

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ОРЕНБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ
ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ**

ФТД.В.03 ОСНОВЫ ЭНЕРГЕТИКИ

Направление подготовки 35.03.06. Агроинженерия

Профиль образовательной программы «Электрооборудование и электротехнологии»

Форма обучения очная

СОДЕРЖАНИЕ

1. Методические указания по проведению лабораторных работ	3
1.1 Лабораторная работа № ЛР-1 Энергоресурсы и их использование	3
1.2 Лабораторная работа № ЛР-2 Циклы основных тепловых электрических станций .	8
1.3 Лабораторная работа № ЛР-3 Гидроэлектрические станции	11
1.4 Лабораторная работа № ЛР-4 Ветроэнергетика	13
1.5 Лабораторная работа № ЛР-5 Котельные установки ТЭС	15
1.6 Лабораторная работа № ЛР-6 Паровые турбины ТЭС	17
1.7 Лабораторная работа № ЛР-7 Центробежные насосы	24
1.8 Лабораторная работа № ЛР-8 Центробежные вентиляторы	30

1. МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ

1.1 Лабораторная работа № ЛР-1 (2 часа).

Тема: Энергоресурсы и их использование.

1.1.1 Цель работы :

1. Виды энергоресурсов и их использование
2. Возобновляемые и невозобновляемые источники энергии

1.1.2 Задачи работы:

Тема 1. Виды энергоресурсов и способы их использования. (2 часа)

Общие сведения.

Под энергоресурсами понимаются материальные объекты, в которых сосредоточена возможная для использования энергия. Энергия – количественная оценка различных форм движения материи, которые могут превращаться друг в друга, условно подразделяется по видам: химическая, механическая, электрическая, ядерная и т.д.

Из большого многообразия ресурсов, встречающихся в природе выделяют основные, используемые в больших количествах для практических нужд.

К энергоресурсам относят энергию рек, водопадов, различные органические топлива, такие, как уголь, нефть, газ, ядерное топливо – тяжелые элементы урана и тория, а в перспективе – легкие элементы и т.д. Энергоресурсы разделяют на возобновляемые и невозобновляемые. К первым относятся те, которые природа непрерывно восстанавливает (вода, ветер и т.д.), а ко вторым – ранее накопленные в природе, но в новых геологических условиях практически не образующиеся (например, каменный уголь, нефть, газ и др.).

Пока человечество широко использует только энергию химических горючих, притом органического происхождения, запасы которых составляют всего доли процента всех ресурсов энергии на Земле (табл. 1.1).

Таблица 1.1 – Ориентировочные мировые запасы основных органических горючих.

Виды горючего	Разведанные		Извлекаемые	
	Млрд т у.т.	%	Млрд т у.т.	%
Всего	12800	100	3800	100
В том числе				
уголь	11200	87,4	2900	76
нефть	740	5,8	370	9,7
Газ природный	630	4,9	500	13,3
прочие	230	~1,9	30	~1,0

В настоящее время «экономическая целесообразность извлечения» определяется стоимостью и возросшими потребностями в энергоресурсах. В результате нефтяные вышки уходят все дальше в море, хотя себестоимость нефти возросла втрое. Надежным критерием целесообразности извлечения может быть лишь отношение энергоемкости извлекаемого источника энергии (ИЭ) к количеству затраченной энергии (включая овеществленную в расходуемых материалах, амортизирующей части оборудования и т.д.), которое должно быть больше единицы.

Оценить природные ресурсы делящегося ядерного топлива очень сложно. Число первичных ядерных топлив ограничено двумя: ураном и торием. Залежи этих элементов в Земной коре и содержание в водах Мирового океана чрезвычайно рассредоточены и малоконцентрированы.

Невозобновляемые традиционные источники энергии.

Органические топлива (горючее).

Основные сведения. Топливом может быть названо любое вещество, способное при горении (окислении) выделять значительное количество теплоты. Практическая целесообразность топлива определяется его количественными запасами, удобствами добычи, скорость горения, теплотворной способностью, возможностью длительного хранения и безвредностью продуктов сгорания для людей, растительного и животного мира и оборудования. Существуют естественные (природные) виды топлив и искусственные.

Процесс освобождения химической энергии представляет собой реакцию окисления горючего. Поэтому химические топлива состоят из горючего и окислителя.

Горючие топлива бывают органического и неорганического происхождения. Они могут твердыми, жидкими и газообразными. Окислителями служат вещества, включающие элементы с незаполненными

внешними атомными оболочками, например кислород, у которого не хватает двух электронов, фтор и хлор – по одному.

В настоящее время в энергетике в основном используются топлива органического происхождения. Все виды органического топлива представляют собой углеводородные соединения, в которые входят небольшие количества других веществ.

К твердому топливу относят: каменный и бурый уголь, торф, дрова, сланцы, отходы лесопильных заводов и деревообделочных цехов, а также растительные отходы сельскохозяйственного производства.

К жидкому топливу относят нефть, а также различные продукты ее переработки: бензин, керосин, разнообразные масла и остаточный продукт нефтепереработки – мазут. Искусственное жидкое топливо и горючие смолы, а также масла получают при переработке твердых топлив.

До 70% и более жидкого топлива используется на транспорте – авиация, автомобили, трактора, суда, железнодорожный транспорт (тепловозы), около 30% сжигается в виде мазута на тепловых электростанциях. Сырую нефть в качестве топлива в котельных не применяют.

К газообразному топливу относят природный газ, добываемый из недр земли, попутный нефтяной газ, газообразные отходы металлургического производства (коксовый и доменный газы), крекинговый газ, а также генераторный газ, получаемый искусственным путем из твердого топлива в особых газогенераторных установках. Газообразные топлива сжигаются на ТЭС для получения электрической и тепловой энергии и в очень небольшом количестве используется на транспорте.

Газообразное топливо по сравнению с другими видами топлив имеет ряд существенных преимуществ: сгорает при небольшом избытке воздуха, образуя продукты полного горения без дыма и копоти, не дает твердых остатков, удобно для транспортировки по газопроводам на большие расстояния и позволяет простейшими средствами осуществлять сжигание в установках самых разных конструкций и мощностей. Газообразное топливо

делится на естественное и искусственное. Естественное, в свою очередь делится на природное и нефтепромысловое.

Ядерная энергия и механизм тепловыделения.

Ядерная энергия освобождается в виде тепловой в процессе торможения продуктов ядерного деления или синтеза атомных ядер, движущихся с большими скоростями, и поглощения их кинетической энергии веществом теплоносителя.

Известно, что полная энергия связи – энергия, необходимая для деления ядра на отдельные протоны и нейтроны, или, что то же самое, энергия, выделяющаяся при синтезе ядра из отдельных протонов и нейtronов. Если известна масса m ядра, состоящего из Z протонов и $A-Z$ нейtronов, то его полная энергия связи будет равна:

$$E_{\text{сд}} = [m_p Z + m_n (A-Z) - m] c^2,$$

где m_p – масса протона; m_n – масса нейтрона; A – массовое чило, равное чилу протонов и нейtronов в ядре; c – скорость света.

Удельная энергия связи ядра – энергия, приходящаяся на один нуклон (общее название частицы из протона и нейтрона), для большинства ядер ($A = 50 -90$) при мерно постоянна и составляет 8,5 МэВ.

В области тяжелых ядер она уменьшается, достигая значения 7,6 МэВ для урана. Таким образом, наиболее стабильными оказываются элементы с массовыми числами приблизительно от 20 до 200, поэтому энергетически выгодно производить деление тяжелых ядер и синтез легких. Чтобы освобождение ядерной энергии началось, надо подвести некоторую начальную энергию – энергию активации E_a .

Возобновляемые традиционные источники энергии.

Энергия движения воздуха в атмосфере.

Ветер – один из первых источников энергии, освоенных человеком. Запасы ветра в 100 раз превышают запасы гидроэнергии рек, однако в настоящее время двигатели, использующие энергию ветра, имеют установленную мощность всего 1300 МВт и дают около 107 МВт·ч энергии,

что составляет примерно 0,002 мировой потребности. Тем не менее, энергетический кризис в ряде стран Запада заставил возвратиться к использованию и этого источника энергии. Составлены национальные программы исследований и разработок по созданию и усовершенствованию ветряных двигателей электростанций.

На Земле существуют постоянные воздушные течения к экватору со стороны северного и южного полушарий, которые образуют систему пассатов.

Помимо постоянных движений воздушных слоев существуют периодические движения воздуха с моря на сушу и обратно в течение суток (бризы) и года (муссоны). Происхождение бризов и муссонов обусловлено различными температурами нагрева воды в морях и поверхности суши вследствие их различной теплоемкости.

При современных аэродинамически совершенных винтах и преобразующих устройствах $2,6 \cdot 10^6 \text{ м}^2$ фронта ветра могут дать мощность 150 МВт при любой скорости ветра, превышающей 6-8 км/ч.

Неустойчивость ветра приводит к необходимости применения средств аккумуляции энергии. Это удорожает установку, и в целом стоимость получаемой энергии выше, чем на гидроэлектростанциях и на многих тепловых электростанциях.

Гидроэнергетические ресурсы.

Гидроэнергетические ресурсы на Земле оцениваются величиной 33000 ТВт·ч/год, но по техническим и экономическим соображениям из всех запасов доступны от 4 до 25%. Общий гидропотенциал рек России исчисляется в 4000 млн. МВт·ч (450 тыс. МВт среднегодового установленной мощности), что составляет приблизительно 10-12% от мирового.

В отличие от невозобновляемой химической энергии, запасенной в органическом топливе, кинетическая энергия движущейся в реках воды возобновляема – на гидроэнергии является важным преимуществом ГЭС. К их преимуществам относятся также:

- 1) небольшая стоимость эксплуатации и отсюда низкая себестоимость энергии, вырабатываемой на ГЭС;
- 2) большая надежность работы, объясняемая отсутствием высоких температур и давлений в гидротурбинах и относительно невысокими скоростями вращения этих турбин и гидрогенераторов;
- 3) высокая маневренность, определяемая небольшим временем, требующимся для включения в работу, набора нагрузки, а также останова ГЭС (это время составляет всего несколько минут).

