. В основе этих особенностей лежит резко выраженная зависимость работы ГЭС от природных, прежде всего климатических условий.

Секундные расходы воды в реке изменяются на протяжении года в очень широких пределах, образуя характерную кривую — гидрограф, зависящую от источника питания стока (атмосферные осадки, ледники, подземные источники, озера) и других природных условий. Характер гидрографа реки в основных его контурах со-

храняется, но из года в год резко колеблется водность — объем годового стока, причем предвидеть эти колебания практически невозможно.

Выбор установленной мощности ГЭС — сложная и трудная задача. Определяющими факторами при ее решении являются:

- 1) гидрологические характеристики водотока — объем стока, внутригодовое распределение его и многолетние колебания;
- 2) степень зарегулированности стока;
- 3) топографические условия, определяющие возможный напор H ;

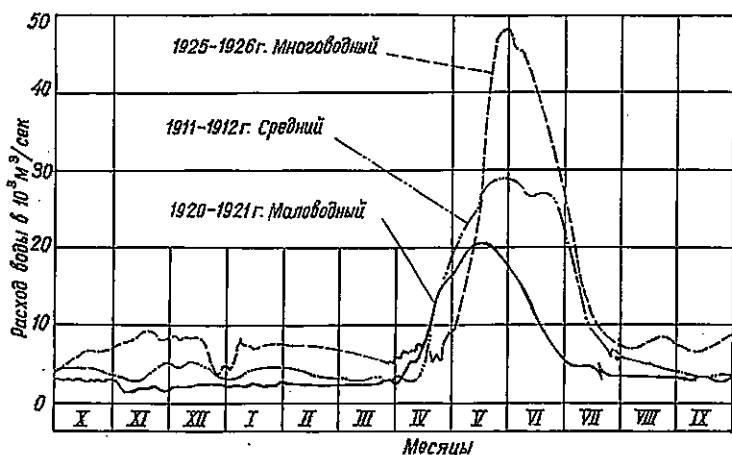


Рис. IX-9. Гидрографы реки Волги за характерные по водности годы.

4) характер энергетической системы, в которой предстоит работать ГЭС (мощность, структура генерирующего аппарата, нагрузочные режимы) и роль в ней проектируемой ГЭС;

5) возможность использования узла сооружений для других отраслей народного хозяйства (мелиорация, транспорт, рыбное хозяйство).

Мощность ГЭС выражается формулой (IX-1).

В горных условиях для деривационных ГЭС выбор H практически полностью определяется топографическими условиями. Для приплотинных ГЭС на равнинных реках решить эту задачу сложнее. Повышение H увеличивает мощность станции, позволяет создать водохранилище большей емкости для регулирования стока, но, с другой стороны, ведет к большим затоплениям и связанным с ними народнохозяйственным потерям. Задача решается с помощью вариантных экономических расчетов.

Кривые, показанные на рис. IX-9, называются гидрографами реки: они отражают колебания секундных расходов воды $Q \text{ м}^3/\text{сек}$ на протяжении года. На рисунке представлены гидрографы для

характерных лет: многоводного, среднего и маловодного. Кривые достаточно точно показывают резкую неравномерность стока как в пределах одного года, так и в многолетнем плане. В зависимости от преобладающего источника питания расходов реки, а также от климатических условий пик гидрографа смещается влево или вправо: для рек с осадочным питанием он приходится на весенние месяцы, для горных рек с питанием от ледников — на летние.

На рис. IX-10 гидрограф преобразован в так называемую кривую по продолжительности. На этой кривой все значения секундных расходов откладываются в порядке их убывания. Поэтому значения $Q_{\text{мин}}$ обеспечены на протяжении всего года (T), значения Q_1 — на протяжении времени t_1 , а расходы Q_2 и больше — только на протяжении времени t_2 .

Площади, охваченные кривыми на рисунках (IX-9) и (IX-10) дают, очевидно, полный сток за год:

$$Q_{\text{год}} = \int_0^T Q dt. \quad (\text{IX-4})$$

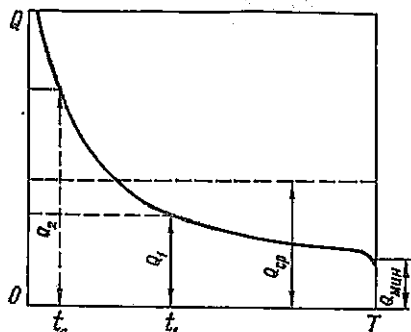


Рис. IX-10. Кривая по продолжительности расходов.

Легко понять, что пропустить полностью этот сток через турбины станции и, таким образом, полностью использовать потенциальные энергетические ресурсы реки практически невозможно.

Отношение годового расхода через турбины $Q_{\text{год. т}}$ к годовому стоку $Q_{\text{год}}$ называется коэффициентом использования стока:

$$\delta_Q = \frac{Q_{\text{год. т}}}{Q_{\text{год}}}. \quad (\text{IX-5})$$

Гидротехнические сооружения очень дороги, поэтому стремятся возможно полнее использовать сток.

При невозможности регулировать сток обеспеченными круглый год являются только расходы $Q_{\text{мин}}$, взятые по гидрографу маловодного года. При расчете ГЭС на такой расход большая часть стока сбрасывалась бы мимо турбин. Очевидно, что такое решение нерационально.

Если максимальный расход через турбины принять равным Q_1 , то станция на отрезке времени $0-t_1$ будет работать с полной мощностью, расходы $Q-Q_1$ будут сбрасываться мимо турбин. На отрезке времени t_1-T станция будет работать с пониженной мощностью, дефицит мощности покроется тепловыми станциями системы. Годовая выработка ГЭС определяется площадью, лежащей

ниже линии Q_1 и кривой продолжительности. Эта выработка больше, чем при $Q = Q_{\min}$, но следует иметь в виду, что несколько возрастает и капиталовложения.

При еще большем расчетном расходе Q_2 выработка станции возрастет, коэффициент использования стока увеличится, сброс уменьшится, но использование оборудования станции существенно снизится: с полной мощностью она будет работать только на отрезке времени $0 - t_2$. Одновременно возрастает зона, в пределах которой $(t_2 - T)$ дефицит мощности компенсируется тепловыми станциями.

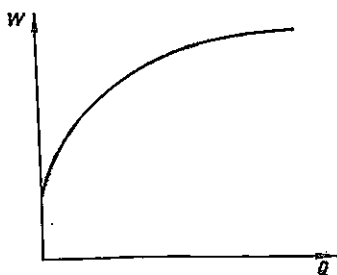


Рис. IX-11. Изменение выработки ГЭС с ростом расчетного расхода.

Энергетический эффект при увеличении расчетного значения Q (рост выработки электроэнергии W) снижается (рис. IX-11). Между тем дополнительные капиталовложения продолжают расти. Поэтому экономический расчет покажет предел целесообразного увеличения Q . При отсутствии регулирования стока сколько-нибудь полноценное использование его невозможно.

Регулирование бывает трех видов:

- 1) *суточное* (объем водохранилища в этом случае очень мал); водохранилище обеспечивает только колебания пропуска воды через турбины в соответствии с суточным графиком нагрузки ГЭС. При суточном регулировании неизбежен холостой сброс через плотину большей части стока;
- 2) *сезонное*; его назначение — перераспределение стока между сезонами года, сглаживание внутригодовой неравномерности. При сезонном регулировании также неизбежны холостые сбросы воды;
- 3) *многолетнее*, целью которого является перераспределение стока в масштабе ряда лет. Даже при этом регулировании редко удается полностью избежать холостых сбросов.

Необходимо учитывать, что чем больше объем водохранилища, тем больше площадь затоплений и размеры связанных с ними народнохозяйственных потерь.

Значительная зарегулированность стока реки иногда обеспечивается самими природными условиями. Если река вытекает из большого озера, оно служит естественным водохранилищем и регулятором стока. Таковы, например, озеро Байкал для Ангары, Ладожское озеро для ГЭС на Свири. Степень зарегулированности стока сказывается на значении всех основных показателей ГЭС.

Выбор установленной мощности ГЭС тесно связан с намечаемым для нее нагрузочным режимом работы. В современных энергетических системах на ГЭС обычно возлагается обязанность покрывать острые «пики» графиков нагрузки (об этом подробнее сказано в гл. XIII), а также служить аварийным резервом (высокая мобильность гидроагрегатов и несложность регулирования их нагрузки).

В таких случаях установленная мощность ГЭС принимается резко повышенной, хотя при этом некоторые важные показатели ее работы во многом изменяются.

Важнейшим из таких показателей ГЭС является число часов использования установленной мощности:

$$\tau = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{уст}}} \quad (\text{IX-6})$$

Отсюда

$$W_{\text{год}} = P_{\text{уст}} \tau.$$

Если обозначить среднюю в пределах года нагрузку станции P_0 , то

$$W_{\text{год}} = P_0 T, \quad (\text{IX-7})$$

где $T = 8760$ час.

Коэффициент $\gamma = \frac{\tau}{T} = \frac{P_0}{P_{\text{уст}}}$ называется коэффициентом использования установленной мощности. Этот показатель характеризует степень использования оборудования и всех сооружений станции. Значения γ и τ зависят от степени зарегулированности стока (искусственного или естественного) и нагрузочного режима работы станции.

Как уже отмечалось, в современных энергосистемах на ГЭС возлагается задача покрывать пики нагрузки. В связи с этим установленные мощности их резко завышаются, а показатели использования их получаются низкие. Для мощных системных тепловых станций число часов использования установленной мощности обычно лежит в пределах 5500—6500 и выше; для ГЭС эти цифры снижаются до 3000—2000 час, иногда до 1000 час.

§ IX-5. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЭС

Важнейшими из экономических показателей станции являются стоимость установленного киловатта и себестоимость киловатт-часа.

Стоимость установленного киловатта, или удельные капиталовложения, находят как отношение полных капиталовложений K на сооружение ГЭС к ее установленной мощности:

$$k_y = \frac{K}{P_{\text{уст}}} \quad (\text{IX-8})$$

Объем капиталовложений на строительство ГЭС определяется, с одной стороны, масштабами всего сооружения, связанными с ее мощностью, и, с другой, — природными условиями. При одной и той же мощности капиталовложения могут колебаться в очень широких пределах в зависимости от принятого напора, топографических условий (например, размеров затоплений), геологических

особенностей створа, выбранной схемы узла сооружений (приплотинная, деривационная), места расположения створа (степень обжитости и доступности). Как правило, деривационные ГЭС дешевле плотинных. Станции на равнинных реках, сооружение которых влечет за собой большие затопления, дороже горных, где, к тому же, обычно можно создать гораздо большие напоры. Станции на хороших скальных основаниях дешевле станций на мягких грунтах.

Капиталовложения на сооружение ГЭС приближенно можно представить так:

$$K = K_0 + \kappa P_{\text{уст}}, \quad (\text{IX-9})$$

где K_0 — постоянная составляющая капиталовложений, не зависящая от мощности. K капиталовложениям, не зависящим от мощности, относятся полностью стоимость плотины, шлюзов, рыбохода, затоплений, подъездных путей, частично здания станции. Обычно K_0 бывает намного больше половины K (до 70—75%). Переменная часть капиталовложений определяется в основном стоимостью оборудования, составляющей обычно 20—25%.

Если подставить значение K из (IX-9) в (IX-8), получим:

$$\kappa_y = \frac{K_0}{P_{\text{уст}}} + \kappa.$$

где κ — удельные капиталовложения, зависящие от мощности станции.

Как правило, станции большой мощности имеют значительно меньшие стоимости установленного киловатта, чем станции малой мощности.

Стоимость установленного киловатта уменьшается при увеличении $P_{\text{уст}}$. Однако увеличение установленной мощности может не давать сколько-нибудь заметного роста выработки и может быть целесообразным только при использовании ГЭС в системе для покрытия «пиков» графика нагрузки. Поэтому значения удельных капиталовложений не всегда могут служить достаточной экономической характеристикой ГЭС. Вторым показателем, введенным в связи с этим, являются капиталовложения на годовую $\text{квт} \cdot \text{ч}$ выработки ГЭС:

$$K_w = \frac{K}{W}. \quad (\text{IX-10})$$

На мощных современных ГЭС удельные капиталовложения снижаются до 100—150 руб/квт , т. е. становятся соизмеримыми с капиталовложениями в мощные тепловые станции. Капиталовложения на годовую $\text{квт} \cdot \text{ч}$ обычно лежат в пределах 10—15 коп. и ниже.

Себестоимость 1 $\text{квт} \cdot \text{ч}$ находится делением суммы годовых эксплуатационных издержек I на годовую выработку станции:

$$s = \frac{I}{W_{\text{год}}}. \quad (\text{IX-11})$$

Годовые эксплуатационные издержки ГЭС складываются из:
 а) амортизационных отчислений. Нормы амортизационных отчислений (в % от капиталовложений) устанавливаются правительственными постановлениями. В настоящее время действуют следующие нормы амортизационных отчислений (в %):

Гидротехнические сооружения	2
Электротехническое оборудование (в зависимости от числа часов использования установленной мощности: чем больше, тем больше процент амортизационных отчислений)	4,5—8,5
Воздушные сети (в зависимости от напряжения сети и типа опор)	3—8,3

В амортизационных отчислениях учитываются также расходы на капитальные ремонты.

На ГЭС амортизационные отчисления составляют 50—75% (иногда и больше) всех эксплуатационных расходов;

б) заработная плата.

Благодаря автоматизации удельный вес заработной платы в эксплуатационных расходах ГЭС невелик (5—10%);

в) прочие расходы.

Хотя капиталовложения на сооружение ГЭС обычно намного превышают капиталовложения на ТЭС такой же мощности, себестоимость 1 *квт · ч* на ГЭС в несколько раз ниже. Так, на ГЭС с мощностью в несколько сот тысяч киловатт себестоимость электроэнергии 0,1—0,3 *коп/(квт · ч)*. Себестоимость электроэнергии на сверхмощных сибирских ГЭС на Ангаре, Енисее и других реках мощностью в несколько миллионов киловатт каждая будет 0,04 *коп/(квт · ч)* и ниже.

Экономические показатели работы ГЭС во многом связаны с еще одним важным обстоятельством: служит ли узел сооружений для получения только энергии или же для комплексного, многостороннего использования водных ресурсов реки. В СССР при проектировании ГЭС учитывается вопрос об улучшении условий судоходства (увеличение глубин, расширение пути), о влиянии сооружений на рыбное хозяйство, об использовании сооружений для орошения и обводнения. Создание на реке комплекса мощных гидротехнических сооружений оказывает огромное влияние на развитие народного хозяйства ближайших районов.

Примером таких комплексных сооружений является каскад ГЭС на Днепре (рис. IX-12). Шесть ГЭС этого каскада — Киевская, Каневская, Кременчугская, Днепродзержинская, Днепровская и Каховская — дадут в Южную объединенную энергетическую систему около 3 млн. *квт* мощности, до 10 млрд. *квт · ч* электроэнергии ежегодно. Водохранилища при этих станциях позволяют зарегулировать сток и дадут возможность использовать установленные мощности их с большим энергетическим эффектом. Одновременно с этим на всем протяжении от Киева до Каховки будет создан сквозной водный путь с обеспеченными повышенными

глубинами и с улучшенными условиями плавания вообще. Кроме того, создание этих сооружений, особенно Каховского, позволяет оросить и обводнить огромные массы плодородных, но засушливых земель на юге Украины и в Крыму, обеспечить там устойчивые урожаи.

Комплексное использование водных ресурсов позволяет улучшить экономические показатели ГЭС, так как часть стоимости основных сооружений снимается с энергетики и относится на другие составляющие комплекса: транспорт, орошение.

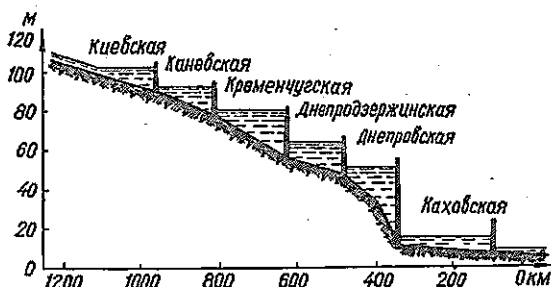


Рис. IX-12. Каскад ГЭС на Днепре.

§ IX-6. ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО В СССР

По масштабам гидроэнергостроительства СССР занимает первое место в мире. После сооружения Куйбышевской (20 агрегатов по 105 Мвт), Волгоградской (22 агрегата по 115 Мвт) и ряда других крупных ГЭС на Волге, Каме, Днепре, реках Кавказа и Средней Азии начато энергетическое освоение рек Сибири. Уже работает Братская ГЭС на Ангаре (20 агрегатов по 225 Мвт), заканчивается строительство Красноярской ГЭС на Енисее (10 агрегатов по 500 Мвт), сооружается также ряд других, уникальных по мощности, станций на Оби, Лене, Енисее, Иртыше, Ангаре. В СССР сосредоточено 12% мировых запасов гидроэнергии. Реализовано из них пока только около 5%. В 1970 г. установленная мощность гидростанций СССР составила около 33 млн. кВт, выработка электроэнергии около 130 млрд. кВт · ч, примерно 18% от выработки всех электростанций.

При использовании гидроэнергетических ресурсов в СССР учитывается следующее:

а) первоочередное строительство объектов, обеспечивающих максимальную эффективность капитальных вложений. В последние годы прекращено строительство ГЭС на малых реках, очень дорогих по удельным капиталовложениям (многие сотни рублей на кВт) и с малым, по современным масштабам, энергетическим и экономическим эффектом;

б) комплексное использование сооружений — для целей энергетики, транспорта, ирригации;

в) достаточно широкое регулирование стока. Создание при узле сооружений мощных водохранилищ (морей) обеспечивает возможность максимального и разностороннего использования стока;

г) целесообразное использование ГЭС в энергетических системах. Высокие эксплуатационные свойства гидроагрегатов (быстрый пуск, экономичность и легкость регулирования нагрузки, техническая надежность) послужили основой для использования их как аварийного резерва и для покрытия пиков нагрузки. Связанное с этим повышение установленных мощностей позволяет больше использовать энергетические возможности створов.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. И. Громов, Я. Н. Флексер. Использование водной энергии. М., Сельхозгиз, 1952.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

§ X-1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ЗАРЯДЫ

Атомы всех тел состоят из электрически заряженных частиц: *ядра*, несущего положительный заряд, и *электронов*, заряженных отрицательно и образующих внешнюю оболочку атома.

Заряд электрона является наименьшим известным современной физике количеством электричества, элементарным зарядом. Все иные заряды кратны заряду электрона.

В состав ядра входят положительно заряженные *протоны* и не имеющие электрического заряда *нейтроны*. Заряд протона равен заряду электрона. Ядро атома водорода имеет один протон, а его электронная оболочка состоит из одного электрона. Атом урана содержит девяносто два протона и столько же электронов.

В результате равенства суммарных положительного (ядро) и отрицательного (электроны) зарядов атомов тела внешне воспринимаются как электрически нейтральные, не заряженные. Это равновесие поддерживается силами взаимного притяжения положительных и отрицательных зарядов, однако оно может быть нарушено, так как электроны, находящиеся на более отдаленных от ядра орбитах, более или менее легко теряют связь со своими ядрами, становятся «свободными» отрицательными зарядами. Избыточный заряд ядра становится «свободным» положительным зарядом. Эти «свободные» заряды могут перемещаться под действием внешних сил. Наибольшее количество свободных электрических зарядов имеется в металлах и в электролитах — растворах солей, оснований и кислот.

Единица количества электричества (единица электрического заряда) — *кулон*: это то количество электричества, которое пройдет за одну секунду через какое-то сечение цепи при неизменяющейся силе тока в один ампер.

§ X-2. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ПОЛЕ

В пространстве, окружающем электрический заряд q , возникают силы, действующие на всякий другой заряд q' , внесенный в это пространство. По закону Кулона, величина силы F , действующей в равной степени, но в противоположных направлениях

на оба заряда, пропорциональна произведению зарядов и обратно пропорциональна квадрату расстояния между ними:

$$F = c \frac{q \cdot q'}{r^2}. \quad (X-1)$$

Коэффициент c зависит от свойств среды, в которой происходит взаимодействие зарядов, и от единиц, в которых выражены все величины.

Область пространства вокруг заряда q , в пределах которой на каждый внесенный в нее другой заряд действуют силы, определяемые законом Кулона, называется *электрическим полем* этого заряда.

Основной характеристикой электрического поля (в каждой его точке) является *напряженность электрического поля* E :

$$E = c \cdot \frac{q}{r^2}. \quad (X-2)$$

Таким образом, количественно напряженность электрического поля равна силе, с которой поле в данной его точке действует на заряд, равный единице.

Напряженность электрического поля — величина векторная, характеризуется она не только размером, но и направлением.

Под действием сил электрического поля находящиеся в нем свободные заряды будут перемещаться. Так как перемещение зарядов связано с затратой энергии, значит электрическое поле обладает энергией. Если заряд, равный единице, перемещать против сил электрического поля из бесконечности в какую-нибудь точку A поля, то работа этого перемещения (т. е. энергия, затраченная на это перемещение) называется *потенциалом* точки A поля; обозначим ее U_A . Если потенциал какой-либо другой точки B равен U_B , то

$$U_{AB} = U_A - U_B$$

и называется *разностью потенциалов*, или *напряжением* между этими точками. Из определения потенциала следует, что разность потенциалов между какими-то двумя точками поля — это работа перемещения единичного заряда из одной точки в другую.

Единица разности потенциалов и напряжения — *вольт*.

Напряжение (или разность потенциалов) между какими-то двумя точками равно одному вольту, если при перемещении из одной точки в другую заряда в один кулон совершается работа, равная одному джоулю.

§ X-3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ТОК

Электрический ток — это направленное движение электрических зарядов; это одна из основных физических величин в электротехнике. Электротехника основывается на использовании разнообразных свойств электрического тока.

Количественной мерой электрического тока является *сила тока*: количество электричества, протекающее за одну секунду через какое-либо поперечное сечение цепи, по которой идет ток.

Если за бесконечно малый отрезок времени dt через сечение цепи прошло количество электричества, равное dq , то сила тока

$$I = \frac{dq}{dt}. \quad (X-3)$$

Единица силы тока ампер a — одна из основных единиц в Международной системе единиц (СИ), принятой в СССР с 1 января 1963 г.

§ X-4. ЭЛЕКТРОДВИЖУЩАЯ СИЛА

Силы, возникающие в электрическом поле, созданном каким-либо зарядом q , способны перемещать свободные заряды. Однако эти «кулоновские» силы не могут создать длительное протекание зарядов — электрический ток. Если концам металлического

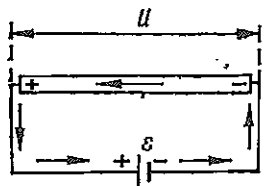


Рис. X-1. Схема действия э.д.с. в электрической цепи.

стержня (рис. X-1) сообщить равные и противоположные по знаку заряды $+q$ и $-q$, то между концами стержня будет возникать разность потенциалов U . Под действием сил электрического поля заряды в стержне (электроны) будут перемещаться в направлении от конца с избыточным отрицательным зарядом к концу с избыточным положительным зарядом. Очень быстро, за доли секунды, эти избыточные заряды будут скомпенсированы, электрическое поле и

разность потенциалов исчезнут, перемещение зарядов прекратится.

Для поддержания длительного протекания зарядов, т. е. для создания электрического тока, необходимо непрерывное «отсасывание» электронов от конца с положительным зарядом и непрерывное притекание их к концу с отрицательным зарядом, т. е. поддержание на концах стержня разности потенциалов. Физическая величина, осуществляющая это, называется *электродвижущей силой*. Таким образом, электрический ток создается электродвижущей силой (сокращенно э.д.с.). Единица измерения э.д.с. — вольт, условное обозначение — E , e .

Машины и аппараты, создающие э.д.с., называются электрическими генераторами. В электрических генераторах происходит преобразование других видов энергии в электрическую.

Первыми электрическими генераторами были гальванические элементы, в которых химическая энергия непосредственно преобразовывается в электрическую. Такой генератор показан на рис. X-1 двумя вертикальными черточками. Э.д.с. возникает в них на основе определенного химического процесса. Гальванические элементы сыграли большую роль в развитии электроэнергетики, применяются они и сейчас там, где требуются очень малые э.д.с. (порядка одного вольта) и малые мощности. Для современного промышленного электроснабжения гальванические элементы непригодны.

Давно известны устройства, в которых электрическая энергия преобразуется из тепловой. Э.д.с. создается в них при нагревании двух разных металлов, причем другой их контакт остается холодным (термоэлементы). Однако получаемые таким путем э.д.с. во много раз меньше, чем в гальванических элементах. Термоэлементы применяют в измерительной технике.

В настоящее время ведутся большие работы по разработке другого способа прямого преобразования тепловой энергии в электрическую, в основе которого лежит высокотемпературная ионизация газов — расщепление их молекул на положительно и отрицательно заряженные ионы. Устройства этого типа называются магнетогидродинамическими (МГД) генераторами. Если технические трудности, в основном связанные с необходимостью применения высоких температур ($2500 \div 3500^\circ \text{C}$), будут преодолены, то мощные МГД-генераторы станут экономически эффективными источниками электроэнергии.

Будущее всей энергетики связано с развитием использования ядерной энергии. В последние годы нарастающими темпами идет строительство атомных электростанций с реакторами, в которых расщепляются ядра урана. Основные технические и экономические трудности здесь уже преодолены (см. гл. VIII). Энергетика более отдаленного будущего будет, несомненно, основываться на энергии управляемых термоядерных реакций, энергии синтеза ядер легких элементов.

В решении проблемы управления термоядерными реакциями много трудностей. Тем не менее нет сомнений, что эти трудности будут преодолены, хотя, может быть, и не так скоро, и что только на основе термоядерного синтеза будут решены все задачи энергетики будущего.

В настоящее время единственным источником электрической энергии для промышленного и бытового электроснабжения являются электромашинные генераторы, в которых в электрическую энергию преобразовывается энергия механическая. Физическая основа для создания электромашинных генераторов — явление электромагнитной индукции. Источниками механической энергии для этих генераторов являются в основном паровые и гидравлические турбины.

§ X-5. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЕЩЕСТВ

Электрические свойства разных материалов различны. В некоторых материалах имеется определенное количество свободных электрических зарядов. Такие материалы называются *проводниками*. Под действием э.д.с. свободные заряды приходят в направленное (в соответствии с направлением электродвижущих сил) движение. В контуре из проводников создается сквозное перемещение зарядов.

Проводниками являются все металлы. В металлах находится большое количество свободных электронов, не связанных с ядрами своих атомов; поэтому электрический ток в металлических проводниках — это поток электронов. Чаще всего в электротехнике имеют дело с электрическим током в виде потока электронов.

Проводниками являются также водные растворы солей, кислот и щелочей (оснований) — электролиты. Свободные заряды в них существуют в виде ионов — частиц молекул, несущих положительные или отрицательные электрические заряды. Электрический ток в электролитах — это поток ионов. Электролитами являются также расплавы многих солей.

Материалы, в которых нет свободных зарядов или их ничтожно мало, называются *изоляторами* (диэлектриками). В изоляторах не может быть создан ток в виде сквозного перемещения зарядов, поскольку в них отрицательные (электроны) и положительные (ядра) заряды атомов связаны силами взаимного притяжения. Под действием э.д.с. в них может быть получено только некоторое взаимное смещение положительных и отрицательных зарядов.

Группу материалов с особыми свойствами составляют полупроводники. Полупроводники — вещества с электронной, как и металлы, проводимостью. Они занимают промежуточное место между проводниками и изоляторами. К полупроводникам относятся большинство минералов, неорганические соединения (оксиды, сульфиды и др.), некоторые сплавы металлов.

На протяжении многих десятилетий полупроводники мало использовали в электротехнике. Однако в результате тщательных исследований были освещены их новые свойства и открыты различные возможности чрезвычайно эффективного использования их.

С помощью проводников и изоляторов в электротехнике создают строго заданные контуры протекания токов. От свойств проводника зависит экономичность передачи и распределения электрической энергии.

От качества изоляции зависит надежность работы всех устройств по производству, передаче и потреблению электрической энергии. Как изоляторы применяются различные материалы: фарфор, минеральные масла, лаки, слюда, резина, хлопчатобумажные и шелковые ткани, фибра, эбонит, хлорвинил и др.

§ X-6. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ПРОВОДНИКОВ

В проводниках из разных материалов при всех прочих равных условиях (одинаковые длина, сечение и температура проводника), при одной и той же приложенной к ним э.д.с. возникает ток разной силы. Физически это связано с наличием в них разного количества свободных электрических зарядов: чем больше в проводнике свободных электрических зарядов, тем большим будет ток. Количественно это явление определяется величиной, называемой *электрическим сопротивлением*: материалы с меньшим количеством свободных зарядов имеют большее электрическое сопротивление.

В электрических цепях из многих звеньев общее сопротивление цепи определяется не только физическими свойствами звеньев, но и способом соединения их между собой.

Единица электрического сопротивления — *ом*. *Ом* — это сопротивление цепи, в которой создается ток силой в один ампер при э.д.с. в один вольт. Сопротивление обозначается буквой *r* или *R*.

Характеристикой электрических свойств проводниковых материалов является их удельное сопротивление ρ , задаваемое как сопротивление провода из данного материала длиной 1 м с поперечным сечением 1 мм² при определенной температуре.

Сопротивление проводников подсчитывается так:

$$r = \rho \frac{l}{S}, \quad (\text{X-4})$$

где *l* — длина проводника, м;

S — поперечное сечение проводника, мм².

Электрическое сопротивление зависит от температуры. Эта зависимость характеризуется температурным коэффициентом α . Для металлов он положителен (сопротивление увеличивается с нагревом), для растворов, угля, а также полупроводников — отрицателен.

Если при температуре t_1 сопротивление равно r_1 , то для температуры t_2 его определяют по формуле

$$r_2 = r_1 [1 + \alpha(t_2 - t_1)]. \quad (\text{X-5})$$

Величина, обратная сопротивлению, называется *проводимостью*:

$$g = \frac{1}{r}. \quad (\text{X-6})$$

Единица проводимости — *сименс (сим)*.

Величина, обратная удельному сопротивлению, называется *удельной проводимостью*:

$$\gamma = \frac{1}{\rho}. \quad (\text{X-7})$$

В табл. X-1 приведены значения удельного сопротивления и температурного коэффициента сопротивления для некоторых материалов.

Таблица X-1

Характеристики электрических свойств проводниковых материалов

Материал	Удельное сопротивление при 20° С. (ом·мм ²)/м	Температурный коэффициент сопротивления при 20° С	Материал	Удельное сопротивление при 20° С. (ом·мм ²)/м	Температурный коэффициент сопротивления при 20° С
Алюминий	0,028	0,004	Никель	0,075	0,006
Бронза	0,02—0,05	0,004	Нихром	1,0—1,15	0,00013
Вольфрам	0,054	0,0045	Никелин	0,42	0,0003
Золото	0,023	0,0036	Платина	0,1	0,0035
Константан	0,044—0,52	0,000005	Ртуть	0,958	0,009
Латунь	0,031—0,079	0,002	Сталь	0,1—0,137	0,006
Манганин	0,42—2,08	0,00003— —0,00004	Серебро	0,016	0,0035
Медь	0,0175	0,004	Чугун	0,5—1,4	0,00095
Молибден	0,05	0,005			

Основными проводниковыми материалами в электротехнике служат медь и алюминий, в меньшей степени — сталь. Медь обладает очень высокими проводящими свойствами, механически легко обрабатывается (прокаткой, протяжкой), устойчива против коррозии. Ее применяют как основной проводниковый материал в конструкциях электрических машин и аппаратов и реже — для проводов электрических сетей. Но медь дорога и дефицитна. Алюминий значительно дешевле и легче меди, но электрическое сопротивление его в 1,65 раза больше, чем меди. В настоящее время алюминий является основным материалом для проводов электрических сетей. Основные достоинства стали как проводникового материала — невысокая стоимость и большая механическая прочность, основной недостаток — большое удельное сопротивление (в 7—8 раз больше, чем у меди). Кроме того, сталь подвержена коррозии.

В некоторых случаях к проводниковым материалам предъявляются особые требования, например, по величине удельного сопротивления, значениям температурного коэффициента и термоустойчивости. Путем образования сплавов удается создавать проводниковые материалы, обладающие требуемыми специальными свойствами. Наиболее широкое применение из таких сплавов получили нихром, манганин и константан. Нихром (70% никеля, 15% хрома и 15% железа) обладает большим удельным сопротивлением и высокой допустимой длительной температурой нагрева (до 1000° С). Его широко применяют в виде проволоки и лент для электронегрательных приборов и печей. Манганин — сплав 86% меди, 12%

марганца и 2% никеля. Константан — сплав 60% меди и 40% никеля. Манганин и константан обладают высокими удельными сопротивлениями и очень малыми значениями температурного коэффициента сопротивления, их применяют для изготовления реостатов, эталонов сопротивления, в измерительных приборах.

§ X-7. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЦЕПЬ, ЗАКОН ОМА

Электрическая цепь — состоящий из ряда звеньев замкнутый контур, по которому протекает электрический ток. Звеньями электрической цепи являются: источники электродвижущей силы — электрические генераторы (один или несколько), приемники — потребители электрической энергии и соединительные провода. На рис. X-2, а показана простейшая электрическая цепь, состоящая из электрического генератора с электродвижущей силой E , приемника электрического сопротивления r и соединительных проводов.

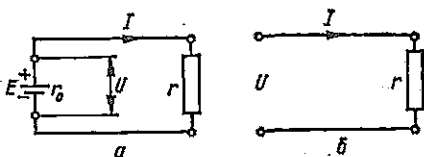


Рис. X-2. Электрическая цепь: а — полная; б — частичная.

Если полное сопротивление цепи (включая и внутреннее сопротивление генератора r_0) обозначим через R , то связь между основными величинами цепи — э.д.с., сопротивлением и током выразится так:

$$I = \frac{E}{R}. \quad (X-8)$$

Это соотношение является выражением закона Ома. Так как $R = r + r_0$, то

$$E = Ir + Ir_0. \quad (X-9)$$

Произведение силы тока на сопротивление звена цепи называется *падением напряжения* в этом сопротивлении, или напряжением на его зажимах. Таким образом, $Ir_0 = U_0$ — внутреннее падение напряжения в генераторе; $Ir = U$ — напряжение на зажимах сопротивления r .

Отсюда следует, что закон Ома может быть применен не только для всей цепи, но и для каждого ее звена:

$$I = \frac{U_0}{r_0} = \frac{U}{r}.$$

Учитывая, что проводимость $g = \frac{1}{r}$, закон Ома можно записать следующим образом:

$$I = gU. \quad (X-10)$$

Так как на рисунках соединительные линии между потребителем r и генератором по условию не имеют сопротивления, то U будет также напряжением на зажимах генератора:

$$U = E - U_0. \quad (X-11)$$

Напряжение на зажимах генератора равно его э.д.с. за вычетом внутреннего падения напряжения.

Практические схемы электрических цепей обычно очень сложны, включают большее или меньшее число генераторов, многие тысячи электрических сопротивлений (токоприемников), образуют сложную разветвленную сеть линий. Чаше приходится рассчитывать отдельные звенья сложной схемы. Изображают такие звенья упрощенно: генераторы не показывают, а указывают только напряжения на зажимах рассматриваемого звена сети. Пример такого изображения электрической цепи дан на рис. X-2, б.

§ X-8. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЦЕПЬ

Последовательная электрическая цепь показана на рис. X-3. Очевидным является то, что ток на всем протяжении последовательной цепи во всех ее звеньях по величине один и тот же.

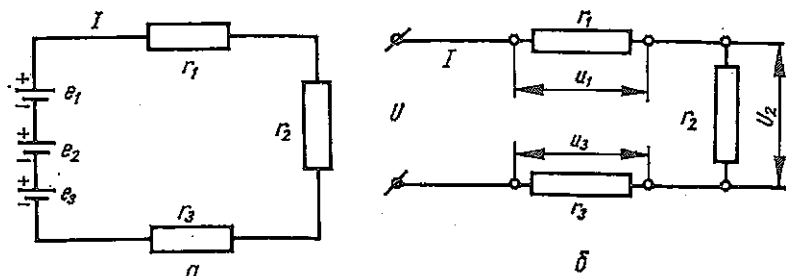


Рис. X-3. Последовательная цепь.

В схеме, приведенной на рис. X-3, а, последовательно соединены несколько генераторов с э.д.с. $e_1, e_2, \dots$, внутренними сопротивлениями $r_{01}, r_{02} \dots$ и несколько токоприемников с сопротивлениями $r_1, r_2 \dots$. Полная э.д.с., действующая в цепи, будет равна алгебраической сумме всех э.д.с., включенных в цепь:

$$E = e_1 + e_2 + e_3 + \dots = \sum e. \quad (X-12)$$

Если какой-то из генераторов включен «встречно» по отношению к другим, его э.д.с. войдет в эту сумму со знаком минус.

Полное сопротивление последовательной цепи равно сумме сопротивлений всех ее звеньев:

$$R = r_{01} + r_{02} + \dots + r_1 + r_2 + \dots = \sum r. \quad (X-13)$$

По закону Ома

$$I = \frac{E}{R}.$$

Отсюда

$$\sum e = I \sum r = Ir_{01} + Ir_{02} + \dots + Ir_1 + Ir_2 + \dots, \quad (X-14)$$

или

$$\sum e = \sum Ir.$$

Это соотношение является математической формулировкой *второго закона Кирхгофа*: в последовательной цепи алгебраическая сумма э.д.с. равна сумме падений напряжения.

Для упрощенной последовательной цепи, изображенной на рис. X-3,б, полное сопротивление

$$R = r_1 + r_2 + \dots + r_n = \sum r.$$

По закону Ома

$$I = \frac{U}{R} = \frac{U}{\sum r},$$

следовательно,

$$U = \sum Ir. \quad (X-14a)$$

Второй закон Кирхгофа в этом случае читается так: напряжение, подведенное к последовательной цепи, равно сумме падений напряжения в отдельных ее звеньях.

Так как ток во всех звеньях последовательной цепи один и тот же, то

$$Ir_1 : Ir_2 : Ir_3 \dots = r_1 : r_2 : r_3 \dots,$$

т. е. падения напряжения в звеньях последовательной цепи пропорциональны сопротивлениям этих звеньев.

§ X-9. ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЦЕПЬ

Параллельная электрическая цепь показана на рис. X-4. Для параллельной цепи обязательными являются следующие положения:

а) ток в неразветвленной части цепи равен сумме токов в параллельных ветвях:

$$I = i_1 + i_2 + \dots + i_n = \sum i. \quad (X-15)$$

Это выражение *первого закона Кирхгофа*. Если к точке разветвления подходит несколько токов, то первый закон Кирхгофа будет читаться так: сумма токов, подходящих к точке разветвления,

равна сумме токов, из нее выходящих. Или в самом общем виде: алгебраическая сумма сил токов в точке разветвления равна нулю;

б) падения напряжения в параллельных ветвях равны между собой. Действительно, падения напряжения $i_1 r_1, i_2 r_2 \dots$ равны напряжениям на зажимах этих сопротивлений. Но к зажимам подведено одно и то же напряжение U . Следовательно,

$$i_1 r_1 = i_2 r_2 = \dots = i_n r_n. \quad (X-16)$$

Отсюда следует важное правило распределения тока по параллельным ветвям — токи в параллельных ветвях обратно пропорциональны сопротивлениям этих ветвей:

$$i_1 : i_2 : i_3 \dots = \frac{1}{r_1} : \frac{1}{r_2} : \frac{1}{r_3} \dots \quad (X-17)$$

Так как $\frac{1}{r_1}, \frac{1}{r_2} \dots$ — проводимости, то это правило может быть сформулировано и так: токи в параллельных ветвях пропорциональны проводимостям ветвей:

$$i_1 : i_2 : i_3 \dots = g_1 : g_2 : g_3 \dots \quad (X-18)$$

Если обозначить полное сопротивление цепи R , то ток в неразветвленной части цепи будет:

$$I = \frac{U}{R}.$$

Так как $\frac{1}{R} = g$ — полная проводимость цепи, то

$$I = Ug. \quad (X-19)$$

С другой стороны,

$$I = i_1 + i_2 + \dots;$$

$$i_1 = \frac{U}{r_1}; \quad i_2 = \frac{U}{r_2},$$

отсюда

$$I = U \sum \frac{1}{r} = U \sum g_i.$$

Сравнивая это выражение с выражением (X-19), получаем:

$$g = \sum g_i, \quad (X-20)$$

т. е. полная проводимость параллельной цепи равна сумме проводимостей параллельных ветвей. Полное сопротивление находится как величина, обратная проводимости.

§ X-10. СМЕШАННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ЦЕПИ

Смешанная цепь представлена на рис. X-5. Ее можно рассматривать как последовательную цепь, состоящую из сопротивления r_3 и какого-то сопротивления R_{AB} , равного сопротивлению участка AB , представляющего собой параллельную цепь. Сопротивление R_{AB} может быть определено так, как указано в X-9, и тогда смешанная цепь будет приведена к последовательной (рис. X-5,б). Таким образом:

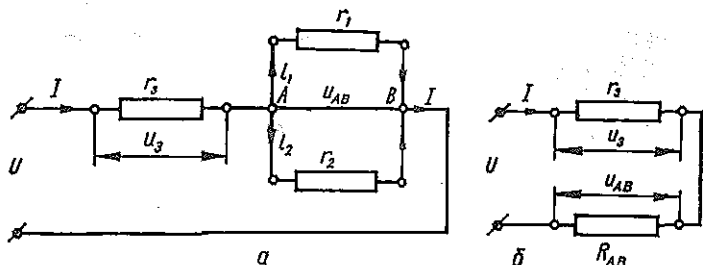


Рис. X-5. Смешанная цепь.

а) полное сопротивление смешанной цепи

$$R = r_3 + R_{AB};$$

$$б) U = U_3 + U_{AB} = Ir_3 + IR_{AB}$$

и, следовательно,

$$U_{AB} = U - U_3.$$

Падения напряжения на параллельных ветвях равны между собой и равны U_{AB} . Поэтому записанное уравнение второго закона Кирхгофа может иметь и такой вид:

$$U = Ir_3 + i_1 r_1 = Ir_3 + I_2 r_2. \quad (X-21)$$

§ X-11. МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА

Напряжение U между какими-то двумя точками цепи определяется как работа перемещения единичного электрического заряда между этими точками. Поэтому работа, выполняемая током I в цепи с напряжением U за одну секунду, иначе говоря, мощность тока в этой цепи, будет равна произведению напряжения на силу тока:

$$P = UI. \quad (X-22)$$

Единица мощности — ватт ($вт$); мощность в ваттах находится как произведение напряжения в вольтах на силу тока в амперах.

Так как ватт слишком малая величина в масштабах современной электроэнергетики, то в практике применяют большие единицы, а именно: гектоватт ($1 \text{ гвт} = 100 \text{ вт}$); киловатт ($1 \text{ кВт} = 1000 \text{ вт}$).

Киловатт является основной промышленной единицей мощности электрического тока. Мощность в квт равна:

$$P = \frac{UI}{1000}.$$

В современных мощных энергетических системах применяют еще большие единицы мощности: мегаватт ($1 \text{ Мвт} = 10^6 \text{ вт} = 10^3 \text{ кВт}$); гигаватт ($1 \text{ Гвт} = 10^9 \text{ вт} = 10^6 \text{ кВт}$).

§ X-12. ЭНЕРГИЯ (РАБОТА) ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА

Так как мощность P — это работа за секунду, то работа, которая может быть выполнена током за время t , или его энергия, будет равна:

$$W = Pt. \quad (\text{X-23})$$

Если P не остается неизменным в пределах времени t , а изменяется с какой-то закономерностью, то энергия может быть найдена интегрированием:

$$W = \int_0^t P \cdot dt. \quad (\text{X-23a})$$

Основной единицей энергии является джоуль (дж), или ватт-секунда ($\text{вт} \cdot \text{сек}$).

Практической промышленной единицей электрической работы и энергии является киловатт-час ($\text{квт} \cdot \text{ч}$), равный $3,6 \cdot 10^6 \text{ дж}$.

§ X-13. ТЕПЛОВОЙ ЭФФЕКТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА

В проводнике с током выделяется тепло. Количественно это явление сформулировано в законе Ленца—Джоуля:

$$Q = I^2 r t \text{ [дж]}, \quad (\text{X-24})$$

где Q — количество тепла, выделенное током за t секунд; одновременно это и электрическая энергия, преобразованная в тепло;

I — ток, а;

r — сопротивление проводника, ом.

Подставив $I = \frac{U}{R}$, получим другие выражения этого закона:

$$Q = UI t = Pt = W \text{ [дж]}.$$

Таким образом, закон Ленца—Джоуля количественно выражает одно из важнейших свойств электрической энергии: возможность непосредственного преобразования ее в тепло.

Если тепло выражать в калориях, то закон Ленца—Джоуля можно выразить следующим образом:

$$Q = 0,24 I^2 R t. \quad (X-24a)$$

Тепловой эффект электрического тока имеет огромное значение в электроэнергетике. Целые отрасли техники — освещение, нагревательные бытовые приборы и промышленные устройства, электронные и ионные аппараты — полностью или частично основаны на использовании этого эффекта. С другой стороны, с этим явлением приходится считаться как с источником потерь энергии во всех звеньях электрической цепи: в генераторах, сетях, в двигателях и других токоприемниках.

§ X-14. ХИМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА

В растворах или расплавах электролитов их молекулы распадаются на положительно заряженные частицы — *катионы* и отрицательно заряженные — *анионы*. Степень диссоциации для разных электролитов различна: от практически полной до незначительной. Если в сосуд с раствором или расплавом электролита ввести два электрода и подвести к ним напряжение U , то электрическое поле, созданное в электролите этим напряжением, заставит ионы перемещаться: катионы к электроду с отрицательным потенциалом — катоду, а анионы к электроду с положительным потенциалом — аноду. Избыток отрицательных зарядов на аноде и их недостаток на катоде приводит к перетоку их по внешней цепи от анода к катоду. Так создается замкнутый контур тока: ионного в электролите и электронного во внешнем участке цепи.

Анионы и катионы, осаждаясь на электродах, могут создавать с ними новые химические соединения. Весь сложный комплекс процессов, происходящих при протекании тока через электролиты, называется электролизом, а устройства, в которых он осуществляется, — *электролизерами*.

Химическая природа ионов вполне определена: металлы и водород несут положительный заряд, молекулярные частицы других веществ и кислород — отрицательный. Это создает возможность получения путем электролиза химически чистых металлов и других веществ.

Фарадей установил следующие два закона электролиза:

1. Количество вещества, выделяющегося под действием электрического тока, пропорционально количеству электричества, прошедшего через электролит.

2. Количества различных веществ, выделенные одним и тем же количеством электричества, пропорциональны их химическим эквивалентам.

Следовательно, для каждого вещества есть свое значение коэффициента k , показывающего, какое количество этого вещества выделяет один кулон электричества. Если количество электричества, прошедшее через электролит, обозначим через q , то количество выделенного вещества

$$m = kq. \quad (X-25)$$

При неизменном токе $q = It$; поэтому (X-25) можно представить так:

$$m = kIt. \quad (X-25a)$$

Можно привести много примеров использования химических свойств электрического тока в настоящее время в технике и промышленности. Большое значение имеет электролиз в металлургии для получения алюминия, магния, цинка, рафинированной меди, марганца и других цветных металлов. Электролизом получают также такие важные вещества, как хлор, фтор, водород, дейтерий и многие другие. Широкое применение находят электролитические поверхностные покрытия (гальванотехника).

Следует иметь в виду, что при электролизе применяют только постоянный ток.

§ X-15. МАГНИТНОЕ ПОЛЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА. ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЕ ПОЛЕ

Если к проводнику, обтекаемому током (рис. X-6), поднести магнитную стрелку, она отклонится от своего начального положения и установится в определенном положении относительно кон-

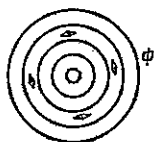
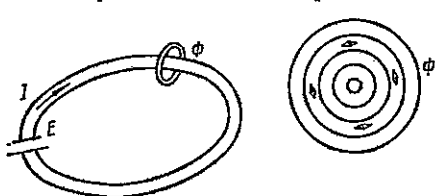


Рис. X-6. Магнитное поле проводника с током.

тура тока: в плоскости, перпендикулярной к оси проводника, по касательной к окружности его сечения. Этот опыт доказывает, что в пространстве, окружающем проводник с током, действуют силы, физически однородные с теми, какие действуют в пространстве вокруг полюсов стального магнита, т. е.

электрический ток обладает магнитными свойствами.

Область пространства вокруг проводника с током, в которой происходят магнитные явления, называется *магнитным полем* электрического тока.

С помощью магнитной стрелки можно установить, что механические силы, действующие на нее в магнитном поле тока, направлены

по замкнутым контурам, concentрически охватывающим проводник с током (рис. X-6). Направление их действия зависит от направления тока и может быть определено по *правилу буравчика*: если поступательное движение буравчика совпадает с направлением тока, то вращательное движение дает направление действия сил.

Замкнутые контуры, по которым действуют силы в пространстве вокруг проводника с током, называют магнитными линиями.

Фарадей, положивший начало учению о магнитных явлениях, полагал, что магнитные линии физически существуют в виде нитей или трубок в эфире. Такое представление позволяло количественно оценивать магнитные свойства магнитов по числу создаваемых ими магнитных линий — по создаваемому ими *магнитному потоку*. Такой была трактовка магнитных явлений до начала XX столетия. Современная физика отвергает гипотезу мирового эфира и физическое существование магнитных линий, связывая все магнитные явления с наличием магнитного поля. Однако понятие магнитного потока, как одной из важнейших величин, количественно характеризующих явления в магнитном поле, сохранилось.

Магнитный поток обозначается буквой Φ . Единица потока — вебер (вб). Определение ее дано в § X-19.

Если через какую-то площадь S проходит поток Φ , то магнитный поток, приходящийся на единицу этой площади, называется *магнитной индукцией* и обозначается буквой B .

$$B = \frac{\Phi}{S}. \quad (X-26)$$

Если поток распределяется по сечению неравномерно, то магнитную индукцию можно представить в дифференциальной форме:

$$B = \frac{d\Phi}{dS}. \quad (X-26a)$$

Из этих выражений следует, что магнитная индукция — это плотность потока в данной точке магнитного поля. Единица магнитной индукции — тесла (тл); это индукция, равная одному веберу на квадратный метр.

Другой важной величиной, характеризующей магнитное поле в каждой его точке, является *напряженность магнитного поля* H .

Связь между магнитной индукцией и напряженностью выражается соотношением

$$B = \mu H, \quad (X-27)$$

где μ — *магнитная проницаемость* — величина, характеризующая магнитные свойства среды, в которой существует магнитное поле. Единица магнитной проницаемости — *генри на метр* (гн/м).

Магнитная проницаемость вакуума обозначается μ_0 :

$$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ гн/м}.$$

Магнитная проницаемость воздуха и большинства других веществ на Земле близка к проницаемости вакуума и в расчетах принимается равной ей.

Особую, сравнительно небольшую группу веществ составляют ферромагнитные вещества, или ферромагнетики. Основным представителем их является железо, его модификации (стали, чугуны) и специальные магнитные сплавы. К ферромагнетикам относятся также кобальт и никель. При внесении ферромагнетика в магнитное поле происходит намагничивание его и создается собственное магнитное поле ферромагнетика, складывающееся с внешним, намагничивающим полем.

Магнитная проницаемость μ у ферромагнитных тел может во много тысяч раз (иногда в сотни тысяч) превышать μ_0 . Особенностью ферромагнитных тел является разное значение магнитной проницаемости μ при разных напряженностях внешнего поля. Важной особенностью их является также способность сохранять полученную под воздействием внешнего магнитного поля намагниченность.

Магнитную проницаемость разных веществ часто выражают в относительной форме — в виде отвлеченного числа:

$$\mu_r = \frac{\mu}{\mu_0}. \quad (X-28)$$

Следует отметить еще одно важное обстоятельство: магнитная линия всегда представляет замкнутый неразрывный контур. На рис. X-6 показано, что контур тока и контур магнитной линии всегда сцеплены, как соседние звенья одной цепи.

В § X-2 описывается электрическое поле, создаваемое неподвижными электрическими зарядами. В X-15 говорится о поле магнитном, создаваемом электрическим током. Электрические и магнитные явления неразрывно связаны, и физически в электрических машинах и аппаратах существует единое электромагнитное поле.

Основными величинами, характеризующими электромагнитное поле, являются напряженности электрического поля E и магнитного поля H . В электромагнитном поле действуют силы, способные перемещать тела, обладающие электрическим зарядом или магнитными свойствами. Физическое воздействие одного тела на другое возможно только при наличии материальной связи между ними.

Теория электромагнитного поля была создана в середине прошлого столетия великим английским физиком Максвеллом.

§ X-16. МАГНИТНОЕ ПОЛЕ КАТУШКИ С ТОКОМ

Если рассматривать магнитное поле тока, протекающего по длинному прямолинейному проводнику, расположенному в однородном по магнитным свойствам пространстве, то магнитные линии будут охватывать проводник concentрическими кольцами. Соот-

ношение между напряженностью поля на расстоянии R от оси проводника и силой тока выражается в этом случае так:

$$H = \frac{I_m}{2\pi R}.$$

Так как $2\pi R = l$ — длина магнитной линии, то

$$H = \frac{I_m}{l}. \quad (X-29)$$

На основе этого соотношения установлена единица напряженности магнитного поля: *ампер на метр (а/м)*, в практике чаще применяют меньшую единицу: *а/см*.

В катушке с числом витков ω (рис. X-7) магнитный поток внутри ее будет проходить вдоль оси, перпендикулярно ее поперечному сечению. Вне катушки поток будет направлен противоположно, охватывая катушку со всех сторон.

Таким образом, магнитный поток выходит из одного конца катушки (северный полюс) и замыкается через другой (южный полюс). Сходство со стальным магнитом здесь не только внешнее: катушка, обтекаемая электрическим током, обладает всеми свойствами стального магнита. Северный и южный полюсы катушки определяются направлением тока. Правило определения полюсов может быть сформулировано следующим образом: если ладонь правой руки положить на катушку так, чтобы четыре пальца ложились по направлению тока в витках, то большой палец укажет северный полюс.

Магнитные линии потока катушки охватывают все витки и сцеплены с полным ее током:

$$I_{\pi} = \omega I. \quad (X-30)$$

Для напряженности внутри катушки с током, расположенной в однородной среде, приближенно можно принять:

$$H = \frac{I_{\pi}}{l} = \frac{\omega I}{l}, \quad (X-31)$$

где l — средняя длина магнитной линии. Произведение тока на число витков (ωI) называется ампер-витками катушки, или ее *магнитодвижущей силой F*. Магнитодвижущая сила измеряется в амперах.

Учитывая ранее установленные соотношения между H , B и Φ , получим следующие выражения:

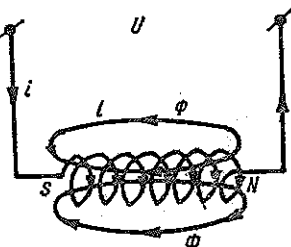


Рис. X-7. Магнитное поле катушки с током.

для магнитной индукции в катушке

$$B = \mu H = \mu \frac{\omega I}{l}; \quad (X-32)$$

для магнитного потока

$$\Phi = B \cdot S = \mu S \frac{\omega I}{l} = \frac{\omega I}{\frac{l}{\mu S}}. \quad (X-33)$$

Величина $r_m = \frac{l}{\mu S}$ называется *магнитным сопротивлением* катушки, а $\omega I = F$ — ее магнитодвижущей силой. Таким образом,

$$\Phi = \frac{F}{r_m}. \quad (X-34)$$

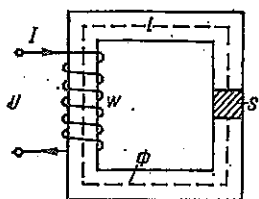


Рис. X-8. Конструктивная схема электромагнита.

Эта формула выражает закон магнитной цепи.

В электрических машинах и аппаратах широко применяют устройства, представляющие собой катушки с ферромагнитным сердечником (рис. X-8). Такие устройства, чрезвычайно разнообразные по конструктивному выполнению, называются *электромагнитами*.

Катушка здесь называется *обмоткой* электромагнита, а ферромагнитный сердечник — *магнитопроводом*: магнитный поток в электромагнитах замыкается по магнитопроводу, так как магнитное сопротивление его во много раз меньше, чем воздуха.

§ X-17. КРИВЫЕ НАМАГНИЧИВАНИЯ. ГИСТЕРЕЗИС

Кривыми намагничивания ферромагнитных материалов называется зависимость магнитной индукции в них от напряженности магнитного поля:

$$B = f(H).$$

Приведенная ранее зависимость $B = \mu H$ является линейной только при $\mu = \mu_0$, т. е. в электромагнитных аппаратах без ферромагнитного сердечника.

Свойством ферромагнитных материалов является не только то, что магнитная проницаемость их μ во много раз больше μ_0 , но и непостоянство μ : при увеличении H величина μ сначала растет, а затем начинает уменьшаться. Поэтому зависимость B от H для ферромагнитных материалов графически выражается достаточно сложной кривой. Кривые намагничивания для некоторых магнитных материалов показаны на рис. X-9.

Как показывает (X-31), напряженность магнитного поля пропорциональна силе тока. Кривая намагничивания $B = f(H)$ полу-

чается поэтому замером B при разных значениях намагничивающего тока I , а значит, и H . Величины B сначала очень быстро растут, а затем кривая становится все более пологой. Это явление в процессе намагничивания называется *магнитным насыщением*.

Опыт показывает, что при обратном ходе точек замера (по значениям I) значения B для тех же значений I не будут такими, какими они были при прямом ходе. Для ферромагнитных материалов намагничивание не является полностью обратимым процессом: часть приобретенных магнитных свойств сохраняется после прекращения процесса намагничивания. Это явление называется *гистерезисом*. Ход процесса намагничивания и размагничивания хорошо характеризуется *гистерезисной петлей* (рис. X-10). Если последовательно увеличивать напря-

женность поля от нулевого ее значения до магнитного насыщения, получим начальную кривую намагничивания OA : верхняя ее точка дает магнитную индукцию насыщения B_s . При последующем снижении значений H соответствующие значения B будут ложиться на графике выше начальных.