Строительство ГЭС во многих случаях решает также задачи снабжения водой городов, промышленности и сельского хозяйства.

Работа ГЭС в отличие от ТЭС кардинально не ухудшает санитарного состояния воздушной среды и качество воды в водоемах. Недостатками ГЭС являются их более высокая стоимость и большой срок строительства в сравнении с ТЭС, а также значительные территории, занимаемые хранилищами. Однако эти недостатки обычно компенсируются преимуществами ГЭС.

Вопросы для самоконтроля.

1. Что такое энергоресурсы?
2. Перечислите основные возобновляемые и невозобновляемые энергетические ресурсы.
3. Назовите элементарный состав твердого топлива и виды топлива.
4. Что является основной характеристикой любого вида топлива?
5. Назовите основной принцип получения тепловой энергии на атомных станциях.

1.2 Лабораторная работа № ЛР-2 (2 часа).

Тема: Циклы основных тепловых электрических станций.

1.2.1 Цель работы :

1.ТЭС

1.2.2 Задачи работы:

Тепловая электростанция (ТЭС), электростанция, вырабатывающая электрическую энергию в результате преобразования тепловой энергии, выделяющейся при сжигании органического топлива. Первые ТЭС появились в кон. 19 в (в 1882 — в Нью-Йорке, 1883 — в Петербурге, 1884 — в Берлине) и получили преимущественное распространение. В сер. 70-х гг. 20 в. ТЭС — основной вид электрической станций. Доля вырабатываемой ими электроэнергии составляла: в России и США св. 80% (1975), в мире около 76% (1973). Около 75% всей электроэнергии России производится на тепловых электростанциях. Большинство городов России снабжаются именно ТЭС. Часто в городах используются ТЭЦ - теплоэлектроцентрали, производящие не только электроэнергию, но и тепло в виде горячей воды. Такая система является довольно-таки непрактичной т.к. в отличие от электрокабеля надежность теплотрасс чрезвычайно низка на больших расстояниях, эффективность централизованного теплоснабжения сильно при передаче также понижается. Подсчитано, что при протяженности теплотрасс более 20 км (типичная ситуация для большинства городов) установка электрического бойлера в дельно стоящем доме становится экономически выгодна.

На тепловых электростанциях преобразуется химическая энергия топлива сначала в механическую, а затем в электрическую. Топливом для такой электростанции могут служить уголь, торф, газ, горючие сланцы, мазут. Тепловые электрические станции подразделяют на конденсационные (КЭС), предназначенные для выработки только электрической энергии, и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), производящие кроме электрической тепловую энергию в виде горячей воды и пара. Крупные КЭС районного значения получили название государственных районных электростанций (ГРЭС)..

Простейшая принципиальная схема КЭС, работающей на угле, представлена на рис. Уголь подается в топливный бункер 1, а из него — в дробильную установку 2, где превращается в пыль. Угольная пыль поступает в топку парогенератора (парового котла) 3, имеющего систему трубок, в которых циркулирует химически очищенная вода, называемая питательной. В кotle вода нагревается, испаряется, а образовавшийся насыщенный пар доводится до температуры 400—650°C и под давлением 3—24 МПа поступает по паропроводу в паровую турбину 4. Параметры пара зависят от мощности агрегатов.

Способ преобразования тепловой энергии в механическую в паровой турбине. Тепловые конденсационные электростанции имеют невысокий кпд (30— 40%), так как большая часть энергии теряется с отходящими топочными газами и охлаждающей водой конденсатора.

Сооружать КЭС выгодно в непосредственной близости от мест добычи топлива. При этом потребители электроэнергии могут находиться на значительном расстоянии от станции.

Теплоэлектроцентраль отличается от конденсационной станции установленной на ней специальной теплофикационной турбиной с отбором пара. На ТЭЦ одна часть пара полностью используется в турбине для выработки электроэнергии в генераторе 5 и затем поступает в конденсатор 6, а другая, имеющая большую температуру и давление (на рис. штриховая линия), отбирается от промежуточной ступени турбины и используется для теплоснабжения. Конденсат насосом 7 через деаэратор 8 и далее питательным насосом 9 подается в парогенератор. Количество отбираемого пара зависит от потребности

предприятий в тепловой энергии. Коэффициент полезного действия ТЭЦ достигает 60—70%.

Такие станции строят обычно вблизи потребителей — промышленных предприятий или жилых массивов. Чаще всего они работают на привозном топливе. Рассмотренные тепловые электростанции по виду основного теплового агрегата — паровой турбины — относятся к паротурбинным станциям. Значительно меньшее распространение получили тепловые станции с газотурбинными (ГТУ), парогазовыми (ПГУ) и дизельными установками. Наиболее экономичными являются крупные тепловые паротурбинные электростанции (сокращенно ТЭС). Большинство ТЭС нашей страны используют в качестве топлива угольную пыль. Для выработки 1 кВт·ч электроэнергии затрачивается несколько сот граммов угля. В паровом кotle свыше 90% выделяемой топливом энергии передается пару. В турбине кинетическая энергия струй пара передается ротору.

Вал турбины жестко соединен с валом генератора. Современные паровые турбины для ТЭС — весьма совершенные, быстроходные, высокоэкономичные машины с большим ресурсом работы. Их мощность в одновальном исполнении достигает 1 млн. 200 тыс. кВт, и это не является пределом. Такие машины всегда бывают многоступенчатыми, т. е. имеют обычно несколько десятков дисков с рабочими лопатками и такое же Энергоблок мощностью 1 млн. 200 тыс. кВт Костромской ГРЭС. Количество, перед каждым диском, групп сопел, через которые протекает струя пара. Давление и температура пара постепенно снижаются. Из курса физики известно, что КПД тепловых двигателей увеличивается с ростом начальной температуры рабочего тела. Поэтому поступающий в турбину пар доводят до высоких параметров: температуру — почти до 550 °С и давление — до 25 МПа. Коэффициент полезного действия ТЭС достигает 40%. Большая часть энергии теряется вместе с горячим отработанным паром. По мнению ученых в основе энергетики ближайшего будущего по-прежнему останется теплоэнергетика на не возобновляемых ресурсах. Но структура ее изменится. Должно сократиться использование нефти. Существенно возрастет производство электроэнергии на атомных электростанциях. Начнется использование пока еще не тронутых гигантских запасов дешевых углей, например, в Кузнецком, Канско-Ачинском, Экибастузском бассейнах. Широко будет применяться природный газ, запасы которого в стране намного превосходят запасы в других странах.

К сожалению, запасы нефти, газа, угля отнюдь не бесконечны. Природе, чтобы создать эти запасы, потребовались миллионы лет, израсходованы они будут за сотни лет. Сегодня в мире стали всерьез задумываться над тем, как не допустить хищнического разграбления земных богатств. Ведь лишь при этом условии запасов топлива может хватить на века. К сожалению, многие нефтедобывающие страны живут сегодняшним днем. Они нещадно расходуют подаренные им природой нефтяные запасы. Сейчас многие из этих стран, особенно в районе Персидского залива, буквально купаются в золоте, не задумываясь, что через несколько десятков лет эти запасы иссякнут. Что же произойдет тогда —, а это рано или поздно случится, — когда месторождения нефти и газа будут исчерпаны? Происшедшее повышение цен на нефть, необходимую не только энергетике, но и транспорту, и химии, заставило задуматься о других видах топлива, пригодных для замены нефти и газа. Особенно призадумались тогда те страны, где нет собственных запасов нефти и газа и которым приходится их покупать.

1.3 Лабораторная работа № ЛР-3 (2 часа).

Тема: Гидроэлектрические станции.

1.3.1 Цель работы:

1. ГЭС

1.3.2 Задачи работы:

Гидроэлектрическая станция, гидроэлектростанция (ГЭС), комплекс сооружений и оборудования, посредством которых энергия потока воды преобразуется в электрическую энергию. ГЭС состоит из последовательной цепи гидротехнических сооружений, обеспечивающих необходимую концентрацию потока воды и создание напора, и энергетического оборудования, преобразующего энергию движущейся под напором воды в механическую энергию вращения которая, в свою очередь, преобразуется в электрическую энергию.

Напор ГЭС создается концентрацией падения реки на используемом участке плотиной(рис1), либо деривацией, либо плотиной и деривацией совместно (рис. 3). Основное энергетическое оборудование ГЭС размещается в здании ГЭС: в машинном зале электростанции — гидроагрегаты, вспомогательное оборудование, устройства автоматического управления и контроля; в центральном посту управления — пульт оператора-диспетчера или автооператор гидроэлектростанции. Повышающая трансформаторная подстанция размещается как внутри здания ГЭС, так и в отдельных зданиях или на открытых площадках. Распределительные устройства зачастую располагаются на открытой площадке. Здание ГЭС может быть разделено на секции с одним или несколькими агрегатами и вспомогательным оборудованием, отделённые от смежных частей здания. При здании ГЭС или внутри него создаётся монтажная площадка для сборки и ремонта различного оборудования и для вспомогательных операций по обслуживанию ГЭС.

По установленной мощности (в.Мвт) различают ГЭС мощные (св. 250), средние (до 25) и малые (до 5). Мощность ГЭС зависит от напора $Н_a$ (разности уровней верхнего и нижнего бьефа), расхода воды, используемого в гидротурбинах, и кпд гидроагрегата. По ряду причин (вследствие, например сезонных изменений уровня воды в водоёмах, непостоянства нагрузки энергосистемы, ремонта гидроагрегатов или гидротехнических сооружений и т. п.) напор и расход воды непрерывно меняются, а кроме того, меняется расход при регулировании мощности ГЭС. Различают годичный, недельный и суточный циклы режима работы ГЭС.

По максимально используемому напору ГЭС делятся на высоконапорные (более 60 м), средненапорные (от 25 до 60 м) и низконапорные (от 3 до 25 м). На равнинных реках напоры редко превышают 100 м, в горных условиях посредством плотины можно создавать напоры до 300 м и более, а с помощью деривации — до 1500 м. Классификация по напору приблизительно соответствует типам применяемого энергетического оборудования: на высоконапорных ГЭС применяют ковшовые и радиально-осевые турбины с металлическими спиральными камерами; на средненапорных — поворотнолопастные и радиально-осевые турбины с железобетонными и металлическими спиральными камерами, на низконапорных — поворотнолопастные турбины в

железобетонных спиральных камерах, иногда горизонтальные турбины в капсулах или в открытых камерах. Подразделение ГЭС по используемому напору имеет приблизительный, условный характер.

По схеме использования водных ресурсов и концентрации напоров ГЭС обычно подразделяют на русловые, приплотинные, деривационные с напорной и безнапорной деривацией, смешанные, гидроаккумулирующие и приливные. В русловых и приплотинных ГЭС напор воды создаётся плотиной, перегораживающей реку и поднимающей уровень воды в верхнем бьефе. При этом неизбежно некоторое затопление долины реки. В случае сооружения двух плотин на том же участке реки площадь затопления уменьшается. На равнинных реках наибольшая экономически допустимая площадь затопления ограничивает высоту плотины. Русловые и приплотинные ГЭС строят и на равнинных многоводных реках и на горных реках, в узких сжатых долинах.

В состав сооружений русловой ГЭС, кроме плотины, входят здание ГЭС и водосбросные сооружения (рис. 4). Состав гидротехнических сооружений зависит от высоты напора и установленной мощности. У русловой ГЭС здание с размещенными в нём гидроагрегатами служит продолжением плотины и вместе с ней создаёт напорный фронт. При этом с одной стороны к зданию ГЭС примыкает верхний бьеф, а с другой — нижний бьеф. Подводящие спиральные камеры гидротурбин своими входными сечениями закладываются под уровнем верхнего бьефа, выходные же сечения отсасывающих труб погружены под уровнем нижнего бьефа.

В соответствии с назначением гидроузла в его состав могут входить судоходные шлюзы или судоподъёмник, рыбопропускные сооружения, водозaborные сооружения для ирригации и водоснабжения. В русловых ГЭС иногда единственным сооружением, пропускающим воду, является здание ГЭС. В этих случаях полезно используемая вода последовательно проходит входное сечение с мусорозадерживающими решётками, спиральную камеру, гидротурбину, отсасывающую трубу, а по спец. водоводам между соседними турбинными камерами производится сброс паводковых расходов реки. Для русловых ГЭС характерны напоры до 30—40 м к простейшим русловым ГЭС относятся также ранее строившиеся сельские ГЭС небольшой мощности. На крупных равнинных реках основное русло перекрывается земляной плотиной, к которой примыкает бетонная водосливная плотина и сооружается здание ГЭС. Такая компоновка типична для многих отечественных ГЭС на больших равнинных реках. Волжская ГЭС им. 22-го съезда КПСС — наиболее крупная среди станций руслового типа. При более высоких напорах оказывается нецелесообразным передавать на здание ГЭС гидростатическое давление воды. В этом случае применяется тип плотиной ГЭС, у которой напорный фронт на всём протяжении перекрывается плотиной, а здание ГЭС располагается за плотиной, примыкает к нижнему бьефу (рис. 5). В состав гидравлической трассы между верхним и нижним бьефом ГЭС такого типа входят глубинный водоприёмник с мусорозадерживающей решёткой, турбинный водовод, спиральная камера, гидротурбина, отсасывающая труба. В качестве дополнительных сооружений в состав узла могут входить судоходные сооружения и рыбоходы, а также дополнительные водосбросы. Примером подобного типа станций на многоводной реке служит Братская ГЭС на реке Ангара.

К началу Великой Отечественной войны 1941—45 было введено в эксплуатацию 37 ГЭС общей мощностью более 1500 Мвт. Во время войны было приостановлено начатое

строительство ряда ГЭС общей мощностью около 1000 Мвт (1 млн. квт). В 60-х гг. наметилась тенденция к снижению доли ГЭС в общем мировом производстве электроэнергии и всё большему использованию ГЭС для покрытия пиковых нагрузок. К 1970 всеми ГЭС мира производилось около 1000 млрд. квт·ч электроэнергии в год, причём начиная с 1960 доля ГЭС в мировом производстве снижалась в среднем за год примерно на 0,7%. Особенно быстро снижается доля ГЭС в общем производстве электроэнергии в ранее традиционно считавшихся «гидроэнергетическими» странах (Швейцария, Австрия, Финляндия, Япония, Канада, отчасти Франция), т. к. их экономический гидроэнергетический потенциал практически исчерпан.

Несмотря на снижение доли ГЭС в общей выработке, абсолютные значения производства электроэнергии и мощности ГЭС непрерывно растут вследствие строительства новых крупных электростанций. В 1969 в мире насчитывалось свыше 50 действующих и строящихся ГЭС единичной мощностью 1000 Мвт и выше, причём 16 из них — на территории бывшего Советского Союза.

Важнейшая особенность гидроэнергетических ресурсов по сравнению с топливно-энергетическими ресурсами — их непрерывная возобновляемость. Отсутствие потребности в топливе для ГЭС определяет низкую себестоимость вырабатываемой на ГЭС электроэнергии. Поэтому сооружению ГЭС, несмотря на значительные, удельные капиталовложения на 1 квт установленной мощности и продолжительные сроки строительства, придавалось и придаётся большое значение, особенно когда это связано с размещением электроёмких производств.

1.4 Лабораторная работа № ЛР-4 (2 часа).

Тема: Ветроэнергетика.

1.4.1 Цель работы :

1. Принцип работы ветрогенераторов
2. КПД мощности генераторов ветроэнергетических установок
3. Принципы работы

1.4.2 Задачи работы:

Ветроэнергетика с ее современным техническим оснащением является вполне сложившимся направлением энергетики. Ветроэнергетические установки мощностью от нескольких киловатт до мегаватт производятся в Европе, США и других частях мира. Большая часть этих установок используется для производства электроэнергии, как в единой энергосистеме, так и в автономных режимах.

Известно, что при скорости ветра v , м/с, и плотности воздуха ρ , кг/м³, ветроколесо, ометающее площадь F , м² развивает мощность P , Вт, определяемую

$$P = \xi F \rho v^3 / 2. \quad (1.1)$$

Здесь ξ – коэффициент мощности, характеризующий эффективность использования ветроколесом энергии ветрового потока и принимаемый равным 0,35.

Из (1.1) видно, что мощность P пропорциональна ометаемой площади F и кубу скорости. Коэффициент мощности зависит от конструкции ветроколеса и скорости ветра. Так как скорость ветра непостоянна, а мощность очень сильно зависит от скорости, то выбор оптимальной конструкции ветроколеса во многом определяется требованиями потребителя энергии. Обычно среднегодовая мощность, снимаемая с единицы площади ветроколеса, пропорциональна плотности воздуха и кубу средней скорости. Максимальная проектная мощность ветроэнергетической установки (ВЭУ) определяется для некоторой стандартной скорости ветра. Обычно эта скорость равна примерно 12 м/с, при этом снимаемая с 1 м² ометаемой площади мощность – порядка 300 Вт при значении ξ от 0,3 до 0,45. В районах с благоприятными ветровыми условиями среднегодовое производство электроэнергии составляет 22 – 30% его максимального проектного значения. Срок службы ветрогенераторов обычно не менее 15 – 20 лет, а их стоимость колеблется от 1000 до 1500 долл. США за 1 кВт проектной мощности.

Одно из основных условий при проектировании ветровых установок – обеспечение их защиты от разрушения очень сильными случайными порывами ветра. Ветровые нагрузки пропорциональны квадрату скорости ветра, а раз в 50 лет бывают ветры со скоростью, в 5 – 10 раз превышающей среднюю, поэтому установки приходится проектировать с очень большим запасом прочности. Кроме того, скорость ветра очень колеблется во времени, что может привести к усталостным разрушениям, а для лопастей к тому же существенные переменные гравитационные нагрузки (порядка 10^7 циклов за 20 лет эксплуатации).

Причиной возникновения ветров является поглощение земной атмосферой солнечного излучения, приводящее к расширению воздуха и

появлению конвективных течений. В глобальном масштабе на эти термические явления накладывается эффект вращения Земли, приводящий к появлению преобладающих направлений ветра. Кроме этих общих, или синоптических, закономерностей многое в этих процессах определяется местными особенностями, обусловленными определенными географическими или экологическими факторами. Скорость ветров увеличивается с высотой, а их горизонтальная составляющая значительно больше вертикальной. Последнее обстоятельство является основной причиной возникновения резких порывов ветра и некоторых других мелкомасштабных эффектов. Суммарная кинетическая энергия ветров оценивается величиной порядка $0,7 \cdot 10^{21}$ Дж. Вследствие трения, в основном в атмосфере, а также при контакте с земной и водной поверхностями эта энергия непрерывно рассеивается, при этом рассеиваемая мощность — порядка $1,2 \cdot 10^{15}$ Вт, что равно примерно 1% поглощенной энергии солнечного излучения.

Для анализа ветроэнергетического потенциала местности составляется ветроэнергетический кадастр, который представляет собой районированную систему численных характеристик режима ветра. Ветроэнергетический кадастр — это совокупность объективно достоверных и необходимых количественных сведений, характеризующих ветер как источник энергии. В кадастре все характеристики обычно представлены в табличной или графической форме, используя материалы многолетних наблюдений.