При $H = 0$ индукция будет равна какому-то значению, различному для разных магнитных материалов и называемому *остаточной индукцией* B_r . При изменении знака H (направления тока в цепи) B будет уменьшаться и при значении $H = H_c$ станет равной нулю: материал полностью размагничен. Значение напряженности H_c называется *коэрцитивной силой* электромагнита. Значения B_r и H_c являются основными характеристиками магнитных материалов.

При дальнейшем увеличении, а затем уменьшении отрицательных значений H получается нижняя (отрицательная) половина гистерезисной петли.

Явление гистерезиса в электротехнике имеет большое значение.

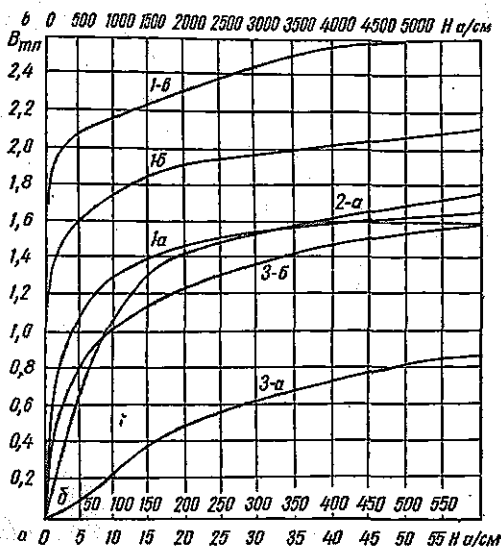


Рис. X-9. Кривые намагничивания:
1 — электротехническая сталь Э-312; 2 — литая сталь;
3 — чугун.

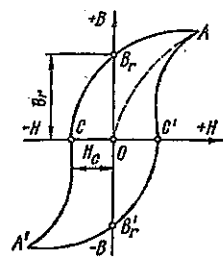


Рис. X-10. Петля гистерезиса.

Сохранение намагничиваемым материалом магнитных свойств после прекращения процесса намагничивания означает аккумулярование части энергии, затраченной на его намагничивание, в форме магнитной энергии. На этом основано производство так называемых постоянных магнитов. Объем сосредоточенной в них энергии пропорционален произведению $B_r \cdot H_c$. Поэтому для изготовления постоянных магнитов применяются специальные сплавы с очень высокими значениями B_r и H_c .

В электрических машинах и аппаратах (переменного тока) магнитный гистерезис является причиной особых потерь энергии, снижающих их к.п.д. При каждом изменении знака намагничивающего тока некоторое количество электрической энергии тратится на уничтожение остаточной намагниченности. Эти потери случаются дважды за один цикл, и чем больше будет таких циклов за единицу времени, тем большими будут и суммарные потери. Потери за один цикл определяются площадью гистерезисной петли. Чтобы снизить их, в электрических машинах и аппаратах переменного тока применяют магнитопроводы из материалов с резко сниженными значениями H_c и B_r .

§ X-18. МЕХАНИЧЕСКИЕ СИЛЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ И ТОКОВ

1. *Сила взаимодействия тока и магнитного поля.* Явление механического взаимодействия тока и магнитного поля было впервые открыто Эрстедом в 1820 г. Если (рис. X-11) в магнитном поле с индукцией B находится проводник с током I , то на него действует сила F , определяемая по формуле

$$F = BIl_n = 0,1BIl \text{ (кг)}. \quad (X-35)$$

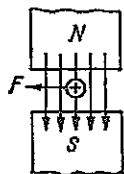


Рис. X-11.
Схема взаимодействия
магнитного
поля и тока.

Здесь l — активная (т. е. в пределах потока) длина проводника, m , B — тл, I — а.

Направление действия этой силы на проводник с током может быть найдено по правилу левой руки: если левую руку поставить ладонью к северному полюсу так, чтобы четыре пальца указывали направление тока в проводнике, то большой палец укажет направление силы, действующей на проводник.

Следует помнить, что на полюсы магнита эта же сила будет действовать в противоположном направлении. Если один из взаимодействующих элементов (проводник, полюсы) может перемещаться, получаем механическое движение. Таким образом, схема, изображенная на рис. X-11, является принципиальной схемой электрического двигателя — машины, в которой электрическая энергия преобразуется в механическую. Однако силы взаимодействия тока и магнитного поля действуют и в электрических генераторах, и в других электрических машинах и аппаратах.

2. Сила взаимодействия проводников, обтекаемых токами. Два проводника с токами притягиваются, если токи в них направлены в одну сторону, и отталкиваются при разностороннем направлении токов. Явление взаимодействия токов может быть сведено к взаимодействию тока и магнитного поля. Действительно (рис. X-12), проводник с током I_1 «ощущает» воздействие тока I_2 только как воздействие созданного током I_2 магнитного поля Φ_2 . Магнитная индукция B_2 этого поля в месте расположения первого проводника (на расстоянии a) согласно (X-32) составит:

$$B_2 = \mu_0 \frac{I_2}{2\pi a}.$$

Таким образом, для случая взаимодействия двух токов в воздухе (X-35) примет вид:

$$F = \frac{\mu_0 I_1 I_2 l}{2\pi a}. \quad (X-36)$$

Так как $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$, то

$$F = \frac{2I_1 I_2 l}{a} \cdot 10^{-7} \text{ н.} \quad (X-36a)$$

Выразив одним коэффициентом все постоянные величины, получим:

$$F = c I_1 I_2. \quad (X-36b)$$

Сила взаимодействия проводников, обтекаемых токами, пропорциональна произведению токов. В электротехнике значение явления взаимодействия токов чрезвычайно велико.

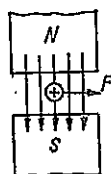


Рис. X-13. Электромагнитная индукция.

§ X-19. ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ ИНДУКЦИЯ

В 1831 г. Фарадей открыл физическое явление, получившее в дальнейшем название *закона электромагнитной индукции* — одного из основных физических законов, на которых базируется вся современная электротехника. Суть этого явления сводится к следующему: в проводнике, который пересекается магнитным потоком, наводится (индуцируется) э.д.с.

На рис. X-13 проводник, направленный перпендикулярно к чертежу, перемещается внешней силой F со скоростью v в магнитном поле между северным и южным полюсами какого-то магнита. По общепринятому условию, поток показан идущим от N к S . Перемещение проводника вдоль магнитных линий не вызовет наведения э.д.с. в нем, так как проводник не будет пересекаться магнитными линиями. Очевидно, что эффект электромагнитной



Рис. X-12. Схема взаимодействия токов.

индукции останется таким же, если перемещаться будут магнитные линии, а проводник будет неподвижен.

Фарадей установил также количественную сторону явления: создаваемая в проводнике путем электромагнитной индукции э.д.с. (в вольтах) равна магнитному потоку (в веберах), пересекающему проводник за 1 сек. Таким образом, если за бесконечно малый отрезок времени dt проводник пересекается потоком $d\Phi$, то э.д.с., возникающая в нем,

$$e = - \frac{d\Phi}{dt}. \quad (X-37)$$

Знак «минус» отражает явление электромагнитной инерции, формулируемое в правиле Ленца: э.д.с., индуцируемая в проводнике при изменении магнитного потока, создает, в свою очередь, явления, тормозящие это исходное изменение потока.

Формулировка Фарадея позволяет получить простое алгебраическое выражение для э.д.с., если плотность потока, т. е. магнитная индукция B , на всем пути перемещения проводника постоянна по величине. В этом случае число магнитных линий потока Φ , который пересекает проводник за 1 сек, равно произведению Blv , где l — активная длина проводника в м, т. е. длина его в пределах потока, а v — скорость его перемещения нормально к потоку в м/сек. Таким образом,

$$e = Blv. \quad (X-38)$$

Если направление движения проводника не перпендикулярно к магнитным линиям, то v будет нормальной составляющей скорости к потоку Φ .

В § X-15 сформулировано важнейшее положение о связанности контуров тока и магнитного потока как соседних звеньев одной цепи. Так как оба контура неразрывны, то всякое изменение потока, сцепленного с контуром тока, неизбежно будет сопровождаться пересечением контура тока магнитными линиями и, следовательно, наведением в нем э.д.с. Это позволяет дать еще одну, более общую формулировку закона электромагнитной индукции: всякое изменение магнитного потока, сцепленного с контуром, наводит в этом контуре э.д.с., равную изменению сцепленного с контуром потока за одну секунду, т. е. скорости изменения этого потока. По смыслу этого определения и в соответствии с (X-37), если скорость изменения потока равна 1 вб/сек, то индуцируемая э.д.с. будет равна 1 в.

Направление э.д.с., создаваемой электромагнитной индукцией, может быть найдено по правилу правой руки: если правую руку поставить ладонью к северному полюсу так, чтобы большой палец указывал направление перемещения проводника относительно потока (независимо от того, что фактически движется — проводник или поток), то остальные пальцы укажут направление э.д.с. (и тока) в проводнике. На рис. X-13 это направление (за плоскость чертежа)

отмечено крестиком. Таким образом, изменить знак э.д.с. можно изменением направления движения проводника или потока, для чего достаточно изменить направление тока в обмотке электромагнита.

Открытие явления электромагнитной индукции было важным фактором для развития электротехники. Это явление впервые дало возможность получать практически неограниченные количества электроэнергии путем преобразования в электрическую энергию энергии механической. Рис. X-13 иллюстрирует процесс этого преобразования. Механическая энергия затрачивается на перемещение системы проводников в магнитном поле (или наоборот, магнитного поля относительно проводников); происходящее при этом пересечение проводников потоком приводит к созданию в проводниках э.д.с. и воссозданию, таким образом, затраченной механической энергии уже в форме электрической.

§ X-20. ПЕРЕМЕННЫЙ ТОК

Переменным электрическим током называется ток, периодически изменяющийся с установленной закономерностью по величине и направлению.

На рис. X-14 показана принципиальная схема получения переменного тока. Проводник, показанный проходящим перпендикулярно к плоскости рисунка (маленький кружок), вращается по направлению часовой стрелки в равномерном (по плотности B) магнитном поле с постоянной круговой скоростью v м/сек. Длина проводника в пределах магнитного поля, создаваемого электромагнитом с полюсами $N-S$, равна l м. Мгновенные положения проводника в пределах оборота фиксируются на этом чертеже углами отклонения α от начальной точки движения. За начальную точку движения принята точка A , расположенная симметрично между северным и южным полюсами.

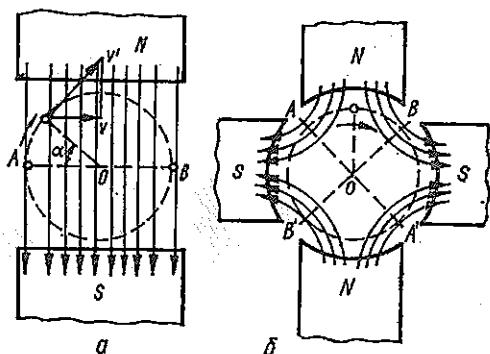


Рис. X-14. Схема получения переменного синусоидального тока.

Составляющая скорости, нормальная к потоку,

$$v = v' \sin \alpha.$$

Таким образом, значение э.д.с. в проводнике в положении, определяемом углом α , согласно (X-38),

$$e = Blv' \sin \alpha.$$

В этом выражении значения B , l и v' постоянны и изменения э.д.с. полностью определяются только изменениями $\sin \alpha$. Максимальное значение э.д.с. будет при $\sin \alpha = 1$:

$$E_m = Blv'.$$

Следовательно, выражение для мгновенных значений э.д.с., получаемых при разных α , будет таким:

$$e = E_m \sin \alpha. \quad (X-39)$$

Таким образом, э.д.с. переменного тока изменяется по закону синуса и графически изображается синусоидой. В точках A и B ($\alpha = 0$ и $\alpha = 180^\circ$) значения э.д.с. равны нулю. Как видно из рис. X-14, в этих точках проводник скользит вдоль магнитных силовых линий. В этих же точках э.д.с. меняет знак, в чем легко убедиться, применив правило правой руки. Точки A и B , расположенные симметрично между северным и южным полюсами, называются нейтральными точками.

В точках непосредственно под полюсами ($\alpha = 90^\circ$ и $\alpha = 270^\circ$) э.д.с. в проводнике будет проходить через положительный и отрицательный максимумы. Здесь проводник перемещается нормально к потоку и за единицу времени пересекается наибольшим количеством магнитных линий. В точке A' кончается один цикл изменений и начинается следующий: изменения переменных электрических величин периодичны, одни и те же положения повторяются через равные промежутки времени. Следует обратить особое внимание на следующее: каждое из мгновенных значений e характеризуется не только величиной, определяемой значениями E_m и $\sin \alpha$, но и местом в пределах цикла, или *фазой*. Легко установить (рис. X-15), что одни и те же значения переменной величины встречаются в пределах одного цикла дважды — в разных точках цикла, в разных фазах его. Понятие фазы, как определенного (и единственного) момента в пределах цикла изменений переменной величины, является одним из самых важных в теории переменных электрических токов и в практике их использования. Из рис. X-15 видно, что фаза однозначно определяется значениями угла α или, если угловые единицы заменить единицами времени, значениями времени t от начала цикла. При математической трактовке фазой переменной синусоидальной величины называют аргумент синуса в (X-39).

Если проводник с собственным сопротивлением r_0 , изображенный на рис. X-14, замкнуть на какое-то внешнее сопротивление r , то по цепи пойдет ток, мгновенные значения которого определяются по закону Ома:

$$i = \frac{e}{r_0 + r} = \frac{E_m}{r_0 + r} \sin \alpha.$$

Так как E_m , r_0 и r — величины не изменяющиеся, то максимум i наступит при $\sin \alpha = 1$:

$$I_m = \frac{E_m}{r_0 + r}.$$

Сопоставляя выражения для i и I_m , получаем:

$$i = I_m \sin \alpha, \quad (\text{X-39a})$$

т. е. переменная синусоидальная э.д.с. создает переменный синусоидальный ток. Для напряжения аналогично получаем:

$$u = ir = I_m r \sin \alpha; \quad U_m = I_m r$$

и, таким образом,

$$u = U_m \sin \alpha. \quad (\text{X-39b})$$

§ X-21. ЧАСТОТА ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Время, за которое получается полный цикл изменений переменной величины, называется *периодом* и обозначается буквой T . Число периодов за секунду называется *частотой* переменного тока. Единица частоты — герц ($гц$): частота, при которой имеем один период за секунду. Частоту обозначают буквой ν . Из определения обеих величин очевидно, что

$$\nu = \frac{1}{T}. \quad (\text{X-40})$$

Частота — важнейшая характеристика переменного тока.

Электрические машины и аппараты переменного тока могут нормально работать только на той частоте, на которую они рассчитаны. Параллельная работа электрических генераторов и станций на общую сеть возможна только на одной и той же частоте. Поэтому во всех странах частота переменного тока, производимого электростанциями, стандартизуется законом. Электрические станции СССР и других стран Европы дают ток частотой 50 $гц$, в Америке — 60 $гц$.

Промышленное и бытовое потребление электроэнергии осуществляется на этих «низких» частотах. При электрификации железных дорог используют переменный ток пониженных частот (25 и даже 16 $\frac{2}{3}$ $гц$), производимый на специальных станциях. В промышленности, особенно в металлургии и в металлообработке, все более широко применяют переменный ток повышенных частот — от нескольких сот до нескольких тысяч герц. Получают его путем преобразования тока нормальной частоты в специальных преобразовательных устройствах.

Сопоставив рис. X-14, а и б, можно установить, что полный цикл изменений переменной э. д. с. получается при прохождении проводника под одним северным и одним южным полюсом. Время, необходимое для этого, в соответствии с данным выше определением равно одному периоду. Если машина имеет две пары полюсов (рис. X-14, б), то э. д. с. в проводнике за один оборот пройдет два полных цикла изменений. Точки А, В, А', В' — нейтральные; проходя через них проводник скользит вдоль магнитных силовых линий, э. д. с. в нем проходит через нулевые значения. Непосредственно под полюсами э. д. с. будет проходить через положительные и отрицательные максимумы. Очевидно, что число полных циклов изменений э. д. с., получаемых за один оборот проводника, или иначе, число периодов за один оборот, будет равно числу пар полюсов машины. Если обозначим число пар полюсов буквой p , а число оборотов проводника в минуту буквой n , то число циклов (число периодов) за секунду, т. е. частота, выразится формулой

$$\nu = \frac{pn}{60} \text{ гц.} \quad (\text{X-41})$$

При принятой в СССР частоте промышленного тока 50 гц максимально возможное число оборотов генератора — 50 об/сек ($p = 1$). На такое число оборотов строятся турбогенераторы, т. е. генераторы, приводимые паровыми турбинами. Число оборотов гидротурбин и приводимых ими гидрогенераторов зависит от природных условий (прежде всего от напора) и колеблется в широких пределах, снижаясь иногда до 0,35—0,50 об/сек. Число оборотов оказывает большое влияние на экономические показатели машины — габаритные размеры и вес. Гидрогенераторы с несколькими оборотами в секунду имеют наружный диаметр в 3—5 раз больший и вес во много раз больший, чем турбогенераторы той же мощности с $n = 50$ об/сек.

В современных генераторах переменного тока вращается их магнитная система, а проводники, в которых индуцируется э. д. с., размещаются в неподвижной части машины.

§ X-22. ВЕКТОРНОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ ПЕРЕМЕННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

Периодичность изменений переменных электрических величин можно наглядно представить в векторной форме при изображении этих величин вращающимися векторами. Допустим, что вектор ОА (рис. X-15) дает в принятом масштабе максимальное значение э. д. с. На электротехнических диаграммах векторы представляют вращающимися против часовой стрелки с равномерной угловой скоростью один оборот за период T . За какое-то время t вектор отклонится от исходного положения (точки А) на угол α . Перпен-

дикуляр CD представит в том же масштабе мгновенное значение э.д.с., соответствующее значению угла α :

$$CD = E_m \sin \alpha = e.$$

Таким образом, один полный оборот вектора даст все возможные значения переменной величины — полный цикл ее изменений. Значения e на векторной диаграмме легко переносятся, как показано на том же чертеже справа, в соответствующие точки на синусоиде. Так как скорость движения вектора равномерна, то по оси абсцисс можно откладывать углы α или время t . Основание синусоиды в угловых величинах будет равно 2π , а в единицах времени — T .

Связь между угловыми единицами и единицами времени устанавливается следующим образом. Если за время t вектор отклонился на угол α , то угловая скорость его движения

$$\omega = \frac{\alpha}{t}.$$

При равномерной скорости вращения вместо бегущих значений α и t можно взять конечные их значения:

$$\omega = \frac{2\pi}{T}.$$

Учитывая, что $\frac{1}{T} = \nu$, получаем:

$$\omega = 2\pi\nu. \quad (X-42)$$

Переход от единиц времени к угловым и наоборот может быть выполнен по соотношениям:

$$\left. \begin{aligned} \alpha &= \omega t = 2\pi\nu t = 2\pi \frac{t}{T}; \\ t &= T \frac{\alpha}{2\pi}. \end{aligned} \right\} \quad (X-43)$$

В результате получаем еще одну форму аналитических выражений переменных электрических величин. Так как $\alpha = \omega t$, то выражения (X-39) можно представить в таком виде:

$$\left. \begin{aligned} e &= E_m \sin \omega t; \\ i &= I_m \sin \omega t; \\ u &= U_m \sin \omega t. \end{aligned} \right\} \quad (X-44)$$

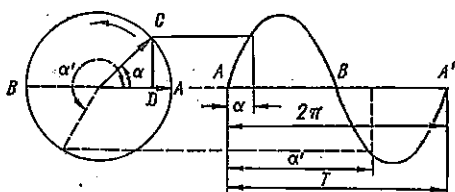


Рис. X-15. Векторное изображение переменных синусоидальных величин.

В цепях переменного тока ω называется угловой частотой переменного тока.

Следует учесть, что углы α во всех аналитических выражениях и на векторных диаграммах переменных электрических величин относятся к вращению векторов, а не к механическому вращению в машинах. Только для машины с $p = 1$ (рис. X-14,а) углы механического и векторного вращений будут совпадать. Для машины с $p = 2$ (рис. X-14,б) один механический оборот будет соответствовать двум полным оборотам вектора (два цикла, два периода) или углу $\alpha = 4\pi$. В общем случае в машине с числом пар полюсов p за один механический оборот получим угол $\alpha = 2\pi p$.

§ X-23. ДЕЙСТВУЮЩИЕ, ИЛИ ЭФФЕКТИВНЫЕ, ЗНАЧЕНИЯ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Действующими, или эффективными, значениями разных величин переменного тока (э. д. с., напряжение, сила тока) называются такие расчетные, неизменные их значения, пользуясь которыми

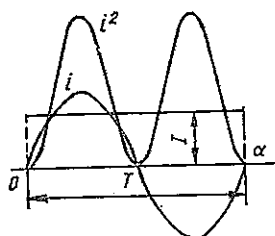


Рис. X-16. Действующее значение переменного синусоидального тока.

находим действительные значения мощности и работы переменного тока. Таким образом, в расчетах переменный ток с бесконечным периодическим рядом мгновенных значений i заменяется неизменным по величине и знаку током I (рис. X-16), подобранным так, чтобы энергетический эффект этого неизменного тока был точно равен эффекту переменного тока. Поэтому действующее значение переменного тока может быть найдено в долях от максимального его значения, если работу переменного тока за период приравнять к ра-

боте за период действующего значения тока I . Действующие значения переменного тока обозначаются соответствующими большими буквами без индексов E , U , I .

Работа переменного тока за бесконечно малое время dt в любой момент цикла может быть выражена через мгновенные значения тока и напряжения:

$$dW = ui \, dt.$$

Так как $i = \frac{u}{r}$ и $u = ir$, где r — сопротивление цепи, то

$$dW = i^2 r \, dt.$$

Работу за период найдем интегрированием:

$$W = r \int_0^T i^2 dt.$$

Из (X-44) $i = I_m \sin \omega t$, поэтому

$$W = I_m^2 r \int_0^T \sin^2 \omega t dt.$$

Подставив в это выражение $\sin^2 \omega t = \frac{1}{2}(1 - \cos 2\omega t)$, получим:

$$W = \frac{I_m^2 r}{2} \left(\int_0^T dt - \int_0^T \cos 2\omega t dt \right).$$

Второй интеграл равен нулю. Таким образом,

$$W = \frac{I_m^2 r T}{2}.$$

По сформулированному выше условию та же работа может быть выражена через действующее значение тока:

$$W = I^2 r T.$$

Сравнивая оба выражения, получаем:

$$I = \frac{I_m}{\sqrt{2}} = 0,707 I_m. \quad (X-45)$$

Выражения для действующих значений других электрических величин аналогичны (X-45):

$$E = \frac{E_m}{\sqrt{2}} = 0,707 E_m;$$

$$U = \frac{U_m}{\sqrt{2}} = 0,707 U_m.$$

Измерительные приборы (амперметры, вольтметры) показывают непосредственно эффективные значения токов, напряжений, э. д. с.

§ X-24. ИНДУКТИВНОСТЬ В ЦЕПИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Переменный ток, протекающий по катушке с числом витков w , создает переменный магнитный поток Φ , сцепляющийся с витками катушки так, как показано на рис. X-7. Магнитные линии являются замкнутыми неразрывными контурами. Поэтому всякое изменение величины потока будет связано с пересечением витков катушки магнитными линиями и, следовательно, с наведением в них э. д. с. (закон электромагнитной индукции).

Переменный ток изменяется непрерывно, непрерывно изменяется и величина создаваемого им потока, поэтому в катушке, включенной в цепь переменного тока, все время будет наводиться э. д. с.

Наведение э. д. с. в звеньях цепи переменного тока собственным магнитным потоком этих звеньев называется *самоиндукцией*, а э. д. с., наводимая таким путем, — э. д. с. *самоиндукции*: E_s, e_s . Самоиндукция — одно из самых важных явлений, наблюдаемых в цепях переменного тока.

По закону электромагнитной индукции, э. д. с., наводимая в одном витке катушки, равна потоку, пересекающему его за одну секунду, или иначе, изменению величины потока Φ за одну секунду:

$$e_{s(\omega=1)} = -\frac{d\Phi}{dt}.$$

Э. д. с. всей катушки

$$e_s = -w \frac{d\Phi}{dt}.$$

Так как по формуле (X-34)

$$\Phi = \frac{wi}{r_m},$$

то

$$\frac{d\Phi}{dt} = \frac{w}{r_m} \cdot \frac{di}{dt}$$

и, таким образом,

$$e_s = -\frac{w^2}{r_m} \cdot \frac{di}{dt}.$$

Обозначив $\frac{w^2}{r_m} = L$, получим следующее выражение для мгновенных значений э. д. с. самоиндукции;

$$e_s = -L \frac{di}{dt}. \quad (X-46)$$

Коэффициент L называется *индуктивностью* и характеризует свойства аппарата, в котором наблюдается самоиндукция. Единица индуктивности — генри (гн). Генри — это индуктивность катушки, в которой создается э. д. с. самоиндукции в 1 в при изменении силы тока на 1 а за 1 сек.

Так как $i = I_m \sin \omega t$, то

$$\frac{di}{dt} = \omega I_m \cos \omega t = -\omega I_m \sin (\omega t - 90^\circ).$$

Таким образом,

$$e_s = \omega L I_m \sin (\omega t - 90^\circ). \quad (X-47)$$

Максимальное значение e_s будет при $\sin(\omega t - 90^\circ) = 1$:

$$E_{sm} = \omega L I_m. \quad (X-48)$$

Поделив левую и правую части этого равенства на $\sqrt{2}$ и учитывая, что $\frac{E_{sm}}{\sqrt{2}} = E_s$; $\frac{I_m}{\sqrt{2}} = I$, получим выражение для действующего значения э. д. с. самоиндукции:

$$E_s = \omega L I. \quad (X-49)$$

Перепишем формулу (X-49) в таком виде:

$$I = \frac{E_s}{\omega L}.$$

Очевидно, что ωL имеет размерность электрического сопротивления. Эта величина называется *индуктивным сопротивлением* и обозначается x_L :

$$x_L = \omega L. \quad (X-50)$$

Угловая частота $\omega = 2\pi\nu$, следовательно, индуктивное сопротивление пропорционально частоте. В цепи постоянного тока $x_L = 0$.

Так как $L = \frac{w^2}{r_m} = \frac{w^2}{l}$, то индуктивное сопротивление зависит

также от конструктивных параметров аппарата: числа витков (w), свойств материала магнитопровода (μ), геометрических размеров его (l , S).

Индуктивностью обладают не только катушки, являющиеся одним из основных конструктивных элементов электрических машин и аппаратов, но и отдельные проводники, в частности, провода линий электропередач. Поэтому с явлением самоиндукции встречаемся во всех звеньях цепей переменного тока.

§ X-25. СДВИГ ФАЗ

Сопоставив выражения (X-47) и (X-48) для мгновенных и максимальных значений э. д. с. самоиндукции, получим:

$$e_s = E_{sm} \sin(\omega t - 90^\circ). \quad (X-51)$$

Э. д. с. самоиндукции, как видим, тоже величина переменная, синусоидальная, так же как и ток, колебания которого были причиной наведения этой э. д. с.:

$$i = I_m \sin \omega t. \quad (X-52)$$

Сравнивая формулы (X-51) и (X-52), заметим, что эти две связанные между собой переменные синусоидальные величины имеют

разные аргументы под синусами. Физический смысл этого можно выяснить, определяя значения величин для разных t :

- а) $t = 0$; $i = 0$; $e_s = -E_{sm}$;
 б) $t = \frac{T}{4}$; $i = I_m$; $e_s = 0$;
 в) $t = \frac{T}{2}$; $i = 0$; $e_s = E_{sm}$ и т. д.

На рис. X-17,а показаны обе кривые, построенные по найденным таким путем точкам. Как видим, обе величины проходят совершенно одинаковый цикл изменений, однако через одни и те же

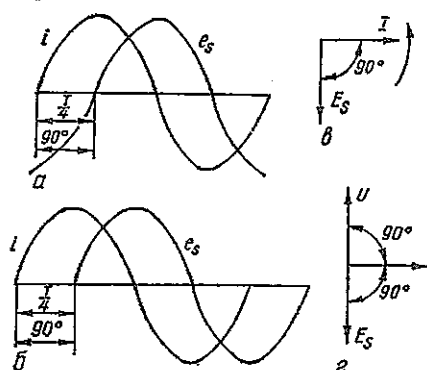


Рис. X-17. Схематическое изображение сдвига фаз.

точки в пределах цикла (фазы) они проходят не одновременно: э. д. с. самоиндукции проходит позже, чем ток, на четверть периода. Этот сдвиг во времени синусоид тока и э. д. с. самоиндукции виден и на рис. X-17,б.

Несовпадение во времени одинаковых фаз переменных электрических величин называется *сдвигом фаз*. Явление сдвига фаз, специфичное для цепей переменного тока, имеет большое значение. Э. д. с. самоиндукции сдвинута по фазе относительно тока в сторону отставания на

четверть периода, или в угловых единицах на 90° .

Сдвиг фаз между переменными электрическими величинами наглядно отображается на векторных диаграммах. Так как по условию векторы переменных электрических величин вращаются против часовой стрелки со скоростью, равной одному обороту за период, то векторы тока и э. д. с. самоиндукции расположатся на диаграмме так, как показано на рис. X-17,в: во все позиции в пределах оборота вектор $\vec{E}_s$ будет приходить позже вектора $\vec{I}$ на четверть периода.

Характер действия э. д. с. самоиндукции в цепи переменного тока аналогичен характеру действия сил инерции в механических движущихся системах. Как видно из (X-46), э. д. с. самоиндукции существует только при изменениях силы тока; при неизменном значении i будем иметь $\frac{di}{dt} = 0$ и $e_s = 0$. Поэтому в цепях постоянного тока самоиндукция наблюдается только при включении и выключении цепи на протяжении долей секунды, когда сила тока возрастает от нуля до заданного значения или снижается от этого значения до нуля.

В цепи переменного тока в те отрезки времени, на протяжении которых сила тока возрастает (первая и третья четверти периода, рис. X-17,а), э. д. с. самоиндукции имеет знак, противоположный знаку тока, и, следовательно, тормозит возрастание тока. Во второй и четвертой четвертях периода, когда сила тока снижается, знаки при e_s и i одинаковы, и э. д. с. самоиндукции тормозит уменьшение силы тока. Во всех случаях э. д. с. самоиндукции является электрической реакцией на происходящее изменение силы тока и тормозит это изменение.

По отношению к внешнему напряжению U , подведенному к цепи, э. д. с. самоиндукции является силой противодействующей. Поэтому на векторной диаграмме (рис. X-17,б) составляющая напряжения, компенсирующая э. д. с. самоиндукции, откладывается в виде вектора равного вектору э. д. с. и направленного противоположно. Так как $E_s = \omega LI = x_L I$, то эта составляющая напряжения количественно равна падению напряжения в индуктивном сопротивлении.

Векторная диаграмма позволяет сделать еще одно весьма важное заключение: в цепи с индуктивным сопротивлением ток отстает по фазе от напряжения на четверть периода.

При пользовании векторными диаграммами следует всегда помнить, что на них угловыми величинами условно изображаются величины времени.

§ X-26. ЕМКОСТЬ В ЦЕПИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Особые явления возникают при включении в цепь переменного тока электрического конденсатора. В общем виде конденсатор представляет собой два проводника (обкладки), разделенные прослойкой изолятора. Если к обкладкам конденсатора подвести напряжение постоянного тока, то стрелка амперметра, включенного в цепь конденсатора, будет стоять на нуле; она отклонится на мгновение только в момент включения цепи, а также при замыкании конденсатора (после снятия с него внешнего напряжения) на какое-нибудь сопротивление. Если к цепи подвести напряжение переменного тока, амперметр покажет непрерывное протекание тока.

Характер физических явлений, происходящих в цепи с конденсатором, можно представить следующим образом. В изоляторе, разделяющем обкладки конденсатора, нет свободных электрических зарядов (точнее говоря, почти нет), поэтому в цепи с конденсатором невозможен электрический ток в виде сквозного перемещения зарядов. Отсутствие такого тока и показывает амперметр при подведении к цепи напряжения постоянного тока.

Положительные и отрицательные электрические заряды в атомах и молекулах изолятора связаны силами взаимного притяжения. Электрические силы, возникающие в изоляторе при

подведении к его обкладкам внешнего напряжения U , будут смещать положительные заряды в сторону обкладки с отрицательным внешним потенциалом и отрицательные — в сторону обкладки с положительным внешним потенциалом (рис. X-18).

Таким образом, ранее электрически нейтральный конденсатор зарядится и между его обкладками возникнет внутренняя разность потенциалов — э. д. с. конденсатора, которая после отключения его от внешнего напряжения и замыкания на какое-нибудь сопротивление создаст ток разряда конденсатора. Смещение остающихся взаимосвязанными зарядов в изоляторе к обкладкам конденсатора вызовет перемещение свободных зарядов во внешней цепи, которое и будет отмечено амперметром.

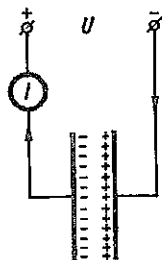


Рис. X-18.
Схема смещения зарядов в конденсаторах.

Степень смещения связанных зарядов будет пропорциональна приложенному внешнему напряжению. При некоторой величине этого напряжения упругие связи между положительными и отрицательными зарядами могут быть разорваны и в изоляторе образуются свободные заряды, т. е. он перестает быть изолятором. Явление это, называемое пробоем конденсатора, внешне проявляется резким увеличением силы тока.

Количество электричества накапливающееся на обкладках конденсатора (заряд конденсатора) и определяемое степенью смещения взаимосвязанных зарядов в его изоляторе, пропорционально подведенному напряжению:

$$q = CU, \quad (X-53)$$

где C — емкость конденсатора.

Единица электрической емкости — фарада (ϕ). Фарада — это емкость конденсатора, в котором при напряжении на обкладках в один вольт образуется заряд, равный одному кулону. Фарада — очень большая единица, поэтому при расчетах чаще пользуются меньшими единицами емкости: микрофарадой (мкф), $1 \text{ мкф} = 10^{-6} \phi$, или пикофарадой (пкф), $1 \text{ пакф} = 10^{-12} \phi$.

В цепи переменного тока величина и знак внешнего напряжения, подведенного к конденсатору, будут непрерывно меняться. В соответствии с этим непрерывно будут изменяться смещение зарядов в изоляторе и знак этого смещения: заряды, оставаясь взаимосвязанными, будут находиться в непрерывном перемещении. Во внешней цепи непрерывные изменения величины смещения зарядов в изоляторе создадут непрерывное движение свободных электронов — электрический ток.

Если за бесконечно малый отрезок времени dt напряжение на обкладках конденсатора изменилось на du , то, в соответствии с (X-53), изменение заряда конденсатора будет равно:

$$dq = C du.$$

Сила тока в цепи конденсатора (*емкостный ток*), равная количеству электричества, протекающему через сечение проводника за одну секунду, представится так:

$$i = \frac{dq}{dt} = C \frac{du}{dt}.$$

Так как $u = U_m \sin \omega t$, то

$$\frac{du}{dt} = \omega U_m \cos \omega t = \omega U_m \sin (\omega t + 90^\circ).$$

Следовательно,

$$i = C \omega U_m \sin (\omega t + 90^\circ). \quad (X-54)$$

Максимальное значение этого тока будет при $\sin(\omega t + 90^\circ) = 1$:

$$I_m = C \omega U_m. \quad (X-55)$$

Поделив левую и правую части этого равенства на $\sqrt{2}$, найдем выражение для действующего значения:

$$I = \frac{U}{\frac{1}{C\omega}}.$$

Знаменатель правой части равенства представляет собой еще один вид электрического сопротивления — *емкостное сопротивление*:

$$x_c = \frac{1}{\omega C}. \quad (X-56)$$

Так как $\omega = 2\pi\nu$, то емкостное сопротивление обратно пропорционально частоте; для токов высоких частот x_c практически равно нулю, для постоянного тока — бесконечности.

Сопоставив (X-54) и (X-55) для мгновенного и максимального значений силы тока, получим

$$i = I_m \sin (\omega t + 90^\circ).$$

Аналогичное выражение для напряжения, создающего этот ток, имеет вид

$$U = U_m \sin \omega t.$$

Аргументы под синусами у этих двух связанных переменных синусоидальных величин разные. Это означает, что эти величины сдвинуты по фазе. Величину и характер сдвига легко установить,

определив значения обеих величин для характерных точек в пределах цикла:

а) $t = 0$; $U = 0$; $i = I_m$;

б) $t = \frac{T}{4}$; $U = U_m$; $i = 0$;

в) $t = \frac{T}{2}$; $U = 0$; $i = -I_m$

и т. д.

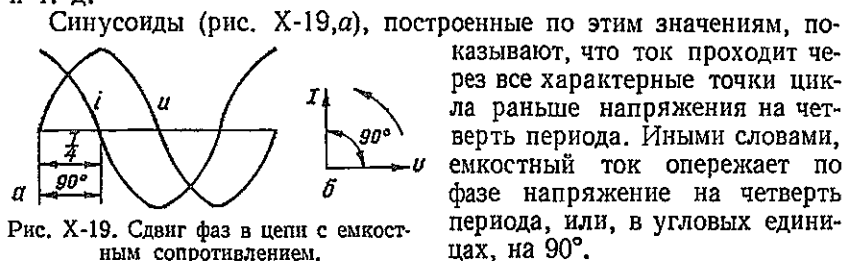


Рис. X-19. Сдвиг фаз в цепи с емкостным сопротивлением.

Векторная диаграмма цепи с емкостным сопротивлением показана на рис. X-19, б.

§ X-27. ЦЕПЬ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА С АКТИВНЫМИ И РЕАКТИВНЫМИ СОПРОТИВЛЕНИЯМИ

Сопротивление r в цепях переменного тока называется *активным сопротивлением*, сопротивления x_L и x_C — *реактивными*. На рис. X-20, а показана цепь с этими сопротивлениями

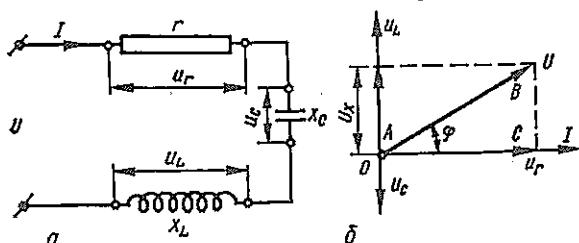


Рис. X-20. Последовательная цепь переменного тока с активным, индуктивным и емкостным сопротивлениями:

а — схема цепи; б — векторная диаграмма.

Так как переменные электрические величины могут быть сдвинуты одна относительно другой по фазе и векторы их могут находиться под разными углами, второй закон Кирхгофа для цепи переменного тока читается так: напряжение, подведенное к цепи, равно *геометрической* сумме падений напряжения в ней. Для цепи, изображенной на рис. X-20, имеем:

$$\bar{U} = \bar{U}_r + \bar{U}_L + \bar{U}_C, \quad (X-57)$$

где $\bar{U}_r$, $\bar{U}$, $\bar{U}_c$ — падения напряжения в активном, индуктивном и емкостном сопротивлениях.

На векторной диаграмме (рис. X-20,б) это суммирование падений напряжения представлено графически. Вектор падения напряжения в активном сопротивлении U_r отложен от точки A по вектору тока (в фазе с током). Вектор падения напряжения в индуктивном сопротивлении U_L отложен из точки A под углом 90° к току вверх, так как ток всегда отстает по фазе от падения напряжения в индуктивном сопротивлении на четверть периода. Вектор падения напряжения в емкостном сопротивлении U_c откладывается из точки A под углом 90° к вектору тока вниз, так как емкостной ток всегда опережает по фазе напряжение на четверть периода.

Векторы U_L и U_c на диаграмме направлены противоположно и при суммировании должны вычитаться. Как увидим дальше, одинаковые индуктивные и емкостные величины (напряжения, э. д. с., токи, сопротивления, мощности) в цепях переменного тока всегда сдвинуты по фазе относительно друг друга на 180° и, следовательно, при векторном изображении направлены навстречу друг другу, при суммировании вычитаются, а в самой цепи частично или полностью взаимно компенсируются.

Суммирование векторов по уравнению (X-57) начинаем с векторов U_L и U_c : получаем разностный вектор $U_x = U_L - U_c$. Складывая его по правилу параллелограмма с вектором U_r , получаем по величине и фазовому положению вектор полного напряжения.

Треугольник ABC , каждая сторона которого дает в принятом масштабе соответствующее напряжение, называется *треугольником напряжений*. Из него следует:

$$U = \sqrt{U_r^2 + (U_L - U_c)^2}.$$

Подставляя

$$U_r = Ir,$$

$$U_L = Ix_L,$$

$$U_c = Ix_c,$$

получаем

$$U = I \sqrt{r^2 + (x_L - x_c)^2}.$$

Обозначим

$$x_L - x_c = x \quad (X-58)$$

реактивное сопротивление цепи.

Тогда

$$U = I \sqrt{r^2 + x^2}. \quad (X-59)$$

Радикал $\sqrt{r^2 + x^2}$ называется полным сопротивлением цепи переменного тока и обозначается буквой z :

$$z = \sqrt{r^2 + x^2}. \quad (\text{X-60})$$

Учитывая (X-50) и (X-56), получим

$$x = \omega L - \frac{1}{\omega C}$$

и

$$z = \sqrt{r^2 + \left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right)^2}, \quad (\text{X-61})$$

т. е. активные и реактивные сопротивления в цепи переменного тока тоже суммируются геометрически.

Таким образом,

$$U = Iz$$

или

$$I = \frac{U}{z}. \quad (\text{X-62})$$

Это выражение является общим видом формулы закона Ома для цепи переменного тока. Полное сопротивление цепи z , даже оставаясь по величине одним и тем же, может иметь разное соотношение активного и реактивных сопротивлений, что существенно влияет на характер процессов в цепи переменного тока.

Из треугольника напряжений получаем выражение для угла сдвига фаз между напряжением и силой тока в цепи:

$$\cos \varphi = \frac{U_r}{U}. \quad (\text{X-63})$$

Так как $U_r = Ir$, а $U = Iz$, то

$$\cos \varphi = \frac{r}{z}. \quad (\text{X-64})$$

Из треугольника напряжений получаем также:

$$\left. \begin{aligned} U_r &= U \cos \varphi, \\ U_x &= U \sin \varphi. \end{aligned} \right\} \quad (\text{X-65})$$

Выражения (X-65) соответствуют общему правилу для цепей переменного тока: активные составляющие всех величин (напряжений, токов, сопротивлений, мощности) — косинусные, реактивные — синусные.

§ X-28. МОЩНОСТЬ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

В цепях переменного тока напряжение и ток обычно сдвинуты по фазе на некоторый угол φ так, как это показано на рис. X-21. Для какого-то мгновения в пределах цикла, определяемого углом α от начала синусоиды напряжения и углом $\alpha - \varphi$ от начала синусоиды тока, мгновенные значения напряжения и тока будут равны:

$$u = U_m \sin \alpha;$$

$$i = I_m \sin (\alpha - \varphi).$$

Мгновенная мощность p будет равна их произведению:

$$p = ui = U_m I_m \sin \alpha \cdot \sin (\alpha - \varphi).$$

Определив значение p для ряда точек, можно построить кривую мгновенных мощностей. Для тех отрезков времени, где знаки U и i разные, значения p будут отрицательными.

Мощностью переменного тока называется ее среднее значение за период. Таким образом, задача по определению мощности сводится к определению средней высоты площади, очерченной кривой p :

$$P = \frac{S_p}{2\pi}.$$

Для элементарной площадки шириной dx будем иметь:

$$dS_p = p \cdot da.$$

Вся площадь определится интегрированием в пределах от 0 до 2π :

$$S_p = \int_0^{2\pi} p \cdot da = U_m I_m \int_0^{2\pi} \sin \alpha \sin (\alpha - \varphi) da.$$

Отсюда

$$P = \frac{U_m I_m}{2\pi} \int_0^{2\pi} \sin \alpha \sin (\alpha - \varphi) da.$$

Преобразуем подинтегральное выражение:

$$\sin \alpha \sin (\alpha - \varphi) = \frac{1}{2} [\cos \varphi - \cos (2\alpha - \varphi)].$$

Тогда

$$P = \frac{U_m I_m}{4\pi} \left[\cos \varphi \int_0^{2\pi} da - \int_0^{2\pi} \cos (2\alpha - \varphi) da \right].$$

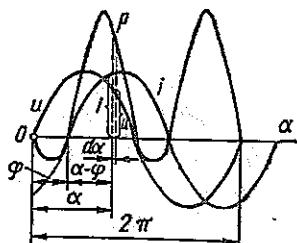


Рис. X-21. Мощность переменного тока.

Второй интеграл, как в этом легко убедиться, дает нуль. Таким образом,

$$P = \frac{U_m I_m}{2} \cos \varphi.$$

Так как

$$\frac{U_m}{\sqrt{2}} = U; \quad \frac{I_m}{\sqrt{2}} = I,$$

то

$$P = UI \cos \varphi. \quad (X-66)$$

§ X-29. АКТИВНАЯ И РЕАКТИВНАЯ ЭНЕРГИЯ В ЦЕПЯХ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Множитель $\cos \varphi$ в (X-66) называется *коэффициентом мощности*. Таким образом, мощность, а значит и работа, переменного тока зависят от сдвига фаз между напряжением и током. Наибольшее возможное ее значение при данных U и I будет при $\varphi = 0$ и $\cos \varphi = 1$. При $\varphi = 90^\circ$ мощность P становится равной нулю, как бы велики ни были значения напряжения и силы тока.

Мощность, определяемая по (X-66), называется *активной мощностью*, а связанная с нею энергия — *активной энергией*. Полезная работа, выполняемая электрическим током, заключается в превращении активной энергии тока в другие виды: в механическую энергию электрических двигателей; тепловую энергию электрических печей и нагревательных приборов; лучистую энергию осветительных ламп; энергию химических процессов при электролизе; в энергию электромагнитных волн в радиотехнике и т. д. Активная энергия в процессе работы электрического тока необратимо переходит в другие виды энергии. Активная мощность и активная энергия измеряются в киловаттах (*квт*) и киловатт-часах (*квт · ч*).

Произведение напряжения на силу тока

$$S = UI \quad (X-67)$$

в цепях переменного тока называется *полной*, или *кажущейся, мощностью*. Кажущаяся мощность применяется для выражения мощности некоторых электрических машин и аппаратов и показывает верхний предел их активной мощности. Измеряется кажущаяся мощность в киловольт-амперах (*квa*).

Вторая составляющая полной мощности

$$Q = UI \sin \varphi \quad (X-68)$$

называется *реактивной мощностью*, а связанная с нею энергия — *реактивной энергией*. Реактивная мощность измеряется в киловольт-амперах реактивных (*квар*).

Реактивная энергия — энергия колебательных процессов в цепях переменного тока. Как показывает (X-68), реактивная энергия существует только при $\varphi \neq 0$, т. е. в цепях с реактивными сопротивлениями. Физический смысл ее можно выяснить из следующего.

Для цепи с индуктивным сопротивлением кривая мгновенных мощностей представлена на рис. X-22. Кривая p дает чередующиеся равные площадки положительных и отрицательных мощностей, т. е. отражает колебательный энергетический процесс. В первой четверти периода сила тока возрастает и вместе с ней растет и магнитный поток, создаваемый этим током. Магнитный поток является носителем магнитной энергии, на его создание тратится электрическая энергия, в объеме, измеряемом за четверть периода первой площадкой кривой p . Во второй четверти периода сила тока уменьшается и вместе с ней уменьшается и магнитный поток, а связанная с ним магнитная энергия опять превращается в электрическую (вторая площадка кривой p дает объем электрической энергии, восстановленной из магнитной). При равенстве положительных и отрицательных площадок активный расход энергии за период будет равен нулю; в цепи протекает только энергия колебательного процесса, реактивная энергия.

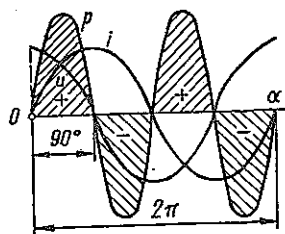


Рис. X-22. Кривая мгновенных значений мощности для цепи с индуктивным сопротивлением.

Хотя для цепи с емкостным сопротивлением синусоиды напряжения и тока меняются местами (рис. X-19), кривая мгновенных мощностей сохранит тот же вид. И в этом случае происходит колебательный энергетический процесс, заключающийся в следующем. В первой четверти периода, когда напряжение на обкладках конденсатора растет, конденсатор заряжается и на его заряд расходуется энергия, измеряемая первой площадкой кривой; во второй четверти, когда напряжение снижается, конденсатор, разряжаясь, возвращает в сеть накопленную в нем электрическую энергию. Расход активной энергии за цикл равен нулю; в цепи циркулирует только реактивная энергия.

Практически в цепях с индуктивностью и емкостью всегда будет некоторый расход активной энергии, вызванный тем, что в этих цепях всегда есть и активное сопротивление.

§ X-30. КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ ($\cos \varphi$) И МЕТОДЫ ЕГО ПОВЫШЕНИЯ

Величина коэффициента мощности ($\cos \varphi$), с которым работают электрические станции, зависит от особенностей физических процессов в токоприемниках и линиях электропередачи. Основные

современные потребители переменного электрического тока (асинхронные двигатели, сварочные аппараты, дуговые и индукционные печи), а также трансформаторы, воздушные линии передачи вызывают в электрических цепях сдвиг по фазе тока относительно напряжения в сторону отставания на угол φ , меньший 90° , но всегда больший нуля, т. е. в цепи сочетаются активные и индуктивные сопротивления. Электрические лампы и нагревательные приборы не создают сдвига фаз, являются активными сопротивлениями, однако удельный вес этой группы токоприемников невелик по сравнению с основными потребителями переменного электрического тока, поэтому электрические станции и сети всегда работают с $\cos \varphi$, заметно меньшим единицы.

Это приводит к последствиям, имеющим большое народнохозяйственное значение:

1. Формула (Х-66) показывает, что при данной активной мощности сила тока будет тем больше, чем меньше $\cos \varphi$:

$$I = \frac{P}{U \cos \varphi}.$$

Обмотки генераторов рассчитаны на определенную силу тока, поэтому загрузка генератора реактивной мощностью соответственно снижает возможную выдачу им активной мощности. Так как турбина воспринимает только активную мощность генератора, то при пониженном $\cos \varphi$ не будет использована полностью и мощность турбины. Таким образом, снижение $\cos \varphi$ приводит к уменьшению реальной полезной мощности станции, т. е. к недоиспользованию дорогостоящего оборудования.

2. Снижение $\cos \varphi$ ограничивает пропускную способность электрических сетей. Пропускная способность сети ограничивается максимальной допустимой силой тока. При низком $\cos \varphi$ и той же силе тока будет передана меньшая активная мощность. Для возможности передачи необходимой активной мощности при низком $\cos \varphi$ требуются провода большего сечения, больший расход проводниковых материалов, большие дополнительные капитальные затраты.

3. Повышение силы тока в генераторах и сетях из-за снижения $\cos \varphi$ (при той же активной мощности) ведет к существенному увеличению потерь энергии в них, пропорциональных квадрату силы тока.

4. Повышение силы тока в сетях из-за низкого $\cos \varphi$ ведет к увеличению падения напряжения в них ($I \cdot z$) и к снижению напряжения на потребительских концах линий, т. е. к ухудшению качества электрической энергии; мероприятия по поддержанию напряжения на должном уровне требуют дополнительных капиталовложений.

Из этого следует, что вопрос улучшения, т. е. повышения $\cos \varphi$,

имеет большое народнохозяйственное значение. Этот вопрос решается следующим образом:

а) правильным, в соответствии с нагрузочным режимом, выбором мощности основных токоприемников, создающих сдвиг фаз — асинхронных двигателей и трансформаторов. Коэффициент мощности асинхронных двигателей и трансформаторов при номинальной нагрузке бывает порядка $0,8 \div 0,9$; при снижении нагрузки $\cos \varphi$ их быстро уменьшается. Асинхронные двигатели и трансформаторы завышенной мощности, работающие недогруженными, снижают $\cos \varphi$ в сетях и на станциях. Отсюда первый путь к улучшению $\cos \varphi$ — правильный подбор по потребной мощности асинхронных двигателей и трансформаторов;

б) искусственным повышением $\cos \varphi$ в сетях и на станциях с помощью специальных установок, компенсирующих сдвиг фаз. Первый путь, указанный выше, может, в лучшем случае, поднять $\cos \varphi$ до значений его, соответствующих номинальной нагрузке асинхронных двигателей и трансформаторов. Практически значения $\cos \varphi$ будут ниже из-за неизбежных колебаний нагрузки.

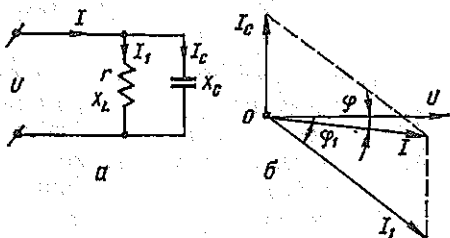


Рис. X-23. Схема а и векторная диаграмма б компенсации сдвига фаз.

Искусственное повышение $\cos \varphi$ базируется на том, что конденсаторы, а также синхронные двигатели (§ XI-3) потребляют ток, опережающий по фазе напряжение, т. е. создают в электрической цепи эффект, противоположный тому, какой создается асинхронными двигателями, трансформаторами и др. Схема компенсации сдвига фаз с помощью емкостных токоприемников приведена на рис. X-23, а. В цепь параллельно с основными токоприемниками включаются конденсаторы. Ток I_1 , потребляемый основными токоприемниками, отстает по фазе от напряжения на угол φ_1 (рис. X-23, б). Ток емкостных приемников I_C опережает напряжение на угол $\varphi_C = 90^\circ$. Полный ток, забираемый от генераторов и протекающий по сети, равен геометрической сумме I_1 и I_C . Таким образом, результирующий угол сдвига фаз φ близок к нулю. Следует помнить, что физический смысл уменьшения угла сдвига фаз и повышения $\cos \varphi$ заключается во взаимной компенсации потоков реактивной энергии, вызываемых колебательными процессами в индуктивных и емкостных устройствах.

В условиях промышленного предприятия потребляемая им активная и реактивная мощности, а значит и $\cos \varphi$, непрерывно меняются в соответствии с режимом работы предприятия. На предприятиях устанавливаются счетчики активной и реактивной электрической энергии. По показаниям этих счетчиков находят средние

значения $\cos \varphi$ за расчетные периоды времени — месяц, год:

$$\left. \begin{aligned} W &= \int_0^t P \cdot dt; \\ W_p &= \int_0^t Q \cdot dt; \\ \frac{W_p}{W} &= \operatorname{tg} \varphi. \end{aligned} \right\} \quad (X-69)$$

Рассчитывают необходимую мощность компенсирующих установок, исходя из средних значений $\cos \varphi$ (или $\operatorname{tg} \varphi$).

Для компенсации сдвига фаз и повышения $\cos \varphi$ предприятия электротехнической промышленности СССР выпускают статические конденсаторы и синхронные компенсаторы (§ XI-3). Батареи статических конденсаторов устанавливают на подстанциях, питающих электроэнергией крупные предприятия. Мощные установки синхронных компенсаторов, представляющих собой синхронные двигатели, сооружают обычно на конечных подстанциях мощных линий передач.

Многолетний опыт эксплуатации компенсирующих установок показал их большую экономическую эффективность. Благодаря компенсирующей установке крупное предприятие экономит на электроэнергии сотни тысяч рублей в год. Для стимулирования мероприятий по улучшению $\cos \varphi$ в СССР введен дифференциальный тариф на электроэнергию: стоимость 1 *квт* · ч, отпущенного предприятию, снижается с повышением среднего значения $\cos \varphi$.

§ X-31. ТРЕХФАЗНЫЙ ТОК

Трехфазный ток — это система из трех электрически связанных цепей однофазных переменных токов одинаковой частоты, смещенных по фазе один относительно другого на треть периода (120 электрических градусов). Однофазные цепи называются фазами трехфазного тока.

Трехфазный ток создается в генераторах, в которых имеются три симметрично расположенных группы проводников (три фазы обмотки), электрически связанных между собою. Так как полный цикл изменений э.д.с. в проводнике (один период) осуществляется при прохождении проводника под одной парой соседних полюсов (один северный, один южный), то для получения сдвига на треть периода необходимо фазы обмотки пространственно сместить относительно друг друга на угол $360^\circ/3p$, где p — число пар полюсов в машине. В генераторе с одной парой полюсов (рис. X-24,а) этот угол равен 120° ; в генераторе с $p = 2$ (рис. X-24,б) — 60° и т.д. Это соответствует смещению векторов на векторных диа-

граммах на 120° . На рис. X-24 углы показаны в электрических градусах.

Фазы обмотки трехфазного генератора (изображены на рис. X-24, *а* каждая одним проводником, на рис. X-24, *б* — двумя и т. д.) выполняются совершенно одинаковыми, поэтому э.д.с.

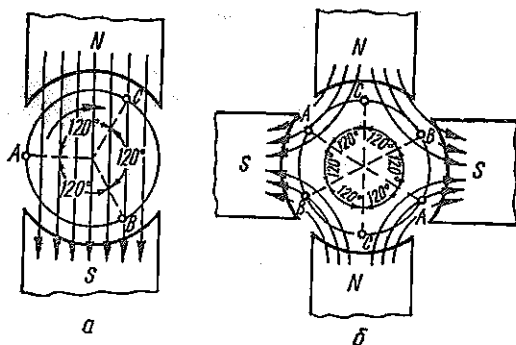


Рис. X-24. Схемы получения трехфазного тока.

во всех трех фазах будут одинаковыми. Однако, благодаря пространственному смещению фаз обмотки, в любой момент времени они будут находиться в разных положениях по отношению к магнитному потоку и, следовательно, их э.д.с. будут проходить в этот момент разные точки в пределах цикла изменений, разные фазы

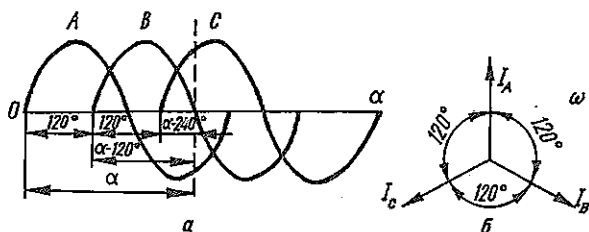


Рис. X-25. Волновая *а* и векторная *б* диаграммы трехфазного тока.