Достоверно оценить, какая доля энергии ветра может быть использована в энергетике, вряд ли возможно, так как эта оценка очень сильно зависит от уровня развития ветроэнергетики и ее потребителей. Тем не менее, официальные оценки возможной доли ветроэнергетики в энергетике в целом, например, в Великобритании и Западной Германии, не предполагающие каких-либо серьезных изменений в сложившейся инфраструктуре энергопотребления, дают не менее 20%. При определенных изменениях инфраструктуры доля ветроэнергетики может быть существенно большей. Автономные ветровые энергоустановки весьма перспективны для вытеснения дизельных электростанций и отопительных установок, работающих на нефтепродуктах, особенно в отдаленных районах и на островах.

Ветроэнергетические установки классифицируются по двум основным признакам — геометрии ветроколеса и его положению относительно направления ветра.

1.5 Лабораторная работа № ЛР-5 (2 часа).

Тема: Котельные установки ТЭС.

1.5.1 Цель работы :

1. Котельные установки
2. Выбор и эксплуатация котельных установок

1.5.2 Задачи работы:

Современные котельные используются для сжигания различных видов топлива для выработки тепловой энергии. Полученное тепло затем передается теплоносителю. Обычно это вода. Нагретая вода до определенной температуры, при помощи мощных насосов поступает для обогрева в холодное время года в квартиры, дома, офисы, на предприятия, торговые Центры, государственные и другие учреждения. Чем выше КПД котельных, тем меньше расход топлива: природного и сжиженного газа, дров, каменного, бурого и сланцевого угля, топочного мазута, керосина, солярки, пеллетов и так далее. Котлы, в которых сжигается топливо, могут быть водяными и для выработки пара.

По своему конструкционному исполнению практически все современные котлы построены по одному принципу: стальной или из чугуна корпус, внутри которого располагается топка и теплообменник. Казалось бы, все так просто, но на самом деле это самая сложнейшая система. Именно теплообменный агрегат является самой главной и, конечно,

самой дорогой составной частью. Выбор котла требует математических расчетов (сколько «повесят» на котел потребителей, расстояние доставки теплоносителя до них) с учетом использования вида топлива. Последнее особенно важно. От вида топлива в полной зависимости находится нагрев теплоносителя, интенсивность процесса, экологическая чистота и другие факторы. Поэтому, прежде чем заказывать котел, необходимо определить:

ВИДЫ КОТЕЛЬНЫХ



ТИПЫ КОТЕЛЬНЫХ



Краткая информация о продукции все плюсы и преимущества данного аппарата Современные котельные используются для сжигания различных видов топлива для выработки тепловой энергии. Полученное тепло затем передается теплоносителю. Обычно это вода. Нагретая вода до определенной температуры, при помощи мощных насосов поступает для обогрева в холодное время года в квартиры, дома, офисы, на предприятия, торговые Центры, государственные и другие учреждения. Чем выше КПД котельных, тем меньше расход топлива: природного и сжиженного газа, дров, каменного, бурого и сланцевого угля, топочного мазута, керосина, солярки, пеллетов и так далее. Котлы, в которых сжигается топливо, могут быть водяными и для выработки пара. По своему конструкционному исполнению практически все современные котлы

построены по одному принципу: стальной или из чугуна корпус, внутри которого располагается топка и теплообменник. Казалось бы, все так просто, но на самом деле это сложнейшая система. Именно теплообменный агрегат является самой главной и, конечно, самой дорогой составной частью. Выбор котла требует математических расчетов (сколько «повесят» на котел потребителей, расстояние доставки теплоносителя до них) с учетом использования вида топлива. Последнее особенно важно. От вида топлива в составной частью. Выбор котла требует математических расчетов (сколько «повесят» на котел потребителей, расстояние доставки теплоносителя до них) с учетом использования вида топлива. Последнее особенно важно. От вида топлива в полной зависимости находится нагрев теплоносителя, интенсивность процесса, экологическая чистота и другие факторы.

На тепловой электростанции задача отопления является одной из первостепенной. ТЭС состоит из топливного хозяйства; систем подготовки топлива, котельной установки, в которой имеется котёл и вспомогательное отопительное оборудование; турбинной установки; установки водоподготовки очистки конденсата; системы технического водоснабжения, зол шлакоудаления; системы оборудования автоматизированного управления. Котельные установки ТЭС в зависимости от используемого вида топлива, в своём составе имеют: приёмное, разгрузочное устройство; склад топлива жидкого и твёрдого, транспортный механизм, дробильные установки для угля, мазутное хозяйство, включающее насосы перекачки мазута, подогреватели мазута, фильтры.

Принцип работы котельной установки ТЭС следующий: воздух для горения подаётся в топочное пространство котла, с помощью дутьевого вентилятора, газы дымовые, использованные откачиваются через дымовые трубы. Система воздуховода и газоотводная преобразуют в себе газ воздушный тракт, а дымососы, дымовая труба, вентиляторы дутьевые преобразуются в тягдувшую установку. Во время горения происходят химические превращения, которые утилизируются из котла, в виде шлака. Для безопасности человека и защиты атмосферы, устанавливаются также специальные золоуловители.

1.6 Лабораторная работа № ЛР-6 (2 часа).

Тема: Паровые турбины ТЭС.

1.6.1 Цель работы :

- 1.Подготовка стационарного котла к работе
- 2.Организация эксплуатации теплоэнергетических установок и систем.
- 3.Организационная структура теплоэнергетического хозяйства предприятий.
- 4.Организация топливного хозяйства котельных.
- 5.Эксплуатация топочных устройств.
- 6.Контроль над процессом горения.
- 7.Методика теплового расчета топочных устройств на различных видах топлива.

1.6.2 Задачи работы:

Паровая турбина вместе с относящимися к ней регенеративными подогревателями, конденсатором, насосами, трубопроводами и арматурой образует **паротурбинную установку**.

Современная паровая турбина состоит из большого числа деталей, тщательно изготовленных и собранных в единый агрегат. Мощности современных энергетических турбоагрегатов постоянно повышаются, и в настоящее время основной прирост мощностей в энергосистемах происходит за счет ввода агрегатов 300, 500, 800 МВт. На Костромской ГРЭС сооружен головной агрегат мощностью 1200 МВт.

Увеличение мощности турбоагрегатов позволяет сооружать ТЭС большой мощности при одновременном удешевлении их строительства и эксплуатации и снижении расходов топлива на выработанный киловатт-час. Наряду с экономичностью современная турбина должна отвечать высоким требованиям безопасности, надежности и маневренности. Требование высокой маневренности предъявляется ко всему энергетическому оборудованию. Турбина должна допускать быстрый пуск, набор и изменение нагрузки и остановку. Эта задача весьма сложна для агрегатов, работающих при высоких начальных параметрах пара (26 МПа, 540-570 °C) и имеющих стенки корпусов и фланцы большой толщины.

При разработке и эксплуатации турбин приходится сталкиваться с весьма сложными проблемами аэродинамики, теории колебаний, теплопередачи, изменения свойств материалов при высоких температурах и вибрации, автоматического регулирования и контроля турбоустановки.

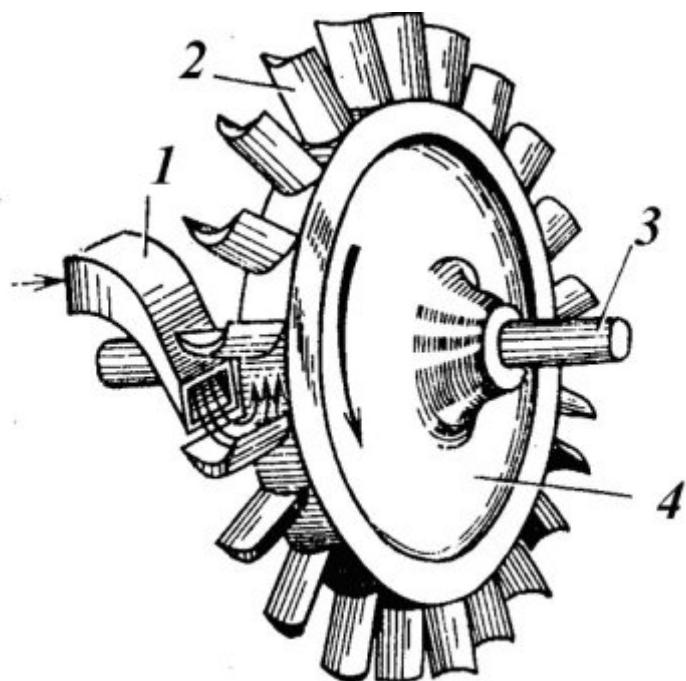


Рис. 1. Схема простейшей турбины

На рис. 1 показана схема простейшей турбины, а на рис. 2 — схема устройства многоступенчатой паровой турбины. Простейшая турбина состоит из соплового аппарата 1, рабочей лопатки 2, вала 3 и диска 4.