Это хорошо видно на рис. X-25; слева показана так называемая волновая, а справа — векторная диаграммы трехфазного тока. Благодаря пространственному смещению обмоток в машине на 120° электрических градуса все значения токов (а также напряжений, э.д.с.) фазы *В* запаздывают на треть периода относительно соответствующих (по местоположению в пределах цикла) значений фазы *А* и на столько же опережают соответствующие значения фазы *С*. Совершенно симметричные синусоиды трех фаз обмотки получаются смещенными относительно друг друга: во времени — на треть периода, в угловых единицах — на 120° электри-

ческих градуса. Следует помнить, что волновые диаграммы показывают мгновенные значения величин, а векторные — действующие значения.

Если расстояние от начала синусоиды фазы A до какого-то сечения на волновой диаграмме измеряется углом α , то расстояния от начал синусоид фаз B и C до этого сечения будут, соответственно, $\alpha - 120^\circ$ и $\alpha - 240^\circ$. Таким образом, мгновенные значения токов в указанном сечении представятся так:

$$\left. \begin{aligned} i_A &= I_m \sin \alpha; \\ i_B &= I_m \sin (\alpha - 120^\circ); \\ i_C &= I_m \sin (\alpha - 240^\circ). \end{aligned} \right\} \quad (X-70)$$

Аналогично будут записаны выражения для э.д.с. и напряжений в трехфазной системе. Из условия полной симметрии трехфазной системы следует, что максимальные значения величин (I_m , E_m , U_m) всех трех фаз одинаковы.

Важным свойством трехфазной системы является следующее: в симметричной трехфазной системе сумма мгновенных значений токов всех фаз в любой момент времени равна нулю. Трехфазная система симметрична, если максимальные значения величин всех трех фаз равны и фазовые сдвиги между ними составляют 120° .

Обозначим:

$$i_A + i_B + i_C = i_0. \quad (X-71)$$

Подставив (X-70), получим:

$$i_0 = I_m [\sin \alpha + \sin (\alpha - 120^\circ) + \sin (\alpha - 240^\circ)].$$

Раскрыв синусы разности углов и подставив соответствующие числовые значения, будем иметь:

$$i_0 = 0.$$

Объясняется это тем, что в любой момент (для любого вертикального сечения по синусоидам, приведенным на рис. X-25,а) знак тока одной из фаз будет противоположен знаку токов двух других фаз.

Соотношение (X-71) справедливо и для действующих значений токов, но только при геометрическом их сложении. Если на диаграмме, приведенной на рис. X-25,б, $I_A = I_B = I_C$ и углы между векторами равны 120° (симметричная трехфазная система), то

$$\bar{I}_A + \bar{I}_B + \bar{I}_C = 0. \quad (X-71a)$$

Обязательным условием создания трехфазной системы переменного тока является электрическое соединение между собой трех

фаз обмотки. Есть два способа такого соединения: звездой и треугольником.

Правило соединения звездой формулируется так: начала (концы) всех фаз электрически соединяются в одну точку, называемую *нулевой точкой системы*. Оставшиеся свободные концы (начала) фаз служат для присоединения внешних проводов.

Соединение звездой может быть выполнено по двум схемам: четырехпроводной и трехпроводной. При четырехпроводной схеме (рис. X-26), кроме трех главных (фазовых) проводов, имеется четвертый — нулевой, выходящий из нулевой точки системы. Нагрузочные сопротивления включаются между одним из фазовых проводов и нулевым проводом. В трехпроводной схеме (рис. X-27) нулевого провода нет, нагрузочные сопротивления включаются между главными проводами и могут быть соединены между собой звездой или треугольником.

При соединении треугольником (рис. X-28) все три фазы соединяются в замкнутый контур: конец фазы *A* с началом фазы *B*; ее конец с началом фазы *C* и т. д. Нагрузочные сопротивления могут быть соединены между собой треугольником или звездой.

В трехфазных системах величины (токи, напряжения, э.д.с.) бывают *фазные* и *линейные*. Фазными называются величины, относящиеся непосредственно к той или другой фазе:

напряжение, замеряемое между концами данной фазы; ток, текущий в данной фазе. Фазные величины помечаются индексом ϕ . Линейные величины относятся к главным проводам схемы: линейное напряжение замеряется между главными проводами; линейный ток — это ток в главных проводах. На рис. X-26, 27, 28 линейные величины помечены индексом λ ; обычно же линейные величины в расчетных выражениях и на схемах трехфазного тока индексом не помечаются. На основании рис. X-26 можно сделать вывод, что при соединении звездой напряжение между главным проводом и нулевым является фазным напряжением.

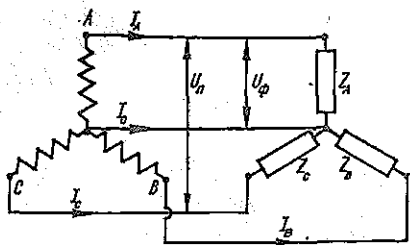


Рис. X-26. Соединение звездой с нулевым проводом.

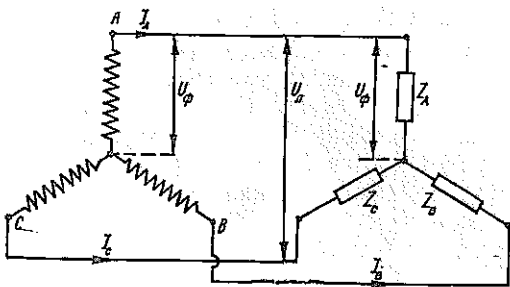


Рис. X-27. Соединение звездой без нулевого провода.

напряжение, замеряемое между концами данной фазы; ток, текущий в данной фазе. Фазные величины помечаются индексом ϕ . Линейные величины относятся к главным проводам схемы: линейное напряжение замеряется между главными проводами; линейный ток — это ток в главных проводах. На рис. X-26, 27, 28 линейные величины помечены индексом λ ; обычно же линейные величины в расчетных выражениях и на схемах трехфазного тока индексом не помечаются. На основании рис. X-26 можно сделать вывод, что при соединении звездой напряжение между главным проводом и нулевым является фазным напряжением.

При соединении звездой $I_\phi = I_\Delta$, так как фаза и главный провод составляют одну последовательную цепь. Точно так же очевидно $U_\Delta > U_\phi$, так как фазовое напряжение замеряется на концах одной фазы, а линейное — на концах двух последовательно связанных фаз. Поэтому линейные напряжения называют также междуфазовыми.

Из рис. X-27 видно, что напряжение, приложенное к нагрузочному сопротивлению (линейное напряжение), складывается из двух встречно направленных фазовых напряжений. Следовательно, линейное напряжение равно разности двух фазовых. Так как на-

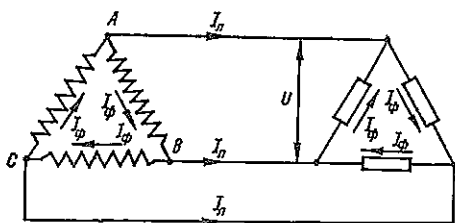


Рис. X-28. Соединение треугольником.

пряжения отдельных фаз смещены относительно друг друга на треть периода (120°), речь идет о разности геометрической:

$$\left. \begin{aligned} \bar{U}_{AB} &= \bar{U}_{\phi A} - \bar{U}_{\phi B}; \\ \bar{U}_{BC} &= \bar{U}_{\phi B} - \bar{U}_{\phi C}; \\ \bar{U}_{CA} &= \bar{U}_{\phi C} - \bar{U}_{\phi A}. \end{aligned} \right\} (X-72)$$

При соединении звездой линейное напряжение равно геометрической разности двух фазовых напряжений.

Так как фазовые напряжения смещены на 120° и в симметричной системе равны, легко убедиться, что для звезды $U_\Delta = \sqrt{3} U_\phi$.

Из рис. X-28 видно, что при соединении треугольником фазовое и линейное напряжения равны: $U_\Delta = U_\phi$. Столь же очевидно, что $I_\Delta \neq I_\phi$, так как к каждой из вершин треугольника подходит ток I_ϕ одной фазы и выходят из нее токи I_ϕ другой фазы и I_Δ . По первому закону Кирхгофа баланс токов в каждой из вершин треугольника представится в таком виде:

$$\left. \begin{aligned} \bar{I}_{AB} &= \bar{I}_{\phi A} - \bar{I}_{\phi B}; \\ \bar{I}_{BC} &= \bar{I}_{\phi B} - \bar{I}_{\phi C}; \\ \bar{I}_{CA} &= \bar{I}_{\phi C} - \bar{I}_{\phi A}. \end{aligned} \right\} (X-73)$$

При соединении треугольником линейный ток равен геометрической разности двух фазовых токов.

Так как токи в фазах смещены относительно друг друга на треть периода (120°), легко убедиться, что

$$I_\Delta = \sqrt{3} I_\phi.$$

Таким образом, для соединения звездой

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{л}} &= I_{\text{ф}}; \\ U_{\text{л}} &= \sqrt{3}U_{\text{ф}}. \end{aligned} \right\}$$

для соединения треугольником

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{л}} &= \sqrt{3}I_{\text{ф}}; \\ U_{\text{л}} &= U_{\text{ф}}. \end{aligned} \right\}$$

(X-74)

Мощность каждой фазы трехфазной системы по формуле для однофазного переменного тока такова:

$$P_{\text{ф}} = U_{\text{ф}}I_{\text{ф}} \cos \varphi.$$

Мощность трехфазной системы, как сумма мощностей всех трех фаз, будет равна:

$$P = P_{\text{фА}} + P_{\text{фВ}} + P_{\text{фС}}, \quad (\text{X-75})$$

а при равенстве фазных нагрузок

$$P = 3P_{\text{ф}} = 3U_{\text{ф}}I_{\text{ф}} \cos \varphi. \quad (\text{X-75a})$$

В расчетах по трехфазному току обычно пользуются линейными значениями напряжений и токов. Пользуясь написанными выше соотношениями, заменяем в выражении для мощности трехфазного тока фазовые значения линейными и получаем, что формула мощности трехфазного тока независимо от соединения такая:

$$P = \sqrt{3}UI \cos \varphi. \quad (\text{X-76})$$

Следует помнить, что U и I без индексов — линейные значения напряжения и тока. Угол φ показывает сдвиг фаз между напряжением и током фазовыми, а не линейными.

Формула (X-76) получена для симметричной трехфазной системы, т. е. для условий $I_{\text{А}} = I_{\text{В}} = I_{\text{С}}$; $U_{\text{А}} = U_{\text{В}} = U_{\text{С}}$, при сдвиге фаз между векторами фазовых величин, равном 120° . Хотя полное равенство нагрузок в реальных условиях не всегда достижимо, однако в исправной системе (без нарушений изоляции) отклонения от условий полной симметрии незначительны и использовать формулу (X-76) вполне допустимо.

Трехфазная система переменного тока была создана в конце восьмидесятых годов прошлого столетия выдающимся русским инженером-электриком М. О. Доливо-Добровольским и очень скоро завоевала преобладающее положение. Современная электротехника — это преимущественно электротехника трехфазного переменного тока, так как трехфазный ток имеет большие технико-

экономические преимущества перед однофазным как при производстве электрической энергии, так и при передаче и распределении ее. При передаче той же мощности при таком же напряжении расход материала проводов для трехфазной линии на 16% меньше, чем для однофазной. Двигатели трехфазного тока в сравнении с двигателями однофазными обладают большими техническими и технико-экономическими преимуществами. Одним из основных преимуществ является создание трехфазным током вращающегося магнитного поля (§ XI-4). В настоящее время в электротехнике в некоторых случаях (например, для питания ртутных выпрямителей) применяется шести- и даже двенадцатифазный ток. Его получают путем преобразования из тока трехфазного.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ф. Т. Марковский, А. П. Трегуб. Общая электротехника. М.-Л., Машгиз, 1963.
2. Л. Р. Нейман, П. Л. Калаятаров. Теоретические основы электротехники. М.-Л., Госэнергоиздат, 1951.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ И АППАРАТЫ

§ XI-1. КЛАССИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

По своему назначению электрические машины делятся на *электрические генераторы*, преобразовывающие механическую энергию в электрическую, и *электрические двигатели*, осуществляющие обратное преобразование электрической энергии в механическую — для непосредственного использования в разнообразных устройствах электропривода. Электрические машины обоих назначений бывают постоянного и переменного тока.

Общим для электрических машин является то, что решающая роль в процессах энергетических преобразований, осуществляемых в них, принадлежит магнитным потокам. Поэтому одним из основных элементов конструкции электрических машин являются электромагниты: ферромагнитные сердечники разной формы с обмотками, обтекаемыми током. Процесс создания магнитных потоков в электрических машинах называется *возбуждением их*.

Электрические генераторы работают на основе электромагнитной индукции (§ X-19): магнитный поток пересекает систему проводников и наводит в них э.д.с. Для осуществления непрерывного пересечения проводников потоком один из основных конструктивных элементов машин вращается с помощью *первичного двигателя* — обычно паровой или гидравлической турбины. Таким путем механическая энергия первичного двигателя преобразуется генератором в электрическую.

Работа электрических двигателей основывается на явлении взаимодействия магнитных потоков и токов (§ X-18). Механические силы, возникающие в процессе этого взаимодействия, приводят во вращение подвижную часть двигателя, и потребленная двигателем электрическая энергия снимается с его вала уже в форме механической энергии.

Таким образом, каждая электрическая машина имеет неподвижную часть — *статор*, и вращающуюся — *ротор*. Электрические машины *обратимы*: электрический генератор можно использовать как двигатель, а электрический двигатель — как генератор. Поэтому принципиальные основы конструктивного устройства общие для генераторов и двигателей.

В машинах переменного тока — как в генераторах, так и в двигателях — магнитные потоки вращаются со строго определенной скоростью. Это пространственное перемещение потоков происходит или при механическом вращении электромагнитов, создающих поток, или, чаще, используется свойство трехфазного тока создавать вращающийся магнитный поток без каких-либо механических перемещений.

Для характеристики области применения машин переменного тока важным является соотношение между скоростями вращения ротора и вращающегося магнитного потока. По этому признаку различают два основных класса машин переменного тока:

а) *синхронные*, когда магнитный поток и ротор вращаются с одинаковой скоростью;

б) *асинхронные*, когда магнитный поток и ротор вращаются с разными скоростями.

Синхронные генераторы — основной вид электрических генераторов на современных электрических станциях и практически единственный источник электрической энергии. *Синхронные двигатели*, хотя их удельный вес в электроприводе и невелик, все же применяются довольно широко и имеют свои области использования.

Асинхронные двигатели уже на протяжении нескольких десятилетий являются основным типом промышленного двигателя. *Асинхронные генераторы* практически не применяются.

Машины постоянного тока в современной электроэнергетике гораздо реже применяются, чем машины переменного тока. Генераторы постоянного тока в настоящее время на электрических станциях почти не применяются и не являются источниками электрической энергии: их используют в сочетании с двигателем переменного тока для преобразования переменного тока в постоянный, но и из этой области их вытесняют более эффективные выпрямительные аппараты.

§ XI-2. СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ

Принцип действия

Как было отмечено, к классу синхронных машин принадлежат машины, число оборотов ротора которых равно числу оборотов вращающегося магнитного потока:

$$n = n_1, \quad (XI-1)$$

где n — число оборотов ротора, а n_1 — число оборотов потока в минуту.

Синхронный генератор предназначен для превращения механической энергии, подводимой к валу от какого-либо первичного

механического двигателя (обычно паровой или гидравлической турбины), в электрическую энергию переменного трехфазного тока.

Процесс создания в генераторе переменной э.д.с. представлен на рис. XI-1. В магнитном поле, создаваемом какой-то магнитной системой $N-S$, вращается проводник в виде рамки, концы которой выведены к кольцам. В результате пересечения проводника магнитным потоком (§ X-19) в нем будет наведена переменная синусоидальная э.д.с. Разность потенциалов, создаваемая на кольцах, через щетки $A-B$ передается во внешнюю цепь.

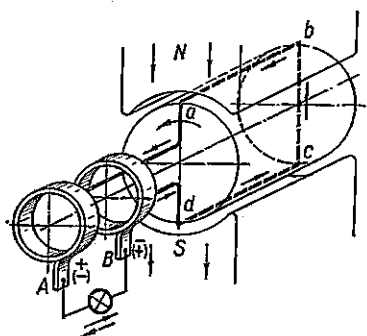


Рис. XI-1. Принцип действия машины переменного тока.

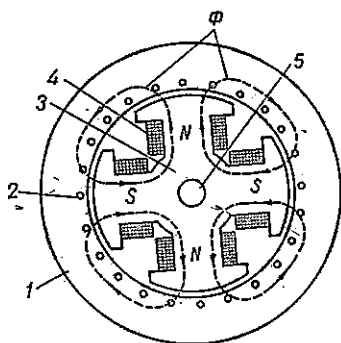


Рис. XI-2. Конструктивная схема синхронной машины:

1 — статор; 2 — обмотка статора; 3 — ротор; 4 — обмотка ротора; 5 — вал; Φ — магнитный поток машины.

В современных синхронных генераторах проводники, в которых наводится э.д.с., неподвижны, а вращается магнитная система машины. Это облегчает передачу во внешнюю цепь генерируемой электрической энергии.

На рис. XI-2 представлена конструктивная схема синхронной машины (поперечный разрез), где видно, как контуры линий магнитного потока сцеплены с основными частями машины: с неподвижной — статором и вращающейся — ротором. Назначение ротора — создавать магнитный поток. В статоре заложена система проводников — обмотка статора, а в роторе — обмотка возбуждения. При вращении ротора вместе с ним вращается и магнитный поток. Магнитные линии пересекают стержни обмотки статора и наводят в них э.д.с. Обмотка статора состоит из трех групп стержней, размещенных в пазах по внутренней поверхности статора таким образом, чтобы наводимые в каждой группе их — каждой фазе обмотки — э.д.с. были смещены (по фазе) на треть периода. Такая обмотка называется трехфазной (§ X-31). В пределах каждой фазы стержни соединяют так, чтобы э.д.с. их складывались, давая в итоге э.д.с. фазы обмотки E .

Выражение для этой э.д.с. можно получить следующим образом. Среднее значение э.д.с. в одном витке обмотки (рис. XI-1 и XI-2) равно потоку, который пересечет его за одну секунду. Если поток одной пары полюсов равен Φ , а число пар полюсов p , то число пересечений за один оборот витка составит $4p\Phi$, а за $\frac{n}{60}$ оборотов — $4 \frac{pn}{60} \Phi$.

Если число витков, последовательно связанных в фазе, равно ω , то

$$E_{\text{ср}} = 4 \frac{pn}{60} = \Phi \omega. \quad (\text{XI-2})$$

По (X-41) $\frac{pn}{60} = \nu$ — частота переменного тока. Следовательно,

$$E_{\text{ср}} = 4\Phi\nu\omega,$$

Проинтегрировав площадь полусинусоиды и поделив на π , установим, что среднее значение переменного синусоидального тока

$$E_{\text{ср}} = \frac{2}{\pi} E_m.$$

Так как (X-45) действующее значение

$$E = \frac{E_m}{\sqrt{2}},$$

то для синусоидальных величин

$$\frac{E}{E_{\text{ср}}} = 1,11.$$

Таким образом, формула действующего значения э.д.с. синхронного генератора такова:

$$E = 4,44\Phi\nu\omega. \quad (\text{XI-3})$$

Частота переменного тока, создаваемого в синхронном генераторе,

$$\nu = \frac{pn}{60},$$

где n — число оборотов ротора машины в минуту. Но для синхронной машины $n = n_1$. Следовательно, число оборотов в минуту вращающегося магнитного потока

$$n_1 = \frac{60\nu}{p}. \quad (\text{XI-4})$$

Мощность первичного механического двигателя расходуется на преодоление противодействующих механических сил, возникающих в генераторе. Это силы электромагнитного происхождения, описанные в § X-18. Силы эти тем больше, чем больше токи, протекающие по обмотке статора генератора, т. е. чем больше электрическая нагрузка генератора.

Основы конструктивного устройства синхронной машины

На рис. XI-3, а показан внешний вид статора. Основными элементами его являются: сердечник (или просто сталь), обмотка и станина (корпус).

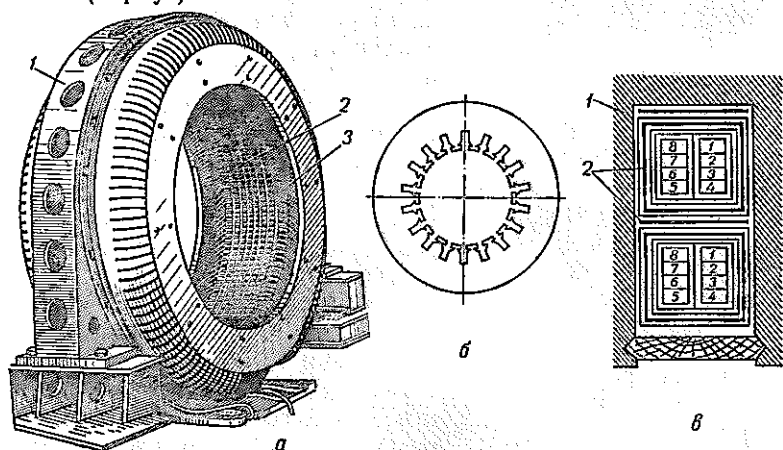


Рис. XI-3. Статор синхронной машины:

1 — станина (корпус); 2 — сердечник; 3 — обмотка статора; б — пластина сердечника;
а — обмотка: 1 — сталь статора; 2 — изоляция; 1, 2, 3 ... — стержни обмотки.

Сердечник представляет собой полый цилиндр, собранный из штампованных листов специальных электротехнических сталей (рис. XI-3, б). Толщина листов — $0,35 \div 0,5$ мм, лист от листа электрически изолирован лаком. Такая усложненная конструкция деталей, служащих магнитопроводами, применяется во всех машинах и аппаратах переменного тока для снижения потерь энергии на вихревые токи и гистерезис. По сердечнику статора замыкаются контуры магнитных линий (рис. XI-2).

При изготовлении листов по внутреннему краю их выштамповывают впадины, которые при сборке образуют пазы. В эти пазы закладывают стержни обмотки статора. Обмотку выполняют из меди круглого или прямоугольного сечения и тщательно изолируют (рис. XI-3, в).

Станина является механической опорой статора: в ней крепится сердечник.

Конструктивное выполнение роторов различно в зависимости от скорости их вращения. Генераторы, приводимые паровыми турбинами, называются *турбогенераторами*: они выполняются в настоящее время на 50 об/сек. При такой скорости вращения механические напряжения в теле ротора достигают очень больших значений, к материалу и форме исполнения предъявляются особо высокие требования. С другой стороны, при высокой быстроходности машина в целом получается компактнее, ротор может быть

выполнен в виде массивной поковки. Такой ротор (без обмотки) показан на рис. XI-4, а. Он не имеет выступающих полюсов. Пазы на поверхности ротора предназначены для закладки стержней обмотки возбуждения.

Генераторы, приводимые гидротурбинами (*гидрогенераторы*), выполняются на обороты, чаще всего не превышающие 1—2 в секунду. Поэтому габаритные размеры их статоров и роторов получаются во много раз большими, чем у турбогенераторов той же мощности (рис. XI-4, б). К ободу стального колеса крепятся сердечники полюсов, на которые насажены катушки обмотки возбуждения. Число полюсов тем больше, чем меньше число оборотов в секунду n :

$$p = \frac{60v}{n} = \frac{3000}{n}.$$

Здесь p — число пар полюсов. При $n = 100$ машина будет иметь 60 полюсов.

Возбуждение синхронных генераторов

Обмотка ротора синхронной машины обычно питается от специального генератора постоянного тока — возбудителя, установленного на валу машины.

Мощность возбудителя при напряжении на обмотке ротора 100—650 в составляет от 0,3 до 5 % мощности машины, причем меньший процент и большие напряжения относятся к машинам большей мощности.

Возбудитель и обмотка ротора связаны электрически через два медных кольца на валу и неподвижные угольные щетки.

В последние годы для мощных генераторов все более широко используется возбуждение от ионных выпрямителей (§ XII-2).

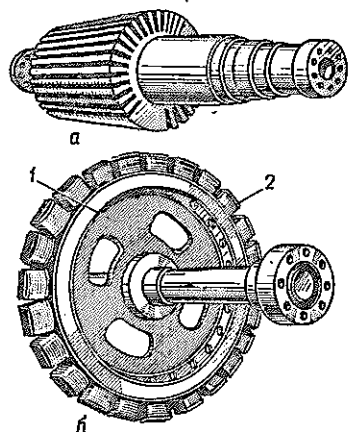


Рис. XI-4. Роторы синхронных генераторов:

а — турбогенератора; б — гидрогенератора; 1 — корпус; 2 — полюс

На рис. XI-5 показана электрическая схема синхронного генератора. Обмотка ротора питается от возбудителя 3. Ток возбуждения i_b регулируется с помощью регулировочного реостата $R_{\text{рег}}$ в цепи возбуждения возбудителя: изменяя ток в цепи возбуждения, меняем его э.д.с. и напряжение на зажимах возбудителя и обмотки ротора U_b . Ток i_b пропорционален U_b , поэтому с помощью регулировочного реостата изменяется магнитный поток Φ в синхронном генераторе, его э.д.с. и напряжение на зажимах U . Целью регулирования является поддержание постоянства U при всех режимах нагрузки генератора.

Зависимость э.д.с. генератора от тока возбуждения, $E = f(i_b)$, называется его *характеристикой холостого хода*. Такая характеристика представлена на рис. XI-6. Пунктиром показано значение i_b , соответствующее номинальному значению напряжения U_n .

На современных станциях возбуждение регулируется специальными автоматическими устройствами.

Векторная диаграмма синхронного генератора

В каждой фазе обмотки статора наводится э.д.с. E . На зажимах (выводах) генератора получаем напряжение U , равное разности между э.д.с. и внутренним падением напряжения ΔU :

$$\bar{U} = \bar{E} - \Delta \bar{U}. \quad (\text{XI-5})$$

Так как между E , U и ΔU имеются сдвиги фаз, выражение записано в виде геометрической разности.

Внутреннее падение напряжения ΔU вызывается двумя причинами:

а) наличием в каждой фазе обмотки сопротивления. У синхронных машин это сопротивление в основном индуктивное — активное сопротивление их очень мало;

б) влиянием магнитного потока, создаваемого нагрузочным током статора I . Этот поток проходит по тем же магнитным цепям, что и поток ротора, и, складываясь (геометрически) с ним, влияет на величину создаваемой в машине э.д.с. E . Это явление называется *реакцией якоря* и количественно может быть учтено как дополнительное падение напряжения в обмотке статора.

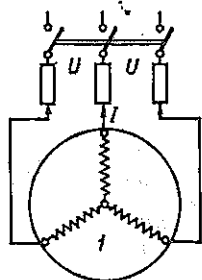


Рис. XI-5. Электрическая схема синхронной машины: 1 — статор; 2 — обмотка ротора; 3 — возбудитель.

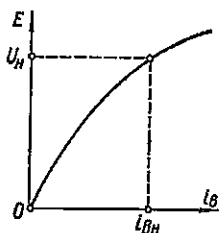


Рис. XI-6. Характеристика холостого хода синхронного генератора.

Таким образом, $\Delta U = Ix$. Изменения I (т. е. нагрузки генератора) вызывали бы большие колебания напряжения на его зажимах, если бы постоянство напряжения не поддерживалось регулированием возбуждения.

Выражение (XI-5) может быть графически представлено в виде треугольника, называемого векторной диаграммой синхронного генератора: такая диаграмма показана на рис. XI-7. Вектор Ix , представляющий падение напряжения в индуктивном сопротивлении, перпендикулярен вектору I (§ X-25).

Параллельная работа синхронных генераторов

Генераторы современных электрических станций редко работают автономно, на собственную отдельную электрическую сеть и отдельную группу потребителей. Через сборные шины станции генераторы связаны электрически и работают параллельно на общую сеть. Станции тоже электрически связаны и являются генерирующими звеньями энергетической системы. Параллельная работа позволяет обеспечить экономичный нагрузочный режим генераторов, повысить надежность электроснабжения потребителей и качество электроэнергии (постоянство частоты и напряжения).

Включение синхронного генератора в сеть для параллельной работы с другими, уже подключенными, требует предварительного обеспечения ряда условий, без чего генератор в момент включения может оказаться в опасном режиме. Процесс подготовки генератора к включению на параллельную работу (выполнение и проверка необходимых требований) называется *синхронизацией*.

К моменту включения генератора в сеть должны быть обеспечены следующие условия:

а) равенство напряжений синхронизируемого генератора и сети:

$$U_{\Gamma} = U_{\text{с}};$$

б) равенство частот:

$$\nu_{\Gamma} = \nu_{\text{с}};$$

в) совпадение фаз напряжений:

$$\alpha_{\Gamma} = \alpha_{\text{с}}.$$

В последнем требовании углы α — это угловые расстояния от начал синусоид напряжений U_{Γ} и $U_{\text{с}}$. Смысл требования сводится к тому, чтобы в момент включения генератора в сеть его напряжение находилось в той же фазе, что и напряжение сети.

Выполнение первых двух требований легко проверить с помощью вольтметров и частотомеров. Напряжение генератора подгоняют к напряжению сети с помощью регулировочного реостата $R_{\text{пер}}$ в цепи возбуждения возбудителя. Частоту генератора регу-

лируют изменением числа оборотов. Вольтметр и частотомер можно включать и на разность сравниваемых величин (нулевые приборы).

Технически сложной задачей является обеспечение совпадения фаз. Для этого применяют особые устройства, называемые синхронскопами.

На мощных современных электростанциях синхронизацию осуществляют специальными автоматическими устройствами.

Работа в системе создает для синхронных генераторов особые условия, во многом отличные от условий автономной работы. Напряжение и частота генератора, работающего в достаточно мощной системе, не могут быть произвольно изменены, они всегда равны напряжению и частоте системы.

Регулирование активной нагрузки синхронных генераторов

Активная мощность, выдаваемая статором генератора, выражается обычной формулой

$$P = \sqrt{3}UI \cos \varphi.$$

Эта мощность равна P_1 — мощности, переданной через вал генератору первичным двигателем, за вычетом потерь p в генераторе:

$$P = P_1 - p.$$

Следовательно, $P_1 - p$ — это та механическая мощность, которая в генераторе преобразуется в полезную электрическую мощность P . Процесс преобразования состоит в следующем. Взаимодействие тока статора I с магнитным потоком Φ создает вращающий момент, противодействующий вращающему моменту первичного двигателя.

Таким образом, внутри генератора возникает противодействующая механическая мощность, уравновешивающая подведенную мощность первичного двигателя, и пропорциональная активной нагрузке генератора P . Эта внутренняя мощность генератора называется *электромагнитной*. В установившемся режиме работы всегда сохраняется равновесие между электромагнитной мощностью генератора и мощностью первичного двигателя. Из этого следует, что регулировать активную нагрузку генератора можно изменением подведенной мощности первичного двигателя. Векторная диаграмма (рис. XI-7) позволяет проследить этот процесс.

При холостом ходе генератора $P = 0$ сила тока в статоре $I = 0$. Следовательно, $I_x = 0$, вектор U совпадает с вектором E и, таким

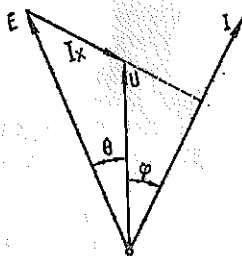


Рис. XI-7. Векторная диаграмма синхронного генератора.

образом, угол θ также равен нулю. Первичный двигатель подводит к генератору только мощность, равную потерям в генераторе p .

При какой-то нагрузке $P > 0$ сила тока $I > 0$, больше нуля и угол θ , причем с увеличением нагрузки растет и этот угол на векторной диаграмме. Таким образом, активная нагрузка генератора P и его электромагнитная мощность связаны прямой зависимостью с величиной угла θ . Теоретический анализ показывает, что P пропорционально $\sin \theta$.

За явлениями, происходящими в генераторе при изменении его активной нагрузки, можно проследить по рис. XI-8. При холостом ходе контур магнитной линии, сцепляющей статор и ротор, симметричен. Полезный вращающий момент первичного двигателя и электромагнитный момент генератора равны нулю.

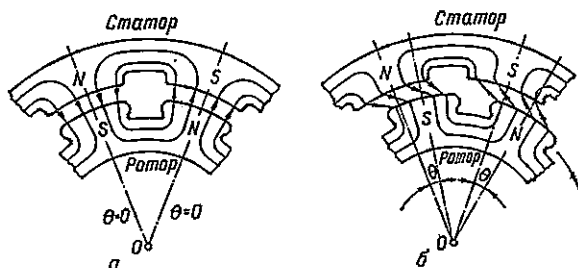


Рис. XI-8. Схема расположения оси потока в статоре и роторе:
а — холостой ход; б — нагрузка.

Если действующую мощность первичного двигателя увеличить (подачей пара в паровой турбине, воды — гидротурбине), его избыточный момент толкнет ротор генератора симметрия контуров магнитных линий нарушится так, как показано на рис. XI-8,б. В генераторе возникает тормозящий электромагнитный момент, равный действующему моменту турбины. Угол смещения ротора по отношению к статору и есть угол θ на векторной диаграмме. Он будет тем больше, чем больше действующая мощность первичного двигателя.

Таким образом, регулирование активной нагрузки синхронного генератора осуществляется изменением мощности первичного двигателя.

Регулирование реактивной нагрузки синхронных генераторов

Синхронные генераторы вырабатывают не только активную мощность, но и реактивную, номинальный $\cos \varphi$ их обычно находится в пределах $0,8 \div 0,9$.

Регулируют реактивную нагрузку синхронного генератора, а значит и его $\cos \varphi$, изменением тока возбуждения i_b . Эффект,

достигаемый изменением I_b , можно проследить по рис. XI-9, на котором показаны векторные диаграммы генератора для двух значений I_b : пунктиром показано, как изменяется диаграмма при увеличении I_b . Следует помнить следующее: вектор U остается неизменным, так как это напряжение системы, к которой подключен генератор; угол θ не меняется, потому что не изменяется активная нагрузка; вектор I_x всегда перпендикулярен вектору I . Тогда при увеличении I_b возрастает поток Φ и э.д.с. E ; векторы I_x и I изменяются по величине и направлению; следовательно, изменяется (в данном случае увеличивается) угол ϕ и объем выдаваемой генератором реактивной энергии.

Этот анализ позволяет раскрыть важное свойство синхронных машин: изменением тока возбуждения I_b можно изменять их коэффициент мощности $\cos \phi$, регулировать по величине и даже по знаку угол сдвига фаз ϕ между напряжением U и током I .

Следует помнить, что такое регулирование возможно только для генераторов, работающих в системе. Для генератора, работающего автономно, $\cos \phi$ определяется характером нагрузки и не может быть изменен произвольно. Как было сказано, изменение I_b у генератора, работающего автономно, приводит к изменению его напряжения.

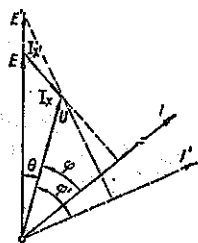


Рис. XI-9. Регулирование реактивной нагрузки синхронного генератора.

Потери в синхронных генераторах и их коэффициент полезного действия

Преобразование в генераторе механической энергии в электрическую сопровождается неизбежными потерями. Хотя в мощных синхронных генераторах, наиболее распространенных в настоящее время, потери доведены до 2% и менее, однако при огромных масштабах производства электроэнергии изменение к.п.д. генераторов даже на доли процента имеет большое народнохозяйственное значение.

Основные виды потерь в синхронных генераторах такие:

- 1) потери в меди, т. е. в обмотках статора и ротора, p_m ; это потери, которые можно подсчитать по формуле $I^2 r$, где r — сопротивление той цепи машины, в которой определяются потери;
- 2) потери в стали статора p_c , т. е. потери на гистерезис и вихревые токи (магнитные потери).

Магнитопроводы машин и аппаратов переменного тока пересекаются переменным магнитным потоком и в них наводятся э.д.с., которые создают в теле магнитопроводов многочисленные контуры токов. Токи эти называются вихревыми, на их создание тратится энергия. Объем этих потерь пропорционален квадрату величины токов.

Магнитные потери выражаются формулами, в которых основными величинами являются магнитная индукция B и частота тока ν :
потери на гистерезис

$$p_{\text{г}} = \sigma_{\text{г}} \frac{\nu}{100} B^2;$$

потери на вихревые токи

$$p_{\text{вх}} = \sigma_{\text{вх}} \left(\frac{\nu}{100} \right)^2 B^2.$$

Коэффициенты $\sigma_{\text{г}}$ и $\sigma_{\text{вх}}$ зависят от сорта стали. Потери получаются в вт на 1 кг стали.

Значения удельных потерь в вт/кг суммарно на гистерезис и вихревые токи для стали разных марок определяются опытным путем и приводятся в справочниках.

Потери в стали могут достигать больших значений и резко снижать к.п.д. электрических машин и аппаратов переменного тока. Эти потери, превращаясь в тепло, нагревают сердечник. Поэтому во всех машинах и аппаратах переменного тока потери в стали (в магнитопроводах) снижают следующим образом:

1. Для магнитопроводов машин и аппаратов переменного тока применяют специальные электротехнические стали с присадкой кремния (0,5—4,5%). Благодаря этому резко снижаются потери на гистерезис, кроме того, повышается электрическое сопротивление стали, что соответственно снижает величину вихревых токов и потерь на них.

2. Магнитопроводы всех машин и аппаратов переменного тока собирают из листов стали толщиной 0,35—0,5 мм. При частоте выше 50 гц применяют листы еще тоньше (до 0,1 мм и менее). Лист от листа электрически изолируется лаком или специальной бумагой. Это во много раз увеличивает сопротивление вихревым токам и, соответственно, резко снижает потери на эти токи.

Эффект от этих мероприятий представлен в табл. XI-1. Здесь приведены данные для выпускаемой заводами СССР листовой электротехнической стали, широко применяемой для электрических генераторов, трансформаторов, двигателей и разных аппаратов.

Применение обыкновенных углеродистых сталей без присадки кремния дало бы во много раз большие потери.

3. Потери механические $p_{\text{мех}}$ — это потери на трение вращающихся частей о воздух, на трение в подшипниках, а также вентиляционные. Эти потери преобладают в быстроходных машинах — турбогенераторах; в гидрогенераторах преобладают электромагнитные потери. Применение водорода вместо воздуха для охлаждения мощных турбогенераторов позволило намного снизить механические потери. Плотность водорода в 14,5 раза меньше, чем

Таблица XI-1

Данные по магнитным потерям для листовой
электротехнической стали

Марка стали	Толщина листа, мм	Потери в <i>вт/кг</i> при ин- дукции, <i>тл</i>	
		1	1,5
Э1 (слаболегированная с присадкой кремния до 1,5%)	0,5	3,6	8,6
Э2 (среднелегированная с присадкой кремния до 3,3%)	0,5	2,6	6,4
Э3 (повышеннолегированная)	0,5	2,3	5,6
	0,35	2	4,2
Э4 (высоколегированная с присадкой кремния до 4,5—5%)	0,5	1,8	3,9
	0,35	1,45	3,4

плотность воздуха, поэтому при вращении ротора в водороде потери от трения во много раз уменьшаются. Кроме того, водород имеет в 7,4 раза большую теплопроводность.

К.п.д. генератора представится формулой

$$\eta = \frac{P}{P + \sum p}, \quad (\text{XI-6})$$

где $\sum p$ — сумма всех потерь.

К.п.д. синхронных генераторов равен 0,94—0,98. К.п.д. мощных генераторов с водородным охлаждением — больше 0,98: генератор мощностью 150 тыс. *квт* имеет к.п.д. 98,9%.

Эти значения к.п.д. достигаются при нагрузках, близких к номинальной: при меньших нагрузках и меньших $\cos \phi$ к.п.д. генераторов несколько снижаются.

§ XI-3. СИНХРОННЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Если к статору синхронной машины (рис. XI-10) подвести трехфазный переменный ток, а к ротору — постоянный, то взаимодействие магнитного потока ротора Φ и тока в статорной обмотке I создает механический момент M , который может вращать ротор. Таким образом, любая синхронная машина может работать и как генератор, и как двигатель.

Вращающий момент синхронного двигателя пропорционален произведению магнитного потока ротора и тока статора:

$$M = k\Phi I. \quad (\text{XI-7})$$

Однако поток Φ создается постоянным током и потому сохраняет свой знак неизменным, а ток статора I — переменный и знак его меняется через каждые полпериода. Поэтому через каждые полпериода

будет меняться и знак M , и ротор двигателя, получая чередующиеся по знаку толчки (сто толчков за секунду при $\nu = 50 \frac{1}{\text{сек}}$), останется неподвижным.

Для того чтобы синхронный двигатель смог работать, его ротору предварительно необходимо сообщить такую скорость, при которой одновременно с изменением направления тока в проводнике обмотки статора изменялся бы и знак проходящего под ним полюса ротора, т. е. направление магнитного потока. Если пред-

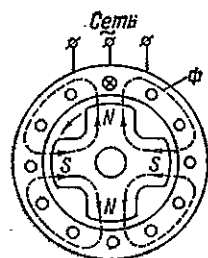


Рис. XI-10. Схема синхронного двигателя.

положить, что в проводнике обмотки статора, расположенном симметрично над верхним северным полюсом ротора (рис. XI-10), в данный момент времени ток идет от читателя за плоскость чертежа, то по правилу левой руки сила взаимодействия тока и потока будет действовать на ротор по часовой стрелке. Для того чтобы это же направление силы сохранилось через полпериода, когда направление тока в проводнике изменится на обратное, необходимо, чтобы к этому времени ротор повернулся ровно на столько, чтобы на место N стал S , в данном случае — на 90° ; еще через полпериода это же место должен успеть занять следующий

N и т. д. Следовательно, ротору синхронного двигателя должна быть сообщена скорость, при которой он прошел бы от оси одного полюса до оси соседнего за половину периода. Если ротор имеет $2p$ полюсов, он должен совершить за секунду $\frac{2\nu}{2p} = \frac{\nu}{p}$ оборотов, а за минуту

$$n = \frac{60\nu}{p}.$$

Таким образом, для синхронного двигателя с данным числом пар полюсов число оборотов ротора жестко связано с частотой переменного тока сети, питающей статор, и при $\nu = \text{const}$ остается строго неизменным независимо от нагрузки.

Существует два способа пуска в ход синхронных двигателей: синхронный и асинхронный.

Синхронный пуск осуществляют с помощью разгонного пускового двигателя сравнительно небольшой мощности (до 10% от мощности синхронного двигателя), установленного на общем валу. Синхронный двигатель запускают только в ненагруженном состоянии. После разгона двигателя до скорости, близкой к синхронной, выполняют все операции синхронизации и двигатель подключают к сети. Синхронная машина быстро втягивается в синхронизм и принимает нагрузку, а разгонный двигатель отключается. В качестве разгонного двигателя используют асинхронный двигатель или двигатель постоянного тока.

Недостатком такого способа пуска является сложность, а также удорожание установки за счет разгонного двигателя и устройств синхронизации. Основным в настоящее время является асинхронный пуск синхронных двигателей.

Для осуществления асинхронного пуска в полюсных наконечниках (башмаках) ротора закладываются толстые латунные стержни, по торцам впаянные в медные пластины. Таким образом, в роторе помимо основной создается дополнительная (пусковая) короткозамкнутая обмотка, аналогичная обмотке типа беличье колесо у асинхронных двигателей, и с ее помощью двигатель разгоняется до скорости, близкой к синхронной.

Синхронные двигатели конструктивно сложнее и дороже, чем асинхронные; разница в этом отношении особенно заметна при малых единичных мощностях. С другой стороны, к.п.д. синхронных двигателей, особенно крупных мощностей, выше, чем у асинхронных. Однако наиболее важным преимуществом синхронных двигателей является возможность легко регулировать в них сдвиг фаз между напряжением и силой тока. Благодаря этому синхронный двигатель, в отличие от асинхронного, может работать с $\cos \varphi = 1$, или близком к единице, а также и в емкостном режиме с опережающим током. Достигается это изменением силы тока в цепи возбуждения.

Таким образом, синхронные двигатели не только не увеличивают реактивную нагрузку генераторов и сети, а наоборот, могут ее уменьшать.

Синхронные двигатели применяют для привода мощных насосов, вентиляторов, компрессоров, а также генераторов постоянного тока в агрегатах, преобразующих переменный ток в постоянный.

Благодаря неизменности скорости вращения синхронных двигателей при постоянной частоте их применяют в устройствах синхронной связи разных параллельных процессов: в звуковом кино, в самопишущих приборах и пр.

Наиболее важное применение их — в виде *синхронных компенсаторов*.

Синхронный компенсатор — это двигатель, предназначенный для работы без механической нагрузки, только для улучшения $\cos \varphi$ в сети. Эффект компенсации сдвига фаз, осуществляемый синхронными компенсаторами, понятен из рис. X-23.

Мощные компенсирующие устройства с синхронными компенсаторами обычно устанавливают на подстанциях дальних линий электропередач. Несмотря на большую стоимость таких установок, они себя оправдывают.

§ XI-4. АСИНХРОННЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Вращающееся магнитное поле трехфазного тока

Асинхронные машины основаны на использовании вращающегося магнитного поля, создаваемого тремя катушками, пространственно смещенными на 120° электрических градусов и питаемыми трехфазным током (рис. XI-11). В трехфазных электрических машинах эти катушки размещаются в стальном сердечнике, образуя трехфазную обмотку машины. Стальной сердечник машины является общим магнитопроводом для потоков, создаваемых всеми катушками. Поэтому в машине образуется единый магнитный поток, равный сумме мгновенных значений потоков трех фаз обмотки:

$$\bar{\Phi} = \bar{\Phi}_A + \bar{\Phi}_B + \bar{\Phi}_C. \quad (\text{XI-8})$$

Потоки складываются геометрически, так как оси их пространственно смещены в соответствии с пространственным смещением друг относительно друга катушек.

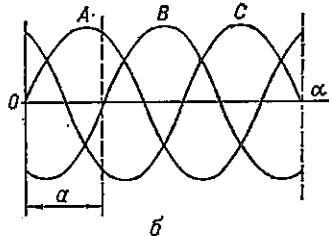
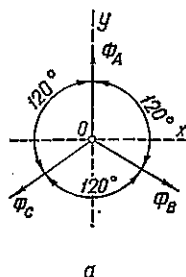
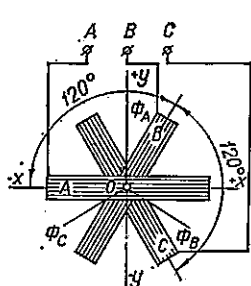


Рис. XI-11. Схема получения вращающегося магнитного поля трехфазного тока.

Рис. XI-12. Векторная и волновая диаграммы фазных магнитных потоков.

Пространственные оси магнитных потоков совпадают с осями катушек. На рис. XI-11 оси потоков Φ_A , Φ_B и Φ_C показаны стрелками. Направление стрелок при каждом изменении направления тока в катушках будет изменяться на противоположное, но пространственное положение осей потоков будет оставаться неизменным: в соответствии с указанным выше размещением катушек оси их магнитных потоков расположены под углом 120° друг к другу.

На рис. XI-12,а представлена векторная диаграмма мгновенных значений магнитных потоков катушек. Так как значения потоков взяты для одного и того же момента времени, углы между их векторами дают не фазовые (во времени) сдвиги между ними, а пространственные, определяемые пространственным размещением катушек. Вместе с тем, так как токи, создавшие эти потоки, сдвинуты по фазе друг относительно друга на треть периода, мгновен-

ные значения потоков, взятые для одного и того же момента времени, будут находиться в разных точках цикла, в разных фазах. Мгновенные значения потоков для момента времени, определяемого углом α от начала синусоиды фазы A , в соответствии с (X-70) будут равны:

$$\left. \begin{aligned} \Phi_A &= \Phi_m \sin \alpha; \\ \Phi_B &= \Phi_m \sin (\alpha - 120^\circ); \\ \Phi_C &= \Phi_m \sin (\alpha - 240^\circ). \end{aligned} \right\} \quad (XI-9)$$

Так как система принимается симметричной, максимальное значение потока Φ_m одно и то же для всех фаз.

Таким образом, складывая потоки всех трех катушек, чтобы найти результирующий поток Φ , необходимо учесть пространственные сдвиги между ними и сдвиги по фазе.

Осуществим это следующим образом.

Разложим каждый из векторов фазных потоков (рис. XI-12, а) на составляющие по горизонтальной (x) и вертикальной (y) осям, сложим их алгебраически и получим составляющие результирующего потока по этим осям:

$$\begin{aligned} \Phi_x &= \Phi_B \cos 30^\circ - \Phi_C \cos 30^\circ = \frac{\sqrt{3}}{2} (\Phi_B - \Phi_C); \\ \Phi_y &= \Phi_A - (\Phi_B + \Phi_C) \cos 60^\circ = \Phi_A - \frac{1}{2} (\Phi_B + \Phi_C). \end{aligned}$$

Выполнив подстановки по (XI-9) и введя числовые значения тригонометрических величин, получим

$$\begin{aligned} \Phi_x &= -\frac{3}{2} \Phi_m \cos \alpha; \\ \Phi_y &= \frac{3}{2} \Phi_m \sin \alpha. \end{aligned}$$

Искомый результирующий поток будет равен геометрической сумме:

$$\Phi = \sqrt{\Phi_x^2 + \Phi_y^2} = \frac{3}{2} \Phi_m. \quad (XI-10)$$

Суммарный поток трех катушек, пространственно смещенных на 120° и питаемых трехфазным током, равен полуторной величине максимального значения потока каждой из них. Как показывает формула (XI-10), этот результирующий поток неизменен по величине, хотя он является суммой трех переменных синусоидальных потоков.

Еще более важно другое его свойство: результирующий поток Φ является потоком вращающимся, ось его непрерывно, с вполне определенной скоростью меняет свою ориентацию в пространстве, вращается. Это легко установить, если в выражения Φ_x и Φ_y подставить последовательно разные значения α : $0, 90^\circ, 180^\circ, 270^\circ, 360^\circ$.

Физически вращение оси потока Φ можно объяснить так. Поток Φ является суммой мгновенных значений потоков Φ_A , Φ_B и Φ_C (геометрической суммой с учетом пространственного смещения их осей). Но потоки эти непрерывно меняются по величине, и удельный вес каждого из них в общей сумме тоже меняется. Если взять момент времени, когда поток $\Phi_A = \Phi_m$, то потоки Φ_B и Φ_C вместе дают только $0,5 \Phi_m$. Ось результирующего потока будет направлена по оси потока Φ_A . Однако в следующий момент Φ_A уже меньше Φ_m и продолжает уменьшаться; растет поток Φ_B и его доля в суммарном потоке. Ось потока Φ перемещается в сторону оси потока Φ_B и совпадает с ней при $\Phi_B = \Phi_m$. Затем начинает расти удельный вес потока Φ_C (а Φ_B уменьшается), ось потока Φ перемещается к оси потока Φ_C и т. д.

Так как процесс изменений Φ_A , Φ_B и Φ_C непрерывен и вполне закономерен, поток Φ будет непрерывно с вполне определенной скоростью перемещаться в пространстве.

Этот анализ позволяет установить, от чего зависит направление вращения потока. Ось потока последовательно переходит от фазы с падающим значением тока и потока к фазе с растущими их значениями. Правило формулируется так: результирующий поток вращается в соответствии с чередованием фаз питающего тока. На рис. XI-12,б фазы следуют в таком порядке: A , B , C . Поток в машине будет идти от катушки, к которой подведена фаза A тока, к катушке, питаемой фазой B и т. д. Если поменять местами два провода от катушек к зажимам, то направление вращения потока станет обратным.

Этот же анализ позволяет решить вопрос о скорости перемещения вращающегося потока. Очевидно, что на переход от оси одной катушки до оси соседней (от A к B , от B к C , от C к A и т. д.) требуется время, равное одной трети периода.

Следовательно на весь путь $A-B-C-A$ потребуется один полный период. Если катушек всего три, по одной на фазу, как это изображено на рис. XI-12, поток будет совершать один оборот за период, ν оборотов за секунду или 60ν за минуту.

Однако в машине может быть и больше одной катушки на фазу. Так как на обход одной трехфазной группы катушек (по одной на фазу) поток затрачивает один период, то при двух катушках на фазу на полный оборот потребуется два периода, при трех — три и т. д. Число катушек на фазу обмотки трехфазной машины равно числу пар ее полюсов. Поэтому общая формула для числа оборотов потока в минуту имеет вид:

$$n_1 = \frac{60\nu}{p}. \quad (\text{XI-11})$$

Как видим, скорость вращения магнитного потока зависит от частоты переменного тока и числа пар полюсов машины.

Принцип действия асинхронной машины в режиме двигателя и генератора

К классу асинхронных относятся машины переменного тока, в которых скорости вращения потока и ротора всегда различны.

Схематический поперечный разрез асинхронной машины показан на рис. XI-13, продольный разрез — на рис. XI-14. Основными ее конструктивными элементами являются: наружная неподвижная часть — статор; внутренняя, сидящая на валу и вращающаяся, — ротор. Статор и ротор имеют обмотки, в рабочем режиме обтекаемые переменным током.

Принципиальной особенностью асинхронных машин является то, что электрическое соединение с внешней сетью (для получения из нее тока — в режиме двигателя, или отдачи — в режиме генератора) имеет только статорная обмотка. Обмотка ротора асинхронных машин замкнута накоротко, не имеет соединения с внешней сетью (у большинства машин вообще не имеет внешних выводов). Э.д.с. и ток в ней индуцируются магнитным потоком статора.

Обмотка статора асинхронной машины в простейшем случае представляет собой одну группу из трех катушек, в других случаях — две или более групп. Создаваемый такой обмоткой магнитный поток, Φ замыкаясь по статору и ротору, сцеплен с обеими обмотками, как показано на рис. XI-13. Так как поток этот вращающийся, перемещающийся с определенной скоростью по окружности статора и ротора, магнитные линии его пересекают обе обмотки и наводят в каждой фазе их э.д.с.: E_1 (статор) и E_2 (ротор). Эти э.д.с. выражаются формулами

$$\left. \begin{aligned} E_1 &= 4,44\Phi\nu_1\omega_1; \\ E_2 &= 4,44\Phi\nu_2\omega_2. \end{aligned} \right\} \quad (XI-12)$$

Здесь ω_1 и ω_2 — числа витков обмоток статора и ротора, ν_1 и ν_2 — частоты тока в них.

В короткозамкнутой обмотке ротора э.д.с. E_2 создает ток I_2 :

$$I_2 = \frac{E_2}{z_2}, \quad (XI-13)$$

где z_2 — сопротивление роторной обмотки.

Если асинхронная машина работает двигателем, к ее статорной обмотке подводится ток из сети. Взаимодействие вращающегося магнитного потока, действующего в машине, с током I_2 , индуцированным в роторе, создает момент, приводящий ротор во враще-

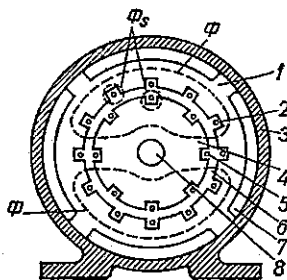


Рис. XI-13. Конструктивная схема асинхронной машины:

1 — сталь статора; 2 — обмотка статора; 3 — корпус (статина статора); 4 — сталь ротора; 5 — обмотка ротора; 6 — воздушный зазор между статором и ротором; 7 — вентиляционные каналы; 8 — вал.

ние, — в том же направлении, в котором вращается магнитный поток. Электрическая энергия, потребляемая статором из сети, преобразуется в механическую энергию, снимаемую с вала машины.

Можно установить, что скорость вращения ротора не равна скорости вращения потока. Действительно, если представить себе, что в какое-то мгновение скорость вращения ротора станет равной скорости вращения потока, то поток перестанет пересекать обмотку

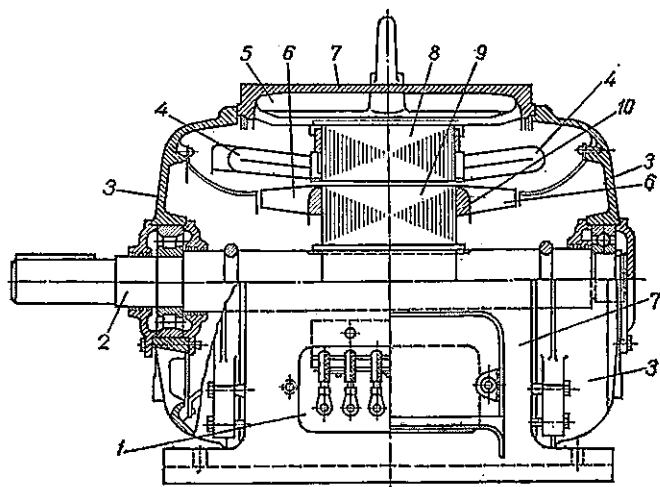


Рис. XI-14. Асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором (продольный разрез):

1 — щиток выводов обмотки статора; 2 — вал; 3 — подшипниковые щиты; 4 — обмотка статора; 5 — вентиляционный канал; 6 — лопасти вентилятора; 7 — станина (корпус); 8 — сталь статора; 9 — сталь ротора.

ротора; э. д. с. в ней E_2 и ток I_2 , а значит, и вращающий момент станут равными нулю: тормозящие механические силы (от механической нагрузки, трения) немедленно притормозят ротор, уменьшат его скорость, вследствие чего возникнет вращающий момент. Если обозначить число оборотов ротора в минуту через n , а вращающегося потока — n_1 , то для асинхронного двигателя всегда обязательно соотношение

$$n < n_1.$$

Если каким-либо механическим двигателем сообщить ротору асинхронной машины скорость вращения большую, чем скорость вращения потока, то машина перейдет в генераторный режим и будет выдавать в сеть активную энергию. Таким образом, для асинхронного генератора обязательно соотношение

$$n > n_1.$$

В принципиальной невозможности для асинхронной машины равенства скоростей вращения ротора и магнитного потока и состоит суть асинхронизма.

Асинхронные генераторы практически не применяются. Асинхронные двигатели, созданные в начале девяностых годов прошлого столетия М. О. Доливо-Добровольским, очень скоро стали во всем мире основным типом промышленного двигателя.

К статорной обмотке двигателя от сети подводится напряжение переменного тока U с частотой ν . Протекающий по обмотке ток I_1 создает поток Φ , наводящий в обмотке э. д. с. E_1 . Так как обмотка имеет сопротивление z_1 , то в каждой фазе ее будет падение напряжения $I_1 z_1$ (§ IX-27). По второму закону Кирхгофа можем написать:

$$\bar{U} = \bar{E}_1 + \bar{I}_1 z_1. \quad (\text{XI-14})$$

Сопротивление обмотки z_1 невелико, поэтому $I_1 z_1$ во много раз меньше, чем E_1 . Приблизительно можно считать, что $E_1 = U$. Но из (XI-12) следует, что E_1 пропорционально потоку Φ : $E_1 \propto \Phi$. В результате можно сделать такой вывод: магнитный поток пропорционален подведенному к статору напряжению:

$$\Phi \propto U. \quad (\text{XI-15})$$

Следует отметить, что помимо основного потока Φ , сцепленного с обеими обмотками, в машине создаются так называемые потоки рассеяния Φ_{S1} и Φ_{S2} , сцепленные только с витками своей обмотки (рис. XI-13). От величины этих потоков зависят значения индуктивных сопротивлений обмоток x_1 и x_2 .

Скольжение и число оборотов асинхронного двигателя

Так как магнитный поток и ротор асинхронного двигателя вращаются в одну и ту же сторону, разность их чисел оборотов дает скорость перемещения потока относительно ротора:

$$n_1 - n = n_2. \quad (\text{XI-16})$$

Число оборотов в минуту потока относительно ротора называется *скольжением*. Обычно скольжение выражается в относительных единицах или в процентах от числа оборотов потока n_1 и обозначается через s :

$$s = \frac{n_1 - n}{n_1}, \quad (\text{XI-17})$$

или

$$s\% = \frac{n_1 - n}{n_1} 100. \quad (\text{XI-17a})$$

Величина скольжения — одна из важнейших технико-экономических и эксплуатационных характеристик асинхронного двигателя. Для современных двигателей при номинальной нагрузке их $s = 1 \div 5\%$. При холостом ходе скольжение составляет доли процента (но все же больше нуля). В первый момент пуска двигателя, когда еще $n = 0$, $s = 1$.

С ростом нагрузки двигателя скольжение увеличивается, а обороты уменьшаются.

Из (XI-16) имеем:

$$n = (1 - s) n_1. \quad (\text{XI-18})$$

Скорость вращения потока n называется *синхронной скоростью* двигателя.

Величина синхронной скорости, как числа оборотов в минуту вращающегося магнитного потока, определяется (XI-11):

$$n_1 = \frac{60\nu}{p},$$

где p — число пар полюсов обмотки статора, ν — частота тока, питающего статор.

Как видно из (XI-18), число оборотов двигателя n практически полностью определяется значением его синхронного числа оборотов n_1 : при холостом ходе n будет очень близко к n_1 , при полной нагрузке — на несколько процентов (в зависимости от s) меньше. Поэтому в каталогах дается синхронное число оборотов.

Основы конструктивного устройства асинхронной машины

Статор асинхронной машины конструктивно подобен статору синхронной машины.

Ротор синхронного двигателя состоит из сердечника (или стали) ротора и обмотки. Сердечник ротора представляет собой цилиндр, набранный из штампованных изолированных друг от друга листов электротехнической стали с пазами для обмотки по наружной поверхности.

Устройство обмотки ротора во многом определяет эксплуатационные свойства асинхронного двигателя. Конструктивно эти обмотки бывают двух типов: а) короткозамкнутая обмотка типа «беличьей клетки» (или «беличьего колеса»); б) фазная обмотка.

В настоящее время преимущественно используются двигатели с обмоткой типа «беличьей клетки». Такая обмотка выполняется из толстых медных или алюминиевых стержней, закладываемых в пазы без изоляции и впаиваемых с обоих торцов в медные (или алюминиевые) кольца. Если такую обмотку представить себе вынутой из сердечника, она будет иметь вид цилиндрической клетки (рис. XI-15). Такую обмотку (стержни вместе с кольцами) можно сделать залив в пазы расплавленный алюминий.

Вращающийся магнитный поток, создаваемый статором, пересекает стержни обмотки ротора (замкнутый накоротко торцовыми кольцами) и наводит в них э. д. с. E_2 . Эта э. д. с. создает ток I_2 . Взаимодействие вращающегося потока Φ с током ротора I_2 создает вращающийся механический момент двигателя, который и приводит во вращение ротор.

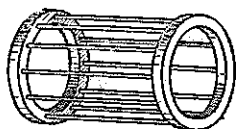


Рис. XI-15. Роторная обмотка типа «беличья клетка».

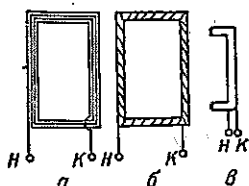


Рис. XI-16. Катушка обмотки статора:
H — начало; K — конец.

Достоинствами двигателя с таким ротором являются конструктивная простота, малая стоимость, механическая надежность, простота управления.

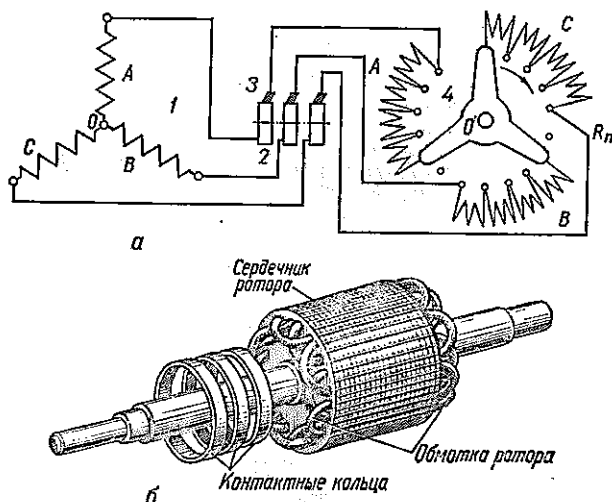


Рис. XI-17. Фазный ротор асинхронного двигателя и схема его включения:

1 — обмотка ротора; 2 — контактные кольца; 3 — щетки; 4 — пусковой реостат.

Фазную обмотку ротора выполняют в виде катушек из медного или алюминиевого изолированного провода, закладываемых в пазы. Такая катушка показана на рис. XI-16: а — без наружной изоляции; б — обмотанная изоляционной лентой; в — в профиль.

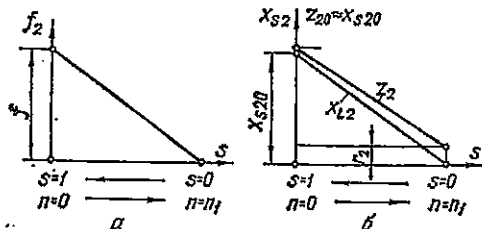
Таких катушек бывает по одной на фазу в двигателе с $p-1$ (50 об/сек), по две — при $p-2$ (25 об/сек) и т. д. В пределах одной фазы катушки соединяют последовательно и получившиеся таким путем три фазы обмотки соединяют в звезду. Свободные концы ее выводят на контактные кольца, насаженные на вал, с помощью которых через щетки обмотку соединяют с пусковым реостатом. Схема фазной обмотки представлена на рис. XI-17, а, собранный фазный ротор — на рис. XI-17, б.

Частота тока в роторе

Общее выражение для частоты

$$\nu = \frac{pn}{60},$$

где n — число оборотов в минуту магнитного потока относительно проводников. Поэтому для частоты роторного тока будем иметь (см. XI-16 и XI-17):



$$\nu_2 = \frac{pn_2}{60} = \frac{pn_1 s}{60}.$$

Но $\frac{pn}{60} = \nu$ — частота сетевого тока. Поэтому

$$\nu_2 = s \cdot \nu. \quad (\text{XI-19})$$

Рис. XI-18. Зависимость роторных величин асинхронного двигателя от скольжения:

а — частоты; б — сопротивления.

Как видим, частота роторного тока пропорциональна скольжению. В момент пуска двигателя ($n = 0, s = 1$) $\nu_2 = \nu = 50$ гц, а при холостом ходе ($n \approx n_1, s \ll 1$) $\nu_2 < 0,5$ гц. При номинальной нагрузке ($s = 2-5\%$) $\nu = 1-2,5$ гц.

Зависимость $\nu_2 = f(s)$ показана на рис. XI-18, а.

Сопротивление обмотки ротора

Активное сопротивление роторной обмотки r_2 незначительно по величине и практически неизменно. Индуктивное ее сопротивление пропорционально скольжению. Действительно (см. X-50): $x_{s2} = \omega_2 L_{s2}$. Так как $\omega_2 = 2\pi\nu_2 = 2\pi s\nu$, то $x_{s2} = 2\pi s\nu L_{s2}$. Индуктивное сопротивление в начальный момент пуска ($s = 1$): $x_{s20} = 2\pi\nu L_{s2}$. Тогда

$$x_{s2} = s \cdot x_{s20}. \quad (\text{XI-20})$$

При $s = 0$ и $x_{s2} = 0$, а $z_2 = r_2$. При $s = 1$ индуктивное сопротив-

ление во много раз больше активного и близко по величине к z_2 .

Зависимость сопротивлений ротора от скольжения показана на рис. XI-18,б.

Коэффициент мощности роторной цепи ($\cos \varphi_2$)

Для обмотки ротора

$$\cos \varphi_2 = \frac{r_2}{z_2} = \frac{r_2}{\sqrt{r_2^2 + x_{s2}^2}} = \frac{r_2}{\sqrt{r_2^2 + (sx_{s20})^2}}. \quad (\text{XI-21})$$

Следовательно, значения $\cos \varphi_2$ находятся в обратной зависимости от скольжения. При больших скольжениях (пусковой режим) значения $\cos \varphi_2$, а также $\cos \varphi_1$ будут низкими.

Рабочие характеристики асинхронных двигателей

Вращающий момент асинхронного двигателя, создаваемый взаимодействием потока Φ и силы тока в роторе I_2 , пропорционален произведению этих двух величин и коэффициента мощности роторной цепи:

$$M = k \Phi I_2 \cos \varphi_2, \quad (\text{XI-22})$$

где k — коэффициент, включающий ряд конструктивных величин.

Так как $I_2 = \frac{E_2}{Z_2}$, а E_2 пропорционально потоку Φ , то I_2 тоже пропорционально Φ .

Отсюда следует, что вращающий момент пропорционален квадрату Φ . Но (см. XI-15) поток пропорционален напряжению U . Таким образом, вращающий момент асинхронного двигателя пропорционален квадрату напряжения, подведенного к статору:

$$M \equiv U^2. \quad (\text{XI-23})$$

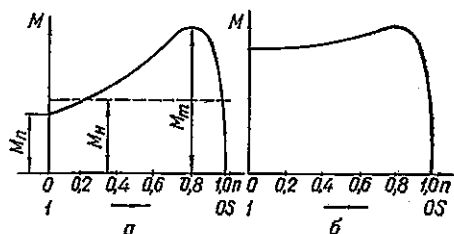


Рис. XI-19. Рабочие характеристики асинхронных двигателей.

Вращающий момент асинхронного двигателя имеет различные значения в зависимости от числа оборотов и, следовательно, от скольжения. Эта зависимость, изображенная на рис. XI-19,а, называется *рабочей характеристикой* двигателя. По оси абсцисс откладываются числа оборотов двигателя в долях от синхронного, а по оси ординат — значения вращающего момента. Крайняя левая точка диаграммы ($n = 0$) дает пусковой вращающий момент двигателя M_n ; крайняя правая ($n = 1$) соответствует синхронному числу

оборотов, при котором $M = 0$. Рабочий режим двигателя лежит в пределах узкой правой части диаграммы, от наибольшего возможного значения момента M_m до $M = 0$.

Обозначим символом $M_{пр}$ противодействующий (тормозной) момент, создаваемый механической нагрузкой на валу. Очевидным условием для запуска двигателя является $M_n > M_{пр}$. Если это условие выполнено, ротор двигателя придет в движение, число оборотов его n будет возрастать, а скольжение s уменьшаться. Как видно из рис. XI-19,а, вращающий момент двигателя при этом растет от M_n до максимального M_m , следовательно, растет и избыточная располагаемая мощность двигателя, определяемая разностью моментов M и $M_{пр}$.

Чем больше разность между располагаемым моментом двигателя (возможным при данном скольжении по рабочей характеристике) M и противодействующим $M_{пр}$, тем легче режим запуска и тем быстрее двигатель достигает установившейся скорости вращения.

Как показывает механическая характеристика, при некотором числе оборотов располагаемый вращающий момент двигателя достигает максимально возможного для данного двигателя (при данном напряжении U) значения M_m . Далее двигатель продолжает увеличивать скорость вращения, но располагаемый вращающий момент его быстро уменьшается. При каких-то значениях n и s вращающий момент двигателя становится равным противодействующему: пуск двигателя заканчивается, число оборотов его устанавливается на значении, соответствующем соотношению

$$M = M_{пр}.$$

Это соотношение является обязательным для всех нагрузочных режимов двигателя, т. е. для всех значений $M_{пр}$, не выходящих за пределы максимального располагаемого вращающего момента двигателя M_m . В этих пределах двигатель автоматически приспосабливается ко всем колебаниям нагрузки. Если во время работы двигателя его механическая нагрузка увеличивается, $M_{пр}$ на какое-то мгновение станет больше момента, развиваемого двигателем. Обороты двигателя начнут снижаться, а момент (см. характеристику) увеличиваться. Скорость вращения установится на новом уровне, отвечающем равенству M и $M_{пр}$. При снижении нагрузки процесс перехода к новому нагрузочному режиму будет обратным.

Если нагрузочный момент $M_{пр}$ превысит M_m , двигатель остановится, так как с дальнейшим уменьшением оборотов вращающий момент двигателя уменьшается.

Поэтому максимальный момент двигателя M_m называется еще опрокидывающим или критическим моментом. Как показывает теоретический анализ, максимальное значение момента наступает тогда, когда индуктивное сопротивление роторной цепи становится равным активному (см. рис. XI-18): $x_{s2} = r_2$. У большинства асинхронных двигателей это равенство наступает при $s = 10 \div 15\%$.

Номинальный вращающий момент двигателя M_n лежит обычно в пределах $0,4 \div 0,6$ от M_m . Номинальный момент определяет величину номинальной (паспортной) мощности двигателя:

$$P = 9,81 M_n \omega, \quad (XI-24)$$

где P — мощность двигателя, *квт*;

M_n — номинальный вращающий момент в *кгм/сек*;

ω — угловая скорость вращения ротора.

Из соотношения между M_n и M_m следует, что асинхронные двигатели имеют большой механический запас мощности и допускают более или менее длительную перегрузку в $1,5 \div 2,5$ раза

Пусковые характеристики короткозамкнутых асинхронных двигателей

Как видно из рис. XI-19,а, пусковой вращающий момент короткозамкнутого двигателя с роторной обмоткой типа «беличьего колеса» очень невелик, часто меньше номинального. Запуск таких двигателей под нагрузкой может быть затруднен или совсем невозможен. Кроме того, у этих двигателей очень велик начальный пусковой ток: в $4 \div 7$ раз больше номинального при полной нагрузке, что тоже может создавать затруднения при пуске. Поэтому были созданы и широко применяются конструкции асинхронных двигателей с улучшенными пусковыми характеристиками. Конструктивные изменения касаются только роторных обмоток.

Улучшение пусковых характеристик асинхронных двигателей основано на том, что максимальное значение вращающего момента двигателя достигается при равенстве активного и индуктивного сопротивлений роторной цепи (см. рис. XI-18,б). На естественных рабочих характеристиках (рис. XI-19,б) эта точка смещена к правому краю далеко от точки, соответствующей пуску. В зоне, левее этой точки, $x_{s2} \gg r_2$ и $M \ll M_m$. Очевидно, что если увеличить активное сопротивление цепи ротора, то в пусковой зоне значения r_2 приблизятся к значениям x_{s2} и соответственно повысятся значения M . Одновременно увеличение активного сопротивления приведет и к снижению пускового тока.

В настоящее время широко применяются два типа короткозамкнутых асинхронных двигателей с улучшенными пусковыми характеристиками.

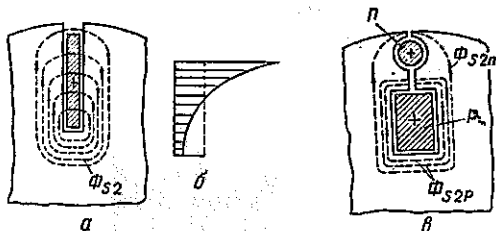


Рис. XI-20. Роторные обмотки двигателей с улучшенными пусковыми характеристиками: а — двигатель с глубоким пазом в роторе; б — схема вытеснения тока в пластине; в — двигатель с двойной обмоткой в роторе.

Двигатели с глубоким пазом в роторе. «Беличья клетка» двигателей этого типа выполняется из пластин, глубоко врезанных в тело ротора (рис. XI-20,а). Как было сказано ранее, при пуске преобладающим в обмотке ротора является индуктивное сопротивление, величина которого определяется значениями потоков рассеяния. Из рис. XI-20,а видно, что это сопротивление распределяется по сечению пластины неравномерно: нижние слои ее охватываются большим числом линий Φ_{s2} , индуктивное сопротивление их будет больше. В соответствии с этим ток будет вытесняться в верхние слои пластины (рис. XI-20,б). В результате вытеснения тока из нижних слоев пластины эффективное сечение ее уменьшается, активное сопротивление увеличивается, а это ведет к увеличению вращающего момента и одновременно к снижению пускового тока. По мере разворота двигателя индуктивное сопротивление роторной обмотки уменьшается (см. рис. XI-18,б), эффект вытеснения тока постепенно исчезает. Рабочая характеристика такого двигателя показана на рис. XI-19,б.

Двигатели с глубоким пазом благодаря их простоте, надежности в работе, низкой стоимости и простоте управления являются в настоящее время наиболее широко применяемым типом асинхронных двигателей.

Двигатель с двойной „беличьей клеткой“ в роторе. Этот двигатель был предложен еще М. О. Доливо-Добровольским. В ротор двигателя закладываются две независимые обмотки типа «беличьего колеса» (рис. XI-20,в). Одна из них (п — пусковая), лежащая ближе к поверхности ротора, имеет малое сечение, выполняется из материала с повышенным удельным сопротивлением (латунь, бронза) и потому имеет большое активное сопротивление. Другая (р — рабочая), заложенная глубоко в теле ротора, выполняется из медных стержней большого сечения и имеет очень малое активное сопротивление.

Таблица XI-2

Основные показатели для трех исполнений двигателя

Тип ротора	Номинальный к. п. д.	$\cos \varphi$	M_p/M_n^1	I_p/I_n
Обычное исполнение	0,907	0,925	1	6,25
С глубоким пазом	0,897	0,86	1,5	4
С двойной клеткой	0,896	0,76	2,25	3,9

¹ Индекс п — пусковой; индекс н — номинальный.

При пуске индуктивное сопротивление глубоко сидящей обмотки будет гораздо больше, чем наружной; вращающий момент будет создаваться в основном верхней обмоткой, в которой в момент пуска активное сопротивление будет близко по величине к индук-

тивному. В рабочем режиме основную роль играет вторая обмотка. Рабочая характеристика этого двигателя примерно такая же, как и у двигателя с глубоким пазом.

Двигатели с двойной обмоткой сложнее и дороже, чем двигатели с глубоким пазом, и применяются только при больших мощностях.

Пусковые характеристики этих типов двигателей выше, чем у двигателей обычного исполнения, однако у них несколько ниже к.п.д. и $\cos \phi$. В табл. XI-2 сопоставлены основные показатели для трех конструктивных исполнений двигателя 15 кВт, 380 в, 25 об/сек.

Пусковые характеристики двигателей с фазным ротором

Схема включения двигателя с фазным ротором представлена на рис. XI-17,а. Так как во время пуска в цепь ротора вводится добавочное активное сопротивление R , точка максимума вращающего момента на рабочей характеристике смещается влево, в пусковую зону. Если подобрать реостат так, чтобы в сумме его сопротивление и активное сопротивление роторной обмотки равнялись индуктивному сопротивлению, то двигатель будет развивать M_m в момент запуска. По мере разгона двигателя M уменьшается и потому для поддержания вращающего момента на уровне, близком к M_m , реостат постепенно выводится. По окончании запуска реостат полностью выводится.

Пусковой режим двигателя с фазной обмоткой представлен на рис. XI-21.

Двигатели с фазной обмоткой и реостатным пуском более сложны и на 20÷÷25 % дороже, чем короткозамкнутые, а также сложнее в управлении. Их применяют при очень тяжелых пусковых нагрузках и в случае необходимости плавного пуска.

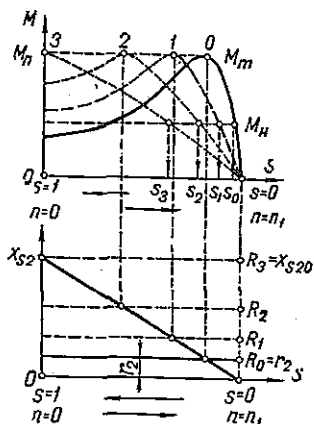


Рис. XI-21. Пусковой режим двигателя с фазным ротором.

Пуск короткозамкнутых двигателей. Реверсирование

В основном, короткозамкнутые асинхронные двигатели запускают, непосредственно подключая к сети на полное напряжение.

При больших мощностях (в сравнении с мощностью источника тока) пуск производят на пониженном напряжении. Пониженное напряжение подается к двигателю обычно через регулируемый автотрансформатор. Если обмотка статора двигателя в рабочем режиме соединена треугольником, то пусковое напряжение (на

фазу) можно понизить в $\sqrt{3}$ раз, переключив ее при пуске на звезду. Для этого применяют особые переключатели.

Пуск при пониженном напряжении возможен только вхолостую, так как вращающий момент двигателя пропорционален квадрату напряжения (XI-23).

Реверсированием называется изменение направления вращения ротора. Как показано ранее, ротор вращается в ту же сторону, что и вращающийся магнитный поток, а направление вращения потока определяется порядком чередования фаз обмотки статора.

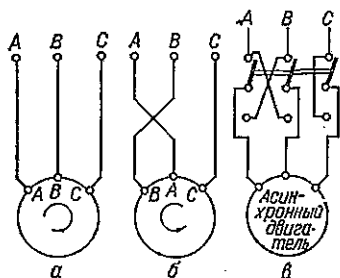


Рис. XI-22. Схема реверсирования асинхронного двигателя.

Поэтому для изменения направления вращения асинхронного двигателя необходимо изменить направление вращения потока статора. Для этого достаточно поменять местами любые два провода (из трех), идущие от источника к статору двигателя (рис. XI-22, а, б).

Реверсирование осуществляется непосредственно с помощью двухполюсного или трехполюсного переключателя (рис. XI-22, в).

Регулирование скорости вращения

По (XI-18) $n = (1-s) n_1$ и так как скорость вращения потока статора (синхронная скорость) $n_1 = \frac{60v}{p}$, то

$$n = (1-s) \frac{60v}{p}. \quad (XI-25)$$

Таким образом, скорость вращения асинхронного двигателя зависит от скольжения, частоты питающего тока и числа пар полюсов обмотки статора. Регулировать скорость двигателя можно изменением любой из этих величин.

Изменение частоты тока. Так как частота промышленного тока постоянна, то регулирование скорости изменением частоты возможно только в редких случаях, при наличии отдельных источников питания или преобразователей частоты.

Изменение скольжения возможно только для двигателей с фазным ротором и осуществляется с помощью реостата в цепи ротора (рис. XI-21). При постоянном противодействующем (нагрузочном) моменте $M_{пр}$ и разных сопротивлениях реостата число оборотов ротора, при котором вращающий момент, развиваемый двигателем, равен M , будет изменяться: чем больше включенное сопротивление реостата, тем меньше число оборотов. Точка пересечения линии с характеристикой двигателя перемещается влево,

в сторону больших скольжений, по мере введения все большего сопротивления в цепь ротора.

Таким образом, регулирование скорости изменением скольжения с помощью реостата в цепи ротора возможно только в сторону уменьшения оборотов. Кроме того, включение реостата в цепь ротора связано со значительными потерями энергии и снижением к.п.д. двигателя. Поэтому такое регулирование практически применяется редко.

Изменение числа пар полюсов статора. Скорость вращения асинхронного двигателя обратно пропорциональна числу пар полюсов статора. Изменить p практически можно изменением схемы соединения между собой катушек каждой фазы обмотки статора, как это показано на рис. XI-23 для трехфазной обмотки с двумя катушками на фазу. Знак полюса, создаваемого катушкой, определяется направлением обтекания катушки током. Поэтому на рис. XI-23,а внутри катушек создаются два южных полюса S , потоки замыкаются в промежутках между катушками и там создаются два полюса N . Обмотка имеет $p=2$; синхронное число оборотов двигателя: $n_1 = \frac{60\nu}{p} = 25 \text{ об/сек.}$ На рис. XI-23,б катушки обтекаются током в противоположных направлениях, $p=1$, $n_1 = 50 \text{ об/сек.}$

Заводы СССР выпускают такие многоскоростные короткозамкнутые асинхронные двигатели с двумя, тремя и четырьмя ступенями чисел оборотов.

В целом регулирование скорости асинхронных двигателей довольно несовершенно и затруднительно. В этом их основной недостаток. В большинстве случаев асинхронные двигатели работают без регулирования скорости.

Технико-экономические характеристики асинхронных двигателей

В асинхронных машинах имеются те же потери, что и в синхронных. К.п.д. асинхронных двигателей при номинальном напряжении и полной нагрузке для большинства типов двигателей находится в пределах 0,8—0,9. У двигателей самых малых мощностей к.п.д. бывает меньше 0,8; у двигателей с мощностями в сотни и тысячи киловатт к.п.д. увеличивается до 0,94 и более. К.п.д. асинхронных двигателей заметно снижается при неполной загрузке их (рис. XI-24). Поэтому правильный подбор двигателей по мощ-

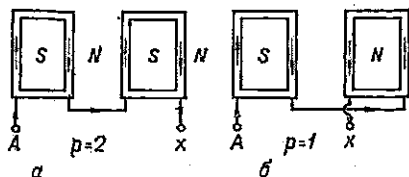


Рис. XI-23. Схема изменения числа пар полюсов в обмотке статора.

ности, учитывая массовость их применения, имеет большое значение.

Отрицательной особенностью асинхронных двигателей является то, что они всегда имеют $\cos \varphi$, меньший единицы. Широкое распространение асинхронных двигателей, работающих всегда с $\cos \varphi$, значительно меньшим единицы, является основной причиной того, что генераторы электрических станций вырабатывают не только активную, но и реактивную энергию, которая в определенной степени повышает загруженность сетей, ограничивая их возможности по передаче активной энергии и увеличивая потери.

Коэффициент мощности большинства асинхронных двигателей при номинальной нагрузке находится в пределах 0,8—0,9, снижаясь у некоторых двигателей до 0,75 и даже 0,7. Существенным является то, что $\cos \varphi$ асинхронных двигателей еще в большей степени, чем к.п.д., зависит от загрузки двигателя. Таким образом, правильный подбор двигателей по мощности (без излишних запасов) не только ведет к прямой экономии электроэнергии (повышается к.п.д.), но и повышает $\cos \varphi$ в сети и на станциях.

Производство асинхронных двигателей — массовое крупносерийное. В СССР для облегчения и удешевления его в послевоенные годы разработаны единые серии асинхронных двигателей. В основном в настоящее время выпускаются и применяются трехфазные двигатели. Однофазные асинхронные двигатели выпускаются на малые мощности (обычно менее 1 *квт.*). К.п.д. и $\cos \varphi$ их ниже, чем у трехфазных.

Диапазон мощностей, на которые производятся асинхронные двигатели, очень широк, от нескольких ватт до десяти и более тысяч киловатт.

Асинхронные двигатели выпускаются как на низкие (127, 220, 380, 500 *в*), так и на высокие (3000 и 6000 *в*) напряжения.

§ XI-5. МАШИНЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Принцип действия машины постоянного тока и основы ее конструкции

Процесс работы машины постоянного тока в режиме генератора и в режиме двигателя представлен схематически на рис. XI-25.

В режиме генератора машина преобразует механическую энергию первичного двигателя, расходуемую непосредственно на вращение подвижной части машины, содержащей контуры из проводников (витки обмотки), в энергию электрическую. Процесс этого преобразования заключается в следующем. Вращающийся в маг-

нитном поле полюсов $N-S$ контур из проводников пересекается магнитным потоком и в нем наводится э.д.с. Концы контура припаяны к медному кольцу, разрезанному на части. Кольцо вращается вместе с контуром, щетки, наложенные на него, связывают его с внешней цепью, в которую включены потребители тока.

Сопоставим рис. XI-25 и XI-1. Различие заключается в том, что при генерировании переменного тока концы контура присоединены к двум изолированным кольцам, а в машине постоянного тока — к двум изолированным половинкам одного кольца. Если на некоторое время забыть о контактных кольцах, то очевидно, что процессы наведения э.д.с. в контурах обеих схем аналогичны. В обоих случаях каждый стержень контура проходит за один оборот (по отношению к магнитному потоку $N-S$) все те фазы, в результате прохождения которых в каждом стержне создается переменная синусоидальная э.д.с. Стержни контура пространственно смещены так, что в то время, как один из них проходит под северным полюсом, другой симметрично проходит под южным. Поэтому на выводах контура получаем сумму э.д.с. обоих стержней. Таким образом, в обеих схемах на концах генерирующего контура получаем переменную синусоидальную э.д.с.

На рис. XI-1 этот переменный синусоидальный ток в неизменном виде передается во внешнюю цепь. По рис. XI-25 можно проследить следующее. Так как половинки кольца вращаются вместе со стержнями контура, а щетки неподвижны, то каждый конец внешней цепи через свою щетку оказывается связанным попеременно то с одним, то с другим стержнем, но знак полюса, а следовательно, и направление э.д.с. для каждой щетки остаются неизменными. Хотя в машине создается переменный ток, во внешней цепи он сохраняет постоянное направление.

Медное кольцо, разрезанное на две половины (*коллектор*), одна из трех основных частей машины постоянного тока. В реальной машине кольцо коллектора разрезано на несколько десятков пластин, тщательно изолированных одна от другой и от чугунной втулки, к которой они крепятся. Каждая пластина присоединена к одной точке обмотки машины (рис. XI-26). Щетки, наложенные на коллектор, охватывают сумму э.д.с. одного и того же количества витков обмотки, и, следовательно, напряжение на зажимах машины постоянно не только по знаку, но и по величине.

Если через половинки контактного кольца (на рис. XI-25) к контуру подвести постоянный ток, взаимодействие его с магнитным потоком полюсов $N-S$ создаст механическую силу, которая при-

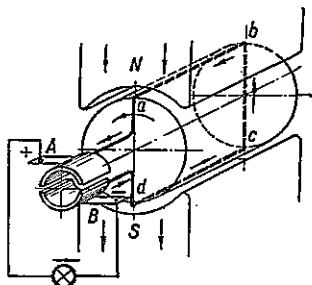


Рис. XI-25. Принцип действия машины постоянного тока.

ведет контур во вращение: затрачиваемая электрическая энергия будет преобразовываться в механическую, машина начнет работать в режиме двигателя. При вращении контура каждая сторона его будет переходить из-под N под S и наоборот. Для того чтобы знак силы при этом не менялся, необходимо одновременное изменение в стержнях направления тока, чтобы менялся знак (+, —) щетки, с которой связан стержень. Именно эту функцию и выполняет в двигателе коллектор.

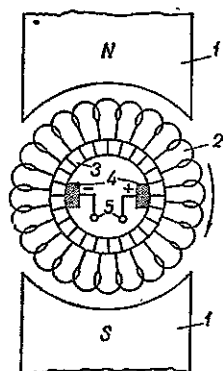


Рис. XI-26. Схема соединения обмотки якоря с коллектором:

1 — полусы индуктора; 2 — обмотка якоря; 3 — коллектор; 4 — щетки; 5 — выводы.

Следует подчеркнуть следующее важное обстоятельство: механическая сила взаимодействия возникает и в генераторном режиме работы машины, но если у двигателя она является движущей, то в генераторе — противодействующей. Именно на преодоление этой силы тратится мощность первичного двигателя.

Схематически поперечный разрез машины постоянного тока представлен на рис. XI-27, а продольный разрез — на рис. XI-28.

Машина постоянного тока имеет три основные части: индуктор (статор), якорь (ротор) и коллектор.

Рис. XI-27. Конструктивная схема машины постоянного тока:

1 — станина (корпус); 2 — полюс индуктора; 3 — обмотка полюса; 4 — якорь; 5 — обмотка якоря; 6 — коллектор; 7 — вал.

Индуктор — неподвижная внешняя часть машины, предназначенная для создания магнитного потока Φ . Индуктор представляет собой полый литой стальной цилиндр, к которому с внутренней стороны болтами прикрепляются полюсы — электромагниты, питаемые постоянным током.

Полюс состоит из сердечника и обмотки (рис. XI-29). Со стороны якоря сердечник имеет расширенную часть — полюсный наконечник, обеспечивающий более равномерное распределение магнитного потока вдоль окружности якоря. Так как полюсные наконечники пересекаются магнитным потоком вращающегося якоря, то для уменьшения потерь на вихревые токи их собирают из отдельных изолированных друг от друга листов электротехнической стали.

Обмотка полюса — катушка, намотанная на шаблоне из медного изолированного провода.

Якорь — вращающаяся внутренняя часть машины, в обмотке которой при пересечении ее потоком Φ создается э. д. с. E . На од-

ном валу с якорем закреплен коллектор. Якорь с коллектором и вентилятором представлен на рис. XI-30.

Якорь состоит из стального цилиндрического сердечника и обмотки, закладываемой в пазы с наружной стороны сердечника.

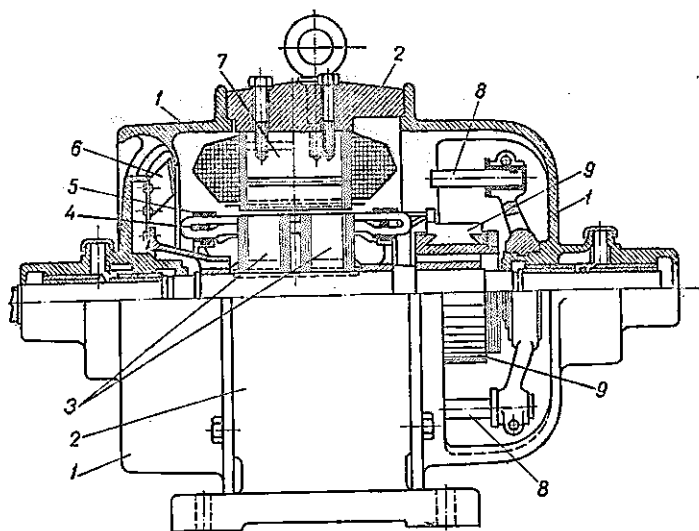


Рис. XI-28. Машина постоянного тока (продольный разрез):

1 — подшипниковый щит; 2 — станина (корпус); 3 — якорь; 4 — обмотка якоря; 5 — бандаж; 6 — вентилятор; 7 — полюс индуктора; 8 — палец щеткодержателя; 9 — коллектор.

Сердечник якоря — цилиндрическое тело, собранное из штампованных листов электротехнической стали, изолированных друг от друга лаком или тонкой бумагой. Толщина листов — 0,5 мм.

Обмотка якоря состоит из секций, которые изготавливаются из изолированного медного провода на специальных шаблонах.

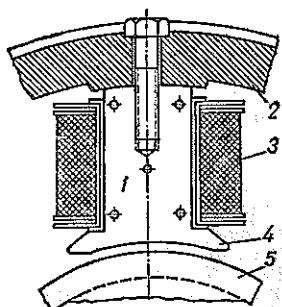


Рис. XI-29. Полюс машины постоянного тока:

1 — сердечник; 2 — станина; 3 — обмотка; 4 — полюсный наконечник; 5 — якорь машины.

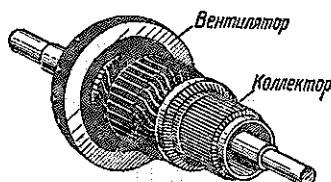


Рис. XI-30. Якорь машины постоянного тока.

Э. д. с. машины постоянного тока, используя (XI-2), можно записать:

$$E = 4 \frac{pn}{60} \Phi \omega.$$

Так как в этом выражении все величины, кроме Φ и n , постоянны, то, объединив их одним коэффициентом c_e , получим:

$$E = c_e \Phi n. \quad (XI-26)$$

Эта э. д. с. создается как в генераторном режиме, так и в двигательном, но роль ее при этом различна. В генераторе э. д. с. является источником тока, в двигателе она играет роль электрической реакции и по отношению к подведенному напряжению является силой противодействующей. Поэтому выражения, показывающие соотношение между э. д. с. и напряжением, будут разными, а именно: для генератора

$$U = E - I_a R_a; \quad (XI-27)$$

для двигателя

$$U = E + I_a R_a. \quad (XI-28)$$

Типы машин постоянного тока по схеме возбуждения

Схемой возбуждения называется схема питания обмотки индуктора. Она определяет основные свойства и характеристики машины.

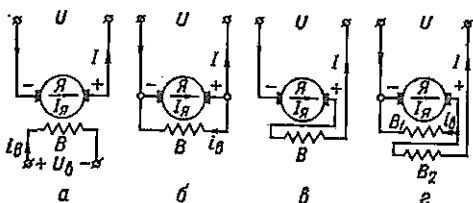


Рис. XI-31. Типы машин постоянного тока по схеме возбуждения:

а — с независимым возбуждением; б — параллельного возбуждения (шунтовая); в — последовательного возбуждения (серийная); г — смешанного возбуждения (компаундная).

По схеме возбуждения машины постоянного тока делятся на машины с независимым возбуждением и машины с самовозбуждением. На электрических схемах (рис. XI-31) Я — якорь, В — обмотка возбуждения (индуктора), I — ток в главной цепи, I_B — ток возбуждения.

В машине с независимым возбуждением (рис.

XI-31, а) обмотка индуктора питается от постороннего источника постоянного тока, например, от полупроводникового или ионного выпрямителя, от аккумулятора или генератора постоянного тока.

Схема с независимым возбуждением (с электрически не связанными цепями якоря и индуктора) применяется редко. Обычно у машин постоянного тока цепи якоря и индуктора электрически

связаны. У генераторов при этом происходит самовозбуждение: обмотка индуктора питается током якоря той же машины.

В зависимости от схемы, по которой электрически связаны обмотки якоря и индуктора, получаются следующие три типа машин постоянного тока, имеющих и в генераторном и в двигательном режиме разные характеристики и соответственно разные области применения: машины с параллельным возбуждением (шунтовые), машины с последовательным возбуждением (серийные), машины со смешанным возбуждением (компаундные).

В машине параллельного возбуждения обмотка возбуждения параллельно соединена с якорем (по отношению к внешней цепи), а в машине последовательного возбуждения — последовательно. Машина смешанного возбуждения имеет параллельную и последовательную обмотки возбуждения, причем обычно основной является параллельная.

Самовозбуждение в генераторах постоянного тока основано на использовании явления гистерезиса в стали полюсов индуктора. Остаточный магнитный поток наводит в обмотке якоря небольшую (несколько процентов от полной) начальную э. д. с. Ток в обмотке возбуждения, созданный этой э. д. с., увеличивает магнитный поток, э. д. с. возрастает и т. д.

Характеристики генераторов постоянного тока

На рис. XI-32, а показана характеристика холостого хода: $E = f(i_b)$ при $I_a = 0$ и $n = \text{const}$. Нижняя кривая отражает начальную характеристику, снимаемую у машины, не имеющей оста-

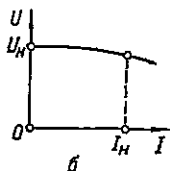
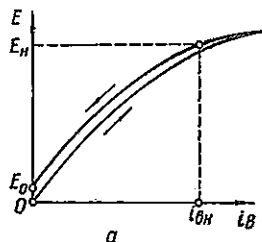


Рис. XI-32. Характеристики генераторов постоянного тока:

а — холостого хода; б — внешняя.

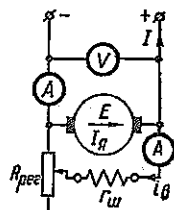


Рис. XI-33. Схема регулирования напряжения генератора постоянного тока (шунтового).

точной намагниченности. Кривая начинается с нуля и при возрастании i_b изменяется по кривой намагничивания стали. При обратном ходе значения E несколько выше из-за гистерезиса и при $i_b = 0$ получим $E = E_0 > 0$.

Значения E измеряются вольтметром на зажимах машины, так как при холостом ходе в якоре напряжение не падает и $U = E$.

Из (XI-27) видно, что по мере нагрузки генератора (увеличения I) напряжение на его зажимах снижается. Зависимость $U = f(I)$ при $n = \text{const}$ и $i_a = \text{const}$ называется *внешней характеристикой генератора*; она показана (для генератора параллельного возбуждения) на рис. XI-31,б. Для этих генераторов снижение напряжения при полной нагрузке достигает 5÷10% от номинального. У генераторов смешанного возбуждения снижение напряжения может быть несколько меньше.

К генераторам обычно предъявляется требование поддерживать напряжение неизменным. Это достигается искусственным регулированием напряжения. Регулирование напряжения происходит при изменении тока возбуждения i_a с помощью регулировочного реостата $R_{\text{рег}}$ в цепи возбуждения (рис. XI-33).

Так как $E = c_e \Phi n$, то

$$U = c_e \Phi n - I_a R_a.$$

Следовательно, изменяя ток i_a , создающий поток Φ , можно обеспечить неизменность U при всех значениях I .

В современных электроустановках регулирование производят специальными автоматическими устройствами.

Области применения генераторов постоянного тока и их основные показатели

Основные области применения генераторов постоянного тока: преобразовательные агрегаты переменного-постоянного тока; электролизные установки; агрегаты для дуговой электросварки; питание устройств для гальванопластики и гальванических покрытий; легковые и грузовые автомашины, тракторы, самолеты и пр. Мощности генераторов находятся в пределах от нескольких десятков ватт до нескольких тысяч киловатт. Широкий диапазон применяемых напряжений. Генераторы серии ПН и П, наиболее широко применяемые, выпускают на напряжения 110÷660 в, мощностями от долей до 1100 кВт и числом оборотов от 1000 до 3000. Генераторы для электролизных установок имеют мощности от 160 до 550 кВт, напряжение — 75÷80 в, ток — 2140—6500 а. Генераторы для гальванопластики и гальванических покрытий выпускают на мощности 3÷30 кВт, напряжения — 6÷12 в, ток — 250—5000 а. Генераторы наибольших мощностей применяются в прокатных агрегатах.

**Число оборотов двигателей постоянного тока,
регулирование их скорости и пуск**

Выражение для числа оборотов можно получить из (XI-28), если подставить в нее $E = c_e \Phi n$:

$$n = \frac{U - I_a R_a}{c_e \Phi}. \quad (\text{XI-29})$$

Так как $I_{я}R_{я}$ очень мало по сравнению с U , то

$$n \cong \frac{U}{c_e \Phi}. \quad (XI-29a)$$

Таким образом, число оборотов двигателя пропорционально подведенному к нему напряжению и обратно пропорционально магнитному потоку.

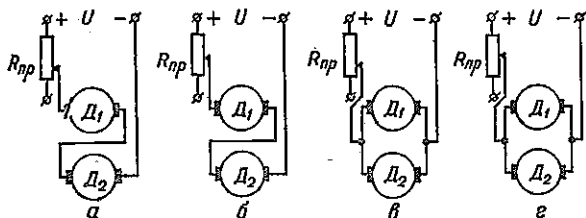


Рис. XI-34. Регулирование числа оборотов двигателей постоянного тока изменением подводимого напряжения.

Из (XI-29a) видно, как можно регулировать скорость вращения двигателей постоянного тока. Первый способ — изменением напряжения, подведенного к якорю. Этот способ регулирования применяется тогда, когда параллельно работают два (или более) двигателя, например, в вагоне трамвая. В этом случае изменение напряжения на зажимах двигателей (при неизменном напряжении сети) достигается в основном изменением схемы взаимного соединения якорей двигателей (последовательно-параллельно) и частично реостатом в цепи якоря (рис. XI-34).

Второй способ регулирования скорости — изменением тока i_a с помощью регулировочного реостата в цепи возбуждения тока, а значит, и потока Φ (рис. XI-35). На рисунке показан пусковой реостат $R_{пг}$, всегда включенный последовательно с якорем на время пуска. Необходимость в пусковом реостате определяется следующим.

Из (XI-28) получаем:

$$I_{я} = \frac{U - c_e \Phi \cdot n}{R_{я}}. \quad (XI-30)$$

Сопротивление обмотки якоря $R_{я}$ равно долям ома. В рабочем режиме, когда $n \gg 0$, значение $I_{я}$ ограничивается противодействующей э.д.с. $E = c_e \Phi n$. В начальный период пуска, когда $n = 0$ или еще невелико, сила тока может достигнуть опасных для машины значений: после разгона двигателя до нормальной скорости пусковой реостат выводится полностью.

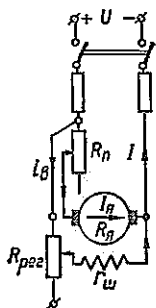


Рис. XI-35. Схема двигателя постоянного тока (шунтового) с пусковым и регулировочным реостатами.

Вращающий момент двигателей постоянного тока. Рабочие характеристики их

Как было показано ранее, сила, приводящая якорь двигателя во вращение, создается взаимодействием магнитного потока Φ и тока в якоре $I_{я}$. Поэтому вращающий момент двигателя пропорционален произведению этих двух величин:

$$M = c_m \Phi I_{я}. \quad (XI-31)$$

Коэффициент c_m учитывает влияние некоторых постоянных конструктивных величин.

Рабочие характеристики — это зависимость вращающего момента и числа оборотов от тока якоря. Эти зависимости различны у двигателей параллельного и последовательного возбуждения.

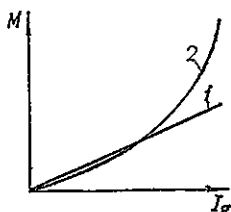


Рис. XI-36. Рабочие характеристики двигателей постоянного тока:

1 — шунтового; 2 — серийесного.

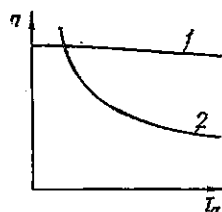


Рис. XI-37. Скоростные характеристики двигателей постоянного тока:

1 — шунтового; 2 — серийесного.

Как показывают схемы (рис. XI-31б, в), ток возбуждения $i_{в}$, создающий магнитный поток Φ , у двигателя параллельного возбуждения не зависит от нагрузочного тока I и остается неизменным при всех значениях I и $I_{я}$; у двигателя последовательного возбуждения $i_{в} = I = I_{я}$. Поэтому по (XI-31) имеем:

для двигателя параллельного возбуждения
 Φ — постояннен;

$$M \equiv I_{я}; \quad (XI-32)$$

для двигателя последовательного возбуждения

$$\begin{aligned} \Phi &\equiv I_{я}; \\ M &\equiv I_{я}^2. \end{aligned} \quad (XI-33)$$

Зависимость M от $I_{я}$ для шунтового 1 и серийесного 2 двигателей показана на рис. XI-36.

Важной характеристикой двигателя является зависимость его скорости вращения от механической нагрузки, или от $I_{я}$. Из (XI-29)

видно, что и характеристика $n = f(I_a)$ резко различна у двигателей параллельного и последовательного возбуждения.

Для двигателя параллельного возбуждения имеем: Φ — постоянная, с ростом нагрузки (и I_a) скорость снижается, но незначительно — на 5+8% от номинала, так как $I_a R_a$ даже при полной нагрузке невелико. Для двигателя последовательного возбуждения картина совершенно иная: $\Phi \equiv I_a$, и скорость двигателя резко меняется при колебаниях его нагрузки (рис. XI-37).

Потери мощности и коэффициент полезного действия машины постоянного тока

Машине постоянного тока свойственны такие потери: а) в меди p_m ; б) в стали p_c ; в) механические $p_{мех}$.

Потери в меди — это потери в обмотке якоря $p_{м.я} = I_a^2 R_a$ и в обмотке возбуждения $p_{м.в} = I_b^2 r_b = U I_b = p_b$, где p_b — мощность возбуждения.

Потери в меди находятся в прямой зависимости от нагрузки машины: увеличиваются с увеличением нагрузки.

Потери в стали состоят из потерь на гистерезис и на вихревые токи:

$$p_c = p_r + p_{вх}.$$

В машине постоянного тока потери в стали бывают только в якоре, который при вращении пересекается неподвижным потоком индуктора Φ . Потерь в стали индуктора нет, так как постоянный по величине и неподвижный в пространстве магнитный поток индуктора Φ не пересекает его сталь.

Механические потери состоят из потерь на трение в подшипниках, на трение якоря о воздух, на трение щеток о коллектор и на вентиляцию. Все эти потери находятся в прямой зависимости от скорости вращения якоря.

Общие потери в машине постоянного тока

$$\sum p = p_m + p_c + p_{мех}.$$

К.п.д. машины представляет собой отношение полезной мощности к затраченной:

$$\eta = \frac{P}{P + \sum p}.$$

Номинальный к.п.д. современных машин постоянного тока составляет 75—96% (меньшие значения относятся к машинам меньшей мощности).

Области применения двигателей постоянного тока

Двигатели постоянного тока имеют хорошие рабочие характеристики, отличаются простотой регулирования скорости вращения, но, в сравнении с двигателями переменного тока, имеют и

серьезные недостатки. Например, такие как потребность в источнике постоянного тока, конструктивная сложность и более высокая стоимость, потребность в постоянном присмотре из-за коллектора.

Основной тип транспортного тягового двигателя — двигатель последовательного возбуждения. Он имеет большой пусковой момент (пропорциональный квадрату силы тока). Двигатель автоматически приспособливается к профилю пути, меняя соответственно скорость. Это имеет большое значение для тягового двигателя. Трамваи во всем мире работают на серийных двигателях постоянного тока.

Двигатели последовательного возбуждения широко применяют на пригородных и магистральных электрифицированных железных дорогах, в метро, в электрифицированном заводском и шахтном транспорте, в электрокарах и пр.

В троллейбусах и на магистральных электрифицированных железных дорогах с рекуперативным торможением, т. е. с отдачей энергии в сеть при торможении, применяют двигатели со смешанным возбуждением (с преобладанием последовательной обмотки).

Двигатели с параллельным возбуждением применяют там, где требуется плавное регулирование оборотов в широких пределах, например, в мощных прокатных станах, в текстильной промышленности и пр.

Электромашиностроительные заводы СССР выпускают много типов машин постоянного тока с большим диапазоном по мощности, напряжению и скорости вращения, в открытом, защищенном, закрытом и взрывобезопасном исполнении.

§ XI-6. ТРАНСФОРМАТОРЫ

Принцип действия

Трансформатор — это электромагнитный аппарат, служащий для преобразования напряжения и силы тока в цепях переменного тока при неизменной частоте. Необходимость в такой трансформации основных величин переменного тока возникает при передаче электрической энергии по проводам на дальние расстояния. Если сопротивление провода r , то потеря энергии в нем равна I^2rt , дж; повышая напряжение и в той же степени (при той же мощности) снижая силу тока, в квадратичном соотношении уменьшаем потери. Кроме того, чем больше сила тока, тем больше должно быть сечение проводов и, следовательно, больше расход проводниковых материалов. В конечных точках передачи необходимо снизить напряжение до уровня, требуемого для токоприемников; сила тока при этом соответственно увеличивается. Эту задачу повышения и понижения напряжения, сопровождаемых соответствующими изменениями силы тока, выполняют трансформаторы.

Трансформатор изобретен в конце 70-х годов XIX столетия. Создателями трансформатора являются выдающийся русский изо-

брататель электротехник П. Н. Яблочков и препаратор кафедры физики Московского университета И. Ф. Усагин. Роль трансформаторов в электроэнергетике чрезвычайно велика. Изобретение трансформатора раскрыло основное преимущество электрической энергии: возможность передачи ее на большие расстояния и экономичного распределения по огромным территориям, что позволяет концентрировать производство электрической энергии на мощных, технически совершенных и высокоэкономичных электрических станциях. Применение трансформаторов открыло возможность широкого использования гидроэнергетических ресурсов.

Мощность трансформаторов выражается в киловольт-амперах. Единичная мощность и напряжение трансформаторов быстро растут в связи с ростом мощности станций и дальности электропередач. В настоящее время предприятия страны выпускают трехфазные трансформаторы мощностью до 300 Мва и однофазные — до 250 Мва; разрабатываются трехфазные — до 600 и однофазные — до 330 Мва. Верхний предел достигнутого напряжения — 750 кв.

Помимо силовых трансформаторов, участвующих в передаче и распределении энергии, важное значение на современных электроустановках имеют измерительные трансформаторы, позволяющие обеспечить контроль за работой электроустановок, управление ими и надежную защиту всех элементов установок при каких-либо нарушениях нормального режима работы.

На рис. XI-38 показана конструктивная схема однофазного трансформатора. Основными конструктивными элементами трансформатора являются: а) замкнутый стальной сердечник, служащий магнитопроводом; б) первичная и вторичная обмотки с разными числами витков w_1 и w_2 , тщательно изолированные электрически одна от другой и от сердечника.

К первичной обмотке трансформатора подводится напряжение U_1 , создающее ток I_1 . Магнитный поток Φ , замыкающийся по сердечнику, сцеплен с обеими обмотками как среднее звено трехзвеневой цепи. Поток пропорционален току, поэтому каждое изменение тока будет сопровождаться изменением потока. Исчезающие и вновь возникающие магнитные линии будут, как это видно на рисунке, пересекать обе обмотки и, следовательно (по закону электромагнитной индукции), создавать в них э.д.с. При замыкании вторичной обмотки на какое-либо сопротивление, э.д.с. этой обмотки E_2 создаст ток I_2 ; от вторичной обмотки будем, таким образом, получать электрическую энергию.

Решающую роль в физическом процессе работы трансформатора играет магнитный поток, связывающий первичную и вторичную

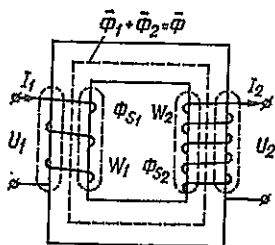


Рис. XI-38. Конструктивная схема однофазного трансформатора.

обмотки и переносящий энергию от первичной цепи к вторичной: в первичной обмотке подведенная к ней электрическая энергия превращается в магнитную, во вторичной обмотке магнитная энергия потока Φ превращается опять в электрическую, но с измененными значениями U и I .

Э.д.с. в обмотках трансформатора создается только при изменениях потока Φ . Поэтому трансформатор — аппарат только переменного тока: при подведении к первичной обмотке постоянного тока поток будет тоже постоянным и э.д.с. в обмотках наводиться не будет.

Выражения для э.д.с. E_1 и E_2 аналогичны (XI-3):

$$\left. \begin{aligned} E_1 &= 4,44\Phi_m \nu \omega_1; \\ E_2 &= 4,44\Phi_m \nu \omega_2. \end{aligned} \right\} \quad (\text{XI-34})$$

В выражения входит максимальное значение потока Φ_m .
Отношение э.д.с.

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{\omega_1}{\omega_2} = k \quad (\text{XI-35})$$

называется *коэффициентом трансформации трансформатора*.

Таким образом, трансформатор имеет две электрические цепи. Цепь, к которой подводится напряжение U_1 , называется *первичной цепью*, или первичной стороной трансформатора; цепь, от которой получаем напряжение U_2 , называется его *вторичной цепью*, или вторичной стороной. Рассматривая раздельно явления в каждой из этих цепей и применяя к ним второй закон Кирхгофа, найдем соотношение между их э.д.с. и напряжениями.

Напряжение U_1 частично расходуется на падение напряжения в сопротивлении первичной обмотки z_1 , а в большей части уравнивается э.д.с. E_1 :

$$\bar{U}_1 = \bar{E}_1 + \bar{I}_1 z_1. \quad (\text{XI-36})$$

Исходной величиной для вторичной цепи служит э.д.с. E_2 . Часть ее $I_2 z_2$ теряется в виде падения напряжения в сопротивлении вторичной обмотки; напряжение U_2 равно геометрической разности между E_2 и $I_2 z_2$:

$$\bar{U}_2 = \bar{E}_2 - \bar{I}_2 z_2. \quad (\text{XI-37})$$

Если вторичная цепь трансформатора не замкнута, имеем режим холостого хода: $I_2 = 0$. При холостом ходе трансформатора ток в его первичной обмотке тоже очень мал и может быть принят равным нулю. Таким образом, при холостом ходе трансформатора $U_1 = E_1$, $U_2 = E_2$, следовательно, (XI-35) можно записать:

$$k = \frac{U_1}{U_2}. \quad (\text{XI-38})$$

Коэффициент трансформации — основная характеристика трансформатора, показывающая, во сколько раз трансформатор изменяет напряжение. Как видно из написанных выше выражений, отношение напряжений равно отношению чисел витков:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{w_1}{w_2}. \quad (\text{XI-39})$$

При нагрузке трансформатора ($I_2 > 0$) его вторичное напряжение несколько снижается из-за внутреннего падения напряжения в его обмотках. Выражение для действительного коэффициента трансформации принимает вид

$$k = \frac{U_1}{U_2} \approx \frac{w_1}{w_2}. \quad (\text{XI-39a})$$

Обычно коэффициент трансформации задается как отношение номинальных (паспортных) напряжений: большего к меньшему.

Если $U_2 > U_1$, трансформатор называется *повышающим*; при $U_2 < U_1$ — *понижающим*.

Трансформатор не изменяет величины мощности, подводимой к нему. Если обозначить через $P_1 = U_1 I_1 \cos \varphi$ мощность, подведенную к первичной обмотке, а через $P_2 = U_2 I_2 \cos \varphi$ мощность, забираемую от вторичной, то

$$P_1 \approx P_2.$$

Углы сдвига фаз в первичной и вторичной цепи трансформатора определяются в основном характером нагрузки и могут считаться равными.

Разность между P_1 и P_2 равна потерям, потери же в трансформаторах очень невелики.