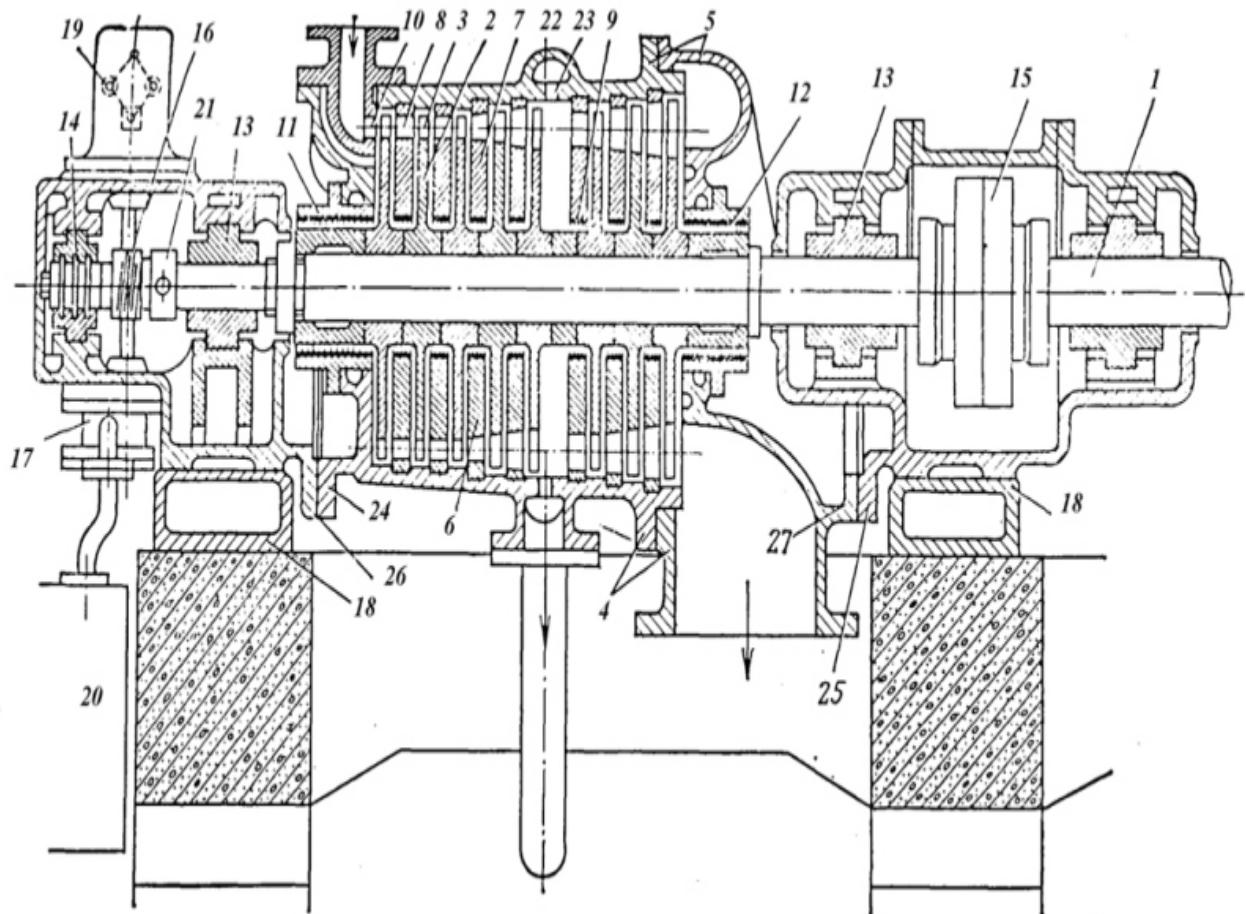


Рис. 2. Схема устройства многоступенчатой паровой турбины

1 — вал турбины; 2 — диски; 3 — рабочие решетки; 4 — нижняя половина корпуса; 5 — верхняя половина (крышка) корпуса; 6 — диафрагмы (нижние половины); 7, 8 — сопловые решетки; 9 — уплотнения диафрагмы; 10 — сопловая решетка первой ступени давления; 11 — переднее уплотнение; 12 — заднее уплотнение; 13 — опорные подшипники; 14 — упорный подшипник; 15 — соединительная муфта; 16 — червячная передача; 17 — масляный насос; 18 — фундаментные плиты; 19 — регулятор скорости; 20 — масляный бак; 21 — регулятор безопасности; 22 — камера отбора; 23 — окна для отбора пара; 24, 27 — опорные фланцы корпуса; 25, 26 — фланцы опорных блоков

Турбина состоит из **вращающейся части — ротора** и **неподвижной части — статора**. К ротору относятся вал и закрепленные на нем диски с **рабочими лопатками**. Статор включает в себя паровпускные органы, **сопловые решетки**, подшипники и др. Корпус турбины делается разъемным в горизонтальной плоскости по центровой линии вала. Нижняя его часть опирается на фундамент, а верхняя часть устанавливается на нижнюю и крепится по фланцам с помощью шпилек и гаек. Через паровпускные органы в сопловую коробку вводится свежий пар. Корпус заканчивается выхлопным патрубком, через который отработавший пар отводится из турбины.

В неподвижных каналах-соплах пар расширяется; при этом его давление и температура снижаются, скорость парового потока возрастает до нескольких сот метров в секунду и соответственно увеличивается его кинетическая энергия.

Она используется в подвижных рабочих лопатках, закрепленных на дисках, насаженных на вал турбины (рис. 2). Между дисками располагаются неподвижные перегородки — **диафрагмы** с закрепленными в них соплами. Диафрагма и диск с рабочими лопатками образуют **ступень турбины**.

При большом числе ступеней (20 — 30) турбина состоит из нескольких **цилиндров**. Частота вращения ротора паровых энергетических турбин обычно составляет 3000 об/мин или 50 с^{-1} , что соответствует принятой в СНГ частоте переменного тока 50 Гц.

На каждой ступени турбины лишь часть внутренней энергии пара преобразуется в механическую энергию, передаваемую с вала турбины на вал генератора электрического тока. Увеличение числа ступеней приводит к повышению КПД турбинной установки, так как в этом случае каждая ступень «работает» в более оптимальном режиме. Однако увеличение числа ступеней оправдывает себя лишь до определенного предела, так как с ростом числа ступеней турбина усложняется и становится дороже.

Крупные энергоблоки, работающие при высоком и критическом давлении пара, выполняются с **промежуточным перегревом**. Пар высоких параметров, совершая работу в турбине, на последних ее ступенях увлажняется, а это приводит к снижению КПД и эрозионному воздействию капелек влаги на лопатки турбины. При использовании же промежуточного перегрева пара не только понижается его конечная влажность, но и повышаются показатели тепловой экономичности цикла. На рис. 3 дана схема одной из наиболее распространенных в нашей энергетике **конденсационных турбин К-300 — 240 мощностью 300 МВт**, работающей при начальном давлении пара 240 атм (23,5 МПа). Температура свежего пара принята 540 — 560 °С, частота вращения 3000 об/мин.

Турбина состоит из трех цилиндров: цилиндра высокого давления (ЦВД), цилиндра среднего давления (ЦСД) и цилиндра низкого давления (ЦНД). В двенадцати ступенях ЦВД пар расширяется от указанных выше начальных параметров до давления 4 МПа, после чего направляется в промежуточный пароперегреватель (ПП), установленный в котле, и далее с давлением 3,5 МПа и температурой 540 — 560 °С поступает в ЦСД. В двенадцати головных ступенях ЦСД пар расширяется до давления 0,2 МПа, затем разделяется на два потока: одна треть проходит пять ступеней низкого давления, расположенных в ЦСД, и поступает в **конденсатор**, а две трети пара по перепускным трубам подаются в ЦНД, где, разделяясь на два потока, проходят по пяти ступеням низкого давления и направляются также в конденсатор. Давление пара за последними ступенями перед входом в конденсатор равно 0,0035 МПа. Разделение пара в части низкого давления на три потока связано с большими объемами пара в последних ступенях. Выпуск всего объема пара через одну решетку приводил бы к недопустимым по

соображениям прочности высотам рабочих лопаток. Даже при разделении пара в последних ступенях на три потока высота лопаток составляет 960 мм, а окружная скорость на их вершинах — 540 м/с. При массе последней лопатки 9,8 кг центробежная сила, действующая на нее, равна ~950 кН.

Еще более сложны турбины большей мощности. Так, у турбин мощностью 500 МВт делается 4 выхлопа в конденсатор, а у турбины К-800-240 мощностью 800 МВт — шесть выхлопов в конденсатор. В турбине К-1200-240 мощностью 1200 МВт, установленной на Костромской ГРЭС, лопатки последних ступеней имеют длину 1200 мм, но для уменьшения центробежных сил они выполнены из более легкого титанового сплава.

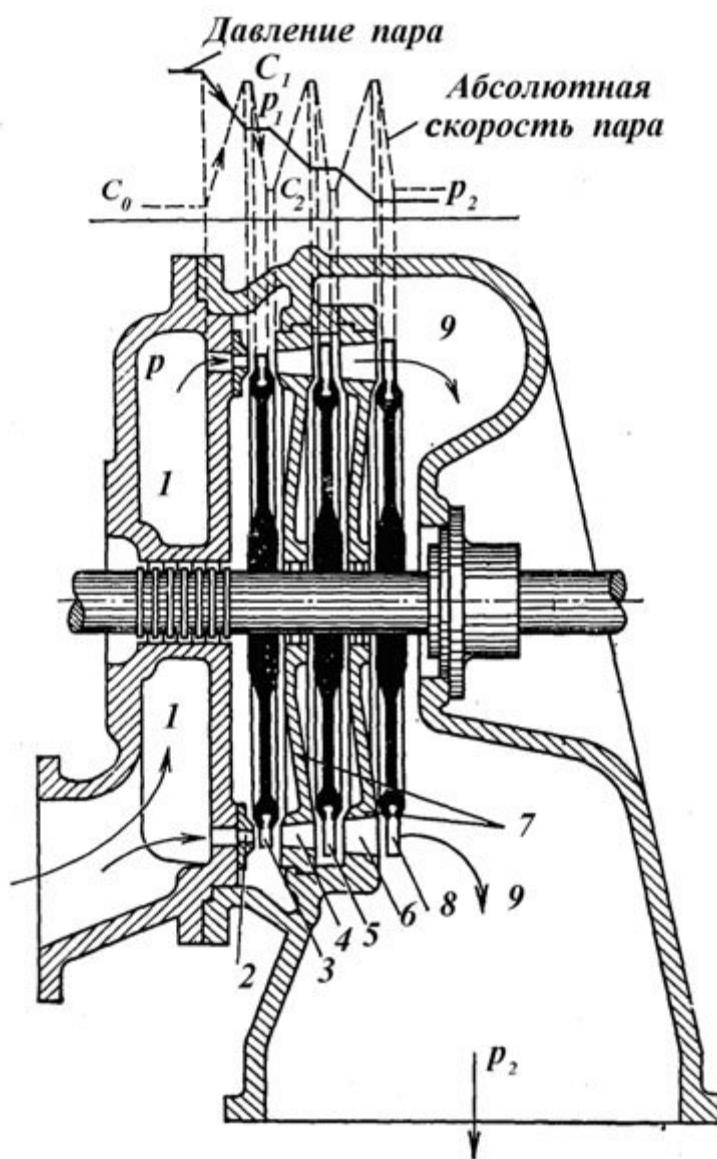


Рис. 3. Изменение параметров рабочего тела в активной турбине:

1, 9 — камеры свежего и отработанного пара; 2, 4, 6 — сопла; 3, 5, 8 — рабочие лопатки; 7 — диафрагма.

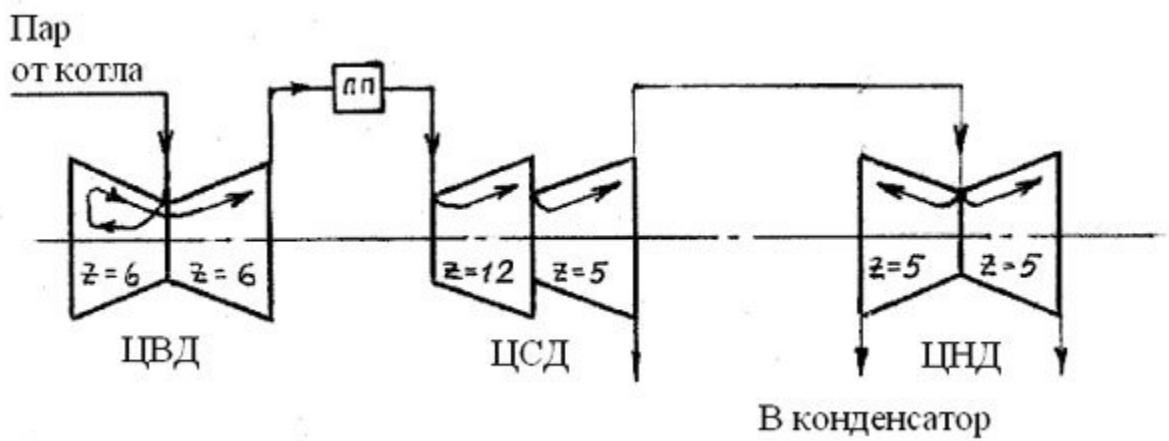


Рис. 4. Схема турбины К-300-240 (z — число ступеней)

Теплофикационные турбины, устанавливаемые на ТЭЦ, могут иметь 1 или 2 регулируемых отбора (например, промышленный и теплофикационный). В теплофикационной турбине Т — 250 — 240 имеются 2 отбора пара для подогрева воды в системе теплоснабжения (из них один регулируемый) и, кроме того, может быть осуществлен предварительный нагрев сетевой воды в специальном подогревателе, встроенным в конденсатор.

Отработавший пар конденсационных турбин и турбин с промышленными и теплофикационными отборами поступает в конденсатор, где поддерживается давление значительно ниже атмосферного. В конденсаторе осуществляется отвод тепла от рабочего тела — пара — при возможно более низкой температуре и давлении с превращением пара в конденсат, идущий вновь на питание котлов. Здесь тепло отдается охлаждающей (циркуляционной) воде. Конденсат не должен смешиваться с охлаждающей водой, имеющей большое количество примесей. Поэтому конденсатор представляет собой теплообменник поверхностного типа.

На рисунке 5 приведена схема конденсатора паровой турбины.

Теплообмен от пара к охлаждающей воде происходит через стенки трубок небольшого диаметра, чаще всего латунных, внутри которых движется охлаждающая вода. В конденсатор поступает влажный пар; температура насыщения конденсирующегося пара t_k тем ниже, чем ниже температура циркуляционной воды. При прямоточном водоснабжении, когда вода в конденсатор забирается из реки или пруда, ее температура колеблется от 2 до 20 °C (среднегодовая расчетная температура 10 — 12 °C). Если же водоснабжение является оборотным с охлаждением воды в градирнях, то температура воды меняется в зависимости от времени года от 10 — 12 °C до 35 -40 °C.

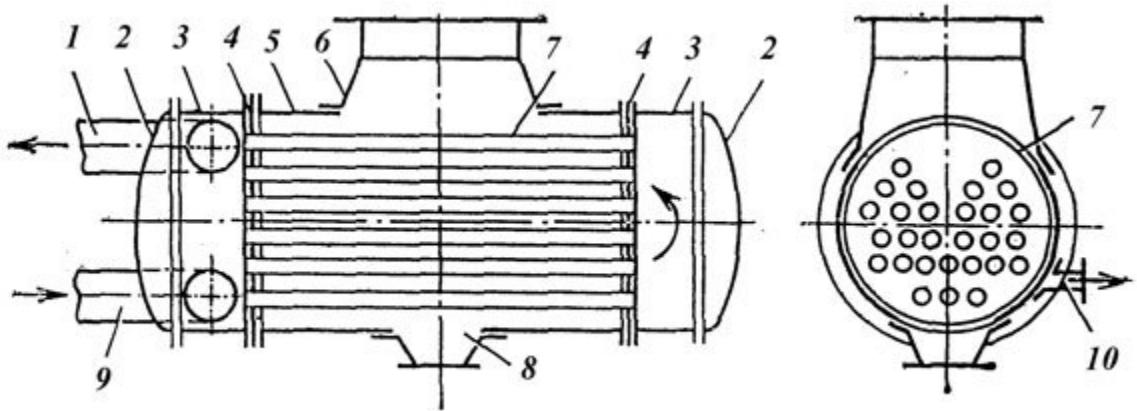


Рис.5. Схема конденсатора паровой турбины:

1 – патрубок для выхода воды, 2 – крышки водяных камер, 3 – водяные камеры, 4 – трубные решетки, 5 – корпус конденсатора, 6 – пароприемная горловина, 7 – трубы, 8 – сборник конденсата, 9 – патрубок для подвода воды, 10 – патрубок для удаления воздуха.

Обычно циркуляционная вода в конденсаторе нагревается на 8 -10 °С. При поддержании давления в конденсаторе $p_k = 0,0035$ МПа температура конденсации составляет $t_k = 26,4$ °С. В летнее время, когда температура охлаждающей воды выше среднегодовой расчетной, давление в конденсаторе может повышаться до 0,01 МПа, что соответственно снижает экономичность работы турбоустановки. На одну тонну конденсируемого пара расходуется 50 — 60 т охлаждающей воды.

Для поддержания хороших условий теплообмена и постоянного парциального давления воздуха, а вместе с ним и общего давления в конденсаторе просачивающийся в конденсатор воздух необходимо непрерывно удалять. Для этого устанавливаются воздухоотсасывающие устройства — пароструйные или водоструйные эжекторы.

Конденсат из нижней части конденсатора откачивается конденсатными насосами и подается через подогреватели в котел. Конденсатор устанавливается под турбиной и представляет собой горизонтально расположенный сосуд, сваренный из листовой стали. Внутри корпуса конденсатора на некотором расстоянии от его торцов ввариваются специальные пластины с отверстиями, называемые трубными досками, в которые завальцовываются трубы, образующие поверхности теплообмена. Корпус с торцами закрывается крышками так, что между крышками и трубными досками образуются водяные камеры.

Если в одной из камер установить горизонтальную перегородку, то по-лучим двухходовой конденсатор: охлаждающая вода поступает в нижний (подводящий) патрубок передней камеры, проходит по нижним рядам труб и через заднюю камеру поступает в верхние ряды труб, после чего удаляется из конденсатора.

1.7 Лабораторная работа № ЛР-7 (2 часа).

Тема: Центробежные насосы

1.7.1 Цель работы :

1. Центробежные насосы
2. Принцип действия

1.7.2

Цель работы:

1. Выявить зависимости напора H , мощности N , и КПД η насоса от расхода Q при постоянной частоте вращения рабочего колеса $n = const$.
2. Построить рабочие характеристики насоса по опытным данным.

Краткие теоретические сведения

Характеристикой центробежного насоса называется графическое изображение зависимости напора H , потребляемой мощности N и коэффициента полезного действия η насоса от подачи Q при постоянной частоте вращения.

Все рабочие характеристики центробежного насоса наносят на общий график, по оси абсцисс откладывая расходы насоса Q , а по оси ординат значения H , N и η (рис. 5). Практически эти характеристики строят на основании испытаний насоса, при различной степени открытия задвижки на напорном трубопроводе. Кривые строят минимум по 5 – 6 точкам, т.е. при 5 – 6 расходах (включая $Q = 0$).

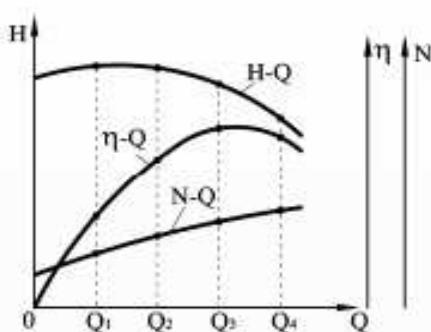


Рис. 5. Характеристика центробежного насоса

Характеристика $H - Q$. Графическая зависимость между развиваемым напором H и подачей Q при постоянном числе оборотов, называется рабочей характеристикой насоса $H - Q$ (рис. 6).