Таким образом,

$$U_1 I_1 \approx U_2 I_2,$$

или

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{U_2}{U_1}. \quad (\text{XI-40})$$

Токи в обмотках трансформатора обратно пропорциональны напряжениям. Учитывая (X-39), получим:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{w_2}{w_1}. \quad (\text{XI-40a})$$

Первичный I_1 и вторичный I_2 токи трансформатора создают потоки Φ_1 и Φ_2 . Но так как эти потоки проходят по общему сердечнику (рис. X-38), они раздельно в трансформаторе не существуют: сливаясь, они образуют результирующий магнитный поток Φ , который и является физической величиной, определяющей все основные явления в трансформаторе.

Потоки первичной и вторичной обмоток не полностью замыкаются по сердечнику. Помимо потоков Φ_1 и Φ_2 , образующих главный магнитный поток трансформатора Φ , токи I_1 и I_2 создают небольшие потоки рассеяния Φ_{s1} и Φ_{s2} , замыкающиеся в основном по воздуху (рис. XI-38). Каждый из них сцеплен только со своей обмоткой, поэтому создаваемые ими э.д.с. рассеяния E_{s1} и E_{s2} имеют характер э.д.с. самоиндукции.

Следует отметить, что основные физические процессы в трансформаторе и асинхронном двигателе аналогичны, например, обмотка статора и первичная обмотка трансформатора, обмотка ротора и вторичная обмотка трансформатора. Выражения для э.д.с. в них тождественны.

Конструктивное устройство трансформатора

Трансформаторы выпускают однофазные и трехфазные. Для напряжений до 35 кВ включительно обычно применяют трехфазные трансформаторы, для более высоких напряжений — чаще однофазные. При разделении фаз (однофазные трансформаторы) легче

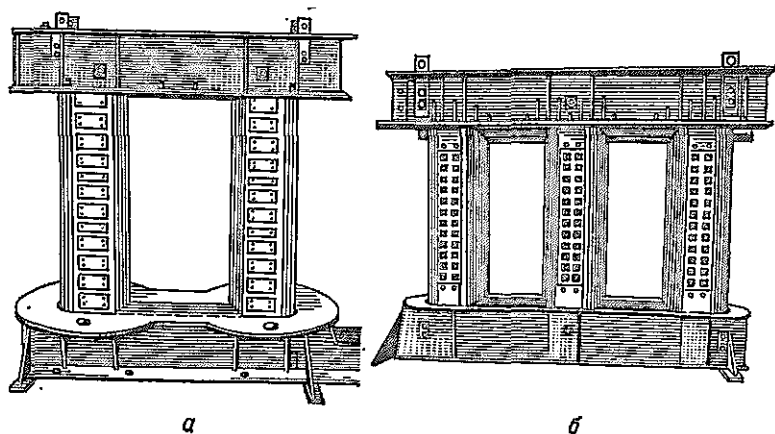


Рис. XI-39. Сердечники трансформаторов:
а — однофазного; б — трехфазного.

обеспечить надежную изоляцию и хорошее охлаждение, но, с другой стороны, трехфазные трансформаторы требуют при той же мощности, что и группа из трех однофазных, меньше материала на сердечники, масла и меньше места для установки.

Иногда трансформаторы выпускают с двумя вторичными обмотками — трехобмоточные. Например, одна вторичная обмотка на 35 кВ — для питания близко расположенных потребителей, другая на 220 кВ — для дальней передачи.

Основными конструктивными элементами трансформатора являются сердечник и обмотки. Для уменьшения потерь энергии на гистерезис и вихревые токи сердечник собирают из листов мягкой легированной (трансформаторной) стали с примесью до 4—5% кремния. Толщина листов $\delta = 0,35$ и 0,5 мм. Листы друг от друга изолированы теплостойким лаком, реже — специальной бумагой.

На рис. XI-39,а показан собранный сердечник однофазного, а на рис. XI-39,б — трехфазного трансформаторов. Верхнюю съемную часть сердечника — ярмо — собирают отдельно и монтируют после насадки на стержни катушек обмоток.

Поперечное сечение стержней имеет форму ступенчатого многоугольника, вписывающегося в окружность.

У однофазных трансформаторов (рис. XI-40) обмотки располагают на обоих стержнях (по половине обмотки высшего ВН и низшего НН напряжений на каждом стержне), у трехфазных — на каждом стержне обе обмотки одной фазы. Обмотки трансформаторов выполняют в виде цилиндрических катушек из меди круглого или чаще прямоугольного сечения. Катушки высшего и низшего напряжений располагаются на стержнях сердечника концентрически: ближе к сердечнику — обмотка низшего напряжения. От сердечника и друг от друга обмотки отделены изолирующими цилиндрами ИЦ из бакелизированной бумаги или специального картона.

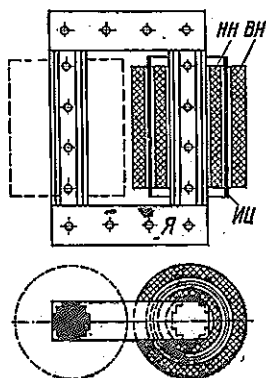


Рис. XI-40. Сердечник однофазного трансформатора с обмоткой.

Сердечник с обмотками погружают в железный бак, полностью заполняемый минеральным маслом — трансформаторным. Масло повышает изоляционную надежность трансформатора. Однако основное назначение масла — охлаждение.

Ответственным элементом в конструкции трансформатора являются вводы — проходные изоляторы, необходимые при соединении обмоток трансформатора с сетью.

Важной деталью является расширитель — цилиндрический бак, помещаемый над баком трансформатора и соединенный с ним трубой. Трансформаторное масло заполняет частично и расширитель: этим обеспечивается постоянное заполнение им бака трансформатора. Свободное пространство расширителя обеспечивает температурные колебания объема масла, а также выброс туда масла из бака при коротких замыканиях в трансформаторе, вызывающих газовыделение и опасное повышение давления в баке. Для выброса масла при коротких замыканиях служит также выхлопная труба. Все эти элементы конструкции хорошо видны на рис. XI-42.

Трансформация трехфазного тока

Трансформация трехфазного тока осуществляется двумя способами: а) с помощью группы, состоящей из трех однофазных трансформаторов; б) с помощью трехфазного трансформатора.

Первичные (между собой) и вторичные (между собой) обмотки трансформаторов можно соединять звездой или треугольником. Таким образом, получается четыре основных варианта соединений: звезда — звезда; звезда — треугольник; треугольник — треугольник; треугольник — звезда.

При разных группах соединений получаются разные значения коэффициентов трансформации и разные углы сдвига фаз между векторами первичного и вторичного линейных напряжений.

Регулирование вторичного напряжения трансформаторов

К вторичным выводам трансформатора присоединяются линии передачи и сети, питающие потребителей. В каждой фазе линии передачи происходит падение напряжения Iz , где z — сопротивление фазы линии. Чем больше нагрузка линии, тем больше I и Iz , а следовательно, тем меньше напряжение на потребительском конце линии U_n :

$$\bar{U}_n = \bar{U}_2 - \bar{I}z.$$

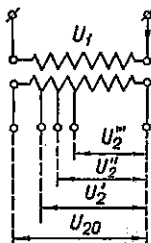


Рис. XI-41.
Схема регулирования вторичного напряжения трансформатора.

Здесь U_2 — вторичное напряжение трансформатора, питающего линию. При значительных колебаниях I диапазон колебаний потребительского напряжения может выйти за допустимые пределы. Следует обратить внимание еще на то, что при увеличении нагрузки U_2 снижается (XI-37).

Для того чтобы сохранить U_n на должном уровне при любых колебаниях I , необходимо искусственно регулировать U_2 . Осуществляется это изменением числа действующих витков в одной из обмоток.

Из (XI-39) следует, что

$$U_2 = U_1 \frac{w_2}{w_1}.$$

Если у одной из обмоток сделать несколько выводов (рис. XI-41), позволяющих изменять число включенных ее витков, то при том же значении U_1 можно получить ряд значений U_2 .

Выпускаемые промышленностью трансформаторы имеют от двух до восьми ступеней регулирования с общим диапазоном изменения напряжения от $\pm 5\%$ до $\pm 12\%$ номинального напряжения.

Потери в трансформаторах, к.п.д.

Потери в трансформаторе складываются из потерь в меди и стали.

Потери в меди бывают в первичной и вторичной обмотках. Для одной фазы имеем

$$p_m = I_1^2 r_1 + I_2^2 r_2,$$

где r_1 и r_2 — активные сопротивления обмоток.

Потери в меди пропорциональны квадрату тока и называются *нагрузочными потерями*.

Потери в стали — это потери на гистерезис и вихревые токи в стальном сердечнике:

$$p_c = p_r + p_{вх}.$$

Потери в стали зависят от магнитной индукции и частоты и не зависят от нагрузки трансформатора.

К.п.д. трансформатора — отношение его полезной (отдаваемой) мощности P_2 к потребляемой P_1 :

$$\eta = \frac{P_2}{P_1},$$

или

$$\eta = \frac{P_2}{P_r + p_m + p_c}. \quad (XI-41)$$

К.п.д. трансформатора очень высок и для номинальных нагрузок находится в пределах от 0,96 до 0,99 (большие значения относятся к трансформаторам большей мощности).

При неполной нагрузке к.п.д. трансформатора снижается, так как потери в стали остаются теми же и при сниженных нагрузках.

Охлаждение трансформаторов

Вся теряемая в трансформаторе электрическая энергия (в стали и обмотках) превращается в тепло. Согласно ГОСТу в трансформаторах отечественного производства допускается температура нагрева: для обмоток до 105°C , для сердечника — 110°C и для масла в верхних слоях — до 95°C . Чтобы температура в трансформаторе не поднялась выше допустимых норм, выделяющееся в нем тепло нужно непрерывно отводить. Чем более мощный трансформатор и чем больше количество отводимого за каждую единицу времени тепла, тем технически эта задача сложнее. Основная роль в отводе из трансформатора тепла принадлежит заполняющему его бак маслу.

В простейшем случае при небольших мощностях трансформаторов это тепло переносится маслом к баку и излучается его поверх-

ностью. Для увеличения излучающей поверхности стенки бака делают волнистыми или ребристыми.

Более совершенными являются трубчатые баки. В стенки главного бака вваривают круглые трубы диаметром 40—50 мм. В баке и трубках создается естественная циркуляция масла, способствующая охлаждению: нагревающееся в баке масло подымается вверх, поступает в трубки и, опускаясь по ним, интенсивно охлаждается.

Еще более интенсивное охлаждение достигается при применении вместо трубок радиаторов (рис. XI-42). У трансформаторов мощностью в десятки тысяч киловольт-ампер дальнейшее повышение интенсивности охлаждения достигается обдуванием радиаторов с помощью вентиляторов, располагаемых так, как показано на рис. XI-42. У трансформаторов мощностью в сотни тысяч киловольт-ампер устраивается искусственная циркуляция масла: нагретое масло специальными насосами прогоняется через охлаждающие устройства и возвращается в бак охлажденным.

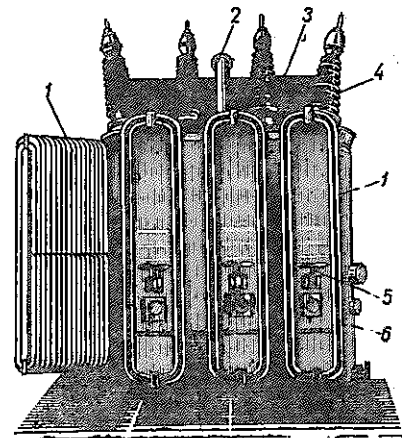


Рис. XI-42. Трансформатор с радиаторным охлаждением:

1 — радиатор; 2 — выпускная труба; 3 — расширитель; 4 — ввод; 5 — вентилятор; 6 — бак.

Допустимые температуры нагрева определяют номинальную мощность трансформатора. Это та предельная нагрузка, при которой трансформатор при номинальных температурных условиях окружающей среды может работать неопределенно долго, не перегреваясь выше допустимой температуры.

Однако на короткие промежутки времени трансформатор допускает значительные перегрузки.

Автотрансформаторы

Автотрансформатор — это трансформатор, в котором вторичная обмотка представляет собой часть первичной обмотки (рис. XI-43). В остальном по конструктивному устройству (сердечник, бак с маслом и пр.) автотрансформатор подобен трансформатору. Основные соотношения те же, что и для трансформатора:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{w_1}{w_2} = k;$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{U_2}{U_1}.$$

Автотрансформаторы применяют для постепенного изменения напряжения в схемах пуска двигателей переменного тока. В по-

следние годы автотрансформаторы больших мощностей и очень высоких напряжений все шире применяют на линиях передачи в частности, для перевода их с одного напряжения на другое. Так, линия Куйбышев — Москва с помощью мощных автотрансформаторов переведена с напряжения 400 кВ на 500 кВ, что заметно повысило ее пропускную способность.

Измерительные трансформаторы

Схема подключения измерительных трансформаторов тока и напряжения представлена на рис. XI-44. Первичная обмотка трансформатора тока с числом витков w_1 включается последовательно (в рассечку) в цепь измеряемого тока I_1 ; во вторичную его цепь с числом витков w_2 последовательно включаются все приборы токового типа: амперметры, токовые цепи ваттметров, счетчиков и пр. Соотношение токов такое же, как и у обычного трансформатора:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{w_2}{w_1}.$$

Предприятия нашей страны выпускают трансформаторы тока на номинальный вторичный ток $I_2 = 5$ а; стандартная шкала первичных токов включает несколько десятков значений — от 5 до 15 000 а.

В зависимости от напряжения и условий монтажа трансформаторы тока выпускаются в разных конструктивных исполнениях.

Первичная обмотка трансформатора напряжения подключается к сети параллельно; к вторичной его обмотке параллельно подключаются все приборы вольтметрового типа: вольтметры, частотомеры и др., а также вольтметровые цепи ваттметров, счетчиков и пр. Соотношение напряжений обычное:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{w_1}{w_2}.$$

При использовании измерительных трансформаторов для измерения любых напряжений и любой величины токов можно применять дешевые серийные стовольтовые вольтметры и пятиамперные амперметры. Основное же преимущество измерительных трансформаторов — безопасность и простота обслуживания.

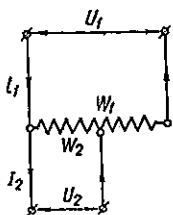


Рис. XI-43. Схема автотрансформатора.

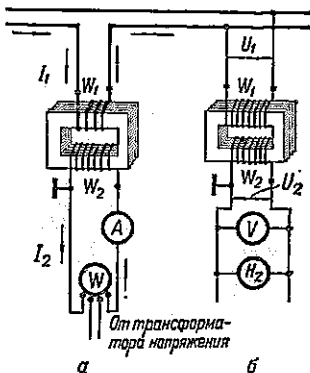


Рис. XI-44. Схемы включения измерительных трансформаторов:

а — тока; б — напряжения.

§ XI-7. ВЫПРЯМИТЕЛИ

Современные электрические станции производят только трехфазный переменный ток. Между тем около 20% электрической энергии потребляется на постоянном токе. Основными потребителями постоянного тока являются электрометаллургия (производство алюминия, магния, ферросплавов) и электрифицированный транспорт. Постоянный ток получают путем преобразования переменного тока.

Для этого применяют машинные преобразователи, представляющие собой агрегат, состоящий из двигателя переменного тока и генератора постоянного тока. Такие агрегаты и сейчас достаточно широко применяют для питания электролизных установок, зарядки аккумуляторов. Однако для агрегатов двигатель — генератор характерны такие недостатки: относительная громоздкость и высокая стоимость, низкий к.п.д., потребность в постоянном эксплуатационном присмотре. К.п.д. такого агрегата равен произведению к.п.д. двигателя и к.п.д. генератора:

$$\eta_{\text{агр}} = \eta_{\text{дв}} \cdot \eta_{\text{ген}}.$$

Машинные преобразователи все больше вытесняются различными выпрямителями. По особенностям устройства и физического процесса работы выпрямители бывают *электронные, ионные и полупроводниковые*.

Физические основы рабочего процесса в электронных и ионных аппаратах

Основные конструктивные элементы электронного и ионного аппаратов одни и те же. Физической основой работы этих аппаратов есть явление термоэлектронной эмиссии.

Явление термоэлектронной эмиссии заключается в том, что металлы при нагреве их до определенной (разной для различных металлов) температуры начинают излучать (эмиттировать) электроны. При нагреве металла свободные электроны, находящиеся в хаотическом движении, приобретают дополнительную энергию, позволяющую им преодолеть силы, удерживающие их в металле. Энергия, затрачиваемая на выход электрона из металла, называется *работой выхода*. Для различных металлов она различна, поэтому для разных металлов требуется неодинаковая степень нагрева для получения одинаковой эмиссии электронов. Практически эмиссия начинается при температуре 1500—2000° К.

Если металл покрыть тонкой пленкой другого металла, эмиссия при той же температуре заметно увеличивается. Такие электроды называются *активированными*. Еще более резко повышается эмиссия, если металл покрыть тонкой пленкой порошкообразных окислов щелочноземельных металлов бария, стронция, кальция. Такие электроды называются *оксидными*.

Электронный или ионный аппарат представляет собой стеклянный или металлический баллон, в котором создан более или менее глубокий вакуум. В баллон встроены два (или более) электрода. Конструктивная схема такого аппарата представлена на рис. XI-45. Электрод K нагревается до температуры эмиссии электрическим током — постоянным (от аккумуляторной батареи) или переменным. Этот электрод называется *катодом*. Для того чтобы электроны, эмиттированные катодом, направлялись к другому электроду A — *аноду*, на него должен быть подан положительный потенциал (плюс). При этих условиях в цепи: источник переменного тока с напряжением U — катод — вакуумный промежуток между катодом и анодом — анод — нагрузочное сопротивление H будет происходить перемещение электрических зарядов — электрический ток.

Однако не все электроны, эмиттированные катодом, доходят до анода, входят в состав анодного тока I_a . Часть их возвращается обратно к катоду. Чем больше напряжение между катодом и анодом U_a , тем большая часть эмиттированных электронов будет доходить до анода, т. е. тем большим будет анодный ток. Таким образом, ток I_a зависит от двух факторов: 1) от степени накала катода, определяемой, в конечном итоге, током накала I_n ; 2) от анодного напряжения (рис. XI-46).

Особенности физических процессов в электронных и ионных аппаратах, а следовательно, и различия их рабочих характеристик связаны с глубиной вакуума, создаваемого в них.

Электронные аппараты — высоковакуумные; вакуум в них порядка 10^{-6} – 10^{-7} мм рт. ст. Такой глубокий вакуум создается для того, чтобы электроны, летящие от катода к аноду, не сталкивались с молекулами газа.

Важная особенность электронных аппаратов: внутреннее сопротивление их очень велико, так как электроны, заполняющие баллон («электронное облако»), отталкивают вновь вырывающиеся из катода электроны, тормозят их движение к аноду. Поэтому электронные аппараты, даже при высоких напряжениях, имеют малые анодные токи и их нельзя использовать для промышленного получения постоянного тока. Электронные аппараты широко применяют в радиотехнике и других областях высокочастотной техники.

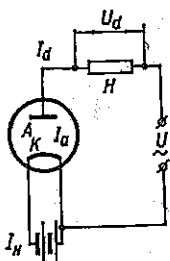


Рис. XI-45. Схема электронного и ионного аппаратов.

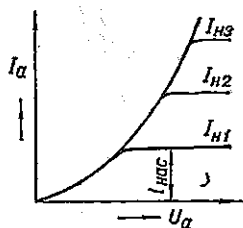


Рис. XI-46. Зависимость анодного тока от анодного напряжения при разных значениях тока накала.

Баллоны ионных аппаратов после удаления из них воздуха заполняются парами ртути или инертным газом (аргон, неон, гелий). Давление в баллонах — 10^{-2} – 10^{-3} мм рт. ст. Летящие с большой скоростью от катода к аноду электроны, сталкиваясь с молекулами заполнителя, расщепляют их на положительные и отрицательно заряженные частицы — ионы, ионизируют заполнитель. Отрицательные ионы вместе с электронами летят к аноду, а положительные — к катоду. Таким образом, ток в ионном аппарате электронно-ионный. С другой стороны, так как баллон такого аппарата заполнен смесью электронов и ионов, внутреннее сопротивление его получается малым. Ионные аппараты строятся на большие токи.

Схемы выпрямления

Выпрямляющий аппарат пропускает ток только тогда, когда на аноде положительный потенциал. Поэтому, если к аппарату подведено напряжение переменного тока (рис. XI-45), ток в цепи будет прерывистым (рис. XI-47). На протяжении той половины периода, когда на аноде плюс, цепь замкнута, по ней идет ток; во второй половине периода на аноде минус, электроны отталкиваются от него, тока нет. Такое выпрямление называется *однополупериодным*. Ток в цепи одного направления, но прерывистый и изменяющийся в течение рабочего полупериода по синусоиде. Измерительные приборы, включенные в цепь выпрямленного тока, будут показывать среднее его значение за период.

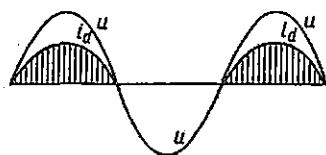


Рис. XI-47. Кривая выпрямленного тока при однополупериодном выпрямлении.

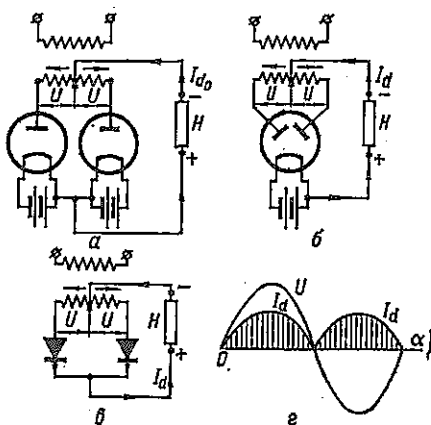


Рис. XI-48. Двухполупериодное выпрямление:

а, б, в — схемы; г — вид кривой выпрямленного тока.

Двухполупериодное выпрямление может быть получено с помощью двух выпрямителей (рис. XI-48,а), или одного двуханодного (рис. XI-48,б). На рис. XI-48,в та же схема представлена с общепринятым условным изображением выпрямителей. Питание анодов происходит от трансформатора с выведенной средней точ-

кой вторичной обмотки. В течение полупериода, когда на левом аноде плюс, цепь выпрямленного тока замыкается через него; на правом аноде минус, и он не работает, его цепь заперта. Во второй половине периода — плюс на правом аноде, выпрямление идет через него, цепь левого анода заперта отрицательным потенциалом. Направление тока нагрузочной цепи сохраняется неизменным. Кривая выпрямленного тока пульсирующая, но без разрывов (рис. XI-48,з).

Соотношения для действующих значений переменного тока и средних значений выпрямленного при двухполупериодном выпрямлении будут такими:

$$\left. \begin{aligned} U_d &= 0,9U; \\ I_d &= \frac{4}{\pi} I. \end{aligned} \right\} \quad (\text{XI-42})$$

Возможны и другие схемы соединения выпрямителей. На рис. XI-49 дана схема выпрямления трехфазного тока. На рис. XI-49, а показана соединенная звездой вторичная обмотка трансформатора,

к которой присоединены пофазно аноды выпрямителей. Нагрузка включена между нулевой точкой трансформатора и общей точкой катодов. В каждый момент времени работает только один выпрямитель (один анод), тот, на котором наибольший положительный потенциал. Кривая выпрямленного тока на рис. XI-49, б показывает последовательность работы фазных выпрямителей. В точке 1 положительное напряжение на выпрямителе А становится большим, чем на выпрямителе С; выпрямитель С прекращает работу и начинает работу выпрямитель А; в точке 2 его сменяет выпрямитель В, в точке 3 — С и т. д. Таким образом, каждая фаза вторичной обмотки трансформатора и включенный в нее выпрямитель работают в течение периода на протяжении одной третьей его части, ток в них прерывистый. Ток же нагрузочной цепи выпрямленного тока непрерывный и с резко сглаженными, по сравнению с однофазным током, пульсациями.

Напряжение выпрямленного тока найдем как среднее его значение на отрезке 1—2, 2—3 или любом другом. Длительность отрезка — треть периода, или $2\pi/3$. Начало отрезка соответствует углу 30° от начала полусинусоиды, конец его — углу 150° от той же точки. Таким образом,

$$U_d = \frac{1}{2\pi/3} \int_{30^\circ}^{150^\circ} U_m \sin \alpha \cdot d\alpha = \frac{3\sqrt{2}U}{2\pi} \int_{30^\circ}^{150^\circ} \sin \alpha \, d\alpha.$$

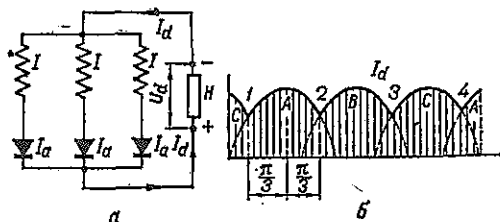


Рис. XI-49. Схема с нулевым проводом для выпрямления трехфазного тока а и вид кривой выпрямленного тока б.

Получаем:

$$U_d = 1,17U. \quad (XI-43)$$

Пренебрегая пульсациями выпрямленного тока и считая I_d неизменным, можно найти соотношение между I_d и действующим значением переменного тока I :

$$I_d = \sqrt{3}I. \quad (XI-44)$$

Ртутные выпрямители

Ртутные выпрямители относятся к ионным аппаратам. Бывают они стеклянные и металлические, однофазные и многофазные.

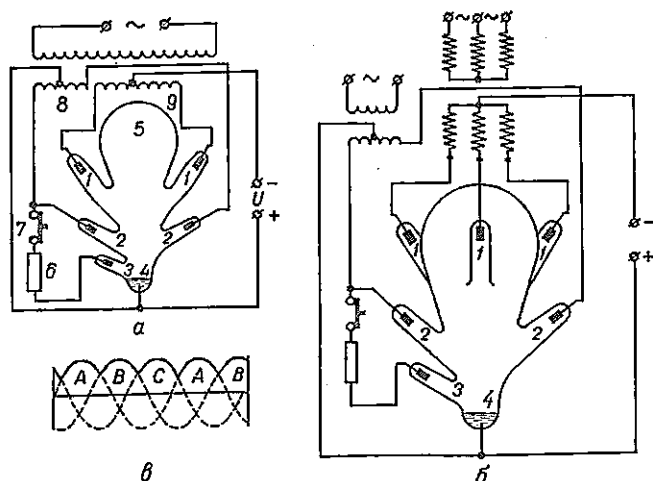


Рис. XI-50. Схемы стеклянных ртутных выпрямителей однофазного а и трехфазного б; выпрямленный ток трехфазного выпрямителя в.

На рис. XI-50,а представлена конструктивная схема однофазного стеклянного ртутного выпрямителя. Стеклянная колба сложной формы имеет несколько отростков, в которые впаяны электроды, являющиеся анодами выпрямителя. Аноды 1 — главные, или рабочие аноды. Они подсоединены к концам вторичной обмотки трансформатора 9, средняя точка которой выведена в цепь выпрямленного тока. В нижней чашечке колбы налита ртуть 4, являющаяся катодом выпрямителя. При нагреве ртути пары ее заполняют баллон, из которого ранее был удален воздух. Давление в ртутном выпрямителе — $10^{-3} \div 10^{-4}$ мм рт. ст. Если ртуть разогреть до температуры эмиссии, вылетающие с ее поверхности электроны с большой скоростью движутся к аноду (к тому из них,

на котором плюс). При этом электроны сталкиваются с молекулами паров ртути и расщепляют их на положительно и отрицательно заряженные ионы. Отрицательные ионы включаются в поток электронов, летящих к аноду. Положительные ионы направляются к катоду. В результате ударов положительных ионов поверхность ртути нагревается. Если количество ионов достаточно велико (т. е. если достаточно велик ток в выпрямителе), этот ударный нагрев катода будет достаточным для поддержания температуры катода на уровне, необходимом для эмиссии электронов, и внешний нагрев его станет излишним. Этот самонагрев катода в рабочем режиме является важным свойством ртутных выпрямителей.

Начальный разогрев катода осуществляется электрической дугой с помощью анода зажигания 3. Колбы стеклянных ртутных выпрямителей подвешиваются на рамной конструкции таким образом, что их можно наклонять на некоторый угол. При наклоне между катодом и анодом зажигания создается ртутный мостик, нажатием кнопки 7 замыкается цепь обмотки трансформатора, питающей анод зажигания, через анод, катод, нагрузочное сопротивление. В следующий момент времени вертикальное положение колбы восстанавливается, ртутный мостик разрывается и на его месте возникает дуга. На поверхности ртути образуется раскаленное пятно, эмиттирующее электроны. Как только установится рабочий процесс выпрямителя, надобность во внешнем нагреве катода отпадает; отпустив кнопку 7, разрывают цепь зажигания. Запуск ртутного выпрямителя на этом заканчивается, рабочий режим его поддерживается дальше автоматически.

Сопротивление 6 в цепи зажигания необходимо для ограничения тока: без него при нажатии кнопки 7 обмотка трансформатора замыкалась бы накоротко.

Чтобы температура поверхности ртути поддерживалась на необходимом для эмиссии электронов уровне, ток в ртутном выпрямителе не должен падать ниже определенного минимума. Величина тока в ртутном выпрямителе определяется нагрузкой и может колебаться в достаточно широких пределах; возможны и периоды холостого хода ртутного выпрямителя. Для того чтобы запущенный выпрямитель оставался в рабочем состоянии при любых снижениях нагрузки, он имеет два анода возбуждения 2. Процесс их работы такой же, как и главных анодов. Напряжение, подводимое к анодам возбуждения от вторичной обмотки трансформатора 8, и сопротивление их цепи рассчитываются таким образом, чтобы поддерживать в выпрямителе, независимо от работы главных анодов, тот минимальный ток, какой необходим для обеспечения накала поверхности катода. Цепь анодов возбуждения остается все время замкнутой.

Верхняя расширенная часть колбы 5 называется конденсационной камерой: ртутные пары конденсируются здесь и по стенкам колбы стекают вниз.

На рис. XI-50,б показана конструктивная схема трехфазного стеклянного ртутного выпрямителя. Он имеет три главных анода 1, два анода возбуждения 2 и анод зажигания 3. Каждый главный анод работает одну треть периода — пока на нем наибольший положительный потенциал. Кривые выпрямленного тока представлены на рис. XI-50,в.

Энергия, потерянная в ртутном выпрямителе во время работы, превращаясь в тепло, нагревает аноды и колбу. Для охлаждения в стеклянных выпрямителях обычно имеется встроенный вентилятор.

Аноды стеклянных выпрямителей чаще бывают графитовыми. Вводы к ним выполняются из молибдена, сама колба — из молибденового стекла. Ненадежным местом в стеклянном выпрямителе являются зоны вводов. В результате неравенства коэффициентов температурного расширения стекла и материала ввода стекло около ввода нередко дает трещины. Поэтому стеклянные выпрямители применяют только с небольшими мощностями.

Выработка больших мощностей постоянного тока обеспечивается металлическими ртутными выпрямителями. Корпус выпрямителя сварной из стальных листов. Такие выпрямители имеют шесть или двенадцать главных анодов. Анод зажигания представляет собой стержень с молибденовой иглой на конце; управляют им с помощью электромагнита. Выпрямитель охлаждается водой, заполняющей пространство между корпусом и добавочной металлической «рубашкой».

При токах на один анод свыше 1000 а выпрямители выполняются одноанодными (в отдельных корпусах) и собираются в шести- или двенадцатифазные группы.

Увеличение количества анодов (и фаз питающего переменного тока) способствует еще большему сглаживанию пульсаций выпрямленного тока. Шесть и двенадцать фаз для питания анодов получают с помощью особых схем соединения вторичных обмоток питающего трансформатора (первичная сторона его нормальная, трехфазная).

Потери в самом выпрямителе (без учета потерь в трансформаторе) определяются величиной падения напряжения ΔU в дуге (между анодом и катодом). Это падение напряжения практически остается неизменным при всех значениях нагрузочного тока и для разных конструктивных исполнений выпрямителей примерно равно 15—20 в. Потеря мощности в выпрямителе будет, таким образом, равна $\Delta U \cdot I_d$, а полезная мощность, получаемая от него, $U_d I_d$. Отсюда к. п. д. выпрямителя

$$\eta = \frac{U_d I_d}{U_d I_d + \Delta U I_d} = \frac{U_d}{U_d + \Delta U}. \quad (\text{XI-45})$$

Таким образом, к. п. д. ртутного выпрямителя непосредственно

зависит от напряжения выпрямленного тока. При $U_d = 50000$ в и $\Delta U = 20$ в $\eta \approx 1$, при $U_d = 220$ в и $\Delta U = 20$ в $\eta = 0,915$.

С учетом дополнительных потерь (в трансформаторе, в цепи возбуждения, на охлаждение) к. п. д. в обоих случаях будет ниже и при низких значениях U_d к. п. д. выпрямителя может оказаться ниже, чем у выпрямителей других типов.

Ртутные выпрямители в настоящее время являются основным типом промышленного выпрямителя. Достоинства их: высокий к. п. д., длительный срок службы, надежность в работе, простота управления и автоматизации, компактность. Через ртутные выпрямители происходит питание двигателей трамваев, троллейбусов, метро, электрифицированных пригородных и магистральных железных дорог, регулируемого электропривода шахтных и прокатных установок, установок электролиза и пр. Особая область применения их — на линиях передачи электроэнергии постоянным током, где ртутные выпрямители преобразовывают переменный ток в постоянный (в начале линии) и постоянный ток в переменный — инвертирование (в конце линии).

Другие типы ионных выпрямителей

На рис. XI-51 показана конструктивная схема газотрона. Баллон, обычно стеклянный, после удаления воздуха заполняют парами ртути или инертным газом. Давление в баллоне — $10^{-2} \div 10^{-3}$ мм рт. ст. Катод 1 оксидный или активированный. Накал его осуществляется током, непосредственно или косвенно, с помощью нагревателя 3; напряжение цепи накала — $2,5 \div 5$ в. Аноды 2 выполняют из никеля, реже — из молибдена или тантала, один или два на аппарат. Газотроны бывают только однофазные.

Газотроны выпускают на токи до $100 \div 150$ а и на напряжения до нескольких тысяч вольт, однако чаще выпускают на низкие. Применяются они для питания потребителей постоянного тока небольшой мощности.

К. п. д. газотрона определяется (XI-45). Внутреннее падение напряжения в них при заполнении парами ртути — $10 \div 16$ в, при заполнении неоном и аргоном — $16 \div 22$ в.

Тиратрон конструктивно подобен газотрону, однако он имеет добавочный, промежуточный между катодом и анодом электрод — сетку. Схема такого аппарата показана на рис. XI-52. На сетку

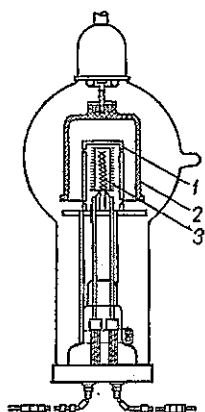


Рис. XI-51. Газотрон (конструктивная схема).

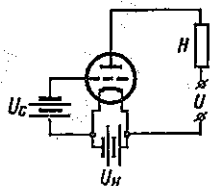


Рис. XI-52. Схема электронно-ионного прибора с сеткой.

подается небольшое напряжение. Если знак сеточного напряжения отрицательный, то электроны, вылетающие из катода, будут отталкиваться электрическим полем сетки обратно; аппарат заперт, тока через него не будет. При положительном потенциале на сетке ток через прибор при том же анодном напряжении будет возрастать. Таким образом, сетка позволяет точно регулировать процесс в приборе: в нужные моменты запирает и отпирает прибор, очень тонко изменять ток через него. Тиратроны широко применяются в схемах автоматического управления.

Полупроводниковые выпрямители

Полупроводники — большая группа материалов со значениями электропроводимости, промежуточными между проводимостями проводников и изоляторов. Полупроводники обладают рядом свойств, обеспечивающих им широкое, разностороннее и очень важное применение во многих областях современной техники. Основные из этих свойств следующие:

1. *Односторонняя проводимость*: очень малое сопротивление для тока одного направления и очень большое — для противоположного. На этом свойстве основано применение полупроводников как выпрямителей переменного тока.

2. *Фотоэлектрические свойства*. Под действием света меняется (уменьшается) электрическое сопротивление полупроводника; это так называемый внутренний фотоэффект. Под действием света поверхность полупроводника излучает свободные электроны (внешний фотоэффект); это позволяет получать в цепи с полупроводником электрические токи, возникающие при освещении полупроводника. В контактном слое, разделяющем два разных полупроводника или полупроводник и металл, под действием света возникает э. д. с. (фотогальванический эффект). Эти явления послужили основой для создания разнообразных фотоэлементов, получивших широкое применение в различных областях техники — в схемах измерений, контроля и сигнализации, автоматического управления и регулирования. Использование фотоэлектрических свойств полупроводников открывает путь к непосредственному превращению энергии солнечного излучения в энергию электрическую. Примененные на советских спутниках кремниевые фотобатареи длительное время вполне надежно обеспечивали аппаратуру спутников электрической энергией, получаемой непосредственно из энергии солнечных лучей.

3. *Термоэлектрические свойства*. В цепи из двух разных полупроводников, имеющих общий контакт, возникает э. д. с., пропорциональная разности температур этих полупроводников. На протяжении многих десятилетий термоэлектрический эффект в металлах использовался для измерения температур. Применение полупроводников, в которых этот эффект выражен гораздо сильнее,

открывает перспективу прямого превращения тепла в электрическую энергию. Термоэлектрические батареи небольшой мощности применяются уже в настоящее время.

Электрическое сопротивление полупроводников при нагреве заметно изменяется. Полупроводниковые элементы с переменным (в зависимости от нагрева) сопротивлением, термисторы довольно широко применяют в контрольных, измерительных, автоматических устройствах.

Первыми полупроводниковыми выпрямителями были медно-закисные, или купроксные. Чаще всего их выполняют в виде круглых пластин. Диск диаметром 41 мм и толщиной 1,3 мм изготов-

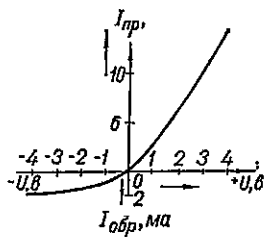


Рис. XI-53. Вольтамперная характеристика купроксного выпрямителя.

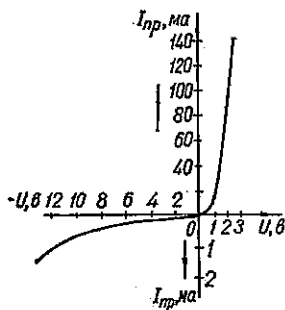


Рис. XI-54. Вольтамперная характеристика селенового выпрямителя.

ляют из чистой, электрически рафинированной меди и затем подвергают односторонней термической обработке, в результате которой на одной его стороне образуется тонкий слой закиси меди (Cu_2O). Между медью и закисью меди создается очень тонкий запирающий слой толщиной порядка 10^{-5} см, легко пропускающий электроны от закиси к меди, но имеющий очень большое сопротивление в обратном направлении. Таким образом, если такую пластину включить в цепь переменного тока, ток будет проходить только в одном направлении — будет осуществляться выпрямление переменного тока.

Основной характеристикой полупроводникового выпрямителя является зависимость $I = f(U)$ — тока от приложенного напряжения, называемая вольт-амперной характеристикой. Для медно-закисного выпрямителя эта характеристика представлена на рис. XI-53. Правая ветвь кривой дает прямой ток, т. е. ток в проводящем направлении. Левая ветвь кривой дает обратный ток — ток в запираемом направлении. Качество выпрямителя тем выше, чем меньше обратный ток.

Все полупроводниковые выпрямители в большей или меньшей степени чувствительны к температуре. При нагреве (как внутрен-

нем, от собственного тока, так и внешнем) обратный ток быстро растет и, таким образом, снижается, а при определенной температуре и совсем теряется свойство односторонней проводимости. Для меднозакисных выпрямителей допустим нагрев до $45-50^{\circ}\text{C}$.

Напряжение, длительно допускаемое на одну шайбу меднозакисного выпрямителя, — $5-6\text{ в}$; при больших напряжениях шайбы соединяют последовательно. Длительно допустимый ток — $0,03-0,05\text{ а/см}^2$. При больших токах шайбы соединяют параллельно. Шайбы собирают на стержни, образуя столбики.

К. п. д. меднозакисных выпрямителей — $0,5 \div 0,7$.

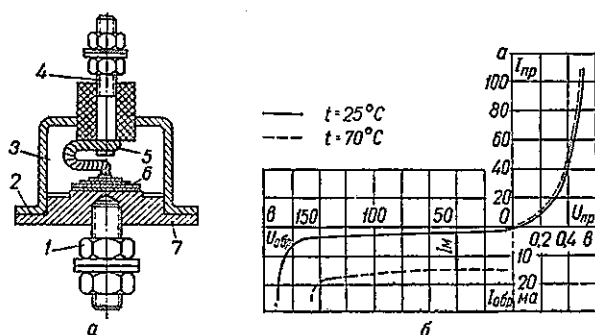


Рис. XI-55. Германиевый выпрямитель:

а — конструкция; б — вольт-амперная характеристика: 1 — нижний зажим; 2 — герметическая прокладка; 3 — металлический корпус; 4 — верхний зажим; 5 — гибкое соединение; 6 — германий; 7 — основание.

Более высокие характеристики имеют селеновые выпрямители, представляющие собой стальные диски толщиной $0,5-1,5\text{ мм}$, на которые с одной стороны нанесен тонкий слой селена. Селеновые выпрямители допускают большие напряжения ($12-25\text{ в}$) на один диск и большие токи ($0,6\text{ а}$) на 1 см^2 поверхности, чем купроксные. Допустимый нагрев их — до $75-85^{\circ}\text{C}$, к. п. д. — $0,7-0,9$. Вольт-амперная характеристика их представлена на рис. XI-54.

В последние годы созданы новые типы полупроводниковых выпрямителей — германиевые и кремниевые — с гораздо более высокими техническими характеристиками.

Материалом для изготовления германиевых выпрямителей является тщательно очищенный от всяких примесей германий: в таком сверхчистом германии примеси составляют миллионные доли процента.

Допустимые плотности тока для германиевых выпрямителей примерно в тысячу раз больше, чем для селеновых. Диск выпрямительного элемента выпрямителя на 200 а имеет диаметр всего 30 мм и толщину $0,8\text{ мм}$. Однако при таких высоких плотностях тока выпрямители нужно охлаждать. Выпускаемые в СССР герма-

ниевые выпрямители на 10 и 50 а имеют воздушное охлаждение, а на 200 а — водяное.

Конструктивное оформление германиевого выпрямителя и его вольт-амперная характеристика показаны на рис. XI-55. Нагрев германиевого выпрямителя не должен превышать 70—75° С. К. п. д. их достигает 97—98%.

Выпрямительные установки на большие токи и напряжения создают, параллельно и последовательно соединяя отдельные выпрямительные элементы. В настоящее время уже имеются германиевые выпрямительные установки мощностью в несколько десятков тысяч киловатт.

Для изготовления кремниевых выпрямителей нужен исходный материал столь же высокой чистоты, как и для германиевых. Преимуществом кремниевых выпрямителей является более высокий допустимый нагрев — до 200° С, но зато внутреннее падение напряжения в них в 1,5—2 раза больше. Удельные плотности тока очень высокие — до 50—100 а/см².

Преимуществами полупроводниковых выпрямителей являются их высокий (и почти неизменный при колебаниях нагрузки и напряжения) к. п. д., надежность, долгий срок службы, простота обслуживания. Наиболее целесообразно их применять при низких напряжениях. При напряжениях ниже 200 в к. п. д. ртутных выпрямителей резко снижается, а полупроводниковые сохраняют высокие значения к. п. д. и при низких напряжениях (рис. XI-56). Возможно, что полупроводниковые выпрямители со временем вытеснят другие источники постоянного тока из таких важных областей, как электролиз, цветная и черная металлургия, гальванопластика, выпрямительные установки электровозов переменного тока, зарядка аккумуляторов и др.

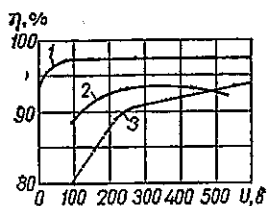


Рис. XI-56. Сравнительные характеристики выпрямителей:

1 — германиевого; 2 — мотор-генератора; 3 — ртутного.

§ XI-8. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ

Классификация электроизмерительных приборов

Измерение разных величин с помощью электроизмерительных приборов широко применяется во всех областях науки и техники. Основные достоинства электроизмерительных приборов: большая точность; высокая чувствительность, т. е. возможность измерения очень малых величин; простота устройства и пользования.

Приборы классифицируют по таким признакам:

1. По роду измеряемой величины: а — амперметры (измерение силы тока); б — вольтметры (измерение э. д. с., напряжения); в — омметры (измерение электрического сопротивления); г — ваттметры

(измерение мощности); δ — счетчики (измерение электрической энергии); e — частотомеры (измерение частоты переменного тока); ϕ — фазометры (измерение $\cos \phi$).

II. По принципу действия. Для конструирования электроизмерительных приборов использованы различные электрические и магнитные явления. Основными являются следующие системы измерительных приборов: a — магнитоэлектрическая, принцип действия которой основан на использовании взаимодействия тока и постоянного магнита; b — электромагнитная, использующая явление притяжения ферромагнитного тела (железа) катушкой, обтекаемой током; c — электродинамическая, в которой взаимодействуют две катушки, обтекаемые током; g — индукционная, в которой тоже взаимодействуют два тока, но один из них создается (индуцируется) переменным магнитным потоком другого.

III. По роду тока: a — приборы постоянного тока; b — приборы переменного тока; c — приборы, пригодные для измерений тока обоих родов.

Приборы магнитоэлектрической системы пригодны только для постоянного тока, индукционной — только для переменного; электромагнитные и электродинамические приборы применяются для постоянного и переменного тока.

IV. По степени точности. В разных случаях может потребоваться разная степень точности измерений; например, при научных исследованиях требуется большая точность, чем в обычных технических измерениях. С другой стороны, прибор большей точности более сложен и дорог. Поэтому предприятия СССР выпускают измерительные приборы восьми классов точности: 0,05, 0,1; 0,2; 0,5; 1; 1,5; 2,5 и 4. Эти цифры, служащие названием класса точности (класс 0,2; класс 1,5), вместе с тем означают наибольшую, допустимую для данного класса погрешность в процентах, определяемую по формуле

$$\gamma = \frac{a_x - a}{a_m} \cdot 100\%, \quad (\text{XI-46})$$

где a_x — показание прибора;

a — действительное значение измеряемой величины (определенное по более точному, контрольному прибору);

a_m — наибольшее возможное значение измеряемой величины по шкале прибора.

Для технических измерений чаще всего применяются приборы классов 1 и 1,5. Приборы классов 0,05; 0,1; 0,2 и 0,5 — контрольные и лабораторные.

Магнитоэлектрическая система приборов

Конструктивная схема магнитоэлектрического прибора показана на рис. XI-57. Постоянный стальной магнит 5 выполняется из специальных сплавов, имеющих большой остаточный магнетизм,

а его полюсные наконечники 6 выполняются из мягкого железа. Очень легкая катушка 7 из тонкого медного или алюминиевого, изолированного лаком провода включается в цепь измеряемого тока. Катушка охватывает неподвижный цилиндр 8 из мягкого железа, который уменьшает магнитное сопротивление на пути магнитного потока. Форма выреза полюсных наконечников обеспечивает постоянство магнитной индукции на всем протяжении зазора между наконечниками и цилиндром, по которому перемещается катушка.

Катушка жестко связана с осью 9, на которой закреплена также стрелка 2, перемещающаяся своим концом по шкале 3. При обтекании катушки током I взаимодействие этого тока с магнитным потоком магнита создает вращающий момент (см. формулу X-35), пропорциональный произведению тока и магнитной индукции B :

$$M = c'BI.$$

Коэффициент пропорциональности c' зависит от конструктивных особенностей прибора.

Так как для постоянного магнита магнитная индукция его неизменна, то можем обозначить:

$$c'B = c_1$$

и тогда

$$M = c_1I.$$

Противодействующий момент создается бронзовыми спиральными пружинками 4. При повороте катушки под действием момента M пружина закручивается и противодействующий момент ее m растет, оставаясь всегда пропорциональным углу закручивания α :

$$m = c_2\alpha.$$

Подвижная система прибора будет поворачиваться до тех пор, пока противодействующий момент не станет равным моменту вращающему. Следовательно, в момент отсчета

$$c_1I = c_2\alpha$$

и

$$\alpha = cI,$$

где

$$c = \frac{c_1}{c_2}.$$

(XI-47)

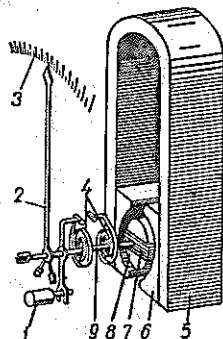


Рис. XI-57. Конструктивная схема магнитоэлектрического прибора.

Таким образом, отклонения стрелки прибора пропорциональны току в катушке. Благодаря этому шкала этих приборов равномерна: на всем ее протяжении одним и тем же приращением измеряемой величины соответствуют равные перемещения стрелки по шкале. С другой стороны, линейная зависимость вращающего момента от тока делает эти приборы пригодными только для постоянного тока. При переменном токе катушка прибора, получая толчки чередующихся знаков, остается неподвижной.

Корректор 1 необходим для установки стрелки прибора на нуль.

Магнитоэлектрические измерительные приборы широко применяются как амперметры и вольтметры в цепях постоянного тока, измерительные элементы — в устройствах для измерений разнообразных неэлектрических величин (температуры, давлений и др.), в гальванометрах постоянного тока и пр. Приборы магнитоэлектрической системы могут быть изготовлены высокой чувствительности и большой точности.

Измерительный элемент магнитоэлектрической системы может быть использован и для измерений переменного тока, если в прибор встроить выпрямитель. Используются для этой цели полупроводниковые выпрямители.

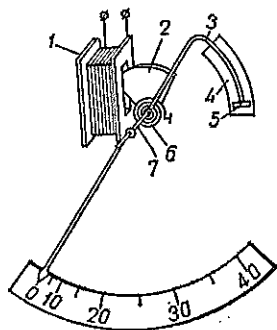


Рис. XI-58. Конструктивная схема электромагнитного прибора.

Электромагнитная система приборов

В электромагнитной системе приборов используется способность катушки, обтекаемой током, притягивать ферромагнитные тела. Конструктивных форм электромагнитных приборов имеется много. На рис. XI-58 представлена одна из наиболее распространенных конструктивных схем.

Основными элементами ее являются катушка 1 и стальной сердечник 2 — пластинка, эксцентрично насаженная на ось. При обтекании катушки током пластинка втягивается в щель катушки. При этом поворачивается ось 7 и закрепленная на ней стрелка. Трубка 4 с перемещающимся в ней поршеньком 5 является демпфером (успокоителем): благодаря демпферу подвижная система прибора быстро устанавливается в нужном положении.

Сила, действующая на пластинку, пропорциональна квадрату магнитной индукции; так как магнитная индукция, в свою очередь, пропорциональна току, то можем записать:

$$F = c' I^2.$$

Помножив силу на плечо пластинки, получим выражение для

вращающего момента:

$$M = c_1 I^2.$$

Противодействующий момент и здесь создается пружинками b :

$$m = c_2 \alpha.$$

Таким образом, для момента отсчета

$$c_1 I^2 = c_2 \alpha \quad (XI-48)$$

и

$$\alpha = c I^2.$$

Квадратичная зависимость α от тока делает эти приборы пригодными для постоянного и переменного токов, так как независимо от направления тока знак момента сохраняется неизменным. С другой стороны, шкала этих приборов получается неравномерной — сильно сгущенной в начале и разреженной в конце ее. Это снижает точность отсчетов, особенно в начале шкалы.

Амперметры и вольтметры электромагнитной системы являются самыми распространенными техническими электроизмерительными приборами. Преимуществом их является простота и надежность конструкции, дешевизна. Точность этих приборов ниже точности приборов магнитоэлектрической системы, однако вполне достаточная для технических измерений переменного и постоянного токов.

Электродинамическая система приборов

Рабочей частью приборов электродинамической системы являются две катушки (рис. XI-59), из которых одна A неподвижна, а другая a может отклоняться на какой-то угол (в некоторых приборах — вращаться). Физической основой работы приборов этой системы является взаимодействие двух токов (§ X-18).

Формула (X-36 б) получена для случая взаимодействия постоянных токов. Она остается справедливой при переменном токе для мгновенных значений токов, взятых для одного и того же момента времени:

$$f = c' i_1 i_2.$$

Если токи сдвинуты по фазе на угол ψ , то мгновенные их значения можно представить следующим образом:

$$\begin{aligned} i_1 &= I_{m1} \sin \alpha; \\ i_2 &= I_{m2} \sin (\alpha - \psi) \end{aligned}$$

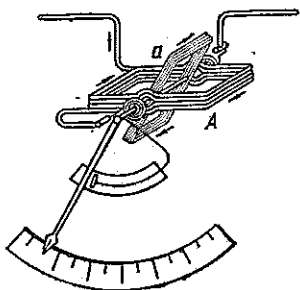


Рис. XI-59. Конструктивная схема электродинамического прибора.

и тогда мгновенное значение силы взаимодействия

$$f = c' I_{m_1} I_{m_2} \sin \alpha \sin (\alpha - \psi).$$

Среднее значение силы за период найдем интегрированием:

$$F = \frac{c'}{2\pi} I_{m_1} I_{m_2} \int_0^{2\pi} \sin \alpha \sin (\alpha - \psi) \cdot d\alpha = c'_1 I_1 I_2 \cos \psi.$$

Конструктивная схема электродинамического прибора дана на рис. XI-59. Катушки соосны, т. е. оси их совпадают. Электрически катушки могут быть связаны последовательно, параллельно или иметь независимые электрические цепи.

Вращающий момент, действующий на катушки, пропорционален произведению их токов:

$$M = c_1 I_1 I_2 \cos \psi.$$

Этот момент стремится установить катушки в одной плоскости так, чтобы оси их магнитных потоков (нормали к плоскости катушек) совпадали.

Противодействующий момент пружины

$$m = c_2 \alpha.$$

Для момента отсчета, когда $M = m$, получаем:

$$\alpha = c I_1 I_2 \cos \psi. \quad (\text{XI-49})$$

Для постоянного тока ($\psi = 0$):

$$\alpha = c I_1 I_2. \quad (\text{XI-49a})$$

У электродинамических амперметров и вольтметров $I_1 = I_2 = I$ и, следовательно,

$$\alpha = c I^2. \quad (\text{XI-49б})$$

Приборы электродинамической системы сложнее и дороже, чем электромагнитные. Но в этой системе возможно конструирование более точных и более чувствительных приборов переменного тока. Амперметры и вольтметры этой системы для переменного тока — высоких классов точности (контрольные и лабораторные). Ваттметры в настоящее время изготавливаются только электродинамические. В электродинамической системе выпускаются также счетчики электрической энергии постоянного тока, фазометры, стрелочные частотометры и многие другие приборы.

Индукционная система приборов

Процесс работы индукционных приборов значительно сложнее, чем других систем. Переменный магнитный поток неподвижных электромагнитов пересекает подвижный конструктивный элемент прибора — алюминиевый диск (стальной цилиндр или катушку) и наводит в нем э. д. с. Эта э. д. с. создает в подвижном элементе токи, взаимодействие которых с магнитными потоками создает вращающий момент, заставляющий подвижную часть прибора отклоняться от исходного положения или вращаться.

В индукционной системе выполнялись амперметры, вольтметры, ваттметры переменного тока. Однако их вытеснили более простые и дешевые приборы — электромагнитные и электродинамические. В настоящее время выпускаются только наиболее распространенные из всех измерительных приборов — счетчики переменного тока.

Измерение силы тока

Приборы для измерения силы тока — амперметры включаются в цепь измеряемого тока последовательно (рис. XI-60, а).

Подвижные катушки измерительных приборов (для достижения большей чувствительности и точности) стараются делать как можно более легкими — из тонкого провода, пропускающего только очень малые токи (в пределах от нескольких миллиампер до нескольких десятков миллиампер). Расширить пределы измеряемых токов можно с помощью шунтов. Шунт — это активное сопротивление, включаемое параллельно с катушкой амперметра. Шунт имеет сопротивление во много раз меньшее, чем сопротивление катушки, и поэтому большая часть тока проходит по шунту мимо катушки прибора. Шунт должен быть точно рассчитан в соответствии с наибольшим значением измеряемого тока I и величиной тока i_k , допустимой для катушки. Токи в параллельных ветвях относятся обратно пропорционально сопротивлениям ветвей, поэтому для расчета шунта применяют такое соотношение:

$$\frac{i_k}{i_{ш}} = \frac{r_{ш}}{r_k}.$$

Шунты широко применяют при измерениях постоянного тока, особенно с магнитоэлектрическими амперметрами. При измерениях переменного тока расширение пределов измерения более просто достигается с помощью измерительных трансформаторов тока.

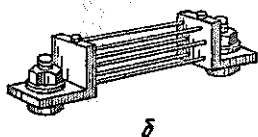
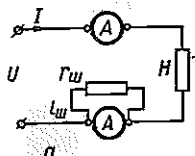


Рис. XI-60. Схема измерения силы тока a и шунт $б$.

Измерение напряжения

Вольтметры включаются в цепь параллельно с нагрузочным сопротивлением H , напряжение на котором нужно измерить (рис. XI-61). Ток i_B , проходящий через вольтметры, очень мал (обычно несколько миллиампер). Если сопротивление цепи вольтметра r_B , то

$$i_B = \frac{U}{r_B}.$$

Угол отклонения стрелки вольтметра будет равен:

для магнитоэлектрической системы (см. XI-47)

$$\alpha = c_B U; \quad (XI-50)$$

для электромагнитной и электродинамической систем (см. XI-48 и XI-49)

$$\alpha = c_B U^2. \quad (XI-50a)$$

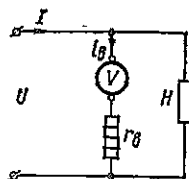


Рис. XI-61. Схема измерения напряжения.

Таким образом, при параллельном включении измерительного прибора угол отклонения стрелки определяется непосредственно измеряемым напряжением и шкала прибора может градуироваться в вольтах.

Собственное сопротивление катушки прибора очень мало, поэтому последовательно с катушкой в вольтметрах всегда включается большое добавочное активное сопротивление r_d .

Добавочные сопротивления обычно встраиваются в прибор, но могут быть и выносными.