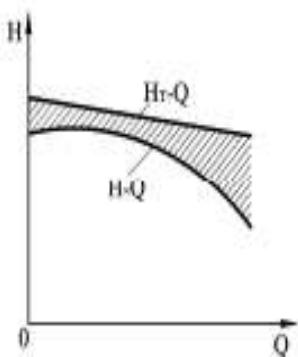


Рис. 6. Характеристика $H - Q$

Теоретическая характеристика насоса $H_t - Q$ с учетом конечного числа лопаток графически представляет собой прямую линию, которая понижается с увеличением расхода. При течении реальной жидкости в насосе часть энергии расходуется на преодоление гидравлических сопротивлений: на трение в каналах между рабочими лопатками и в спиральной камере, а также на удар жидкости о лопатки рабочего колеса при входе и выходе с него. С учётом всех этих потерь характеристика представляет собой кривую $H - Q$ (рис. 6).

Характеристика $N - Q$. Это кривая зависимости мощности насоса от производительности при постоянном числе оборотов (рис. 7). Характеристика $N - Q$ обычно имеет вид слабо искривленной линии, причем с увеличением расхода мощность увеличивается. При нулевом расходе $N = N_0$.

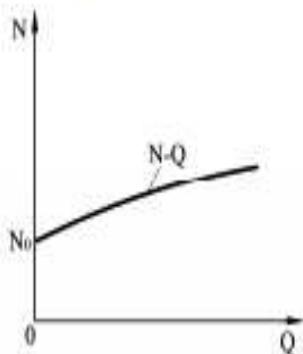


Рис. 7. Характеристика $N - Q$

Нулевой расход насоса получается, когда задвижка на нагнетательном патрубке полностью перекрыта. При этом мощность насоса (т.е. мощность на его валу) не равна нулю, так как насос затрачивает энергию, получаемую им от

электродвигателя, на перемешивание и нагревание жидкости внутри корпуса насоса, без подачи ее в нагнетательный трубопровод. Однако, при нулевой подаче мощность все же минимальна. Поэтому центробежный насос пускают в ход при закрытой задвижке. При этом пусковая мощность и пусковой момент минимальны. Это особенно важно при использовании широко применяемых электродвигателей переменного тока с короткозамкнутым ротором. Если применяемый двигатель имеет большой запас мощности, пуск насоса возможен и при открытой задвижке.

Характеристика $\eta - Q$. Кривая $\eta - Q$ представлена на рисунке 8. При нулевом расходе, т.е. при закрытой задвижке, КПД равен нулю, вследствие равенства нулю полезной мощности. При некотором (оптимальном) расходе кпд получает максимальное значение и при дальнейшем увеличении производительности насоса несколько снижается.

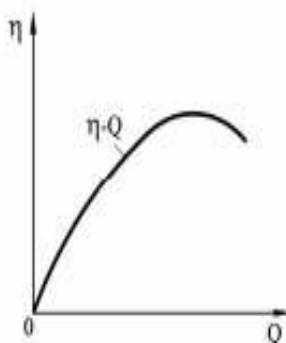
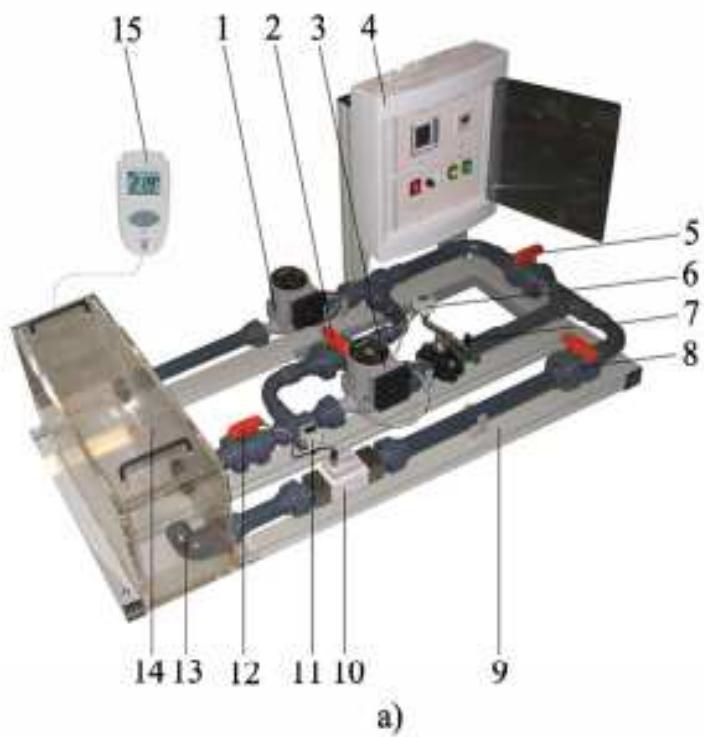


Рис. 8. Характеристика $\eta - Q$

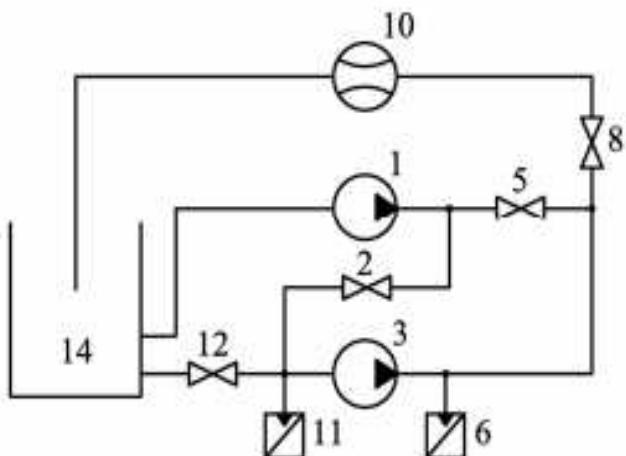
Описание экспериментальной установки

Установка для испытания центробежных насосов (рис. 9) ЛСИЦН-1 представляет собой рамную конструкцию, на которой смонтированы: два циркуляционных (центробежных) насоса УРС 25-60, пульт управления, система трубопроводов с запорной арматурой и напорный бак. Для измерения подачи и определения напора в систему трубопроводов встроены расходомер и датчики давления.

На панели пульта управления размещены клавиши включения-отключения установки и насосов; дисплеи ваттметра и расходомера.



a)



б)

Рис. 9. Установка для испытания центробежных насосов:

а) внешний вид установки; б) гидравлическая схема установки

1, 3 – насосы UPC 25-60; 2, 5, 8, 12, – вентили; 4 – пульт управления; 6 – датчик давления (манометр); 9 – рама; 10 – расходомер; 11 – датчик давления (мановакуумметр); 13 – трубопровод; 14 – напорный бак; 15 - термометр

Циркуляционные насосы предназначены для циркуляции теплоносителя в

системах отопления и горячего водоснабжения (рис. 10). Они относятся к лопастным насосам и подразделяются на два типа: с *сухим* и *мокрым ротором*. Изготавливаются циркуляционные насосы в виде моноблоков, которые крепятся непосредственно на трубопроводе. Приводной двигатель и корпус являются раздельными элементами, собранными в единый блок, а рабочее колесо устанавливается непосредственно на валу привода.

Насосы с «сухим» ротором являются консольными моноблочными насосами с расположением входного и выходного патрубков в линию (*in-line*). Ротор электродвигателя не соприкасается с перекачиваемым теплоносителем за счет скользящего торцевого уплотнения, состоящего из двух очень точно отполированных колец, прижимаемых друг к другу пружиной, которая производит самоподгонку уплотнения. Это делает насос герметичным и предотвращает попадание жидкости в электродвигатель. При работе насоса кольца вращаются относительно друг друга, а избыточное давление в системе отопления обеспечивает образование тонкой водяной пленки, которая служит в качестве смазки, между поверхностями скольжения.

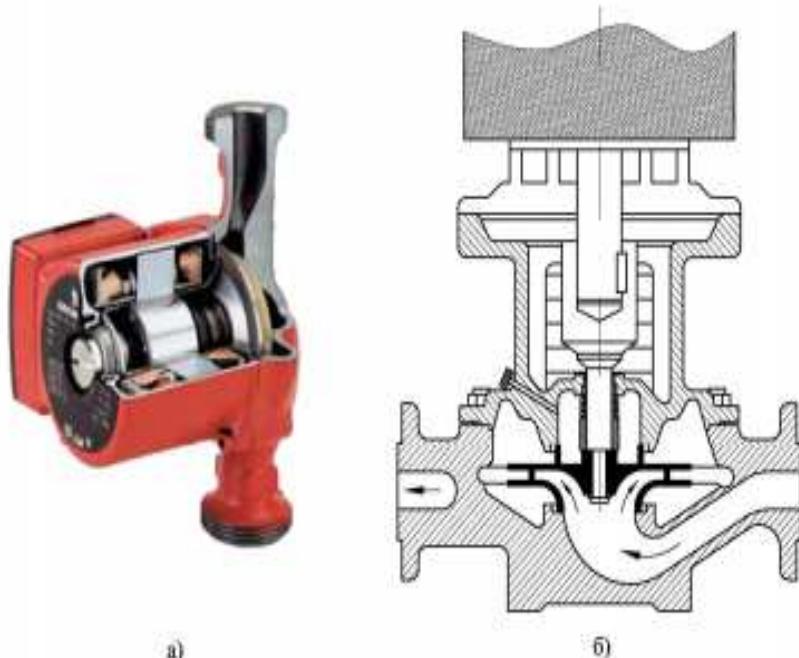


Рис. 10. Циркуляционный насос:

а) - разрез циркуляционного насоса UPS 25-40 фирмы Grundfos; б) - схема циркуляционного насоса

КПД насосов с «сухим» ротором составляет 40–80%, поэтому им отдают предпочтение в больших системах отопления и горячего водоснабжения.

Отечественными аналогами циркуляционных насосов с «сухим» ротором являются моноблочные насосы с патрубками "в линию" типа КМК, ЛМ и ЦНЛ.