При измерениях переменного тока расширение пределов напряжений, измеряемых одним и тем же прибором, достигается с помощью измерительных трансформаторов напряжения.

Измерение электрических сопротивлений

Технические измерения сопротивлений могут быть сделаны косвенно (с последующим подсчетом) с помощью амперметра и вольтметра или непосредственно — специальными приборами.

Измерение падения напряжения на сопротивлении и тока в нем дает возможность определить: в цепи постоянного тока — омическое сопротивление

$$r = \frac{U}{I};$$

в цепи переменного тока — полное сопротивление

$$z = \frac{U}{I}.$$

Непосредственное измерение сопротивлений осуществляется с помощью мостов сопротивления или стрелочных приборов — омметров. Очень большие сопротивления (сопротивление изоляции) измеряются мегомметрами.

Измерение мощности

Измерение мощности производится ваттметрами, причем в современной практике применяются только электродинамические ваттметры.

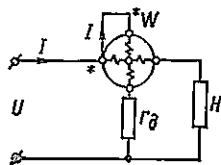


Рис. XI-62. Схема включения ваттметра.

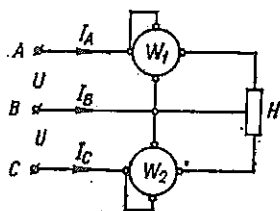


Рис. XI-63. Схема измерения мощности трехфазной системы двумя однофазными ваттметрами.

Схема включения ваттметра показана на рис. XI-62. Неподвижная катушка электродинамического прибора включается в цепь последовательно, как амперметр; подвижная — параллельно, как вольтметр. При этих условиях прибор замеряет одновременно ток и напряжение, что и требуется при измерении мощности. Угол отклонения стрелки прибора будет пропорционален значению мощности:

$$\alpha = cP, \quad (\text{XI-51})$$

Мощность трехфазного тока в большинстве случаев замеряется двумя однофазными ваттметрами, соединенными по особой схеме (рис. XI-63). Последовательная катушка первого ваттметра включается на ток фазы А, второго — на ток фазы С (маркировка фаз условна). Параллельные катушки обоих ваттметров включаются на линейные напряжения между своей фазой и свободной (В). Таким образом, к первому ваттметру подведен ток I_A и напряжение $\bar{U}_{AB} = \bar{U}_A - \bar{U}_B$, ко второму — ток I_C и напряжение $\bar{U}_{CB} = \bar{U}_C - \bar{U}_B$. Мгновенные значения токов и напряжений соответственно обозначаются: i_A и i_C ; $u_{AB} = u_A - u_B$; $u_{CB} = u_C - u_B$.

Мгновенная мощность, замеряемая каждым из ваттметров, равна:

$$p_1 = u_{AB} \cdot i_A;$$

$$p_2 = u_{CB} \cdot i_C.$$

Подставим в эти выражения:

$$u_{AB} = u_A - u_B;$$

$$u_{CB} = u_C - u_B.$$

Тогда

$$p_1 = u_A i_A - u_B i_A;$$

$$p_2 = u_C i_C - u_B i_C.$$

Сумма показаний обоих ваттметров:

$$p_1 + p_2 = u_A i_A - u_B (i_A + i_C) + u_C i_C.$$

Так как $i_A + i_B + i_C = 0$, то $i_A + i_C = -i_B$. Таким образом, получаем:

$$p_1 + p_2 = u_A i_A + u_B i_B + u_C i_C = p_A + p_B + p_C, \quad (XI-52)$$

т. е. сумма показаний обоих ваттметров в любой момент времени равна сумме мощностей всех трех фаз.

При нулевом проводе и несимметричной нагрузке мощность трехфазной системы находят суммированием показаний трех однофазных ваттметров.

Измерение электрической энергии

Энергия электрического тока измеряется электрическими счетчиками. Имеются счетчики электродинамические и индукционные, однако в основном применяются только индукционные. Сложные и дорогие электродинамические счетчики применяются редко, только в цепях постоянного тока.

На рис. XI-64 показан однофазный индукционный счетчик переменного тока. Счетчик имеет

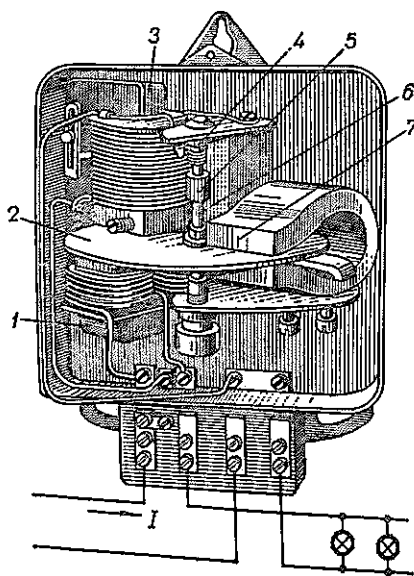


Рис. XI-64. Однофазный индукционный счетчик.

два электромагнита: токовый и напряжения.

Обмотка токового электромагнита 1 включена в цепь последовательно, как амперметр. Магнитный поток этого электромагнита Φ_i пропорционален току в цепи, в которой замеряется энергия. В общем виде можно написать:

$$\Phi_i = c_i I.$$

Обмотка электромагнита напряжения $\mathcal{J}$ включена в цепь параллельно, как вольтметр. Если ток в обмотке этого электромагнита i_u , то поток его в общем виде представится формулой

$$\Phi_u = c'_u i_u.$$

Ток i_u можно выразить через напряжение U цепи и сопротивление обмотки электромагнита z_u :

$$i_u = \frac{U}{z_u}.$$

Обозначив $\frac{c'_u}{z_u} = c_u$, получим:

$$\Phi_u = c_u U.$$

Третьим основным конструктивным элементом счетчика является алюминиевый диск 2, сидящий на оси 6, закрепленной в подшипниках 4. Диск может свободно вращаться.

Переменные магнитные потоки Φ_i и Φ_u пересекают диск и создают в нем токи i_i и i_u . Взаимодействие потоков и токов создает два вращающих момента, действующих на диск. Результирующий момент пропорционален произведению потоков. Так как один из потоков пропорционален U , а другой — I , то, опуская достаточно громоздкие промежуточные выкладки, получаем для вращающего момента, действующего на диск счетчика, такое выражение:

$$M = c_1 UI \cos \varphi = c_1 P.$$

Коэффициент c объединяет все постоянные.

Противодействующий момент создается постоянным магнитом 7. Пока диск неподвижен, постоянный поток этого магнита не пересекает диск, не наводит в нем э. д. с. и тока. Но как только под действием момента M диск приходит в движение, он пересекается потоком Φ_n постоянного магнита. В диске наводится э. д. с. e_n и ток i_n . Взаимодействие потока Φ_n с током i_n создает механический момент — обязательно тормозящий, направленный против момента M .

Тормозящий момент m пропорционален произведению Φ_n и i_n . Но поток стального магнита Φ_n постоянный, поэтому можно написать:

$$m = c'_n i_n.$$

С другой стороны, i_n пропорционально e_n (закон Ома), а значение e_n определяется числом магнитных линий потока Φ_n , пересекающих диск за одну секунду. Так как поток Φ_n постоянный, то очевидно, что число пересечений за секунду, а значит, и значения e_n , i_n и m будут пропорциональны скорости вращения диска, т. е.

$$m = c_2 n,$$

где n — число оборотов диска за секунду.

Число оборотов диска растет до тех пор, пока вращающий момент не уравновесится тормозящим. В установившемся режиме $M = m$ и, следовательно,

$$P = \frac{c_2}{c_1} n = Cn.$$

Помножим обе части этого уравнения на время t , в пределах которого P , а значит, и n остаются постоянными. Тогда слева получим $Pt = W$ — энергию, замеренную счетчиком за время t , а справа $nt = N$ — число оборотов диска за это же время. Уравнение счетчика в окончательном виде запишем так:

$$W = CN. \quad (\text{XI-53})$$

Коэффициент C называется постоянной счетчика. Очевидно, что C представляет собой количество энергии на один оборот диска, «цену» одного оборота в единицах энергии. Постоянную счетчика обязательно записывают на паспорте.

Ось счетчика с помощью червяка 5 и ряда шестерен связана со счетным механизмом. Счетный механизм считает обороты диска, но так как цена одного оборота известна, то шкала счетного механизма дает непосредственно киловатт-часы.

ЛИТЕРАТУРА

1. М. П. Костенко, Л. М. Пиотровский. Электрические машины. М.—Л., ч. I—1964; ч. II—1965.
2. Ф. Т. Марковский, А. П. Трегуб. Общая электротехника. М.—Л., Машгиз, 1963.

ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

§ XII-1. СОСТАВ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СТАНЦИЙ

Электрооборудование станций разнообразно по назначению и конструктивному выполнению. Его можно разделить на две группы:

1) *силовое оборудование*: генераторы, в которых вырабатывается электрическая энергия, и силовые трансформаторы, преобразующие ее к нужному напряжению;

2) *электрическая аппаратура*, обеспечивающая возможность управления процессом производства и преобразования электроэнергии, контроля за качеством ее, защиты элементов оборудования в аварийных условиях. Физические процессы в электрических цепях протекают с огромной скоростью, во многих случаях исключают возможность контроля и управления ими непосредственно персоналом. Поэтому уже на первых электроустановках применяли простейшие элементы автоматики. В последующие десятилетия устройства автоматического управления, регулирования, контроля разрабатывались и внедрялись все шире, и в настоящее время они являются одними из основных элементов электрооборудования.

На рис. XII-1 приведена однолинейная (три фазы изображены одной линией) схема электрических соединений станций, на которой показаны основные элементы электрического оборудования. Центральным узлом схемы являются сборные шины 7. Каждый генератор 10 непосредственно связан с повысительным трансформатором 5, составляя с ним единый генерирующий блок. На мощных станциях такая схема в настоящее время является наиболее распространенной. От сборных шин отходят линии передачи 6. Присоединение к шинам осуществляется с помощью коммутационных аппаратов: выключателей 2 и разъединителей 3.

Отбор энергии для питания самой станции происходит при помощи отпаяк 4, передающих необходимое для этого количество энергии непосредственно от генераторов к трансформаторам.

Для контроля за работой всех цепей, защиты оборудования в аварийных условиях, измерений и управления работой станции и всех ее агрегатов во всех цепях имеются трансформаторы тока 1, а к шинам через разъединитель и предохранитель 8 подключен изме-

рительный трансформатор напряжения 9. Измерительные приборы, аппараты защиты, контроля и управления подключают к вторичным обмоткам этих трансформаторов.

Основы устройства и работы генераторов и трансформаторов (силовых и измерительных) и измерительной аппаратуры изложены

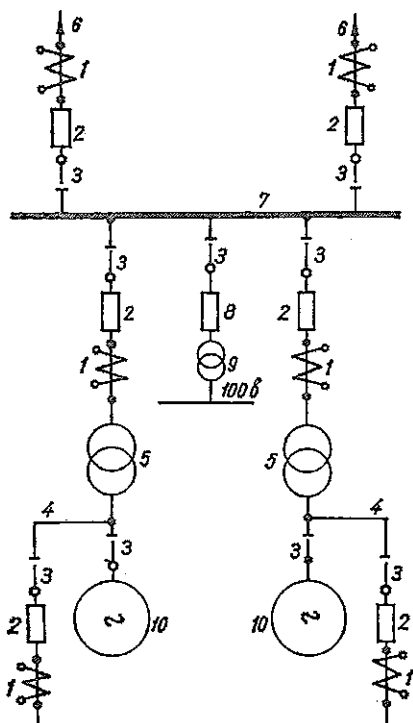


Рис. XII-1. Схема электрических соединений станции:

1 — измерительные трансформаторы тока; 2 — выключатели; 3 — разъединители; 4 — цепи питания собственных нужд; 5 — силовые трансформаторы; 6 — линии передачи; 7 — сборные шины; 8 — плавкие предохранители; 9 — измерительный трансформатор напряжения; 10 — генераторы.

в гл. XI. В настоящей главе приведены основные характеристики современных мощных турбо- и гидрогенераторов, а также описаны следующие виды устройств и аппаратуры: а) коммутационная аппаратура; б) аппаратура и устройства защиты при коротких замыканиях; в) защита электрических установок от прямых ударов молнии и грозовых перенапряжений.

По условиям работы и требованиям, предъявляемым к их конструктивному устройству, размещению в пределах установки и характеру обслуживания электрические аппараты делятся на аппараты низкого ($U < 500$ в) и высокого напряжений ($U \geq 500$ в).

Электрическая аппаратура размещается в части станции, называемой *распределительным устройством* (§ XII-5).

Турбогенераторы

Турбогенераторами называются электрические генераторы, приводимые в действие паровыми турбинами.

Турбогенераторы строятся почти всегда на 50 об/сек — предельное при частоте $\nu = 50$ гц (одна пара полюсов). Положение оси турбогенераторов — горизонтальное.

Единичные мощности турбогенераторов из года в год увеличиваются (табл. XII-1).

Разрабатываются турбогенераторы на 1200 Мвт и более.

Следует отметить, что с ростом мощности и усовершенствованием конструкции турбогенераторов резко снижается удельный расход металла на них (табл. XII-2).

Таблица XII-1

Рост единичных мощностей турбогенераторов
на электростанциях СССР

Годы	1913	1923	1931	1939	1953	1958	1963	1966—1967
<i>Мвт</i>	10	25	50	100	150	200	300	500—800

Таблица XII-2

Вес турбогенераторов на 1 *квт* мощности

Мощность, <i>Мвт</i>	100	300	500
<i>кг/квт</i>	2,07	0,93	0,65

С ростом единичной мощности возросло и напряжение турбогенераторов: для генераторов с мощностью до 100 *Мвт* применялось напряжение 6,3 и 10,5 *кв*; на 100 *Мвт* — 15,75 *кв*; такое же напряжение имеют генераторы на 150 и 200 *Мвт*; для турбогенераторов 300 и 500 *Мвт* принято напряжение в 20 *кв*.

Коэффициент мощности для мощных современных турбогенераторов от 100 до 500 *Мвт* в единице одинаков: $\cos \varphi = 0,85$.

В последние годы достигнуты большие успехи в конструировании мощных турбогенераторов: применяют более совершенные системы возбуждения и охлаждения сверхмощных машин.

Новое в системах возбуждения. На протяжении многих десятилетий возбуждение (питание обмотки ротора постоянным током) осуществлялось от специального генератора постоянного тока — возбудителя, сидящего на валу агрегата и, следовательно, приводимого от той же турбины. Рост единичных мощностей агрегата требовал соответствующего увеличения мощности возбудителя. Конструирование генератора постоянного тока значительной мощности на 50 *об/сек* связано с большими техническими трудностями. Задачу эту можно решить, если вынести возбудитель на самостоятельный привод.

В последние годы для мощных машин широко применяется ионное возбуждение. Большим преимуществом его являются, во-первых, безинерционность и, следовательно, быстродействие и, во-вторых, высокая форсировочная способность. Эти качества очень важны для обеспечения устойчивости работы синхронных генераторов в системе (§ XIII-8).

Структурная схема ионного возбуждения представлена на рис. XII-2. Переменный ток возбудителя выпрямляется ртутными выпрямителями 7 и через щетки 4 и кольца 3 поступает в обмотку ротора. Ртутные выпрямители имеют сеточное регулирование

(см. рис. XI-52). В цепи возбуждения подвозбудителя имеется свой регулятор 8. Все это обеспечивает очень гибкое и широкое регулирование возбуждения турбогенератора.

Новые решения задачи охлаждения. Хотя относительные значения потерь в современных мощных турбогенераторах малы (менее 2%), однако абсолютные значения тепла, отвод которого необходимо обеспечить системой охлаждения, велики, и техническое решение этой задачи связано с большими трудностями.

В электрических машинах нагреваются и должны охлаждаться медь обмоток (потери в меди) и магнитопроводы (потери в стали).

На протяжении многих десятилетий во всех электрических машинах, в том числе и турбогенераторах, применялось *поверхностное охлаждение* воздухом.

Охлаждающий воздух проходит по специальным каналам в магнитопроводах, отводя от них тепло. Медь обмоток при поверхностном охлаждении не соприкасается с охладителем: воздух омывает изоляцию.

В 50-х годах впервые в качестве охладителя в турбогенераторах вместо воздуха стали применять водород, имеющий такие преимущества: а) теплоемкость водорода в 14,35 раза больше, чем воздуха; коэффициент теплопередачи от поверхности к газу — в 1,51 раза больше, чем к воздуху, благодаря чему намного быстрее проходит процесс охлаждения; б) плотность водорода значительно меньше, чем воздуха; для таких бы-

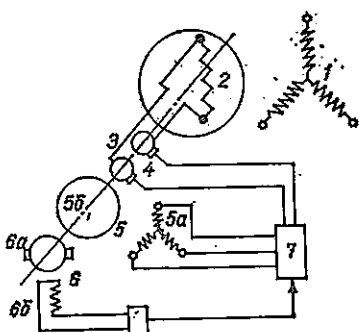


Рис. XII-2. Структурная схема ионного возбуждения:

1 — обмотка статора турбогенератора; 2 — обмотка ротора турбогенератора; 3 — кольца на валу агрегата; 4 — щетки; 5 — возбуждатель трехфазный синхронный генератор; 5а — статорная обмотка; 5б — ротор; 6 — возбуждатель турбогенератора (подвозбудитель); 6а — якорь; 6б — обмотка возбуждения; 7 — ртутные выпрямители с сеточным регулированием; 8 — регулятор возбуждения подвозбудителя.

строходных машин, как турбогенераторы, это имеет большое значение — резко снижаются потери на трение ротора об охлаждающий газ. Применение водорода привело к повышению к.п.д. турбогенераторов на 0,9÷1% и к уменьшению их массы.

Важным моментом в решении вопроса охлаждения мощных турбогенераторов явилось непосредственное охлаждение меди обмоток статора и ротора. Впервые эта сложная конструктивная задача была решена около десяти лет тому назад. В настоящее время все мощные турбогенераторы выполняются с непосредственным охлаждением обмоток, причем дальнейшая форсировка охлаждения достигается применением жидкостного охлаждения — водой или трансформаторным маслом. При применении водорода давление повышают до 5 ат и более. Так, в турбогенераторе мощностью 500 Мвт ленинградского завода «Электросила» обмотка статора

непосредственно охлаждается дистиллированной водой, обмотка ротора — водородом с давлением 5 ат, сердечник статора — водородом.

Эти новые решения в области охлаждения позволили резко уменьшить массу турбогенераторов (табл. XII-2).

Технический прогресс в турбогенераторостроении характеризуется также ростом к.п.д. К.п.д. отечественных турбогенераторов мощностью 150, 200, 300 Мвт близок к 99%.

Гидрогенераторы

Гидрогенераторами называются синхронные генераторы, приводимые в действие гидравлическими турбинами.

В отличие от паротурбинных агрегатов, гидроагрегаты в основном имеют вертикальную ось. Только в последние годы сконструированы и начинают применяться на установках с малым напором технически совершенные, но с относительно небольшой единичной мощностью горизонтальные агрегаты (§ XII-2).

Число оборотов гидрогенераторов во много раз ниже, чем у турбогенераторов; зависит это от природных условий (например, от напора). На действующих мощных гидростанциях число оборотов агрегатов чаще всего ниже десяти в секунду, значительно реже — несколько десятков в секунду. При снижении скорости резко увеличиваются габариты турбины и генератора.

Новые решения в устройствах возбуждения и охлаждения применяются и при конструировании гидрогенераторов.

В области гидрогенераторостроения СССР занимает ведущее место. Максимальная единичная мощность гидрогенераторов на зарубежных установках в настоящее время не превышает 150 Мвт. В СССР в 1960 г. на Братской ГЭС пущен первый агрегат с гидрогенератором мощностью 225 Мвт, в 1966 г. на Красноярской ГЭС — агрегат мощностью 500 Мвт. Динамика роста единичных мощностей гидрогенераторов в СССР показана в табл. XII-3.

Таблица XII-3

Рост единичных мощностей гидрогенераторов в СССР

Годы	1913	1926	1932	1950	1955	1960	1966
Мвт	1	7	62	72	105	225	500

§ XII-2. КОММУТАЦИОННАЯ (ВЫКЛЮЧАЮЩАЯ) АППАРАТУРА

Назначение коммутационной аппаратуры — замыкание и размыкание электрических цепей, т. е. подключение и отключение генераторов, трансформаторов, отходящих линий и прочих звеньев схемы электрических соединений станции. Выключающие аппа-

раты — ответственные элементы оборудования станции, от их четкой работы зависит надежность работы всей станции.

При разрыве электрической цепи между контактами выключающего аппарата возникает электрическая дуга. Так как температура дуги достигает нескольких тысяч градусов, то контакты выключающих аппаратов могут быть повреждены. Особенно тяжелые условия возникают для выключающего аппарата при разрыве цепи в аварийных режимах, при коротких замыканиях, когда токи могут во много раз превышать их нормальные значения. В связи с этим в выключающих аппаратах обычно предусматриваются устройства, способствующие возможно быстрому гашению дуги.

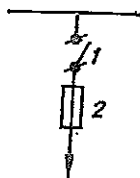


Рис. XII-3.
Схема рубильника (1) — плавкий предохранитель (2).

Так как основным источником поддержания дуги является высокая температура дугового промежутка, то ускорение гашения дуги достигается обдуванием ее ствола струей минерального масла, газа или воздуха (масляное, газовое и воздушное дутье). Кроме того, так как эффективным для ускорения гашения дуги является возможно быстрое удлинение дугового промежутка, подвижный контакт у большинства выключающих аппаратов перемещается с помощью пружины, которую заводят при включении.

Наиболее широко распространенным выключающим аппаратом низкого напряжения является рубильник. Рубильник — аппарат ручного управления, предназначенный только для оперативных (в нормальном рабочем режиме) включений и выключений. Для разрыва цепи при токах короткого замыкания последовательно с рубильником ставится плавкий предохранитель (рис. XII-3). Выбирают рубильник (по каталожным таблицам) по номинальному току цепи.

К выключающим аппаратам высокого напряжения относятся выключатели и разъединители. Выключатели применяют для замыкания и размыкания высоковольтных токовых цепей в нормальном рабочем режиме и при коротких замыканиях. Разъединитель — вспомогательный аппарат, создающий дополнительный разрыв в цепи, уже обесточенной выключателем. Это необходимо в случаях, когда нужно снять напряжение с выключателя. Самостоятельно, без выключателя, разъединители можно ставить только в цепях с очень малыми токами (цепи измерительных трансформаторов напряжения, силовые цепи при токах до 5 а и т. п.).

На рис. XII-4 схематически представлен масляный выключатель (на одну фазу) типа МКП-35 завода «Уралэлектроаппарат» на напряжение 35 кВ, который может разрывать токи до 12,5 тыс. а. Основной механизм выключателя размещен в сварном баке 8, заполненном минеральным маслом, тщательно очищенным от влаги и механических примесей. Для повышения изоляции бак покрыт внутри диэлектриком. Ввод в бак и вывод из него происходит с помощью мощных проходных изоляторов 5, закрепленных в крышке 6.

К нижним концам вводов прикреплены неподвижные контакты; подвижные контакты 1 смонтированы на траверсе, которая перемещается (вверх — вниз) с помощью тяги 2: при подъеме траверсы

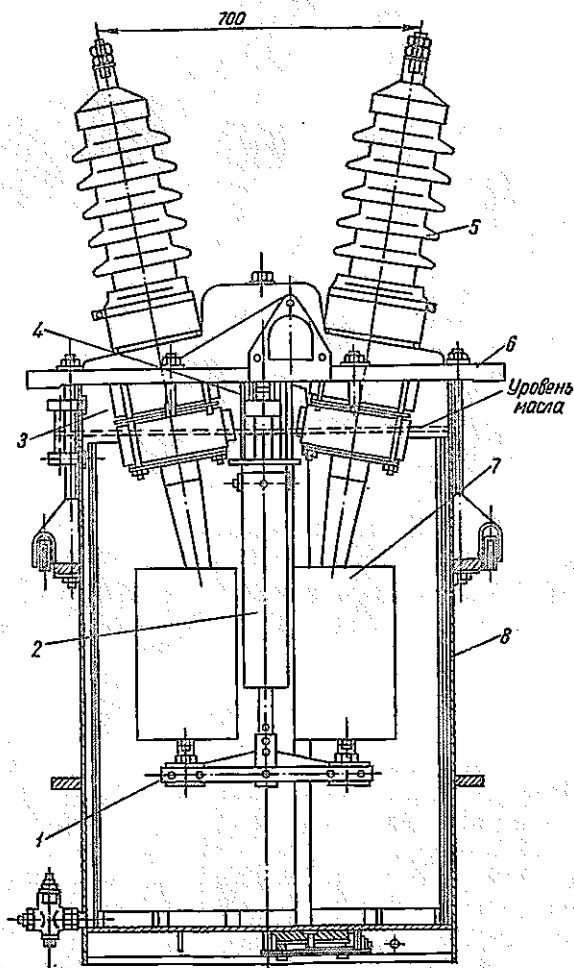


Рис. XII-4. Масляный выключатель типа МКП-35:

1 — подвижные контакты; 2 — направляющая труба; 3 — трансформатор тока; 4 — приводной механизм; 5 — ввод; 6 — крышка; 7 — гасительная камера; 8 — бак.

подвижные контакты соприкасаются с неподвижными (включение), при опускании — расходятся (выключение). Разрыв токовой цепи происходит в двух точках, что ускоряет погасание дуги. Контакты заключены в керамические камеры 7, в которых дуга гасится масля-

ным дутьем. Так как эти выключатели можно устанавливать и на открытых площадках, в них предусмотрен электроподогрев масла. Приводной механизм 4 связывает выключатель с устройством для управления, обычно электромагнитного типа (соленоидный привод). С помощью такого привода выключатель можно включать

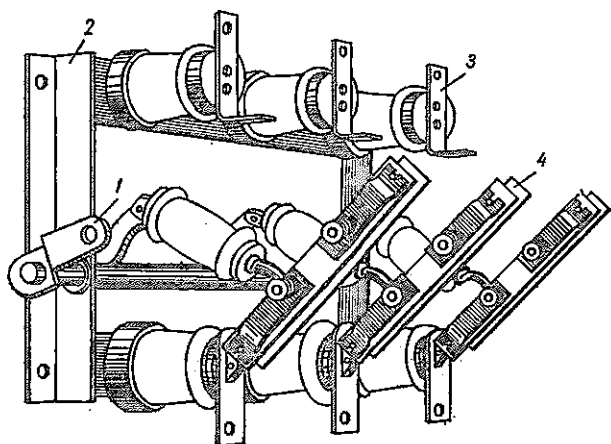


Рис. XII-5. Разъединитель 10 кв.

и отключать дистанционно, с любых расстояний, или автоматически — по сигналу тех или других аппаратов автоматического управления.

Позицией 3 помечены встроенные в выводы трансформаторы тока.

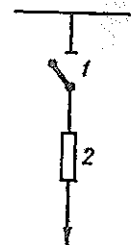


Рис. XII-6.
Схема разъединитель (1)
— выключатель (2).

У масляных выключателей, подобных представленному на рис. XII-4, в бак с маслом погружен весь механизм, поэтому объем масла большой, иногда измеряется тоннами. Недостаток таких выключателей — взрывоопасность. У другого типа масляных выключателей в бак погружаются только контакты, расход масла на фазу у них всего несколько килограммов.

Наиболее совершенными, но вместе с тем и наиболее сложными и дорогими являются воздушные выключатели, в которых гашение дуги и все управление осуществляется сжатым (до 18—20 ат) воздухом. В воздушных выключателях достигнута очень большая скорость гашения дуги: время от возникновения дуги до ее гашения составляет всего 0,05—0,08 сек. Воздушные выключатели применяются для напряжений 110, 220 и больше кв.

На рис. XII-5 показан трехфазный разъединитель на 10 кв.

Так как разъединитель не разрывает токовых цепей, у него нет никаких устройств для гашения дуги. Управление разъединителями обычно ручное. С помощью тяги (на рисунке не показана) и рычага 1 вал разъединителя поворачивается и подвижные контакты 4 надвигаются на неподвижные 3. Все токоведущие части смонтированы на изоляторах, а весь механизм — на раме 2.

Схема разъединитель-выключатель представлена на рис. XII-6.

§ XII-3. АППАРАТУРА И УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

На каждой электрической установке все ее звенья, находящиеся под напряжением (шины, токоведущие части машин и аппаратов и пр.) тщательно, в соответствии с установленными нормами, изолируются друг от друга, от земли и от элементов установки, электрически соединенных с землей. Вызванное нарушением изоляции соприкосновение точек, между которыми есть разность потенциалов, называется коротким замыканием.

В установках переменного тока короткие замыкания бывают трех видов (рис. XII-7); однофазные, двухфазные и трехфазные.

Короткое замыкание сопровождается явлениями, нарушающими нормальное электроснабжение и угрожающими повреждением звеньев электрической цепи (машин, аппаратов, участков сети). Основным из них является более или менее резкое (иногда в сотни раз) повышение силы тока. При этом возникает непосредственная опасность термических или механических разрушений. С другой стороны, короткое замыкание вызывает снижение напряжения: чем ближе к точке короткого замыкания, тем больше снижение напряжения, а в самой точке короткого замыкания напряжение может упасть до нуля. Это может нарушить нормальное электроснабжение на больших территориях, питаемых от общих сетей. Поэтому основным требованием, предъявляемым к устройствам защиты при коротких замыканиях, является наиболее быстрое отключение поврежденного звена.

Большие скорости протекания электрических явлений, сопровождающих короткие замыкания (доли секунды), и необходимость возможно более быстрой ликвидации аварийного режима заставили уже на начальной стадии развития электротехники прибегнуть к автоматически действующим защитным аппаратам. На них возлагается задача обнаружить короткое замыкание, причем на возможно более ранней его стадии, и обеспечить отключение поврежденного звена. Важным требованием к защитным устройствам является избирательность (селективность) действия: защитные устрой-

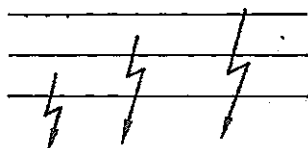


Рис. XII-7. Виды коротких замыканий.

ства должны отключить только поврежденное звено, оставляя все исправные в работе. В сложной системе, состоящей из многих сотен звеньев (генераторов, трансформаторов, участков линий), выполнить это требование очень трудно. Однако защитные устройства современных систем справляются с этой задачей достаточно четко.

При коротких замыканиях применяют два вида защитных устройств: плавкие предохранители и реле.

Основной частью предохранителя является плавкая вставка из легкоплавкого металла, подобранная по сечению так, чтобы она перегорела при возрастании тока выше нормы раньше, чем темпе-

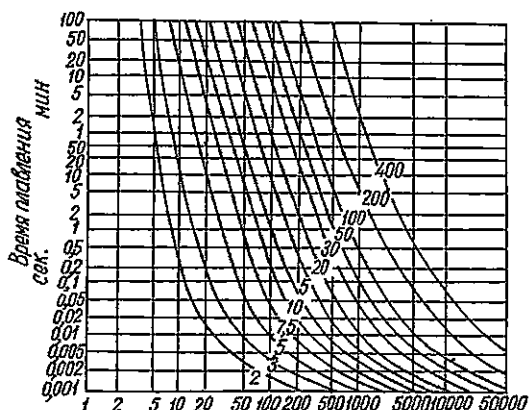


Рис. XII-8. Кривые зависимости времени перегорания вставки от силы тока.

ратура защищаемого объекта (двигатель, провод и пр.) достигнет недопустимых значений. Плавкая вставка помещается в патрон, конструктивно приспособленный для быстрого и удобного монтажа.

Основной характеристикой плавкого предохранителя является зависимость времени перегорания вставки от силы тока (рис. XII-8). Минимальная сила тока, при которой еще возможно перегорание вставки, называется током плавкой вставки, $I_{\text{вст}}$. По этой величине производится выбор предохранителя.

Наиболее распространенным конструктивным типом низковольтного предохранителя являются общеизвестные пробковые предохранители, применяющиеся в осветительных и мелкомоторных сетях. Более мощными и совершенными являются предохранители трубчатые (ПТ), разборные (ПР) и насыпные (НПР), представленные на рис. XII-9. Предохранитель ПТ имеет открытую фарфоровую трубку 3 с латунными обоймами на концах. Ножи 1 предназначены для монтажа предохранителя, винты 4 — для зажима плавкой вставки 2, свободно размещенной в трубке. Недо-

статком этих предохранителей является возможность выброса пламени и расплавленного металла через открытые концы трубки. Предохранители ПР не имеют этого недостатка. Патрон их имеет фибровую трубку 3 с латунными обоймами 1 на концах. Обоймы снабжены нарезкой, на которую навинчиваются латунные колпаки 2, закрывающие патрон с обоих концов и закрепляющие положение ножей 4, к которым прикрепляется плавкая вставка 5. При перегорании вставки фибра трубки нагревается и выделяет газы: повышающееся давление быстро гасит дугу.

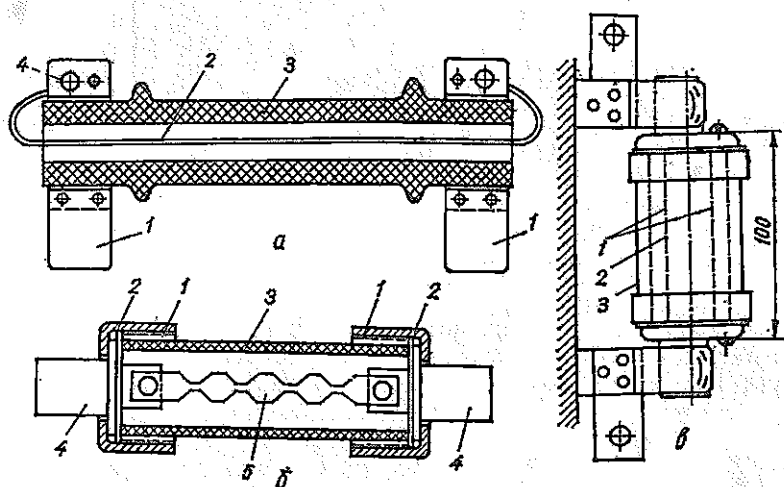


Рис. XII-9. Низковольтные предохранители:
а — трубчатый; б — разборный; в — насыпной.

Все более широко применяют предохранители НПР. Фарфоровая трубка 3 такого предохранителя заполняется кварцевым песком, способствующим быстрому гашению дуги. Плавкая вставка — медные нити 1, их количество зависит от силы тока, на которую рассчитан предохранитель. На каждой нити выполняется петелька 2, на которую наносится капля олова: именно здесь и происходит перегорание нити. Такие предохранители могут разрывать токи до 11 000 а.

Для напряжений 3—10 кВ широко применяют предохранители марки ПК (рис. XII-10, а), патрон которых тоже заполнен кварцевым песком. Для напряжений выше 10 кВ применяют роговые предохранители (рис. XII-10, б). Плавкая вставка здесь находится в стеклянной трубке 1, заполненной тальком. При перегорании вставки нагреваемый дугой тальк бурно выделяет газы; стеклянная трубка предохранителя взрывается, дуга переходит на стальные рога 2, удлиняется и быстро гаснет. Роговые предохранители предназначены для наружной установки.

В сложных сетях с двумя или больше точками питания плавкие предохранители не могут обеспечить достаточно надежной и четкой защиты при коротких замыканиях. В этих случаях защита осуществляется более совершенными, но и более сложными автоматически действующими аппаратами — реле.

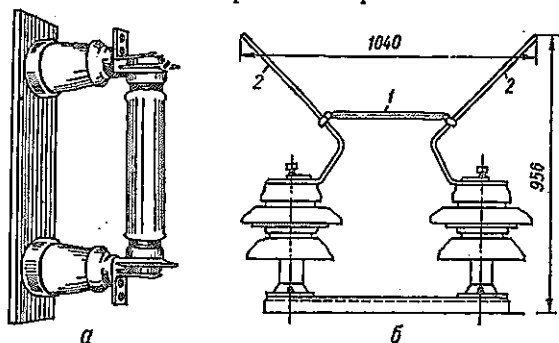


Рис. XII-10. Высоковольтные предохранители:
а — кварцевый; б — роговой.

Наиболее распространенными являются реле, реагирующие на изменение тока — токовые реле. На рис. XII-11 показана конструктивная схема реле максимального тока ЭТ (электромагнитное токовое).

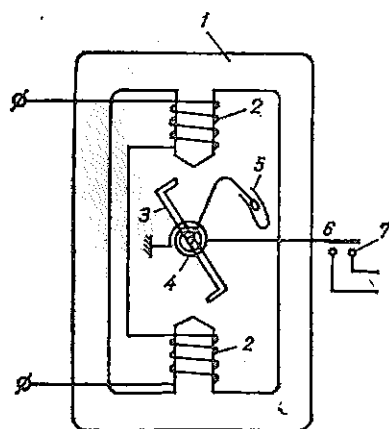


Рис. XII-11. Электромагнитное токовое реле ЭТ.

Электромагнит 2 создает магнитный поток, в поле которого, на оси, находится z-образная стальная пластинка 3, удерживаемая в исходном положении пружиной 4. Усилие, с которым электромагнит действует на z-образную пластину, пропорционально квадрату тока. Если ток достигнет заданного по расчету значения или превзойдет его, это усилие станет больше удерживающего момента пружины, пластинка станет по оси потока; одновременно в этом подвижный контакт 6, сидящий на той же оси, переместится до соприкосновения с неподвижным 7. Успокоитель 5 обеспечивает плавное перемещение подвижной части.

Механизм реле встраивается в кожух 1.

Кроме токовых реле широко применяют также реле, реагирующие на изменение напряжения (реле напряжения), электрического сопротивления, направления энергии и др. Имеются также реле неэлектрические.

Кроме главных реле, обнаруживающих нарушение нормального режима работы по тем или другим заданным им признакам (увеличение тока, отклонение напряжения от нормы, изменение направления потока энергии, появление газа и др.), в схемах защитных устройств широко применяют различные вспомогательные реле: реле времени, обеспечивающие срабатывание устройств через заданный отрезок времени после начала короткого замыкания; сигнальные, облегчающие быструю ориентировку в процессе протекания аварийного режима и работе защитных устройств, и др.

Главные и вспомогательные реле вместе с измерительными трансформаторами соединяют в схемы защиты, более или менее

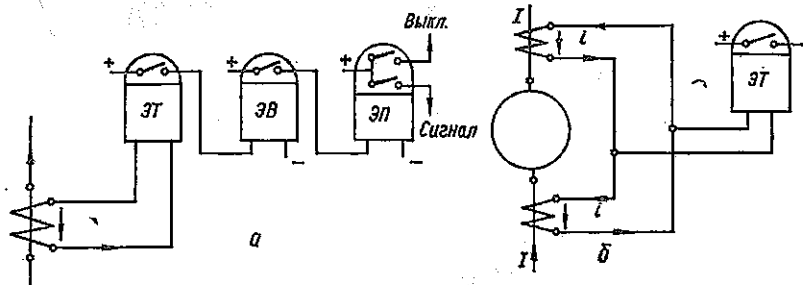


Рис. XII-12. Принципиальные схемы максимальной *а* и дифференциальной *б* токовых защит.

сложные в зависимости от степени ответственности защищаемого объекта (генератор, трансформатор, линия, двигатель) и степени сложности той электрической цепи, в которой этот объект включен. Наиболее часто применяют защитные схемы двух принципиальных видов: максимальная токовая защита и дифференциальная токовая защита. В устройствах защиты ответственных объектов часто соединяются максимальная и дифференциальная защиты.

На рис. XII-12, *а* показана схема максимальной токовой защиты. Главными реле здесь являются реле максимального тока ЭТ. На рисунке показано только одно такое реле; фактически их ставят в каждой фазе или по крайней мере на двух. Катушки этих реле включаются через трансформаторы тока в электрическую цепь защищаемого объекта. При коротком замыкании ток I возрастает, одновременно соответственно увеличивается и вторичный ток трансформатора тока i_p , питающий катушки реле. Реле замыкает свои контакты, и этим замыкается вспомогательная цепь, проходящая через контакты реле. По этой цепи подается ток в катушку реле времени ЭВ. Через заданный для этого реле отрезок времени оно замкнет свои контакты и включит промежуточное реле ЭП. Через контакты промежуточного реле (их всегда несколько пар) замыкаются цепи исполнительных механизмов: выключателя, сигнального устройства и др.

Принципиальная схема дифференциальной защиты (одна фаза, без вспомогательных реле) представлена на рис. XII-12,б. В схеме дифференциальной защиты сравниваются значения и направления токов с обеих сторон защищаемого объекта. Для этого с обеих сторон устанавливаются трансформаторы тока, связываемые пофазно соединительными проводами. Реле (также токовые) подключаются к этим проводам параллельно. В нормальном режиме вторичные

токи i циркулируют по соединительным проводам, не заходя в реле. При коротком замыкании в какой-либо точке зоны, охваченной трансформаторами тока, баланс токов (по величине и направлению) обеих групп трансформаторов тока нарушается, ток заходит в реле, и оно срабатывает. Дифференциальные защиты отличаются высокой чувствительностью, четкостью и быстротой действия.

§ XII-4. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИЙ И ОТ ГРОВОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Молния является электрическим разрядом большой мощности: напряжение молнии может достигать нескольких миллионов вольт, токи — десятков тысяч ампер. Для защиты электрических установок от прямых ударов молнии, могущих привести к разрушению элементов установки и оборудования, применяют молниеотводы. На открытых подстанциях устанавливают стержневые молниеотводы. Такой молниеотвод представляет собой высокую (несколько десятков метров) мачту, установленную на бетонном основании и заканчивающуюся сверху стальным стержнем, тщательно заземленным. Иногда этот стержень устанавливают на опоре линии передачи.

Рис. XII-13. Разрядник трубчатый.

Для молнии путь через молниеотвод является путем наименьшего электрического сопротивления, чем и объясняется его защитное действие. Защищаемая молниеотводом зона тем больше, чем больше его высота.

Линии передачи напряжением 110 кВ и больше, выполняемые на металлических опорах, защищают от прямых ударов молнии стальными заземленными тросами, подвешиваемыми над линией. Такой трос также является молниеотводом, только не точечным, как стержневой, а линейным.

При грозовом разряде вблизи проводов линии в проводах индуцируются высокие напряжения, иногда значительно превы-

шающие нормальное напряжение линии. Это перенапряжение может разрушить в какой-нибудь точке изоляторы линии; проникая на станцию или подстанцию, оно может повредить изоляцию машин и аппаратов. Для защиты электрических установок от грозowych перенапряжений используют разрядники. Разрядник одним концом присоединен к защищаемому объекту (провод линии, шины станции или подстанции), а другим — заземлен. Так как сопротивление через разрядник к земле меньше, чем сопротивление изоляции защищаемого объекта, грозовой разряд будет идти через разрядник на землю.

На рис. XII-13 показан трубчатый разрядник. В трубке 1 из фибры или органического стекла расположены контакты 2, разделенные воздушным промежутком. Перенапряжение пробивает этот промежуток, благодаря чему осуществляется разряд на землю. Газы, бурно выделяемые при этом материалом трубки, гасят дугу и восстанавливают исходное положение.

§ XII-5. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА (РУ) ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Распределительное устройство — та часть электрической станции, в которой размещено электрическое оборудование (кроме генераторов). От конструкции распределительных устройств в большой степени зависит надежность работы установки, удобство и безопасность обслуживания ее.

По выполнению РУ бывают: а) сборные, в которых все конструкции, необходимые для монтажа аппаратуры, собираются на станции, здесь же производится и монтаж аппаратуры; б) комплектные, изготавливаемые на заводе в виде кабин с смонтированной в них аппаратурой; при этом на станции остается лишь соединить эти кабины.

В помещениях применяют РУ закрытого типа, а на специальных площадках — открытого. Как правило, РУ для напряжений до 10 кВ включительно бывают закрытого типа, РУ для напряжений 35 кВ и выше — открытого.

На рис. XII-14 изображена ячейка сборного РУ закрытого типа для напряжений 6—10 кВ с выключателями с малым объемом масла. Кабина выполнена из уголкового и полосового железа. Внутри кабины на специальных опорах из того же материала смонтированы высоковольтные аппараты: выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, плавкие предохранители и др. Аппараты группируются в кабинах по электрическим цепям (кабина того или другого генератора, линии, собственных нужд). Кабины разделены стенками из асбошифера. На этих стенках смонтированы опорные изоляторы и на них — сборные шины, проходящие, таким образом, над всеми кабинами.

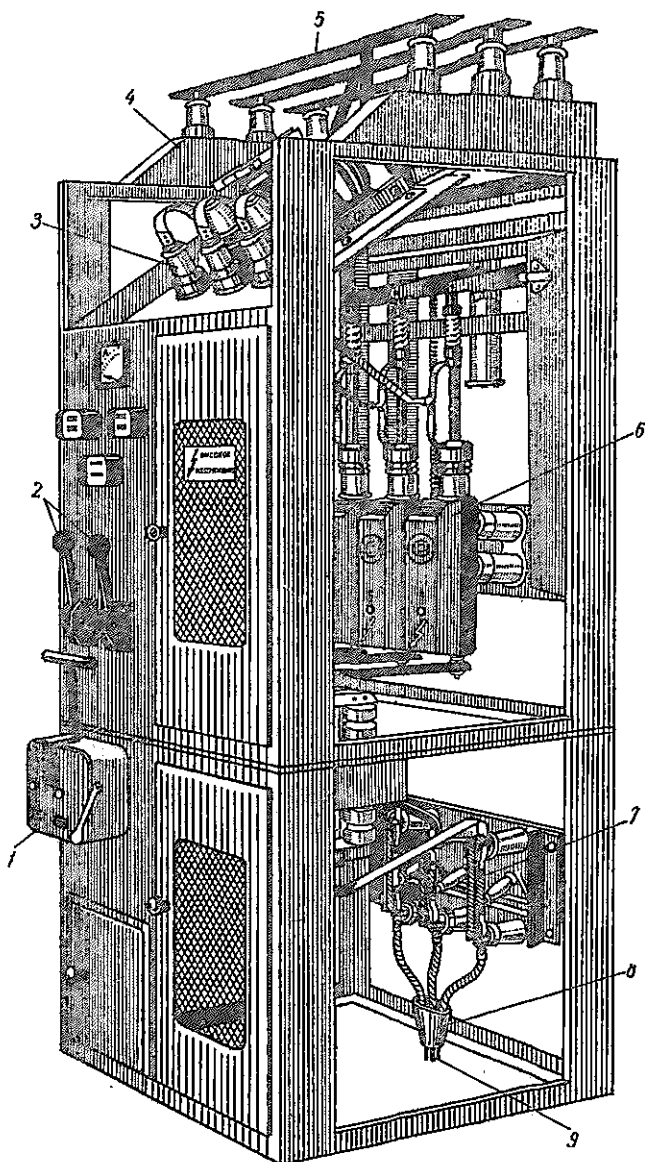


Рис. XII-14. Ячейка закрытого сборного распределительного устройства:

- 1 — привод масляного выключателя; 2 — приводы разъединителей; 3 — проходные изоляторы; 4 — шинный разъединитель; 5 — шины; 6 — масляный выключатель; 7 — литейный разъединитель; 8 — кабельная муфта; 9 — кабельный ввод.

Сборные шины открытых РУ подвешиваются на специальных металлических опорах вдоль всей площадки РУ. В поперечном направлении с помощью опор такого же типа подвешиваются несколько линий, соединенных пофазно с шинами и обеспечивающих возможность осуществления связи с шинами в любой точке площадки. Силовые трансформаторы устанавливаются на бетонных фундаментах, к ним подводятся рельсовые подъездные пути. Тяжелые масляные выключатели устанавливаются тоже на бетонных фундаментах, более легкие — на рамных сварных конструкциях. Все электрические аппараты, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, разрядники монтируются на специальных подставках, высота которых рассчитана так, чтобы исключить возможность случайного прикосновения к токоведущим частям.

Низковольтная аппаратура — измерительная, защитная контрольная, сигнальная — выносится на щит управления станции. На крупной станции щит управления состоит из многих десятков панелей и занимает особое помещение, имеющее связь со всеми отделениями станции. Отсюда осуществляется все оперативное руководство работой станции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Л. Н. Баптиданов, В. И. Тарасов. «Электрооборудование электрических станций и подстанций». М.—Л., Госэнергоиздат, 1952.
2. Ф. Т. Марковский, А. П. Трегуб. «Общая электротехника». М.—Л., Машгиз, 1963.

Глава XIII

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

§ XIII-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Электрические сети необходимы для передачи электрической энергии от мест ее производства в районы потребления и для распределения ее между точками потребления.

Изобретение трансформаторов позволило концентрировать электрическую энергию на мощных электрических станциях. Кроме того, возможность экономичной передачи электрической энергии на дальние расстояния позволила сооружать мощные станции на источниках энергии, удаленных от районов потребления. Поэтому рост производства электроэнергии сопровождался быстрым ростом электрических сетей: по общей протяженности, пропускной способности, дальности передач.

Напряжение, на котором производится передача энергии, тем выше, чем больше передаваемая мощность и дальность передачи. При расположении электрической станции (ЭС) на большом расстоянии от районов потребления, электроэнергия передается по мощным линиям электропередачи (ЛЭП) к районным подстанциям (РП, рис. XIII-1), расположенным в центрах потребления. В начале линии передачи находится трансформаторная подстанция, повышающая напряжение до необходимого уровня. От РП под тем же напряжением, или под сниженным, идут линии к абонентским трансформаторным подстанциям (ТП) или к отдельным трансформаторам, на которых происходит дальнейшее снижение напряжения. Таким образом, электрическая сеть включает в себя не только линии, но и трансформаторные подстанции.

Линии передачи от источников питания (ЭС) к РП составляют *питательную сеть*. Линии и трансформаторные подстанции после РП называются *распределительной сетью*.

Быстрый рост высоковольтных сетей на территории СССР начался только после осуществления плана ГОЭЛРО и особенно в последующие пятилетия бурного строительства социалистического народного хозяйства. В 1970 г. общая протяженность высоковольтных сетей напряжением 35 кВ и выше в СССР превысила 460 000 км. В 1956 г. введена в строй линия передачи от Куйбышевской ГЭС к Москве протяженностью 900 км, с напряжением 500 кВ, мощностью 1150 тыс. кВт, с годовой передачей 6 млрд. кВт · ч,

а в 1959 г. — такая же линия Волгоград — Москва протяженностью больше 1000 км, напряжением 500 кВ. В ближайшие десятилетия будут построены сотни тысяч километров высоковольтных магистральных и распределительных сетей. «Директивами XXIV съезда КПСС по пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР на 1971—1975 годы» предусмотрено строительство «дальних линий электропередач переменного тока напряжением 750 и 1150 тыс. вольт и постоянного тока напряжением 1500 тыс. вольт».

Передача и распределение электрической энергии происходит с помощью сетей трехфазного переменного тока. Однако в связи с быстрым ростом передаваемых мощностей и дальностью передач возникает вопрос о возможности передачи энергии постоянным током. Несмотря на то, что это связано с большими трудностями, с точки зрения технической и экономической это намного эффективней.

Основная и техническая трудность в сверхдальних передачах — обеспечение устойчивой параллельной работы станций (§ XIII-8). Чем длиннее линия передачи и чем больше передаваемая мощность, тем чувствительнее синхронные генераторы к более или менее резким колебаниям нагрузки, тем легче выпадают они из синхронной работы. Технические мероприятия, направленные на повышение устойчивости, достаточно сложны и дороги.

По линиям переменного тока всегда протекает реактивный ток, тем больший, чем больше передаваемая мощность. Протекание реактивных токов связано с большими потерями энергии. Для компенсации реактивных токов приходится применять мощные и дорогие установки с конденсаторами и синхронными компенсаторами.

По линиям постоянного тока этих трудностей нет. Кроме того, линия постоянного тока требует двух проводов, вместо трех в трехфазной линии, легче и дешевле ее опоры.

В линиях постоянного тока этих трудностей нет. Кроме того, линия постоянного тока требует двух проводов, вместо трех в трехфазной линии, легче и дешевле ее опоры.

До сих пор во всем мире существовало только несколько опытных линий постоянного тока. В 1964 г. в СССР вступила в строй мощная линия постоянного тока, связывающая Волгоград и Донбасс (напряжение — 800 кВ, мощность — 750 Мвт, протяженность — 550 км). Для передачи больших потоков энергии из Сибири в Европейскую часть СССР проектируются линии передачи постоянного тока протяженностью 2—3 тыс. км, мощностью во много миллионов кВт, с напряжением 1200—1500 кВ.

Конструктивно электрические сети выполняют воздушными или кабельными. Кабельные линии намного дороже и применяются в основном как распределительные сети в крупных городах.

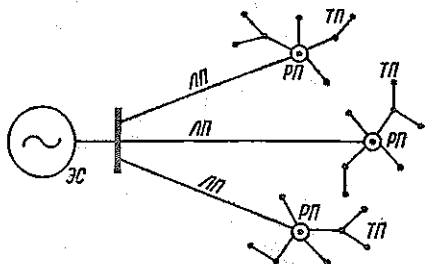


Рис. XIII-1. Схема электрической сети.

Напряжения сетей стандартизованы. Потребительские сети низкого напряжения (освещение, бытовые приборы, мелкомоторная нагрузка) имеют линейные (между фазами) напряжения 220 и 380 в, а между фазой и нулевым проводом соответственно 127 и 220 в. Дальнейшие ступени напряжения: 500 в; 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500 и 750 кв.

§ XIII-2. КОНСТРУКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ — ПРОВОДА, ИЗОЛЯТОРЫ, ОПОРЫ

Провода воздушных линий должны обладать хорошей электропроводностью и быть механически надежными.

Материалом для проводов служит медь, алюминий, сталь, в особых случаях — бронза.

Медь обладает высокой проводимостью и достаточной механической прочностью. Однако применение медных проводов ограничено из-за относительно высокой стоимости их.

Проводимость алюминия в 1,6 раза ниже проводимости меди, меньше и механическая прочность его. Алюминиевые провода применяются главным образом в линиях до 10 кв включительно при небольших пролетах между опорами.

Стальные провода обладают малой электрической проводимостью, но большой механической прочностью. Их применяют при передаче небольших мощностей, преимущественно в сельской местности.

В табл. XIII-1 даны основные характеристики проводов.

Таблица XIII-1
Основные характеристики материала проводов

Характеристика	Медь	Алюминий	Сталь
Удельная проводимость γ	53	32	7,52
Предел прочности, кг/мм^2	39	16	70
Плотность δ , г/см^3	8,9	2,7	7,85

Для линий напряжением 35 кв и выше применяют комбинированные стальалюминиевые провода: центральная стальная их часть обеспечивает механическую прочность, алюминиевая оболочка имеет хорошую электропроводность.

Бронзовые провода, обладающие большой механической прочностью, применяют при особо больших пролетах: через реки, озера, ущелья и пр.

Конструктивно провода выполняют: однопроволочными (рис. XIII-2,а) — только из меди и стали при малых сечениях (для малых токов); многопроволочными из одного металла (рис. XIII-2,б) — при том же полезном сечении многопроволочные

провода механически надежнее и, благодаря своей гибкости, удобнее для монтажа; многопроволочными (рис. XIII-2,б) из двух металлов (сталь и алюминий); пустотелыми (полыми), применяемыми для линий передач 220 кВ и выше (рис. XIII-2,г).

Провода маркируются таким образом: буквенная часть — начальная буква названия материала (М, А, С, АС); цифра — полезное сечение провода в мм².

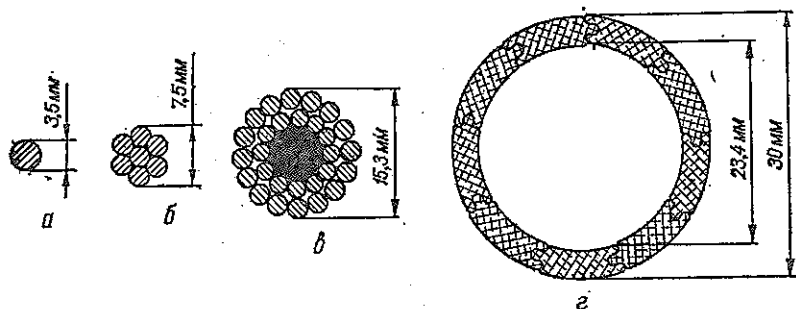


Рис. XIII-2. Провода воздушных линий.

Провода монтируются на фарфоровых изоляторах. При напряжениях до 35 кВ применяют штыревые изоляторы, которые крепят на опорах с помощью стальных штырей или крючьев. На рис. XIII-3,а изображен штыревой изолятор ШД на 6 и 10 кВ.

При напряжениях 35 кВ и выше провод подвешивается к гирлянде из подвесных изоляторов (рис. XIII-3,б). Количество изоляторов в гирлянде: при 35 кВ — 3÷4; при 110 кВ — 6÷7; при 220 кВ — 14÷15. Гирлянды подвесных изоляторов представлены на рис. XIII-4,в.

Опоры линий выполняют из дерева, стали, железобетона. Дешевизна и простота изготовления деревянных опор обеспечили им преимущественное применение при напряжениях до 110 кВ. Основным недостатком их является недолговечность: средний срок службы сосновых опор 5—7 лет, опор из ели — 4—5 лет. Если деревянные опоры обработать антисептиками, срок их службы увеличивается в 2—3 раза.

При низких напряжениях опора представляет собой одиночный столб, цельный или с одним или двумя пасынками — нижней приставной частью. Для напряжений 3, 6, 10, 35 кВ широко применяют А-образные (рис. XIII-4,а) и П-образные (рис. XIII-4,б)

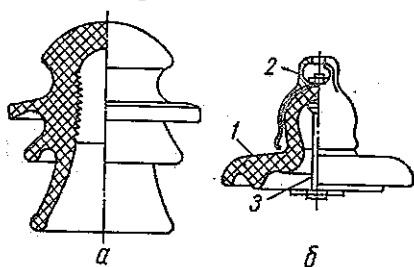


Рис. XIII-3. Линейные изоляторы: а — штыревой ШД-10; б — подвесной; 1 — фарфоровый корпус; 2 — чугунная шапка; 3 — стальной стержень.

опоры; последние применяют и на линиях напряжением 110 кВ. Линии напряжением 220 кВ и выше выполняют на металлических опорах. На рис. XIII-4, а показана одна из часто применяемых форм металлических опор на 220 кВ, рассчитанных на подвеску проводов двухцепной линии (два верхних провода — стальные заземленные тросы для защиты от прямых ударов молнии (§ XII-4). Опора крепится на бетонных подушках. Высота подвеса проводов, высота опор и расстояние между ними зависят от материала и сечения

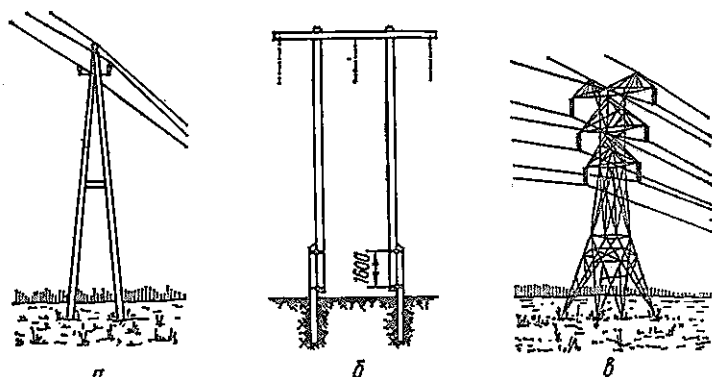


Рис. XIII-4. Опоры воздушных линий.

проводов, напряжения линии и определяются в результате механического расчета линии. Нормами установлены минимальные допустимые расстояния между точкой наибольшего провеса провода и землей (габарит) в зависимости от напряжения и характера местности.

§ XIII-3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

При передаче электрической энергии по проводам имеют место потери. По закону Ленца—Джоуля мощность, теряемая в одной фазе линии при активном сопротивлении ее r , будет равна $I^2 r$, а для трех фаз — $3I^2 r$.

Пользуясь формулой мощности (IX-76), находим:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi}.$$

Таким образом, для потери мощности в линии ΔP получаем следующее выражение:

$$\Delta P = \frac{P^2 r}{U^2 \cos^2 \varphi}. \quad (\text{XIII-1})$$

Нагрузка линии P не постоянна, поэтому выражение для потерь энергии за время t такое:

$$\Delta W = \frac{r}{U^2 \cos^2 \varphi} \int_0^t P^2 dt. \quad (\text{XIII-2})$$

Определить потери по этой формуле можно, если известно математическое выражение графика нагрузки, т. е. зависимости P от t , чего в действительности обычно не бывает.

Поэтому практически потери находят иначе. Вместо мгновенных значений P подставляют P_m — наибольшее значение нагрузки по графику и вводят величину τ — время потерь, выбираемую из такого условия: если по линии на протяжении времени τ будет передаваться неизменная мощность P_m , потери будут такими же, как и подсчитанные по (XIII-2). Значения τ находят по кривым, заранее вычисленным и построенным.

Эти кривые (рис. XIII-5) даны в функции числа часов использования максимума нагрузки T_n , характеризующего степень заполненности графика нагрузки:

$$T_n = \frac{W}{P_m}, \quad (\text{XIII-3})$$

где W — площадь графика; P_m — максимальная высота его.

Таким образом, практическая формула для определения потерь в линии такова:

$$\Delta W = \frac{P_m^2 \tau}{U^2 \cos^2 \varphi} r \cdot 10^{-3} [\text{квт} \cdot \text{ч}]. \quad (\text{XIII-4})$$

Как видим, потери пропорциональны активному сопротивлению линии (на одну фазу) r . Так как $r = \rho \frac{l}{S}$, потери обратно пропорциональны сечению провода и, следовательно, могут быть снижены увеличением его. Однако это приведет к большему расходу металла проводов. Таким образом, технико-экономический расчет электрических сетей должен дать наиболее целесообразное решение задачи, заключающей в себе противоречие: с увеличением сечения проводов уменьшаются эксплуатационные расходы, но увеличиваются капитальные затраты. Выбирают сечение из условия: минимум суммарных расчетных затрат. Практически сечение проводов выбирают по экономическим плотностям тока. В табл. XIII-2 приведены значения экономических плотностей тока в а/мм^2 , рекомендуемые Правилами устройства электроустановок

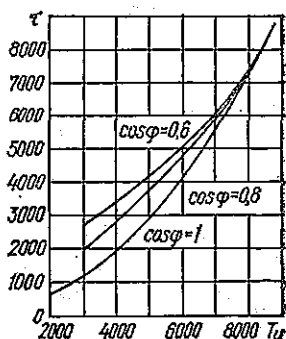


Рис. XIII-5. Кривые для определения «времени потерь».

(ПУЭ) для проводов из разных материалов в зависимости от значения.

Выбрав экономическую плотность тока и поделив на нее наибольший расчетный нагрузочный ток линии, получаем необходимое сечение провода.

Таблица XIII-2

Экономические плотности тока для проводов воздушных линий

Линии	Т _ц , час		
	до 3000	3000÷5000	свыше 5000
С медными проводами	2,5	2,1	1,8
С алюминиевыми проводами	1,3	1,1	1,0

§ XIII-4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ЛИНИИ ПЕРЕДАЧИ

Найденное сечение провода проверяют:

а) на нагрев — не превышает ли расчетный ток значения, допустимого для данного сечения; б) на падение напряжения — не будет ли напряжение в конечных точках, с учетом падения напряжения в проводах, отклоняться от значений, установленных нормами.

Энергия, теряемая в проводах, превращается в тепло и нагревает их. Расчетами установлены предельные значения токов, допустимые по условиям нагрева для проводов разных сечений и из разных материалов. Проверка выбранного провода на нагрев сводится к сопоставлению его расчетного тока с допустимым значением тока по таблице.

На рис. XIII-6 представлена векторная диаграмма для одной фазы линии передачи. Напряжение в конце линии $U_2 = OA$; ток I отстает по фазе от напряжения U_2 на угол ϕ (определяется характером нагрузки). Если активное сопротивление одной фазы линии r , а индуктивное x , то вектор $AB = Ir$ (параллельный вектору I) дает в масштабе падение напряжения в активном сопротивлении линии, вектор $BC = Ix$ (перпендикулярный к вектору I) — падение напряжения в ее индуктивном сопротивлении, а вектор

$$AC = \sqrt{AB^2 + BC^2} = I\sqrt{r^2 + x^2} = Iz$$

в принятом масштабе представляет полное падение напряжения в линии. Вектор $OC = U_1$ дает напряжение в начале линии.

Так как $\bar{U}_2 = \bar{U}_1 - \bar{I}z$, то при разных значениях I (нагрузки линии) и постоянных U_1 и z значения U_2 будут меняться, а значит, будет изменяться и напряжение, подаваемое потребителям. Колебания напряжения очень резко ухудшают работу токоприемников. Так, световой поток ламп накаливания уменьшается на 30%

при снижении напряжения на 10% от номинального; повышение напряжения на 10% сокращает срок службы ламп на 70%.

Учитывая это, ПУЭ регламентированы максимально допустимые отклонения напряжения от нормы.

В практических расчетах сетей вместо падения напряжения Iz вводят понятие потери напряжения ΔU :

$$\Delta U = U_1 - U_2. \quad (\text{XIII-5})$$

Для упрощения расчетных выражений принимают, что потеря напряжения ΔU равна проекции Iz на вектор U_2 (а не AD , рис. XIII-6). Ошибка, допускаемая при этом, незначительна.

Таблица XIII-3

Предельно допустимые отклонения напряжения у потребителей

Потребители	Отклонение, %
Рабочее освещение промышленных и коммунальных предприятий и общественных зданий	+5 -2,5
Рабочее освещение жилых зданий, наружное освещение	± 5
Электродвигатели	± 5

Из построения на рис. XIII-6 получаем:

$$\Delta U = AB \cos \varphi + BC \sin \varphi$$

или, учитывая сказанное выше,

$$\Delta U = I (r \cos \varphi + x \sin \varphi). \quad (\text{XIII-6})$$

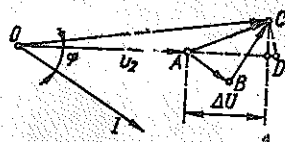


Рис. XIII-6. Векторная диаграмма для одной фазы линии передачи.

§ XIII-5. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Энергетическая система — это группа электрических станций, связанных электрическими сетями между собой и с потребителями электрической энергии. В состав системы входят, таким образом, станции, подстанции, распределительные пункты и электрические сети разных напряжений. Примерная схема энергосистемы представлена на рис. XIII-7.

В начальный период развития электроэнергетики электрические станции работали изолированно одна от другой: каждая станция работала на свою электрическую сеть, снабжала свою ограниченную группу потребителей. Однако уже в начале XX в. станции стали объединять в общую сеть. Первая энергосистема в России — Московская — была создана в 1914 г. после соединения станции «Электропередача» (в настоящее время ГРЭС имени Классона) с электро-

станцией Москвы линией протяженностью 70 км. Толчком для развития связей между станциями и создания энергетических систем стал план ГОЭЛРО. С этого времени развитие электроэнергетики шло в основном по линии создания новых и роста существующих энергетических систем, а затем соединения их между собой в большие объединения.

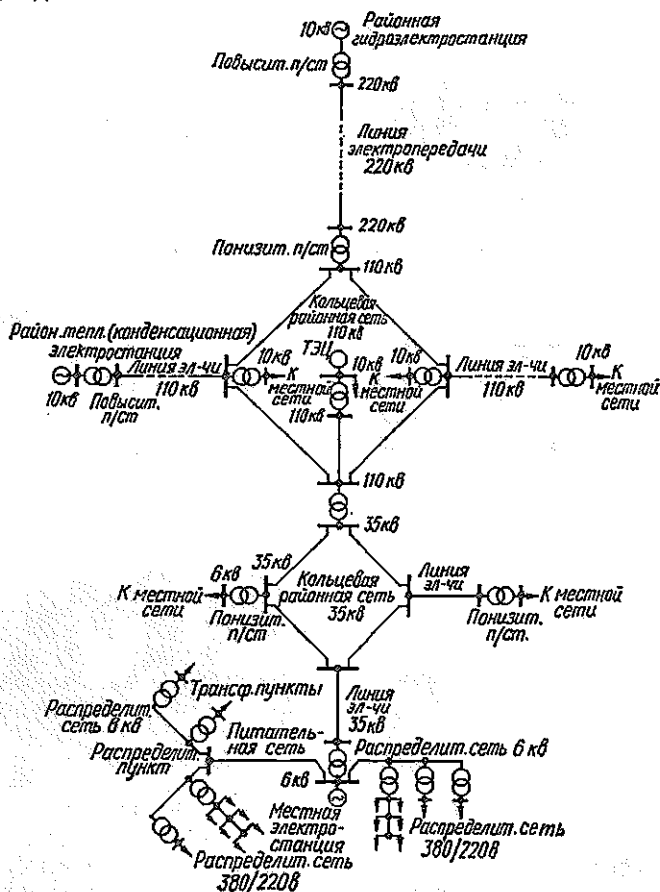


Рис. XIII-7. Схема электрической системы.

С пуском волжских ГЭС и строительством электропередач Куйбышев — Москва, Куйбышев — Урал, Волгоград — Москва, Волгоград — Донбасс был создан основной костяк Единой Энергетической Системы (ЕЭС) Европейской части СССР. В последующие годы в ЕЭС Европейской части СССР присоединены энергообъединения Северо-Запада и Северного Кавказа. В 1967 г. в составе ЕЭС работали семь мощных энергообъединений, включавших каж-

дое несколько энергетических систем: Центральное, Южное, Уральское, Средне-Волжское, Нижне-Волжское, Северно-Кавказское, Северо-Западное. Сети ЕЭС охватили территорию около 6 млн. кв. км с населением 160 млн. чел. К началу 1967 г. суммарная установленная мощность электростанций ЕЭС составила около 90 млн. квт, суммарная выработка их в 1966 г. достигла 352,5 млрд. квт · ч, т. е. составила 64,5% всего производства электроэнергии в стране.

Основное напряжение, на котором происходит связь между энергообъединениями, — 500 кв. Введена в строй первая линия напряжением 750 кв переменного тока. Между Волгоградом и Донбассом с 1962 г. работает линия постоянного тока напряжением 800 кв.

В 1968 г. к ЕЭС Европейской части СССР подключено Закавказское объединение энергосистем, несколько позднее мощными линиями постоянного тока будет установлена связь с объединенными системами Сибири и Средней Азии и заложены, таким образом, основы ЕЭС СССР.

ЕЭС Европейской части СССР уже связана линиями электропередач с Финляндией и объединенной энергосистемой европейских социалистических стран, диспетчерский центр которой находится в Праге. Объединенная энергосистема европейских социалистических стран имеет связь с системами западноевропейских капиталистических стран (Италия, Австрия). Все страны Западной Европы (включая Англию и Скандинавские страны) связаны линиями электропередач. Электростанции США несколькими мощными линиями электропередач связаны с Канадой и Мексикой.

Объединение станций для параллельной работы в системах имеет следующие преимущества:

1) возможность полноценного использования гидроэнергетических ресурсов. Расходы воды в реках широко колеблются как в течение года (сезонные колебания, ливневые пики), так и из года в год. При изолированной работе гидростанции, учитывая необходимость обеспечить бесперебойность снабжения потребителей, мощность ее пришлось бы выбирать по расходу очень малому, в достаточной степени обеспеченному. При этом при больших расходах значительная часть воды сбрасывалась бы мимо турбин и общий коэффициент использования ресурсов водотока был бы низким;

2) возможность обеспечить работу всех станций в экономически выгодных режимах. График нагрузки станций заметно колеблется в пределах суток (дневные и вечерние пики, ночные провалы) и в течение года (обычно максимум зимой, минимум летом). При изолированной работе станции ее агрегатам неизбежно пришлось бы длительное время работать в экономически невыгодных режимах: при малых нагрузках и с низкими к.п.д. В системе предусмотрены остановка части агрегатов при уменьшении нагрузки и распределение нагрузки между остальными агрегатами;

3) возможность повышения единичных мощностей тепловых станций и их агрегатов;

4) уменьшение суммарной установленной мощности всех станций системы или объединения систем и тем самым заметное уменьшение необходимых капиталовложений. Максимумы графиков нагрузки отдельных станций не совпадают во времени; поэтому общий максимум нагрузки системы будет меньше арифметической суммы максимумов станций. Это расхождение будет особенно заметным при объединении систем, расположенных в разных часовых поясах;

5) уменьшение необходимых резервных мощностей;

6) повышение надежности и бесперебойности электроснабжения. Современные энергетические системы обеспечивают надежность электроснабжения, недостижимую при изолированной работе станций;

7) обеспечение высокого качества электроэнергии, характеризуемого степенью неизменности напряжения и частоты тока.

При эксплуатации энергетических систем возникает ряд важных и сложных технических задач. Для оперативного решения их эти системы имеют диспетчерские службы, снабженные аппаратурой, позволяющей непрерывно следить за режимами работы системы.

§ XIII-6. НАГРУЗОЧНЫЕ РЕЖИМЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ И ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ МЕЖДУ СТАНЦИЯМИ

Режим электропотребления, а следовательно, и нагрузки систем неравномерен: он имеет характерные колебания в пределах суток, а также сезонные — в пределах года. Эти колебания в основном определяются ритмом работы предприятий — потребителей электроэнергии, связанным с этим ритмом жизни населения, в меньшей степени — географическими факторами. В общем для суточного цикла всегда характерно большее или меньшее снижение потребления в ночные часы, для годового — в летние месяцы.

Глубина этих колебаний нагрузки зависит от состава потребителей. Предприятия круглосуточной работы, особенно с преобладанием непрерывных технологических процессов (металлургия, химия, угольная промышленность), имеют почти равномерный режим потребления. Предприятия металлообрабатывающей и машиностроительной промышленности даже при трехсменной работе имеют заметные колебания электропотребления, связанные с обычным снижением производственной активности в ночные смены. При одно- или двухсменной работе в ночные часы происходит резкое снижение электропотребления. Заметно снижение потребления и в летние месяцы.

Для предприятий пищевой и легкой промышленности характерно еще более резкое колебание электропотребления. Наибольшая

неравномерность потребления наблюдается в коммунально-бытовом секторе.

Режим нагрузки системы отражает все эти колебания электропотребления в суммированном и, естественно, несколько сглаженном виде. Нагрузочные режимы представляются обычно в виде *графика нагрузки*. Такие графики (для одной из систем СССР), суточный и годовой, показаны на рис. XIII-8 и 9. На суточном графике по оси абсцисс откладываются часы, по оси ординат — нагрузки в *Мвт*, или в % от максимума нагрузки. Максимальная нагрузка чаще всего приходится на вечерние часы, когда на производственное электропотребление накладывается освещение. Именно поэтому точка максимума несколько перемещается в пределах года.

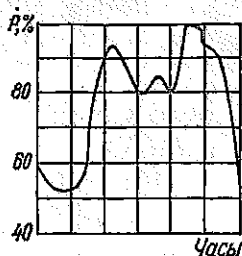


Рис. XIII-8. Суточный график нагрузки системы.

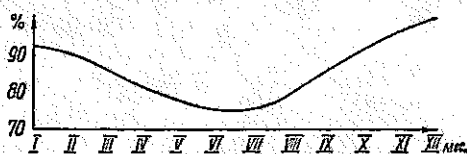


Рис. XIII-9. Годовой график нагрузки системы.

В утренние часы наблюдается пик нагрузки, отражающий максимум производственной активности. В обеденные часы нагрузка уменьшается, в ночные — резко снижается.

На годовых графиках по оси абсцисс откладываются месяцы, по оси ординат — месячные суммы киловаттчасов, или месячные максимумы нагрузки. Максимум нагрузки приходится на конец года — из-за естественного прироста ее в течение года.

Неравномерность нагрузочного режима, с одной стороны, разнотипность электрогенерирующего оборудования и его эксплуатационных и технико-экономических характеристик, — с другой, ставят перед персоналом системы сложную задачу по оптимальному распределению нагрузки между станциями и генерирующими агрегатами. Производство электроэнергии связано с издержками. Для тепловых станций — это расходы на топливо, кроме того, на содержание обслуживающего персонала, ремонт оборудования, амортизационные отчисления. На разных станциях в зависимости от их технического уровня, мощности, состояния оборудования удельная величина издержек на производство одного *квт · ч* различна. Общий критерий при распределении нагрузки между станциями (а в пределах станции между агрегатами) — *минимум суммарных эксплуатационных издержек* на производство заданного объема электроэнергии.

Практическое решение этой задачи основывается на следующем. Для каждой станции (каждого агрегата) издержки можно представить в функциональной связи с нагрузочным режимом:

$$I_i = b_{i0} + b'_i P_i + b''_i P_i^2. \quad (\text{XIII-7})$$

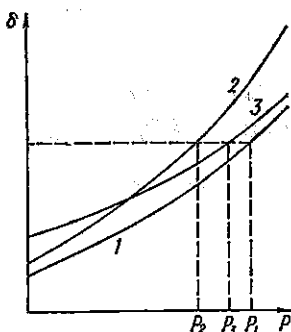
Сумма издержек по системе представится выражением

$$I_c = \sum I_i = \sum b_{i0} + \sum b'_i P_i + \sum b''_i P_i^2, \quad (\text{XIII-8})$$

причем в любое мгновение сумма нагрузок отдельных станций равна нагрузке системы:

$$P_c = \sum P_i.$$

Условие, определяющее минимум суммарных издержек I_c , можно установить обычным путем нахождения экстремума функции: приравниванием нулю частных производных от I_c по $P_1, P_2 \dots P_n$:



$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial I_c}{\partial P_1} = \delta_1 = b'_1 + 2b''_1 P_1 &= 0; \\ \frac{\partial I_c}{\partial P_2} = \delta_2 = b'_2 + 2b''_2 P_2 &= 0; \\ \frac{\partial I_c}{\partial P_n} = \delta_n = b'_n + 2b''_n P_n &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (\text{XIII-9})$$

Написанные выше выражения производных, обозначенных $\delta_1, \delta_2 \dots \delta_n$, называются *относительными приростами* издержек. Условие минимума суммарных издержек и, следовательно, условие оптимума при распределении нагрузок в системе формулируется следующим образом: нагрузка должна распределяться так, чтобы всегда сохранялось равенство относительных приростов станций (агрегатов):

$$\delta_1 = \delta_2 = \dots = \delta_n. \quad (\text{XIII-10})$$

Практически относительные приросты станций и агрегатов при разных значениях их нагрузок заранее вычисляются диспетчерскими службами и изображаются в виде кривых $\delta = f(P)$. Горизонтальная линия, проведенная (рис. XIII-10) на уровне, соответствующем условию $\sum P_i = P_c$, отражает распределение этой нагрузки, отвечающее условию оптимума.

Оптимальное распределение нагрузки системы между станциями имеет еще и техническую сторону. Агрегаты, покрывающие переменную часть графика нагрузки, особенно острые верхние пики, эксплуатируются в условиях резко меняющейся нагрузки, иногда с ежесуточными остановками — пусками. Современные

мощные паротурбинные агрегаты не приспособлены к такому режиму работы: пуск их требует многих часов, работа в переменном нагрузочном режиме, особенно с частыми остановками, приводит к повышению аварийности и ускоренному износу и, кроме того, связана с дополнительными достаточно чувствительными перерасходами топлива. Поэтому для покрытия «пиков» нагрузки в системах применяют агрегаты других типов, технически и экономически хорошо приспособленные к остро переменному нагрузочному режиму работы. Идеальными для этой цели являются гидростанции: пуск гидроагрегата и полная нагрузка его требуют одну-две минуты, не связаны с дополнительными потерями и технически вполне надежны.

Гидростанции, предназначенные для покрытия пиков нагрузки, строятся резко повышенной мощности: это снижает капиталовложения на 1 квт, делая их соизмеримыми с удельными капиталовложениями в мощные ТЭС, и обеспечивает более полное использование ресурсов водотока.

Так как возможности строительства ГЭС во многих зонах ограничены, в последние годы там, где топография местности позволяет получить достаточно большие напоры, для покрытия пиков нагрузки строят гидроаккумулирующие гидростанции (ГАЭС). Агрегаты такой станции обычно обратимые: в часы ночного провала нагрузки системы они работают как насосные агрегаты, подымая воду в высоко расположенное водохранилище; в часы наиболее полной нагрузки они работают в электрогенерирующем режиме, сбрасывая запасенную в водохранилище воду.

Все шире применяются для покрытия пиков нагрузки электростанции с газовыми турбинами. Пуск их требует всего 20—30 минут, регулирование нагрузки просто и экономично. Стоимостные показатели пиковых ГТЭС также благоприятны.

§ XIII-7. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ

Показателями качества электрической энергии являются степень постоянства частоты и напряжения.

Поддержание неизменными на заданном уровне частоты и напряжения имеет большое народнохозяйственное значение. При снижении частоты пропорционально снижаются обороты двигателей, следовательно, падает производительность приводимых ими механизмов (§ XIII-4).

Не следует думать, что повышение частоты и напряжения дает полезный эффект. При повышении частоты и напряжения резко увеличиваются потери в магнитопроводах и обмотках всех электрических машин и аппаратов, повышается их нагрев и ускоряется износ. Кроме того, изменение частоты, а значит, и числа оборотов двигателей часто угрожает браком продукции.

По действующим нормам, отклонения частоты от 50 гц не должны превышать $\pm 0,4\%$, т. е. $\pm 0,2$ гц; нормы предельно допустимых отклонений от номинального напряжения у потребителей приведены в табл. XIII-3.

Постоянство частоты обеспечивается поддержанием равенства между действующей мощностью первичных двигателей системы и суммарным противодействующим механическим моментом, возникающим в генераторах от взаимодействия магнитных потоков и токов. Этот противодействующий момент пропорционален электрической нагрузке системы. Но как видно из рис. XIII-8, нагрузка системы непрерывно меняется. Если нагрузка увеличивается, тормозящий момент в генераторах становится больше действующего момента первичных двигателей, возникает угроза снижения числа оборотов и уменьшения частоты. Снижение нагрузки дает обратный эффект. Для поддержания частоты необходимо соответственно изменить суммарную действующую мощность первичных двигателей: повысить в первом случае, снизить во втором. Следовательно, для непрерывного поддержания частоты на заданном уровне система должна располагать достаточным запасом высоко-мобильной резервной мощности. Задача регулирования частоты возлагается на выделенные для этого станции, работающие с достаточным запасом свободной быстро мобилизуемой мощности. Лучше всего справляются с этими обязанностями гидростанции.

Напряжение в разных точках системы можно регулировать следующим образом:

а) изменением возбуждения генераторов (рис. XI-5). В сложной пространственно большой системе этим путем нельзя обеспечить надлежащий уровень напряжения во всех узлах ее;

б) изменением коэффициентов трансформации трансформаторов (§ XI-6).

в) с помощью компенсирующих установок: статических конденсаторов или синхронных компенсаторов (§ XI-3). Изменяя потоки реактивной энергии, протекающие по сетям системы, эти установки способствуют уменьшению падения напряжения в них и поддержанию его на должном уровне.

§ XIII-8. ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОЙ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ В СИСТЕМЕ

На рис. XI-7 и XI-8 представлены векторная диаграмма синхронного генератора в нормальном рабочем режиме и схематическое изображение сегментов статора и ротора, позволяющее уяснить процессы, происходящие в машине при изменении ее нагрузочного режима.

Левая часть рис. XI-8 соответствует режиму холостого хода генератора: оси магнитных полюсов статора и ротора совпадают,

магнитный поток Φ симметрично проходит по статору и ротору. На векторной диаграмме (рис. XI-7) в этом режиме $I = 0$, вектор E совпадает с вектором U по направлению и величине, угол $\theta = 0$. Турбина развивает мощность, необходимую только для покрытия потерь.

Если увеличить ее действующую мощность (подачей большего количества пара в паровой турбине, воды — в гидравлической), ротор начнет повышать обороты и положение его по отношению к статору примет вид, показанный на рис. XI-8,б: симметрия магнитного потока нарушится, оси магнитных полюсов статора и ротора сместятся на угол θ . На векторной диаграмме это будет угол между векторами E и U . Так как I уже больше нуля, в генераторе создается электромагнитная мощность.

$$P_{э.м} = EI \sin \theta.$$

Эта электромагнитная мощность является тормозящей, направлена она против ускоряющей движение ротора мощности первичного двигателя. Угол смещения ротора θ будет увеличиваться до тех пор, пока $P_{э.м}$ не уравновесит возросшую мощность механического двигателя: на этом переходный процесс от одного нагрузочного режима к другому заканчивается. Так как активная нагрузка генератора и его электромагнитная мощность пропорциональны синусу угла θ между осями магнитного потока в роторе и статоре (а на векторной диаграмме — между векторами E и U), то теоретическим пределом активной нагрузки синхронного генератора при постепенном ее увеличении будет такое ее значение, при котором $\theta = 90^\circ$. При дальнейшем возрастании вращающего момента первичного двигателя и угла θ магнитные связи между ротором и статором нарушаются, генератор выпадает из синхронной параллельной работы с другими генераторами на общую сеть.

Предел возможной активной нагрузки синхронного генератора при постепенном ее возрастании без нарушения синхронной связи с системой называется его *статической устойчивостью*. Практически этот предел находится значительно ниже значений, соответствующих $\theta = 90^\circ$. После каждого изменения активной нагрузки ротор не устанавливается сразу в новом устойчивом положении, а некоторое время колеблется. При попытке нагрузить генератор до $\theta = 90^\circ$ эти колебания вывели бы его из синхронизма. Поэтому номинальные мощности синхронных генераторов соответствуют значениям угла θ , не превышающим 25° . При этом условии синхронный генератор обладает некоторой перегрузочной способностью, обеспечивающей устойчивую синхронную работу его при колебаниях нагрузки.

Наибольшая опасность нарушения устойчивой синхронной работы генератора возникает при коротких замыканиях в той или другой точке системы.

Способность синхронного генератора сохранять синхронную связь с системой в таких внезапных аварийных условиях называется их *динамической устойчивостью*.

Проблема обеспечения устойчивости — основная и наиболее трудная техническая проблема современных мощных энергетических систем. Это проблема обеспечения надежности, бесперебойности электроснабжения. В эксплуатации энергосистем нарушение устойчивости рассматривается как авария, причем опасная наиболее тяжелыми последствиями. При коротком замыкании в какой-либо точке системы генераторы, расположенные вблизи, оказываются в особо тяжелом положении и могут выпасть из синхронной связи с системой; их нагрузка ложится на другие, что может привести к выходу из работы и их, и т. д. Нередки случаи полного распада крупной системы и обесточения на некоторое время большого промышленного района. Понятно, что народнохозяйственные потери от такой аварии очень велики.

Действия, направленные на предотвращение нарушения устойчивости, преследуют две цели:

а) отключение зоны повреждения и изоляция непосредственного очага аварии;

б) поддержание устойчивости работающих генераторов.

Решающим фактором в таких случаях является быстрота операций. Именно требования обеспечения устойчивости привели к созданию быстродействующих защит и выключателей. В энергосистемах СССР в настоящее время скорость отключения аварии достигает $0,18—0,2$ сек при масляных выключателях и $0,08—0,1$ сек при воздушных.

Мероприятием, способствующим удержанию генераторов в синхронном режиме, является быстрое максимальное повышение их возбуждения.

§ XIII-9. АВТОМАТИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Целью управления режимами работы энергосистем является:

а) достижение максимальной экономичности производства и распределения электроэнергии;

б) обеспечение высоких качественных показателей электроэнергии;

в) обеспечение надежности и бесперебойности электроснабжения.

Выполнение этих задач возлагается на диспетчерские службы. В большой современной энергосистеме задачи эти чрезвычайно сложны. Между тем, всякое отклонение от точного решения их ведет к неизбежным большим материальным потерям: перерасходу топлива, отклонению от норм частоты и напряжения, нарушению нормального электроснабжения потребителей. Вот почему в электроэнергетике раньше и гораздо шире, чем в других областях, стали применять автоматические устройства. Так как в результате каж-

ного нарушения нормальной работы энергосистемы возникают не только собственные, «внутренние» потери, а и во много раз большие потери в других областях народного хозяйства, это обуславливает очень быструю окупаемость всякого технического усовершенствования, повышающего уровень управления режимами работы системы.

Другим обстоятельством, способствующим применению автоматических устройств уже на ранних стадиях развития электроэнергетики, является огромная скорость протекания электромагнитных процессов, исключающая возможность управления ими в аварийных условиях «вручную». Поэтому автоматика защиты в аварийных условиях была первым автоматически действующим устройством в электроэнергетике. Скоро пришлось отказаться и от ручного регулирования частоты (числа оборотов) и напряжения генераторов. Совершенные автоматические центробежные регуляторы числа оборотов паровых и гидравлических турбин были созданы несколько десятилетий тому назад. Автоматические регуляторы возбуждения от первых примитивных конструкций, созданных в начале текущего столетия, непрерывно развивались и совершенствовались, продолжают совершенствоваться и в настоящее время.

Позднее были разработаны устройства для автоматической синхронизации. Автоматизация ускорила процесс синхронизации, позволила повысить точность и безопасность включения генератора.

Работа станций в системе потребовала разработки новых автоматических устройств. Широкое применение нашли устройства автоматического повторного включения линий (АПВ). На линиях передачи нередки случаи аварийного отключения при грозовых перенапряжениях, не связанные с повреждением линий. Отключение снимает перенапряжение с линии и, если ее немедленно включить, восстанавливается нормальный режим работы. Опыт эксплуатации показывает, что устройства АПВ позволяют сохранить питание потребителей более чем в 60% случаев аварийных отключений линий, т. е. значительно повышают надежность электроснабжения. Кроме того, эти устройства часто позволяют обойтись без дублирования линий.

Еще более широкое применение нашли устройства автоматического включения резерва (АВР). При аварийном отключении линии, трансформатора, какого-либо элемента собственных нужд станции нормальная работа токоприемников-потребителей может не быть нарушена при достаточно быстром включении соответствующего резервного оборудования. Таким образом предотвращаются расстройства в работе предприятий, связанные с остановкой двигателей, перерывы в электропитании целых районов и вызванные этим потери. Необходимая в таких случаях быстрота действия достижима только для автоматических устройств.

Специфически системными являются устройства автоматической аварийной разгрузки (ААР). Если нагрузка системы превысит

располагаемую мощность первичных двигателей (из-за дополнительных подключений потребителей или аварийного отключения части генерирующих агрегатов), частота в системе начнет снижаться. Если это снижение превысит установленный предел, устройства ААР начинают отключать потребителей — в заранее заданной им последовательности.

Рассмотренные выше автоматические устройства решают отдельные, частные задачи. В настоящее время разрабатываются и внедряются устройства комплексного управления отдельными агрегатами, станциями, режимами работы системы в целом. Основным звеном такого устройства является электронно-вычислительная машина. По многочисленным каналам, с помощью огромного количества вспомогательных аппаратов в нее непрерывно поступает информация: о частоте, об уровне напряжений в разных точках, о нагрузке генерирующих агрегатов и станций, о технических показателях работы всех элементов сложного организма системы и т. д. Машина перерабатывает эту информацию и подает управляющие импульсы на соответствующие исполнительные механизмы.

Такие сложные «мозговые центры» автоматического контроля, регулирования, управления системой только еще разрабатываются, испытываются в эксплуатации и совершенствуются. Внедрение их обеспечит такой технический уровень работы систем, какой недостижим при диспетчерском управлении ими. Народнохозяйственный эффект от применения такой комплексной автоматики очень быстро окупит расходы на нее.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ф. Т. Марковский, А. П. Тругуб. «Общая электротехника». М.—Л., Машгиз, 1963.
2. А. Я. Рябков. «Электрические сети». М.—Л., Госэнергоиздат, 1950.

Глава XIV

ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ

§ XIV-1. ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В табл. XIV-1 приведены данные о производстве электроэнергии за большой отрезок времени во всем мире, СССР и в США.

Таблица XIV-1

Производство электроэнергии (млрд. *квт · час*)

	Годы							
	1913	1940	1950	1955	1960	1964	1965	1969
Мир	35	380	951	1544	2295	3150	3520	4100
СССР	1,95	48,31	91,2	170,2	292,3	459	507	689
США	24,8	180	388,7	629,6	840,9	1140	1210	1500

Данные таблицы свидетельствуют о быстром росте производства электроэнергии. Средние ежегодные приросты производства электроэнергии (в % к предшествующему году) весьма устойчивы (табл. XIV-2).

Таблица XIV-2

Темпы роста производства электроэнергии
(средние ежегодные приросты в %)

	Годы			
	1913—1965	1950—1965	1955—1965	1960—1965
Мир	9,25	9,0	8,51	8,8
СССР	11,14	12,1	11,45	11,65
США	7,8	7,85	6,8	7,6

Темпы роста электроэнергетики СССР значительно выше средних для всего мира и для США. За 56 лет (с 1913 г.) производство электроэнергии в СССР выросло в 350 раз, в США — в 56, а во всем мире — в 105 раз.

В табл. XIV-3 показано распределение производства электроэнергии между тепловыми и гидравлическими станциями СССР.

Таблица XIV-3

Производство электроэнергии ТЭС и ГЭС СССР, %

Годы	1950	1955	1960	1965	1969
ТЭС	86,1	84,9	82,6	83	80,5
ГЭС	13,9	15,1	17,4	16	19

Как видно из данных табл. XIV-3 большее значение в производстве электроэнергии в СССР принадлежит тепловым (паротурбинным) электростанциям. Это соотношение сохранится и в дальнейшем: доля ГЭС останется в пределах 18—20%.

В электроэнергетике США соотношение примерно такое же, как и в СССР (в 1965 г. доля ГЭС составила 17,8%). В Англии в 1965 г. ТЭС дали около 91%, а ГЭС — 2% всей выработки, в ФРГ — 91% и 9%. В ряде стран резко преобладают ГЭС: в Швеции, Норвегии, Швейцарии, Канаде они дают почти 100% всей электроэнергии; Италии, Японии и ряде других стран — свыше 50%. В мировом производстве электроэнергии доля ГЭС равна 29—30%.

Следует особо остановиться на следующем. Если первые десять лет после пуска в 1964 г. в СССР первой небольшой атомной электростанции (5000 *квт*) были годами интенсивного строительства опытных установок быстро возраставшей мощности, опробования реакторов разных типов, то во второй половине шестидесятых годов строительство мощных АЭС во многих странах началось в таких масштабах, что уже можно говорить о предстоящем в недалеком будущем вытеснении ими обычных паротурбинных станций. Считаются уже преодоленными два основных рубежа на пути развития атомной энергетики: а) мощные АЭС уже не уступают по своим экономическим показателям современным ПТЭС, а в ближайшие годы несомненно превзойдут их; б) сняты ограничения в размещении АЭС, налагавшиеся опасениями выброса ими биологически опасных радиоактивных веществ. Опыт эксплуатации АЭС показал их полную безопасность в этом отношении.

В настоящее время удельный вес АЭС в мировом производстве электроэнергии составляет около 1%. Наиболее высок он в Англии — 7—8%. Через 10—15 лет 15—20% всего производства электроэнергии в мире будут давать АЭС, а к 2000 г. их доля подыметься до 50% и более, причем строительство ПТЭС в ряде стран прекратится совсем.

Довольно интенсивно строятся АЭС и в СССР.

В связи с ростом удельного веса нефти и газа в добыче природных ресурсов в последние годы заметна тенденция к увеличению доли этих топлив и в производстве электроэнергии. В топливном балансе тепловых станций СССР доля этих топлив составила в 1955 г. — 15%, в 1960 г. — 21,5%, а в 1970 г. — 41,6%. В США нефть

и природный газ составляют примерно 40% топлива, сжигаемого на ТЭС.

Тем не менее не следует ожидать дальнейшего значительного вытеснения угля из топливного баланса ТЭС. Правда, замена на ТЭС угля нефтью или природным газом существенно снижает капиталовложения и эксплуатационные расходы. Однако общий экономический эффект от применения этих топлив в других отраслях производства (черная металлургия, химия, промышленные котельные, быт и др.) гораздо больше, чем в электроэнергетике. Поэтому до тех пор, пока располагаемые ресурсы нефти и газа будут недостаточными для удовлетворения всех потребностей, предпочтение в их использовании будет отдаваться другим отраслям.

В табл. XIV-4 приведены данные о росте установленной мощности электростанций в млн. *квт.*

Таблица XIV-4

Установленная мощность электростанций

Страны	Годы						
	1913	1940	1950	1955	1960	1965	1969
СССР	1,1	11,19	19,6	37,24	66,72	114,5	155
США	10,98	50,9	82,9	132	185,8	254	350

§ XIV-2. ФОРМЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Разнообразие свойств электрического тока обеспечивает многообразие форм применения электрической энергии во всех отраслях промышленности, в сельском хозяйстве, на транспорте, в быту.

Основные технические формы промышленного и бытового применения электроэнергии — электропривод, электротермия и электрохимия (электролиз). В электроприводе используются механические силы взаимодействия магнитных потоков и токов, электрическая энергия преобразуется в энергию механическую. В электротермии используется термический эффект тока, электрическая энергия по-разному преобразуется в тепло. В основе электролиза лежит химический эффект тока.

Самостоятельными отраслями техники, построенными на использовании свойств электрического тока и имеющими большое значение в современной жизни, являются проводная и беспроводная связь, радио, локация. Широко используются электрические явления в медицине. Возникают новые важные и перспективные формы применения электрического тока, например, такие, как электрониксовая обработка металлов.

Процессы, в которых электроэнергия используется на основе электролиза или электротермии, называют *электротехнологическими*. Важнейшими из них в современных промышленных технологических процессах являются электролитическое получение

металлов и других веществ, электролитические поверхностные покрытия, электроплавка и электронагрев металлов, высокочастотная закалка, электросварка и электрорезка металлов, высокочастотная сушка древесины, электронская обработка металлов и пр. В электротехнологических процессах все свойства электрического тока используются с наибольшей полнотой и эффектом (по общим экономическим показателям, повышению производительности, качества продукции, культуры производства и др.). Многие из этих процессов только и возможны на основе электрификации. В целом внедрение электротехнологии является одним из важных общих показателей технического уровня. В СССР технологическое потребление электроэнергии составляет уже более 30% от общего промышленного электропотребления и из года в год повышается.

§ XIV-3. ЭЛЕКТРОПРИВОД

Привод машин и механизмов — это устройство для приведения их в движение. Основной частью электропривода является электрический двигатель. Привод включает также передаточный механизм, соединяющий двигатель с рабочей машиной, и устройства управления приводом.

Приводы бывают трех типов: групповой, одиночный и многодвигательный. В групповом приводе один двигатель обслуживает с помощью передаточных механических устройств-трансмиссий несколько (иногда очень много) рабочих машин. Групповой привод характерен для тепловых и гидравлических двигателей. В одиночном приводе каждая рабочая машина приводится одним двигателем специально приспособленным для условий работы с данной рабочей машиной (привод врубных машин и пр.), что повышает производительность и экономичность работы машины. В многодвигательном приводе отдельные рабочие органы машины имеют индивидуальные двигатели. Это позволяет еще лучше приспособить характеристики двигателя к условиям работы данного рабочего органа. Многодвигательный электропривод применяется в сложных металлообрабатывающих станках, в бумагоделательных машинах, в прокатных станах и в других устройствах. Имеются многодвигательные электроприводы со 100 и более двигателями.

Коэффициент электрификации силовых процессов в промышленности СССР (отношение мощности электрических двигателей к суммарной мощности всех двигателей) в настоящее время больше 90%; по основным отраслям промышленности этот коэффициент составляет около 100%.

Преимущества электродвигателей, обеспечившие такое широкое и повсеместное их применение, следующие:

а) высокие экономические показатели. К. п. д. электрических двигателей массового применения находится в пределах 0,8÷0,9, у крупных машин — до 0,95 и выше;

б) простота конструкции, механическая надежность, легкость управления;

в) возможность выпуска на любые практически необходимые мощности. В настоящее время мощности выпускаемых и применяемых электродвигателей находятся в пределах от долей ватта до десятков тысяч киловатт в единице;

г) разнообразие механических характеристик, возможность во всех случаях выбрать электродвигатель наиболее соответствующий режиму работы приводимого механизма;

д) легкая применяемость конструктивных форм двигателя к условиям работы: при повышенной температуре, при наружной установке и воздействии разных климатических факторов, при наличии пыли или повышенной влажности, во взрывоопасных условиях и пр.

е) несложность автоматического управления, как единичной рабочей машиной, так и группой их, связанных одним производственным процессом.

Конструктивные возможности электрических двигателей обеспечивают выполнение различных требований — по мощности, механическим характеристикам, внешним условиям работы. Это позволяет электропромышленности выпускать специализированные серии двигателей, предназначенные для определенных отраслей промышленности, наиболее полно соответствующие режиму работы данных рабочих машин. При индивидуальном и, особенно многодвигательном приводе электродвигатели с приводимой машиной составляют единый механизм с наиболее высокими техническими и экономическими показателями.

§ XIV-4. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТИПОВ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Подбор электродвигателя начинается с выбора типа двигателя, соответствующего по механическим характеристикам режиму работы приводимого механизма, с учетом экономических характеристик разных типов: стоимости, к. п. д., $\cos \phi$. Электропромышленность выпускает следующие типы электродвигателей:

а) асинхронные трехфазные с короткозамкнутым ротором. Из всех типов электрических двигателей это наиболее простые по конструкции, надежные механически, простые в эксплуатации и управлении, самые дешевые. Механическая характеристика «жесткая»: обороты мало изменяются при всех значениях нагрузки. Регулировать обороты трудно, и это почти никогда не делается; выпускаются многоскоростные двигатели — с двумя, тремя и четырьмя ступенями чисел оборотов. Принципиальный недостаток — $\cos \phi$ всегда заметно меньше единицы, особенно при недогрузках;

б) асинхронные трехфазные с контактными кольцами и реостатным пуском. По сравнению с короткозамкнутыми — большая

сложность управления и большая стоимость. Остальные характеристики те же;

в) асинхронные однофазные. По сравнению с трехфазными — меньший к. п. д., более низкий $\cos \phi$. Выпускаются только в малых единичных мощностях;

г) синхронные двигатели. Конструктивно сложнее и дороже, чем асинхронные; сложнее управление. К. п. д. заметно выше, чем у асинхронных. Обороты зависят только от частоты тока и при постоянной частоте строго неизменны при всех нагрузках. Регулирование оборотов не применяется. Основное преимущество — возможность работы при $\cos \phi = 1$ и в емкостном режиме. Выпускаются и применяются в основном в единичных мощностях больше 100 *квт*;

д) коллекторные двигатели переменного тока. Основное достоинство — хорошая регулировка оборотов. Конструктивно сложны и дороги. Выпускаются и применяются в ограниченном количестве;

е) двигатели постоянного тока, последовательного, параллельного и смешанного возбуждения. Конструктивно намного сложнее и значительно дороже, чем асинхронные; сложнее управление, требуют постоянного эксплуатационного присмотра. Основное достоинство — легкая возможность плавной и в достаточно широких пределах регулировки оборотов. Механическая характеристика серийных двигателей «мягкая»: обороты весьма чувствительно изменяются с нагрузкой; обороты шунтового двигателя при колебаниях нагрузки изменяются мало.

Общий недостаток двигателей постоянного тока — необходимость в дополнительных устройствах для получения постоянного тока.

В пределах выбранного типа подбирается двигатель на необходимую скорость вращения и необходимую мощность.

Правильный выбор двигателя по мощности имеет очень большое значение, заметно сказываясь на экономических показателях работы и производительности рабочих машин. Результатом завышения установленной мощности двигателей будет работа с пониженными значениями к. п. д., а для асинхронных двигателей переменного тока и с пониженными значениями $\cos \phi$; кроме того, будут завышены капиталовложения на электрооборудование.

Занижение мощности неизбежно приведет к тому, что двигатель будет перегреваться и быстро выйдет из строя.

Все потери энергии в двигателе — в его обмотках («потери в меди»), в магнитопроводах («потери в стали»), на трение вращающихся частей о воздух и в подшипниках, на вентиляцию («механические потери») превращаются в тепло.

Обозначим:

P_1 — мощность в *квт*, подводимая к двигателю;

P_2 — мощность, передаваемая двигателем приводимому механизму (полезная мощность);

ΔP — потери мощности в двигателе.

Тогда

$$\Delta P = P_1 - P_2.$$

Так как к. п. д. двигателя

$$\eta = \frac{P_2}{P_1},$$

то

$$\Delta P = P_2 \frac{1 - \eta}{\eta}.$$

Если мощность двигателя выражена, как обычно, в киловаттах, то потери энергии и тепловыделение ΔW будут равны: за одну секунду — $\Delta P \cdot 10^3$ дж, а за время t сек —

$$\Delta W = \Delta P \cdot t \cdot 10^3 = P_2 \frac{1 - \eta}{\eta} t \cdot 10^3 \text{ [дж]}. \quad (\text{XIV-1})$$

Тепловыделение в калориях будет равно:

$$Q = 0,24W = 0,24P_2 \frac{1 - \eta}{\eta} t \cdot 10^3 \text{ кал}. \quad (\text{XIV-1, а})$$

Часть выделяющегося в двигателе тепла будет накапливаться в машине, повышая ее температуру t_m . Другая часть будет излучаться в окружающую среду; эта часть будет пропорциональной τ — превышению температуры машины в сравнении с температурой окружающей среды и будет, следовательно, расти по мере нагрева машины.

Количество тепла, выделяемое в машине за бесконечно малый отрезок времени dt , будет равно $Q \cdot dt$. Если обозначим теплоотдачу машины за одну секунду в окружающее пространство при $\tau = 1^\circ$ через A , то теплоотдача за время dt будет равна $A\tau dt$.

Обозначим теплоемкость двигателя, т. е. количество тепла, необходимое для повышения его температуры на один градус, буквой c . Если за время dt повышение температуры составило $d\tau$, то количество тепла, аккумулированное за время dt в двигателе, будет равно $c d\tau$.

Таким образом, уравнение теплового баланса двигателя напишется в таком виде:

$$Q dt = A\tau dt + c d\tau. \quad (\text{XIV-2})$$

По мере нагрева машины, а значит, и увеличения τ теплоотдача в окружающее пространство растет, а аккумулирование тепла в машине уменьшается. При некотором значении t_m наступает тепловое равновесие: все тепло, выделяемое в машине, излучается в окружающее пространство, температура машины стабилизируется.

На рис. XIV-1 показана кривая нагрева машины. Здесь t_0 — температура окружающего воздуха; τ_n — начальное превышение температуры машины над t_0 (остаточное от предыдущего цикла работы).

Как показывает выражение (XIV-1), чем больше нагрузка двигателя P_2 , тем больше и количество выделяемого в машине тепла, а значит тем выше будет та температура t_m , на уровне которой установится тепловое равновесие. В конструкции электрических машин элементом, наиболее чувствительным к температуре, определяющим нагрузочную способность машины, является изоляция

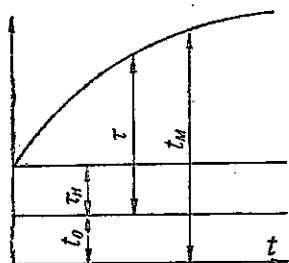


Рис. XIV-1. Кривая нагрева машины.

обмоток. По действующим нормам температура нагрева изоляционных материалов, обычно применяемых для обмоток электрических машин (изоляционные материалы класса А), не должна превышать 95°C . При этой температуре двигатель может надежно работать примерно 20 лет. Всякое повышение температуры сверх 95° ведет к ускоренному износу изоляции. Так, при температуре 110° срок службы снизится до 5 лет, при температуре 145° (которая может быть достигнута повышением силы тока по сравнению с номинальной, всего

на 25%) изоляция будет разрушена за 1,5 месяца, а при температуре 225° (что соответствует увеличению силы тока на 50%) изоляция обмотки придет в негодность в течение 3 часов.

Выбор двигателя по мощности производится в зависимости от характера нагрузки, создаваемой приводимым механизмом. Если нагрузка равномерна, что бывает в приводе насосов, вентиляторов, двигатель берется с номинальной мощностью, равной нагрузочной. Однако гораздо чаще график нагрузки двигателя неравномерен: повышения нагрузки чередуются с провалами, вплоть до холостого хода. В этих случаях двигатель выбирается с номинальной мощностью, меньшей максимума нагрузки, так как в периоды уменьшенных нагрузок (или остановок) двигатель будет охлаждаться. Разработаны методы выбора мощности двигателя в соответствии с графиком его нагрузки, т. е. с режимом работы приводимого механизма. Они изложены в специальных руководствах. (Д. П. Морозов «Основы электропривода» Госэнергоиздат, М.—Л., 1950).

§ XIV-5. ЭЛЕКТРОТЕРМИЯ

Существуют следующие формы получения тепла из электрической энергии:

а) непосредственное выделение тепла током, постоянным или переменным, протекающим по каким-либо активным электриче-

ским сопротивлением. Это явление сформулировано в законе Ленца—Джоуля:

$$Q = 0,24I^2Rt \text{ кал} = I^2Rt \text{ [дж]}.$$

Рабочим телом, в котором выделяется тепло, является проводник с сопротивлением R , являющийся звеном цепи тока I ;

б) *индукционный нагрев*. В этом случае ток главной цепи (всегда переменный) создает переменный магнитный поток, который пересекая тело, подлежащее нагреву, индуцирует в нем электродвижущие силы, в свою очередь создающие токи, так называемые вихревые токи, или токи Фуко. Электрическая энергия этих токов полностью переходит в тепло, нагревая рабочее тело. Индукционный нагрев применим как для тел с большой электропроводностью (металлы), так и для тел со сравнительно малой электропроводностью;

в) *тепловой эффект электрической дуги*. Температура створа электрической дуги достигает $5000\div 6000^\circ\text{C}$. Таким образом, электрическая дуга может быть мощным источником тепла, получаемого непосредственно из электрической энергии.

Так как тепловые электрические станции имеют относительно низкие к. п. д., тепло, полученное обратным преобразованием из электрической энергии, будет иметь худшие экономические характеристики, чем при непосредственном сжигании топлива: больше будет стоимость единицы тепла, значительно меньше общий коэффициент энергетического использования топлива. Поэтому получение тепла из электрической энергии целесообразно только там, где применение электротермических установок позволяет улучшить технологический процесс, облегчить управление им, сообщить ему особенности, недостижимые, или труднодостижимые иными путями. Наличие источников дешевой электроэнергии (крупные гидростанции, сверхмощные тепловые станции на дешевых углях открытой добычи) позволяет расширить область целесообразного применения электротермических установок.

Преимуществами электротермических установок и аппаратов является возможность получения очень высоких температур и, следовательно, ведения технологических процессов, которые не могут быть осуществлены иными методами (получение некоторых ферросплавов, карбида кальция, некоторых тугоплавких металлов и др.); осуществления очень равномерного нагрева в больших объемах и поддержания с большей точностью заданного температурного режима; осуществление избирательного нагрева (нагрев части изделия, нагрев верхнего его слоя до заданной глубины); концентрации очень большой мощности в малом объеме (электросварка, индукционный нагрев); полной автоматизации процесса.

Электротермические процессы получают все большее применение в передовой промышленной технологии.

Формы использования тепла, преобразованного из электрической энергии, разнообразны. Наиболее важными из них являются электрические печи, электрическое освещение, электросварка.

§ XIV-6. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПЕЧИ

Основные области применения электрических печей — металлургия и машиностроение: для выплавки качественных сталей (спецстали), ферросплавов, нагрева металла перед его механической обработкой, для термической обработки — закалки, отпуска. По способу превращения электрической энергии в тепло электрические печи бывают трех видов:

1) *электрические печи сопротивления*, в которых тепло выделяется в проводниках с активным сопротивлением нагревательных элементов. Нагревательные элементы для температур до 1150°C , проволочные и ленточные, выполняются чаще всего из нихрома (сплав хрома, никеля и железа), для температур до 1400° используются карборундовые стержни; нагревательные элементы из молибдена и вольфрама пригодны для температур до $2000\text{—}3000^{\circ}$. Легкая возможность регулирования температурного режима, равномерный нагрев детали, компактность и простота управления — все это обусловило разнообразное применение печей: для разных видов термической обработки, нагрева перед обработкой давлением, сушки, плавления.

2) *дуговые электропечи*, источником тепла в которых является электрическая дуга. В этих печах возможна концентрация в небольшом объеме огромных мощностей (до 20000 кВт) и достижение температур до $10\,000^{\circ}$. Дуговые печи применяют для выплавки стали, бронзы, ферросплавов, а также в химическом производстве для получения карбида кальция, окиси азота NO и др.

3) *индукционные печи*, в которых нагрев осуществляется вихревыми токами, индуктирующимися в нагреваемом теле переменным магнитным потоком. Частота тока индукционных установок колеблется в очень широких пределах: от 50 до нескольких миллионов периодов в секунду. Индукционные установки широко применяют в различных областях: в металлургии и машиностроении для плавки, нагрева, термической обработки металлов; в легкой промышленности (сушка древесины и др.), в пищевой промышленности, в химических производствах.

Широко распространены в последние годы высокочастотные индукционные установки для поверхностной закалки металлов.

§ XIV-7. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

Свет является одним из видов лучистой энергии, распространяющейся в форме электромагнитных волн разной длины. Длины волн видимого излучения, т. е. излучения, воспринимаемого гла-

зом, лежат в достаточно узких пределах: 0,38—0,77 мкм. Излучения разных длин волн в пределах этого их диапазона вызывают ощущение разной цветности: 0,38—0,43 — фиолетовый цвет; 0,43—0,49 — синий; 0,49—0,57 — зеленый; 0,57—0,6 — желтый; 0,6—0,63 — оранжевый; 0,63—0,77 — красный. При совокупном действии видимые излучения всех этих длин волн воспринимаются глазом как белый свет.

Интенсивность, с которой видимые лучистые потоки разной длины волны воздействуют на глаз, различна. Нормальный человеческий глаз наиболее чувствителен к желто-зеленому излучению: для обеспечения одинакового зрительного ощущения красное излучение должно быть в 9,35, а синее в 16,6 раза мощнее, чем желто-зеленое.

Единицей мощности лучистой энергии является ватт.

Основным естественным источником света на земле является Солнце. Мощность солнечного лучистого потока, падающего на один м² поверхности Земли, в средних широтах летом равна примерно 0,7 квт.

Основной величиной, характеризующей источники света, является их световой поток, обозначаемый буквой F . Единица светового потока люмен (лм). Нормальная осветительная лампа накаливания 220 в, 10 вт излучает световой поток, равный 1000 лм. Солнце в указанных выше условиях, дает световой поток в 10 лм на каждый квадратный сантиметр поверхности земли. Как показывают исследования, однородный лучистый поток желто-зеленого излучения ($\lambda = 0,555$ мкм) мощностью 1 вт эквивалентен 683 лм светового потока.

Если бы можно было осуществить точечный источник света, его световой поток излучался бы равномерно во все стороны. У реальных источников света пространственное распределение потока неравномерно. С помощью искусственных отражателей эту неравномерность еще усиливают, направляя поток в нужном направлении. Для количественной характеристики светового излучения в разных направлениях от источника света введено понятие силы света. Сила света — это световой поток в пределах пространственного (телесного) угла, равного одному стерadianу. Единица силы света — свеча (св).

На рис. XIV-2 показано пространственное распределение силы света лампы накаливания 220 в, 100 вт: естественное a и измененное отражателем.

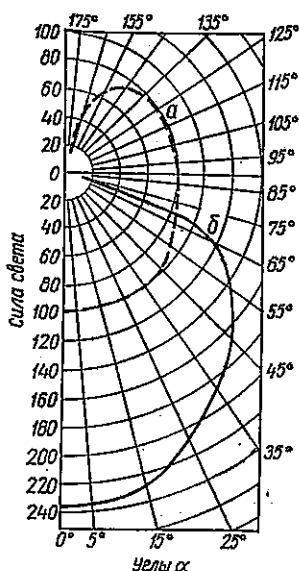


Рис. XIV-2. Пространственное распределение силы света лампы накаливания:

a — естественное; $б$ — измененное отражателем.

ное с помощью отражателя *б*. Сила света обозначается буквой *l*.

Третьей из важнейших световых величин является *освещенность*, обозначаемая буквой *E*. Освещенность это световой поток, приходящийся на единицу освещаемой поверхности:

$$E = \frac{F}{S}. \quad (\text{XIV-3})$$

Единица освещенности *люкс*: освещенность поверхности, получающей поток в 1 *лм* на площадь в 1 *м*².

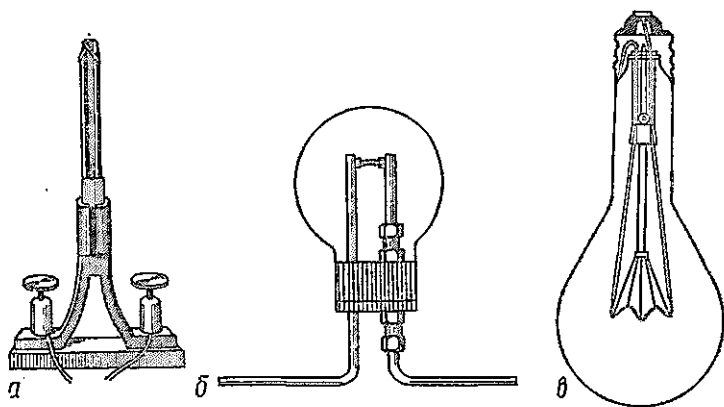


Рис. XIV-3. Источники света:

а — «свеча» Яблочкова; *б* — лампа накаливания Лодыгина; *в* — современная лампа накаливания.

Первые электрические источники света были созданы в семидесятых годах прошлого столетия. На первом этапе развития электрического освещения наибольшее распространение получили светильники с электрической дугой. На рис. XIV-3, *а* показана «свеча» П. Н. Яблочкова, широко применяемая в семидесятых — восьмидесятых годах XIX столетия.

В 1873 г. А. Н. Лодыгин предложил первую электрическую лампу накаливания (рис. XIV-3, *б*), — источником света в ней служила нить, накаливаемая проходящим по ней током. Основная трудность заключалась в обеспечении достаточной длительности работы нити. После многих тысяч опытов Эдисону удалось решить эту задачу и придать лампе накаливания тот вид, при котором она вскоре стала основным источником света во всем мире.

Современные лампы накаливания имеют вольфрамовую нить, свернутую спиралью. Лампы малой мощности (до 60 *вт*) изготавливаются вакуумными; лампы большей мощности после откачки воздуха наполняются инертным газом — смесью аргона и азота, а в последние годы — смесью криптона и ксенона: это уменьшает распыление нити, удлиняет срок службы ее. Обычная

температура накаливания нити у вакуумных ламп — до 2100° , у газонаполненных — до 2600° . Нормальный срок службы лампы (по стандарту) 1000 час.

Основным показателем экономичности осветительной лампы является *световая отдача* ее: отношение светового потока (*лм*) к потребляемой мощности (*вт*). Для нормальных осветительных ламп накаливания напряжением 110 и 127 в эта величина лежит в пределах от 7 (для лампы мощностью 15 *вт*) до 19,5 (для лампы мощностью 1000 *вт*). Для ламп напряжением 220 в световая отдача примерно на 10% меньше. Если световой поток (представляющий полезный эффект лампы) выразить не в *лм*, а в *вт*, и поделить на потребляемую мощность, получим к.п.д. лампы; он очень низок, порядка $1,5 \div 2,5\%$.

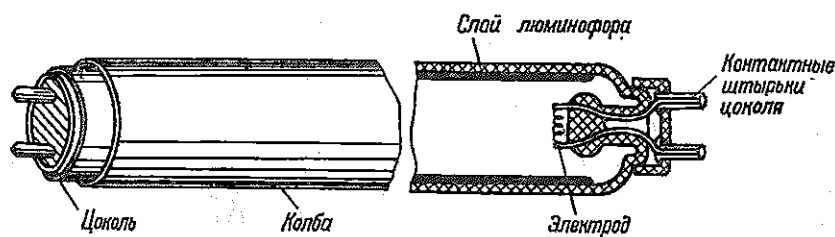


Рис. XIV-4. Люминесцентная лампа.

Низкая световая отдача ламп накаливания заставила искать новые источники света. Важным шагом в этом направлении было создание *газосветных ламп*, в которых используется явление свечения газов или паров металлов при прохождении через них тока (электролюминесценция). Общий недостаток их — цветность света (синий, зеленый и другие цвета). Поэтому газосветные лампы применяются в различных областях фотохимии (фотокиносъемки, светокопирование и пр.), для сигнальных устройств, рекламы и пр.

Для целей освещения все более широко применяют *люминесцентные лампы*, в которых принцип люминесценции используется дважды: свечение газов или паров при прохождении через них тока (электролюминесценция) воздействует затем на особые светосоставы (люминофоры), нанесенные на внутренних стенках лампы, и вызывает их свечение (фотолюминесценция). Цветность свечения зависит от люминофора: вольфрамат кадмия дает синий свет, силикат цинка зеленый и т. д. Комбинированием двух или более светосоставов можно получить излучения различной цветности, а также излучение, близкое к дневному свету.

Конструктивно люминесцентная лампа (рис. XIV-4) представляет собой стеклянную трубку диаметром 25—50 мм с двумя впаянными электродами. Длина трубки $450 \div 1500$ мм. Преимущественно применяют лампы *белого света*, близкие по спектральному

составу к лампам накаливания. Светоотдача их $40 \div 50$ лм/вт, в несколько раз больше, чем у ламп накаливания той же потребляемой мощности. Светоотдача ламп дневного света, применяемых там, где необходимо точное различие оттенков цвета, несколько ниже. Срок службы люминесцентной лампы 2000—3000 час.

Люминесцентные лампы предназначены для работы в сетях переменного тока напряжением 127 или 220 в. Основными преимуществами их является значительно большая, чем у ламп накаливания, светоотдача и, тем самым, экономичность. Существенным недостатком их, однако, является потребность в пусковом устройстве.

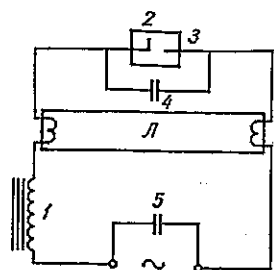


Рис. XIV-5. Схема включения люминесцентной лампы:

1 — дроссель; 2 — стартер;
3 — реле; 4, 5 — конденсаторы.

Для зажигания лампы необходима предварительная ионизация газа в трубке, что может быть достигнуто повышением напряжения между электродами примерно вдвое по сравнению с рабочим.

Имеется несколько методов зажигания люминесцентных ламп и ряд конструкций пусковых устройств. На рис. XIV-5 показана схема так называемого импульсного зажигания. Параллельно с лампой включается стартер 2, основным элементом которого является биметаллическое тепловое реле 3. Между электродами теплового реле имеется зазор, рассчитанный так, чтобы он перекрывался биметаллической пластинкой — электродом, нагреваемой

током тлеющего разряда, возникающим при подаче на стартер напряжения. Последовательно с лампой включается дроссель 1: это катушка со стальным сердечником; назначение ее — ограничивать силу тока в цепи зажженной лампы. Сопротивление ионизированного пространства между электродами очень мало и без дросселя цепь после зажигания была бы коротко замкнутой.

В момент включения ток через лампу не проходит, но цепь замыкается через стартер и электроды лампы накаливаются. Термоэлектронная эмиссия с них ионизирует газ между ними и лампа зажигается. Падение напряжения в дросселе снижает напряжение на лампе и, одновременно, на стартере, цепь через который разрывается.

Дроссель — индуктивное сопротивление (в основном), поэтому $\cos \phi$ такой лампы 0,5—0,6. С помощью конденсатора 5 значение $\cos \phi$ подымается до 0,9—0,95.

Конденсатор 4 служит для устранения радиопомех.

Источники света (лампы) снабжаются обычно *арматурой* — дополнительными устройствами, служащими для рационального перераспределения светового потока источника, защиты глаза от чрезмерной его яркости, предохранения источника от механических повреждений и загрязнения, а также для крепления источника

и подведения к нему электрического тока. Источник света с арматурой называется *осветительным прибором*.

Осветительные приборы, предназначенные для освещения близко расположенных объектов, называются *светильниками*, а для удаленных объектов — *прожекторами* (рис. XIV-6, XIV-7).

Назначение осветительной арматуры — рациональное перераспределение светового потока, концентрация его на освещаемом объекте. Кроме того, арматура защищает глаза от ослепляющей яркости источника света.

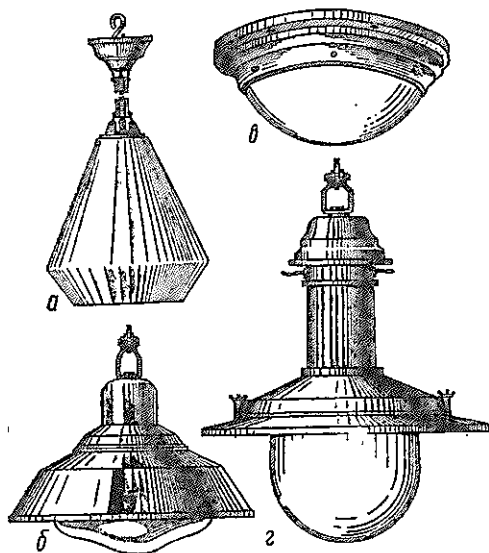


Рис. XIV-6. Светильники:

а — люцетт; б — универсал; в — плафон; г — наружного освещения.

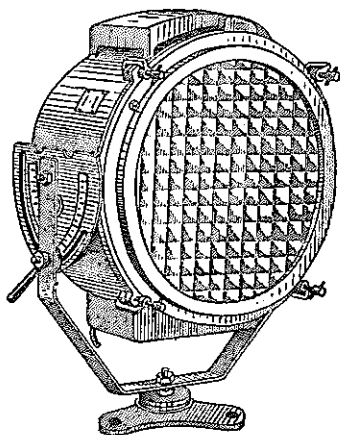


Рис. XIV-7. Прожектор.

Хорошее освещение является важным фактором, способствующим повышению производительности труда, улучшению качества продукции, снижению брака, улучшению общих условий труда и уменьшению травматизма. Осветительные устройства должны обеспечить достаточную освещенность, как общую, так и усиленную — сконцентрированную на отдельных рабочих объектах; исключить возможность ослепления излишней яркостью источников света или освещаемых объектов; быть достаточно экономичными, как по стоимости (капиталовложения), так и по количеству расходуемой энергии. Обязательные нормативы освещенности для разных условий установлены государственными стандартами; некоторые из них приведены в табл. XIV-5.

Проектирование освещения имеет несколько стадий:

1. Выбор системы освещения. Освещение может быть общим и комбинированным. При комбинированном освещении рабочие места получают дополнительное местное освещение.

Нормы освещенности и удельной мощности

Наименование помещений и рабочих мест и пр.	Рекомендуемая минимальная освещенность, лк	Удельная мощность, вт/м²
Механический цех	30—50	11—13
Кузнечный цех, прессовый цех	50	12—15
Склады сырья и крупных изделий	3	3—5,5
Котельная	10—15	3,6
Машинный зал электростанции	25	8—10
Гараж	10—25	3,6
Канторские помещения	50	12—14
Чертежная	100	20—30
Машиннописное бюро	75	16—20
Заводская территория	0,5—3	—
Улицы, площади, проезды (в зависимости от интенсивности движения)	0,2÷6	—

2. Выбор источников света: лампы накаливания или люминесцентные лампы.

3. Выбор освещенности E . Основой при решении этой задачи служат установленные нормы освещенности. Однако в расчет необходимо вводить коэффициент запаса $k_{\text{зап}}$, больший единицы, учитывающий уменьшение в процессе эксплуатации светового потока ламп из-за их старения и загрязнения, а также снижения освещенности из-за загрязнения отражательной способности стен и потолка. В зависимости от степени запыливаемости помещений $k_{\text{зап}}$ берется равным: для ламп накаливания $1,3 \div 1,7$, для люминесцентных ламп — $1,5 \div 2$.

4. Выбор типа светильника. От выбора типа светильника во многом зависит качество освещения и стоимость осветительных устройств.

5. Размещение светильников. Наименьшая допустимая высота подвеса светильников над полом H для разных их типов равна $2,5$ — 3 м для ламп мощностью до 200 вт и 3 — 4 м — для ламп большей мощности. В справочных таблицах даются наивыгоднейшие значения отношения $\frac{L}{H}$, где L — расстояние между светильниками в метрах. Для разных типов светильников значения $\frac{L}{H}$ лежат в пределах $1,2 \div 2,5$.

6. Расчет установленной мощности.

Необходимая мощность осветительной установки наиболее просто (но, в известной степени, приближенно) находится из значений удельных мощностей, необходимых для обеспечения заданной освещенности и зависящих от типа светильника, определенных заранее и помещаемых в таблицах. Если площадь освещаемого помещения S м², необходимая удельная мощность p вт, то полная мощность всех ламп

$$P = p \cdot S, \quad (\text{XIV-4})$$

а мощность одной лампы

$$P_{\text{л}} = \frac{P}{n},$$

где n — их число.

Все необходимые нормативные данные для расчетов освещения имеются в специальных руководствах (В. В. Мешков и И. И. Соколов «Курс осветительной техники». Госэнергоиздат, М.—Л., 1960).

§ XIV-8. ЭЛЕКТРОХИМИЯ

Практическое использование химических свойств электрического тока в современной технике и промышленности разнообразно. Огромное значение имеет электролиз в металлургии (получение алюминия, магния, титана, цинка, рафинированной меди и других металлов высокой чистоты) и химии (получение хлора, фтора, водорода, дейтерия и многого другого). Широко применяют электролитические поверхностные покрытия (*гальванотехника*).

Электрометаллургия алюминия, магния, меди

Алюминий — один из важнейших современных промышленных и стратегических материалов, широко применяющийся в авиационной, автомобильной, электротехнической и других отраслях промышленности. Его достоинства: малый удельный вес, высокая электропроводность, большая устойчивость против коррозии.

Технологический процесс получения алюминия состоит из двух стадий: сначала из руд алюминия (бокситы, алуниты и др.) химическим или термическим путем извлекают глинозем (Al_2O_3), а затем из глинозема, растворенного в расплавленном криолите (Na_3AlF_6), электролитическим путем получается алюминий. Ванна для электролиза (электролизер) представляет собой металлический кожух, покрытый внутри тепло- и электроизолирующим материалом (например, огнеупорным кирпичом) с подом из угольных плит, служащих катодом. Ванна заполняется расплавленным глиноземно-криолитовым электролитом. Анодами служат подвешенные над ванной и погруженные в электролит угольные стержни. Напряжение постоянного тока на одном электролизере 4—6 в, потребляемая мощность 150÷300 кВт. Электролизеры соединяются последовательно по несколько десятков ванн. Постоянный ток, проходящий через электролит, разлагает окись алюминия на металлический алюминий, осаждающийся на катоде, и кислород, который с углеродом анода образует CO и CO_2 . Одновременно ток поддерживает температуру электролита на уровне около 950°, сохраняя его в расплавленном состоянии.

Для производства одной тонны алюминия требуется примерно 1,95 т глинозема, 0,1 т криолита, 0,7 т угольных электродов и 18—19 тыс. кВт·ч электроэнергии. Высокая электроемкость

алюминиевого производства делает целесообразным сооружение алюминиевых заводов на базе дешевой электроэнергии мощных гидростанций. В СССР первые крупные алюминиевые заводы — Волховский и Днепровский были сооружены при Волховской и Днепровской гидроэлектростанциях.

Магний тоже является в настоящее время одним из важных промышленных и стратегических материалов. Добывается магний электролизом расплавленных хлористых соединений его. Магний выделяется на железном катоде. Температура электролиза — около 700°C . Расход электроэнергии на тонну металлического магния до $21000 \text{ квт} \cdot \text{ч}$. Так же получают натрий, калий, кальций.

В производстве меди электролиз применяется для получения наиболее чистого (рафинированного) металла. Исходным продуктом для рафинирования является черновая медь, полученная одним из применяемых в промышленности способов и содержащая 1—1,5% примесей, заметно снижающих электропроводность меди. Рафинирование меди производится в ваннах с электролитом из раствора сернокислой меди; анодом служит черновая медь (в виде плит), катодом — тонкие медные листы, на которых и осаждается электролитическая медь, выделяющаяся из анода в раствор. Рафинированная медь содержит не более 0,1% примесей. Расход электроэнергии на рафинирование одной тонны меди около $300 \text{ квт} \cdot \text{ч}$.

Гальванотехника

Гальванотехника — это техника осаждения металлов на поверхности металлических и неметаллических изделий при помощи электролиза. Гальванотехническое осаждение металлов имеет разнообразное назначение и, в соответствии с задачами, техническое выполнение может быть различным. В гальванотехнике различают *гальваностегию и гальванопластику*.

Гальваностегия применяется в промышленности для нанесения на поверхность готовых изделий или полуфабрикатов (листы, лента, проволоки) металлических покрытий, толщина которых обычно измеряется тысячными или сотыми долями миллиметра. Эти покрытия предназначены для защиты от коррозии, главным образом, стальных и чугуновых изделий; применяются покрытия цинком, свинцом; для повышения сопротивления поверхности изделий истиранию (хромирование, покрытие железом); повышения светоотражательной способности (серебрение, хромирование); декоративной отделки поверхности (никелирование, хромирование, серебрение, золочение) и др.

Гальванопластика — это получение легко отделяющихся, относительно толстых, точных копий с различных предметов. Эти копии получают электролитическим осаждением металла на заранее заготовленных обратных изображениях изделий — *матрицах*, которые изготавливаются путем прессования, отливки или электролитически. В середине XIX ст. Якоби, впервые разработавшим

основы гальванотехники, был изготовлен этим методом ряд замечательных произведений искусства: медная колесница с конями для фронтона Большого театра в Москве, статуи и барельефы для Исаакиевского собора, Эрмитажа, Зимнего дворца в Ленинграде и др. Из промышленных применений гальванопластики наибольшее значение имеет использование ее в полиграфии — для получения копий с клише. Цинковые клише выдерживают 25—30 тысяч оттисков, а медные, полученные методом гальванопластики и хромированные копии с них — до 1,5 млн.

Электролитом в гальванотехнических процессах служит раствор, главной составной частью которого является соль осаждающегося металла (при никелировании — никелевая соль, при меднении — медная и т. д.). Для повышения электропроводности раствора и для получения нужного характера покрытий в раствор вносят соответствующие добавки.

Скорость процесса зависит от плотности тока, однако повышать ее можно только до известного предела — разного для разных процессов: при золочении и серебрении допустимая плотность тока выражается десятными долями ампера на квадратный дециметр покрываемой поверхности, а при хромировании — несколькими десятками ампер.

§ XIV-9. ОБЩИЕ ПОКАЗАТЕЛИ УРОВНЯ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

Основными показателями общей электровооруженности являются: установленная мощность электростанций и годовое производство электроэнергии на одного человека. Значения этих показателей представлены в табл. XIV-6.

За годы с 1913 по 1965 показатели общей электровооруженности выросли: в СССР — по мощности в 72,5, по производству электроэнергии — в 180 раз, в США, соответственно, в 12 и 22,6 раза. Если в 1913 г. США превосходили СССР по электровооруженности в 16,8 раза и в 21,3 раза по выработке электроэнергии, то

Таблица XIV-6

Показатели общей электровооруженности

	Показатели	Годы						
		1913	1940	1950	1955	1960	1965	1969
Мир	квт/чел	—	—	—	—	0,187*	—	—
	квт · ч/чел/год	9,3	169	380	562	767	—	1230
СССР	квт/чел	0,0069	0,064	0,106	0,188	0,309	0,5	0,645
	квт · ч/чел/год	12,25	276	493	861	1352	2200	2880
США	квт/чел	0,116**	—	0,548	0,792	1,024	1,30	1,7
	квт · ч/чел/год	261**	—	2570	3810	4640	5900	7100

* 1961 г.

** Приближенно.

в 1950 г. эти цифры, соответственно, были уже равны 5,17 и 5,21, а в 1969 снизились до 2,6 и 2,5.

Из общей выработки электроэнергии около 12—13% идет на собственные нужды электростанций и потери в сетях. Структура полезного электропотребления в СССР показана в табл. XIV-7.

Таблица XIV-7

Структура электропотребления в СССР
(млрд. кат. ч и в % к суммарному полезному электропотреблению)

Потребителя	1913 г.		1928 г.		1940 г.		1958 г.		1965 г.		1968 г.	
	кат. ч	%	кат. ч	%	кат. ч	%	кат. ч	%	кат. ч	%	кат. ч	%
Промышленность и строительство	1,45	79	3,4	75,6	33,5	79,2	163	78,9	349	76,4	410	73,2
Транспорт	—	—	0,1	2,2	1,62	3,9	9,4	4,6	29	6,35	51	9,1
Сельское хозяйство	—	—	0,04	0,9	0,43	1,1	5,8	2,8	25	5,45	28	5
Коммунальное хозяйство городов	—	—	0,96	21,3	6,7	15,8	28,1	13,7	54	11,8	71	12,7

Как видим, на длительном отрезке времени удельный вес промышленного электропотребления в СССР держится на уровне, близком к 80%. В США и ряде других экономически развитых зарубежных стран эта цифра значительно ниже — порядка 50—60%. Это связано, в основном, с двумя факторами:

1) бурным ростом промышленности в СССР. Темпы роста промышленного производства в СССР в три раза выше, чем в США;

2) недостаточным развитием в СССР бытовой электрификации. Удельный вес бытового электропотребления в США превышает 30%, в СССР — меньше 10%.

Важной качественной характеристикой производственного электропотребления является удельный вес в нем электротехнологии, т. е. таких процессов, в которых электрическая энергия непосредственно участвует в осуществлении технологического процесса. К таким процессам относятся технологические процессы электрохимии (электролиз, электропокрытия) и электротермии (электрические печи, электросварка, электронская обработка металлов). Применение электрической энергии в этих процессах наиболее эффективно и уровень электротехнологического потребления электроэнергии в известной степени характеризует общий технический уровень производства. В промышленности СССР удельный вес электротехнологии в общем промышленном электропотреблении близок к 30%.

Структура промышленного электропотребления приведена в табл. XIV-8.

Структура промышленного электропотребления, %

	Годы				
	1928	1940	1960	1965	1968
Силовые нужды	83,3	68,6	62,8	61	60
Электротехнология	2,0	18,1	26,8	29	31
Освещение и пр.	14,7	13,3	10,4	10	9

Удельный вес электроэнергии в общем энергопотреблении резко различен в разных отраслях хозяйства. Это хорошо видно из данных табл. XIV-9.

Таблица XIV-9

Ориентировочные показатели энергопотребления

Предприятия	Тыс. кет · ч на чел/год	Уд. вес элект- роэнергии, %
Металлургический комбинат	1700	1,4
Производство СК на базе карбида	1200	25
Производство карбида кальция	1160	69,5
Цементные и известковые заводы	800—900	0,5—0,7
Электролиз алюминия	700	85
Производство ферросплавов	680	51,5
Тяжелое машиностроение	230	2,7
Автозавод	80—90	5,5—7,5
Тракторный завод	60	19
Станкостроение	28	60
Сахарные заводы	135	5,5
Мясокомбинат	45	23
Комбинат искусственного волокна	65	23,5

Таким образом, в энергопотреблении ряда отраслей преобладает расход топлив и тепла. Однако удельный вес электрической энергии имеет заметную тенденцию к росту. Кроме того, так как к.п.д. электрических двигателей, электрических печей и других устройств, питаемых электрической энергией, значительно выше чем у теплового оборудования, полезный эффект на единицу израсходованной электрической энергии получается существенно больше, чем от тепла. Поэтому удельный вес электрической энергии, исчисленный по технологическому эффекту, заметно выше, чем по потреблению энергии.

Электрификация является основой технического прогресса всех отраслей народного хозяйства, поэтому темпы ее роста должны быть выше, чем темпы общепромышленного роста. За время с 1913 по 1964 г. промышленное производство в СССР выросло в 55,9 раза, а производство электроэнергии в 235 раз. Ежегодные приросты общего промышленного производства α_n и производства электроэнергии α_s на разных отрезках времени приведены в табл. XIV-10.

Таблица XIV-10

Сравнительные темпы роста промышленного производства
и производства электроэнергии в СССР

	Годы			
	1913—1964	1950—1964	1955—1964	1959—1965
α_n , %	8,2	10,77	10,64	9,12
α_3 , %	11,13	12,2	11,69	12,0

На более чем полувековом отрезке времени темпы роста электроэнергетики были заметно выше темпов роста всей промышленной продукции.

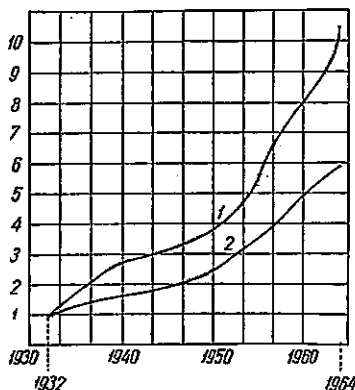


Рис. XIV-8. Рост электровооруженности и производительности труда в промышленности СССР: 1 — электровооруженность; 2 — производительность труда.

Достигнутый уровень электрификации промышленности характеризуют два показателя: 1) коэффициент электрификации силовых процессов (доля мощности электродвигателей в общей мощности всех двигателей, %); 2) электровооруженность труда (промышленное электропотребление в год на одного рабочего).

Электрификация силовых процессов (электропривод) началась значительно раньше электрификации других производственных процессов, поэтому и итоги здесь более значительны. В настоящее время этот показатель в среднем для всей промышленности СССР близок к 90%, а в некоторых отраслях приближается к 100%.

Данные по электровооруженности труда в промышленности СССР представлены в табл. XIV-11.

С ростом электровооруженности труда тесно связан рост его производительности, поскольку уровень электрификации в значительной степени определяет общий технический уровень, в частности, степень механизации и автоматизации работ. Зависимость производительности труда от его электровооруженности показана на рис. XIV-8.

Таблица XIV-11

Электровооруженность труда в промышленности СССР, квт · ч/год/раб.

Годы								
1932	1940	1950	1955	1958	1961	1962	1964	1968
1430	3880	5350	7940	10310	11950	13100	14900	17200

ЛИТЕРАТУРА

1. П. С. Непорожний. Электрификация СССР. М.—Л., «Энергия», 1970.

НОВЫЕ СПОСОБЫ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ И ПОЛУЧЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

В настоящее время ведутся интенсивные исследования по использованию новых источников энергии и получению электрической энергии. Рассмотрим наиболее перспективные способы.

§ XV-1. ПРИЛИВНЫЕ И ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Приливные электростанции. Установлено, что подъем воды при приливах в морях и океанах достигает большой величины — в некоторых районах более 20 м. При этом подъем воды в сравнении с отливом проходит более интенсивно.

На высоту подъема воды в морях и океанах, а следовательно и на продолжительность приливов и отливов, кроме Луны, влияет Солнце. Наибольший подъем воды наблюдается в то время, когда Луна, Земля и Солнце находятся приблизительно на одной прямой.

Сотни лет тому назад на побережьях Европы и Северной Америки были сооружены приливные силовые установки (мельницы). Они устанавливались на входе в бассейн, отделенный от моря дамбой и шлюзовыми воротами. Колеса гидравлических установок вращались в период прилива и отлива, однако они не давали возможности получить большую мощность. Лишь современные гидравлические турбины позволили более эффективно использовать энергию прилива. При этом из-за периодичности приливов и отливов воды возникают трудности в работе энергетических установок, распределении и использовании энергии по графикам потребления.

Во Франции был предложен цикл Дефура, в котором предусматривалось разделение аккумулируемой воды приливов в трех бассейнах с постепенным и последовательным использованием воды в турбинах. Все же регулирование мощности установки по графику потребления оказалось неудовлетворительным.

Эти трудности преодолеваются путем сочетания работы приливной электростанции с речной гидростанцией, имеющей водохранилище длительного действия. Речная ГЭС аккумулирует воду в период прилива и расходует ее в период низких вод в морях и океанах.

Цикл французского ученого Жибро предусматривает однобассейные станции примерно по изложенной схеме с объединением в одну систему.

За рубежом и в СССР ведутся исследования и разрабатываются мощные приливные электрические станции. Можно полагать, что в ближайшем будущем приливная энергия все шире будет использоваться в мировой энергетике и тем самым более эффективно служить человеку.

Геотермальные станции. Одним из возможных источников энергии может быть теплота глубинных частей земного шара. Известно, что на каждые 30 м углубления температура увеличивается на 1 градус. Приблизительные расчеты показывают, что на глубине 3 км температура достигает 100°C . Если в буровые скважины ввести трубы и через них прокачать воду, то на выходе можно получить пар выше $1 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ с дальнейшим использованием в тепловых машинах. Большой интерес представляют горячие источники воды и гейзеры, встречающиеся в разных частях земного шара. Эти источники тепла позволяют создать установку сравнительно большой мощности, работающую при давлении в несколько $1 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$. В Италии, Исландии и других странах уже работают геотермальные станции. В Советском Союзе в настоящее время также строится такая станция.

§ XV-2. СПОСОБЫ ПРЯМОГО ПОЛУЧЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

[Современные способы получения электрической энергии из органического топлива довольно сложны, так как в тепловых двигателях требуется промежуточное преобразование энергии, а такие установки дорогие и громоздкие.

Поршневые двигатели внутреннего сгорания, газовые турбины и реактивные двигатели принципиально проще паросиловых установок поскольку в них нет промежуточного рабочего тела — пара, для получения которого требуется дополнительное оборудование (котел, конденсатор, насосное хозяйство и пр.), что связано с затратами энергии. Однако и в этих двигателях тепловая энергия преобразуется в механическую, а затем уже в электрическую.

Так же сложны установки и других типов (гидравлические турбины, атомные станции и т. д.), поэтому уже давно стоит вопрос о разработке новых методов получения электрической энергии без промежуточных преобразований.

[В настоящее время большой интерес представляют такие способы прямого получения электроэнергии: термоионный (термоэлектронный); термоэлектрический; магнитногидродинамический (магнитногазодинамический); электрохимический (топливные элементы).

Термоионные преобразователи. Преобразование тепловой энергии в электрическую в термоионных преобразователях основано на свойстве нагретых металлов испускать электроны (термоэлектронная эмиссия).

Механизм преобразования можно представить следующим образом. Кинетическая энергия электронов в металле пропорциональна абсолютной температуре. При нагревании металла электроны вначале переходят на более удаленные орбиты от ядра, а затем, в результате более интенсивного нагревания, покидают атом. Если рассматривать атомы, находящиеся на поверхности металла, то электроны будут вылетать с поверхности, образуя ток эмиссии.

На рис. XV-1 представлена принципиальная схема термоионного преобразователя. К катоду 1 подводится тепло, в результате чего он нагревается до температуры $T_1 = 1400\text{--}2300^\circ\text{K}$ и выше. При этом электроны приобретают энергию, достаточную для выхода через пространство 4 к аноду 3. Этот процесс будет возможен, если анод 3 охлаждать до температуры $T_2 = 700^\circ\text{K}$ и ниже. В рассмотренном процессе на электродах будет возникать разность потенциалов, под действием которой во внешней цепи 2 совершается полезная работа.

Для вылета электрона с поверхности катода необходимо последнему сообщить энергию (подвести тепло). При попадании электрона в анод будет наблюдаться процесс отдачи тепла и как следствие этого — нагревание анода. Естественно, что неохлаждаемый анод быстро перегреется до температуры, практически равной температуре катода, и процесс перехода электронов прекратится. Таким образом, интенсивность процесса будет зависеть от разности температур $T_1 - T_2$, т. е. подчиняться второму закону термодинамики.

Кроме того, следует учитывать, что между электродами все время будет находиться некоторое количество электронов, имеющих общий отрицательный заряд. Этот пространственный заряд создает дополнительное сопротивление на пути электронов. Для уменьшения величины вредного действия пространственного заряда электроды максимально сближают. Другой способ уменьшения сопротивления — нейтрализация заряда положительными ионами. Рассмотрим этот способ подробнее.

Если в пространство между электродами ввести пары цезия, то при соприкосновении их с горячими стенками катода внешние электроны цезия прочно свяжутся с катодом. Оставшиеся в пространстве ионы нейтрализуют заряд.

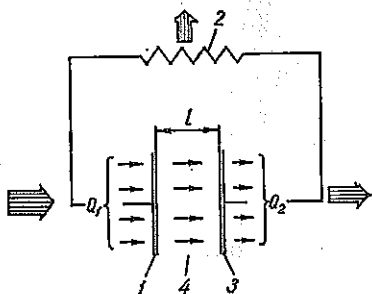


Рис. XV-1. Принципиальная схема термоионного преобразователя.

Остановимся на связи электронов в атоме. Прочность связи электронов в атоме измеряется работой, которую надо совершить для удаления его на бесконечное расстояние, при котором взаимодействие между атомом и электроном было бы практически равным нулю. Эти же условия распространяются и на комплекс атомов.

Работа удаления электронов из металла определяется так называемым контактным скачком потенциала, который является причиной электризации металлов при их взаимном соприкосновении. При соприкосновении двух металлов в результате различия их контактных потенциалов электроны частично переходят из одного металла в другой. После разъединения металлов один из них будет заряжен отрицательно, а другой — положительно.

Теоретически рассчитать энергию, необходимую для высвобождения электронов из металла, трудно в основном из-за многообразного взаимодействия с атомными ядрами решетки и друг с другом. Точного решения квантовомеханической задачи о состояниях электрона в металле пока нет, поэтому будем исходить из упрощенного представления о свободных электронах в металле. Это предположение в известной мере оправдывается тем, что расстояния между узлами кристаллической решетки металла совпадают (по порядку величины) с размерами атомов, поэтому примем, что электроны, расположенные во внешних оболочках атома (валентные электроны), могут без затраты энергии переходить с одного атома на другой. Такие электроны Я. И. Френкель назвал коллективизированными, т. е. принадлежащими металлу в целом, а не отдельным его атомам. Эти электроны свободно перемещаются в металле и являются носителями электрического тока.

Примем условно, что каждый свободный электрон движется в поле, потенциал которого постоянен. При температуре абсолютного нуля энергия свободных электронов должна быть минимальной. Если бы изменения состояния электронов подчинялись законам классической статистики, то энергия их также была бы равна нулю. Известно, однако, что изменения состояния электронов подчиняются квантовой статистике, исходным пунктом которой является принцип, утверждающий, что в многоэлектронной системе должным значением энергии могут обладать не больше двух электронов, имеющих разное направление собственного момента количества движения (спина).

Можно сделать вывод, что при $T = 0^\circ$ электроны металла могут занимать все последовательные энергетические уровни от $E_0 = 0$ до $E = \phi$, где ϕ — величина предельной энергии. Из рис. XV-2 видно, что для того, чтобы вырвать электроны из металла, при этих условиях необходимо сообщить энергию $W = \phi - E_0$, где W — работа выхода электронов из металла.

При контакте двух металлов с различными работами выхода (рис. XV-3) электроны металла B переходят на свободные уровни металла A , в результате чего первый заряжается положительно,

а второй — отрицательно. Переход электронов продолжается до тех пор, пока не возникнет электрическое поле. Предельные энергии при этом становятся одинаковыми, а между металлами *A* и *B* возникает *контактная разность потенциалов*:

$$\varphi' = W_1 + W_2. \quad (\text{XV-1})$$

При $T \neq 0^\circ$ некоторая часть свободных электронов получает энергию, превышающую предельную величину. В этом случае электроны могут переходить из одного металла в другой, причем контактная разность потенциалов возникает и в случае равенства предельных энергий, если только концентрации электронов проводимости обоих металлов различны.

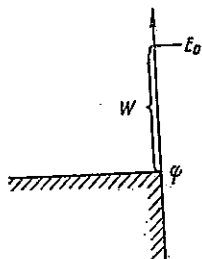


Рис. XV-2. Схема потенциального барьера.

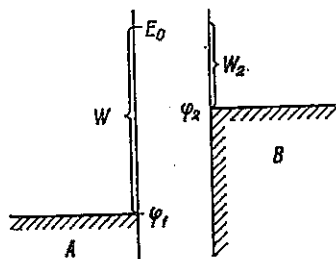


Рис. XV-3. Схема потенциального барьера двух металлов.

В этом случае используют следующую приближенную формулу:

$$\varphi'' = \frac{kT}{e} \ln \frac{n_2}{n_1} [\text{в}], \quad (\text{XV-2})$$

где k — постоянная Больцмана;

e — заряд электрона;

n_1, n_2 — концентрация электронов проводимости.

Полная контактная разность потенциалов будет:

$$E' = \varphi' + \varphi'' [\text{в}], \quad (\text{XV-3})$$

где второе слагаемое обычно немного меньше первого.

Если составить из двух металлов замкнутую цепь, то э.д.с. $\varphi_{1-2} + \varphi_{2-1}$ равна нулю, когда температура слоев одинакова и не равна нулю. При наличии разности температур между слоями

$$E = \frac{k}{e} (T_1 - T_2) \ln \frac{n_2}{n_1} [\text{в}]. \quad (\text{XV-4})$$

Поскольку в формуле (XV-4) э.д.с. зависит от отношения k/e , которое представляет собой довольно малую величину, выходное напряжение на электродах не будет превышать 1—2 в. Это огра-

ничивает самостоятельное значение термоионных преобразователей в большой энергетике. Однако как дополнительное устройство эти преобразователи имеют следующие преимущества:

1) повышают коэффициент полезного действия паротурбинной установки. В стенки котла следует вмонтировать батарею термоионных преобразователей. Катод сможет работать при температуре около 1500°K , а анод охлаждаться и отдавать тепло при температуре около 800°K . Если анод охлаждается паром, то последний может использоваться в паровой турбине для производства полезной работы. В таких установках термоионные преобразователи

будут снимать высокие температуры и тем самым разрешать повышение начальной температуры T_1 , а следовательно, и к. п. д. установки.

На рис. XV-4 показана схема использования термоионного преобразователя в атомной установке. Катод нагревается теплом, которое образуется при делении ядерного горючего.

Если в обычной паротурбинной установке при подключении к котлу термоионного преобразователя повышается к. п. д. установки до 49%, то в атомных станциях величина к. п. д. тепловой части установки превышает эти значения. По мнению специалистов, промышленное применение термоионных преобразователей целесообразно и возможно;

2) позволяют отказаться от паротурбинного цикла. В паротурбинном цикле перенос тепла происходит с помощью пара высокого давления, газа, жидкого металла и пр. Если в качестве катода принять карбид урана,

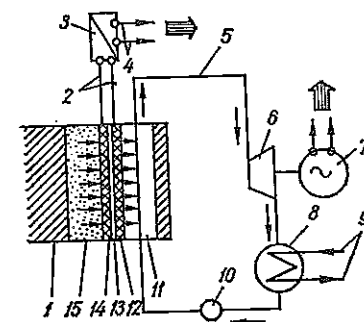


Рис. XV-4. Принципиальная схема использования термоионного преобразователя в атомной установке:

1 — реактор; 2 — цепь постоянного электрического тока; 3 — преобразователь постоянного в переменный электрический ток; 4 — цепь переменного электрического тока; 5 — трубопроводы водяного пара; 6 — паровая турбина; 7 — электрогенератор; 8 — конденсатор; 9 — трубопроводы охлаждающей воды; 10 — конденсатный насос; 11 — канал для теплоносителя; 12 — анод; 13 — пространство между электродами; 14 — катод; 15 — тепловыделяющий элемент.

а для анода — охлаждаемую сталь, то, как показывают исследования и теоретические расчеты, при значениях T_1 до 2500°K и T_2 до 900°K можно получить значения к. п. д. установки порядка 35%. Однако для получения больших энергетических мощностей этих установок имеются существенные ограничения (см. разъяснения к формуле XV-4);

3) возможно широкое применение в тех случаях, когда требуются портативные источники малой мощности: для индивидуального пользования, для питания искусственных спутников Земли и т. п.;

4) простота устройства (отсутствие движущихся частей), возможность получения высоких значений температуры T_1 , малая

чувствительность к радиации. Успехи науки и техники за сравнительно короткий срок и их современный высокий уровень дают основание считать, что термоионный способ преобразования тепловой энергии в электрическую пока лишь в комплексе с паротурбинной и атомной электростанциями могут иметь применение в энергетике будущего.

Термоэлектрические преобразователи. Перспективным устройством для прямого преобразования тепла в электрическую энергию является термоэлектрический преобразователь. Если нагреть спай двух разнородных металлов, то в цепи появится электрический ток. Исследования показали, что электродвижущая сила зависит от температуры спаев, холодных концов проводников и свойств металлов.

Термоэлектрический эффект возникает в результате того, что скорость электронов на горячем спае (рис. XV-5) намного выше, чем на холодных концах. Если от холодных концов элемента не отводить тепло, то температуры по всему элементу выравниваются и термоэлектрического эффекта не будет.

Академик А. Ф. Иоффе получил следующую формулу для определения оптимального значения к. п. д. термоэлемента:

$$\eta = \frac{T_1 - T_2}{T_1} \cdot \frac{M - 1}{M + \frac{T_2}{T_1}}, \quad (\text{XV-5})$$

где T_1 — температура горячего спаев, ° К;

T_2 — температура холодных концов элемента, ° К;

M — величина, зависящая от термоэлектродвижущей силы, теплопроводности и внутреннего сопротивления термоэлемента.

В (XV-5) первый множитель представляет собой термический к. п. д. обратимого теплового цикла, второй — характеризует уменьшение этого к. п. д. в зависимости от величины необратимых потерь в термоэлементе на джоулево тепло и теплопроводность.

Термоэлектрические свойства полупроводников намного выше проводников и, в частности, коэффициент термоэлектродвижущей силы возрастает примерно в 15 раз в сравнении с его значениями для проводников. Кроме того, электрическое сопротивление полупроводников с повышением температуры уменьшается. Все это позволило создать термоэлектродгенераторы. Применение жидких полупроводников позволило повысить теоретический к. п. д. до 12 %.

В настоящее время термоэлектродгенераторы применяются на искусственных спутниках Земли с нагреванием спаев лучами Солнца, на автоматических метеостанциях с источником тепла ядерных реакций и т. д.

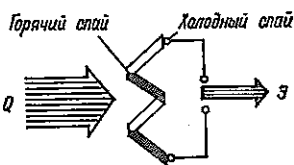


Рис. XV-5. Принципиальная схема термоэлектрического преобразователя.

В термоэлектрогенераторе с ядерным реактором «Ромашка» тепло получают за счет деления урана-235. Активная зона реактора состоит из пластинчатых тепловыделяющих элементов и графитового замедлителя. Эта зона окружена бериллиевым отражателем, с наружной стороны которого установлены термоэлементы. Горячий спай термоэлементов нагревается за счет тепла ядерных реакций, которые происходят при температуре свыше 2000°K . Электрическая мощность этого термоэлектрогенератора составляет 500 вт.

Рассмотрим возможности применения и развития термоэлектрических преобразователей в большой энергетике. Самые эффективные термопары дают э. д. с. около 1 мв на один градус разности температур между спаями. Следовательно, если принять разность в 2500° на клеммах термопары, то на выходе получим лишь 2,5 в. Основная трудность в получении большей э. д. с. и мощности заключается в природе процесса преобразования. Это видно из следующего: э. д. с. термоэлектрического преобразователя теоретически находят из известного уже нам равенства:

$$E = \frac{k}{e} (T_1 - T_2) \ln \frac{n_{\text{св1}}}{n_{\text{св2}}}, \quad (\text{XV-6})$$

где k — постоянная Больцмана; e — заряд электрона; $(T_1 - T_2)$ — разность абсолютных температур между спаями; $n_{\text{св1}}$ — число свободных электронов в первом слое; $n_{\text{св2}}$ — число свободных электронов во втором слое.

Поскольку изменить отношение $\frac{k}{e}$ невозможно, то основной величиной, способной увеличить значение E , является разность температур на спаях. Однако и здесь мы встречаемся с непреодолимыми затруднениями, так как для обеспечения достаточно высокой мощности требуется температура в несколько сот тысяч градусов. Такой нагрев сплава, естественно, приведет к плазменному состоянию материала термопар. Плазма же из-за высокой теплопроводности не может обеспечить температурный перепад в своем слое и потому ее нельзя применить в термоэлектрических преобразователях.

Эти рассуждения не снижают значения термоэлектрических преобразователей, но они не могут конкурировать с действующими электростанциями. Однако в особых случаях (на спутниках, орбитальных станциях и т. п. установках) они не имеют себе равных.

Магнетогидродинамические генераторы (МГД-генераторы). Газ, нагретый до температуры в несколько тысяч градусов, становится ионизированным и хорошим проводником электричества. Если такой газ проходит через сопло, то его потенциальная энергия преобразуется в кинетическую и газ в некоторых случаях может достигать сверхкритической скорости. При взаимодействии струи

газа с магнитным полем в потоке находится э. д. с., под действием которой в замкнутой внешней цепи потечет электрический ток.

Данные развития науки о магнитном поле, низкотемпературной плазме, а также успехи технологии в получении жаростойких материалов позволили получать электрический ток от МГД-генераторов.

Схема термической ионизации газа предусматривает нагрев газа до $3000\text{--}4000^\circ\text{K}$. При этом вначале ионизации подвергаются лишь отдельные атомы, а затем с повышением температуры число ионизированных атомов увеличивается. Молекулы многоатомных газов распадаются (диссоциируют) на отдельные атомы с последующей их ионизацией.

Следует иметь в виду, что кроме термического, существуют и другие способы ионизации, например, действие ударной волны на атомы газа, электрических разрядов, электронного облучения. В настоящее время термическая ионизация является наиболее изученной и приемлемой для создания МГД-генераторов.

Основная трудность при осуществлении термической ионизации — необходимость поддержания высокой температуры газа. В настоящее время это затруднение удалось разрешить путем добавления к чистому газу легко ионизируемых веществ — щелочных металлов. Так, например, если к аргону добавить 1% паров калия, то необходимая электропроводность будет обеспечена при температуре 2000°K .

Роль легко ионизируемых веществ состоит в том, что они в газовой смеси равномерно рассредоточиваются и обеспечивают электропроводность всей газовой смеси.

Другой важной проблемой при изготовлении МГД-генератора является вопрос подбора материала для камеры сгорания и сопла. Дело в том, что на выходе из сопла газ должен иметь достаточно высокую температуру, которая обеспечивала бы нужную проводимость электрического тока. В этих условиях еще большую температуру должен иметь газ в месте входа в сопло. А так как газы при высоких скоростях и достаточно высокой температуре оказывают большое эрозийное воздействие на стенки сопла, то вопрос о выборе материала приобретает огромное значение.

Для предотвращения утечки электрического тока через стенки на участке взаимодействия струи газа с магнитным полем их необходимо выполнять из диэлектрика, а электроды для отвода генерируемого тока — из проводника.

Разрешением вопросов, возникающих при разработке МГД-генераторов, заняты научно-исследовательские организации многих стран. Так, например, в 1959—60 гг. фирма «Авко-Эверетт» (США) провела работу по созданию экспериментального МГД-генератора (рис. XV-6). Аргон и порошок карбоната калия (K_2CO_3) вводились в камеру под давлением около $3 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$. Образующаяся смесь подогревалась от электрической дуги до 3000°K . При этом карбо-

нат калия диссоциировал и частично ионизировался, сообщая всему газу необходимую электропроводимость. Проходя через сопло и магнитное поле, газ окончательно ионизируется и с электродов снимается электрический ток.

В настоящее время для обмоток электромагнитов применяют проводники, обладающие при низких температурах сверхпроводимостью. Это значительно облегчи-

ло тяжелую и громоздкую магнитную систему, сократило потери на возбуждение. Предполагаемый расход топлива в сравнении с паротурбинной станцией значительно уменьшается.

На рис. XV-7 приведена принципиальная схема МГД-электрической станции, а на рис. XV-8 — более развернутая схема электростанции, работающей на твердом топливе, мощностью 450 тыс. *квт* (проект).

Для более эффективного использования тепла в схему установки включена паротурбинная часть, использующая тепло отработавших в МГД-генераторе газов. На одном валу двухвального паротурбинного агрегата размещены цилиндр высокого давления (ц. в. д.)

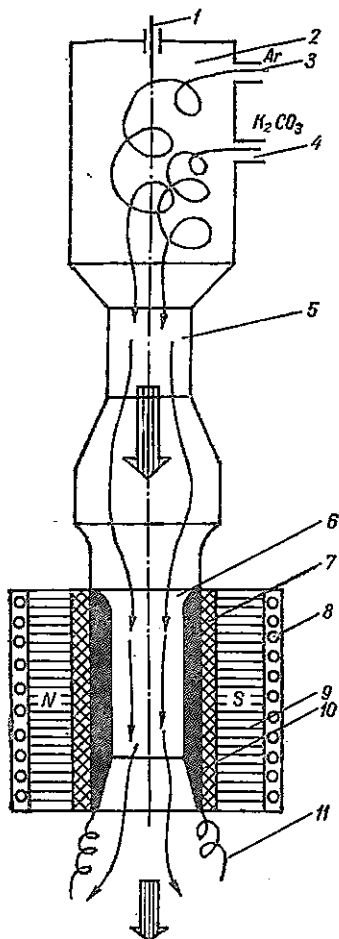


Рис. XV-6. Схема МГД-генератора фирмы «Авко-Эверетт»:

1 — электрод для создания дуги; 2 — дуговая камера; 3 — подвод аргона; 4 — подвод карбоната калия; 5 — сопло, служащее также вторым электродом дуги; 6 — канал; 7 — изоляция; 8 — электрообмотка; 9 — магниты; 10 — электроды для съема электрического тока; 11 — проводники.

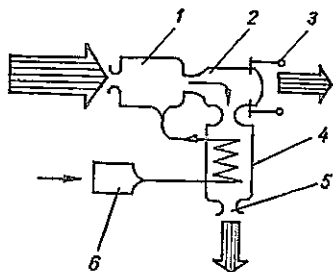


Рис. XV-7. Простейшая схема МГД-генератора:

1 — камера сгорания; 2 — МГД-генератор; 3 — электрическая сеть; 4 — теплообменник; 5 — выход отработавших газов; 6 — компрессор.

9, цилиндр среднего давления (ц.с.д.) 8 и компрессор 10, подающий воздух в камеру сгорания 2. На другом валу размещены цилиндр низкого давления (ц.н.д.) 11 и электрический генератор 100 тыс. *квт* 13. Остальная мощность (350 тыс. *квт*) приходится на МГД-генератор.

Пылеугольное топливо из бункера 1 поступает в камеру сгорания 2. Воздух подается компрессором 10 под давлением $10 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$. Перед поступлением в камеру он предварительно подогревается в подогревателе 4 до 2270°К . После камеры сгорания газы при

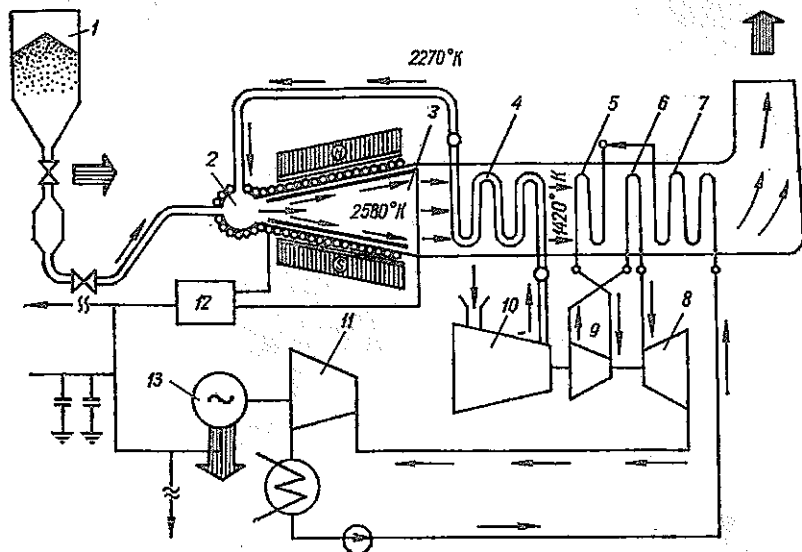


Рис. XV-8. Принципиальная схема МГД-генератора, работающего на твердом топливе.

температуре до 3190°К поступают в сопло 3, где, расширяясь, снижают температуру до 2580°К . После этого газы последовательно проходят через подогреватель 4, в котором охлаждаются до 1420°К , и паровой котел-утилизатор 5, 6, 7, где окончательно охлаждаются до 420°К .

В котле-утилизаторе образуется пар давлением до $140 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ с температурой в 835°К . В цилиндре высокого давления его величина резко уменьшается до $30 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$, а затем пар направляется в котел для вторичного перегрева. Из вторичного пароперегревателя 6 пар поступает в цилиндр среднего давления турбины, а затем в цилиндр низкого давления. Для съема индуктируемого электрического тока в сопле устанавливается два электрода. Преобразование постоянного тока в переменный осуществляется с помощью ртутного инвертера 12. Ожидаемый к. п. д. установки — 65 %.

Электродвижущую силу магнитогидродинамического генератора можно подсчитать по формуле

$$E = Blc = \eta_{эл} cBl, \quad (XV-7)$$

где $\eta_{эл}$ — электрический к. п. д. генератора; c — скорость газа в каналах генератора; l — расстояние между электродами; B — магнитная индукция поля возбуждения.

Топливные элементы. В отличие от ранее рассмотренных способов преобразования энергии, топливные элементы позволяют получить электрическую энергию непосредственно из химической энергии без промежуточного образования тепла.

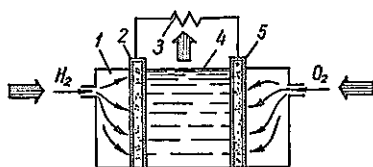
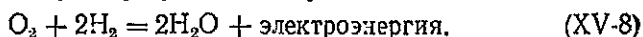


Рис. XV-9. Схема топливного элемента.

Механизм преобразования химической энергии в электрическую определяется реакцией окисления какого-либо топлива с помощью окислителя. При этом реакция окисления проходит без выделения тепла с прямым преобразованием химической энергии в электрическую.

Если принять в качестве топлива водород, а в качестве окислителя — кислород (на рис. XV-9 цифрами 2 и 5 обозначены анод и катод элемента) и пространство между ними заполнить электролитом 4, то в цепи 3 потечет электрический ток. Возникновение электрического тока обуславливается следующим. Водород, поступающий с левой части корпуса 1 элемента, проходит через поры анода и, соприкасаясь с электролитом, ионизируется. При этом электроны будут уходить во внешнюю цепь, а ионы водорода поступят в электролит. Затем электроны, пройдя внешнюю цепь, соединятся на катоде с кислородом и образуют ионы кислорода.

Дальнейшая реакция будет проходить в такой последовательности: ионы кислорода соединятся с водой электролита и образуют гидроксильные ионы, которые после соединения с ионами водорода вновь образуют воду. В результате получим:



Основным отличием работы топливных элементов от обычных батарей является то, что их электроды изготавливаются из нейтральных материалов, в реакции не участвуют и поэтому не разрушаются. Для электродов применяется пористый уголь с вкрапленными в него катализационными металлическими примесями, спрессованный порошок никеля и др.

Особенностью топливных элементов является то, что в них нельзя получить большой разрядный ток за короткое время, поэтому они оказываются более приспособленными для умеренного по величине и продолжительного по времени расхода энергии.

Выделение незначительного количества тепла в результате реакций теоретически может быть сведено к нулю и этим самым обеспечено значение к. п. д. равным единице. Ограничений, обусловленных вторым законом термодинамики, для топливных элементов нет, а сам процесс выделения тепла рассматривается как второстепенный, сопутствующий основному процессу преобразования энергии и получения электрического тока.

Зависимость к. п. д. топливного элемента (водород-кислород) от температуры реакции показана на рис. XV-10. Как видно из графика, при температуре 400° К к. п. д. повышается до 92%, однако при дальнейшем повышении температуры к. п. д. значительно снижается.

При низких температурах наблюдается высокий к. п. д. и умеренная по величине э. д. с., при высоких же температурах резко повышается электрохимическая активность, однако заметно снижается к. п. д. Это следует из формулы определения э. д. с. топливного элемента:

$$E = \frac{Q}{zF} + T \frac{dE}{dT} [\text{в}], \quad (\text{XV-9})$$

где Q — теплота реакции в кдж , при превращении 1 кмоль исходного вещества;

F — величина теплового эквивалента электрохимической реакции. Этот эквивалент выражается числом $96500 \text{ кдж/в} \times \text{кг} \cdot \text{эке}$ и представляет собой работу, которую выполняет электрический заряд переносимый одним кг -эквивалентом ($96500 \cdot 10^3$ кулонов) под напряжением 1 в ;

z — валентность ионов;

T — температура, ° К;

$\frac{dE}{dT}$ — температурный коэффициент э. д. с.

Поскольку изменить значение эквивалента F нельзя, то достигнуть сколько-нибудь значительной величины э. д. с. невозможно.

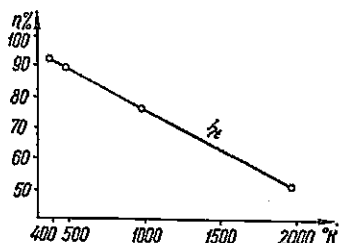


Рис. XV-10. График зависимости η от температуры реакции.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. С. Багичский, В. Н. Флеров. Новейшие достижения в области химических источников тока. М.—Л., Госэнергоиздат, 1963.
 2. А. Д. Дубинин. Энергетика трения и износа деталей машин. М., Машгиз, 1963.
 3. А. Ф. Иоффе. Полупроводниковые термоэлементы. М., Изд-во АН СССР, 1956.
 4. Г. В. Лашкарев, А. М. Таранец, В. С. Фоменко. Новые источники электрической энергии. К., Изд-во АН УССР, 1962.
- Плазма в магнитном поле и прямое преобразование тепловой энергии в электрическую. Сб. статей, перев. с английского. М., Госатомиздат, 1962.

*Шегц Иван Трофимович
Голубинский Всеволод Иванович
Букинпун Илья Давидович
Киравковский Николай Феликсович
Марковский Филипп Титович*

Энергетика

Издательство «Вища школа»

Редактор Л. Н. Чмиль
Литредактор А. П. Ковальчук
Оправа художника И. М. Галушко
Художественный редактор И. Р. Ойхман
Технический редактор Л. Ф. Волкова
Корректор Л. М. Машовец

Сдано в набор 25. V. 1970 г. Подписано к печати 19. VIII.
1971 г. Формат бумаги 60×90^{1/16}. Бумага тип. № 2.
Печ. л. 38,5. Уч.-изд. л. 39,52. Тираж 18 000.
Изд. № 212. БФ 04797. Цена 1 р. 61 коп. Зак. № 241.

Издательство «Вища школа»
Киев-54, Гоголевская, 7.

Сводный ТП — 1971, поз. 60.

Книжная ф-ка им. М. В. Фрунзе Комитета по печати при
Совете Министров УССР, Харьков, Донец-Захаржевская, 6/8.