Насосы с «мокрым» ротором. В насосах данного типа рабочее колесо вместе с ротором погружены в перекачиваемую жидкость, которая смазывает подшипники вала и одновременно охлаждает электродвигатель. Защиту электропривода от влаги обеспечивает конструктивное исполнение так называемого «мокрого» ротора, суть которого в том, что вращающееся электромагнитное поле, создаваемое статором, действует на ротор и приводит его в движение через водонепроницаемый цилиндрический стакан, выполненный из нержавеющей немагнитной стали.

Насосы данного типа практически бесшумны и могут годами работать без технического обслуживания, а их монтаж, ремонт и замена не требуют трудоемких операций. Отрицательной стороной насосов с «мокрым» ротором является их низкий КПД (10–50%).

Отечественными аналогами насосов с "мокрым" ротором являются насосы типа ЦВЦ.

Маркируют циркуляционные насосы следующим образом:

1. Иностранный насос фирмы Grundfos UPS 25-40 A 180,

где UPS – трехскоростной (UP – односкоростной, UPE – с электронным регулированием); 25 – внутренний диаметр патрубков, мм; 40 – максимальный напор, дм; А – исполнение насоса (А – с воздухоотделителем в корпусе, В – бронзовый корпус, N – корпус из нержавеющей стали); 180 – монтажная длина, мм.

2. Электронасос 1КМЛ 80-160-У3.1,

где 1 – модификация насоса; К – консольный; М – моноблочный; Л – линейный; 80 – диаметры входного и выходного патрубков, мм, 160 – диаметр рабочего колеса, мм; У3.1 – климатическое исполнение и категория размещения.

3. Электронасос ЦВЦ 4-2,8,

где: ЦВЦ – тип насоса центробежный водяной циркуляционный (ЦВЦ-Т – имеет торцевое уплотнение); 4 – номинальная подача, $\text{m}^3/\text{ч}$; 2,8 – напор, м;

1.8 Лабораторная работа № ЛР-8 (2 часа).

Тема: Центробежные вентиляторы.

1.8.1 Цель работы :

- 1.Подготовка стационарного котла к работе
- 2.Организация эксплуатации теплоэнергетических установок и систем.
- 3.Организационная структура теплоэнергетического хозяйства предприятий.
- 4.Организация топливного хозяйства котельных.
- 5.Эксплуатация топочных устройств.
- 6.Контроль над процессом горения.
- 7.Методика теплового расчета топочных устройств на различных видах топлива.

1.8.2

Цель работы: Ознакомление со специальной измерительной аппаратурой и приборами, практическое освоение способов измерений и обработки экспериментальных данных при испытании вентиляторов, опытное определение действительной индивидуальной характеристики центробежного вентилятора.

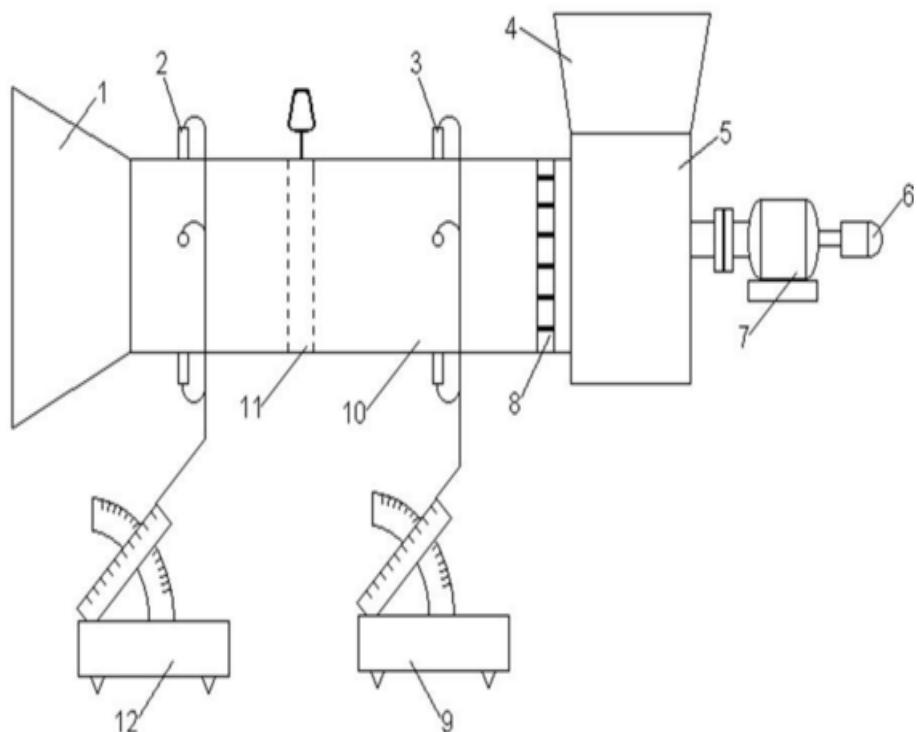


Схема установки и приборов измерения:

- 1 - Раствор (конический коллектор); 2,3 – Штуцера; 4 – Диффузор вентилятора; 5 – Центробежный вентилятор; 6 – Тахометр; 7 – Двигатель;
- 8 – Спрямляющая решётка; 9 – Микронометр №2; 10 – Трубопровод;
- 11 – Дроссельная заслонка (диафрагма); 12 – Микронометр №1

Номер опыта	Показания микроманометров		Изм. Вт	n, об/мин
	L ₁	L ₂		
1	0	125	470	1470
2	1	112	470	1478
3	2	104	470	1480
4	3	94	470	1475
5	4	89	450	1475
6	9	88	500	1475
7	15	90	510	1473
8	20	92	550	1464
9	27	95	600	1463
10	33	98	650	1450
11	42	100	750	1425
12	52	103	810	1405
13	73	103	900	1395
14	94	98	1050	1370

Порядок расчёта: В первую очередь определяем скоростное давление с отбором от пневматической трубы, измеренное спиртовым микроманометром 1, по формуле (для i-го измерения):

$$P_{CK1i} = k_M \cdot g \cdot \frac{\rho_{CP}}{1000} \cdot L_1 \cdot \sin \beta_1, \quad \sin \beta_1 = 0,4.$$

Производительность вентилятора при этом будет вычисляться следующим образом (для i-го измерения):

$$Q_i = k_p \cdot F \cdot \sqrt{\frac{2}{\rho}} \cdot \sqrt{P_{CK1}}.$$

Статическое давление определяется по формуле:

$$P_{CT2i} = k_M \cdot g \cdot \frac{\rho_{CP}}{1000} \cdot L_2 \cdot \sin \beta_2, \quad \sin \beta_2 = 0,6.$$

Полное давление нагнетательного вентилятора:

$$P_{\text{полн}_i} = P_{CT2_i} + \rho \cdot \frac{Q_i^2}{2 \cdot F_{\text{вых}}^2}, \quad F_{\text{вых}} = 0,15 \cdot 0,31 \text{ м}^2.$$

Находим статическую и полную мощность, потребляемую электродвигателем по формулам соответственно:

$$N_{CT_i} = P_{CT_i} \cdot Q_i; \quad N_{\text{полн}_i} = P_{\text{полн}_i} \cdot Q_i.$$

КПД статический и КПД полный:

$$\eta_{CT_i} = \frac{P_{CT_i} \cdot Q_i}{W_{ИЗМ_i}}; \quad \eta_{\text{полн}_i} = \frac{P_{\text{полн}_i} \cdot Q_i}{W_{ИЗМ_i}}.$$

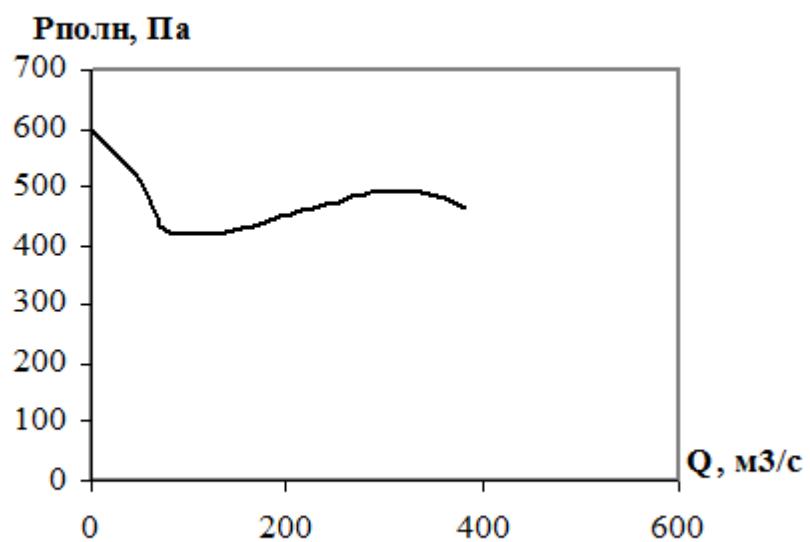
После обработки экспериментальных данных рассчитываем необходимые параметры по формулам подобия:

$$Q' = Q_i \cdot \frac{n_{\text{ПРИВ}}}{n}; \quad W' = W \cdot \left(\frac{n_{\text{ПРИВ}}}{n} \right)^3; \quad P_{CT}' = P_{CT} \cdot \left(\frac{n_{\text{ПРИВ}}}{n} \right)^2; \quad P_{\text{полн}}' = P_{\text{полн}} \cdot \left(\frac{n_{\text{ПРИВ}}}{n} \right)^2,$$

$$n_{\text{ПРИВ}} = 1850 \text{ об/мин},$$

P _{ск1}	Q _i	P _{ст2}	P _{полн}	N _{ст}	N _{полн}	Q'	W'	P _{ст} '	P _{полн} '	h _{ст} '	h _{полн} '
0,00	0,00	595,35	595,35	0	0	0,00	936,83	942,93	942,93	0,000000	0,000000
3,18	39,43	533,43	533,44	21035	21035	0,05	921,70	835,75	835,75	0,044754	0,044755
6,35	55,77	495,33	495,34	27623	27623	0,07	917,97	773,96	773,97	0,058772	0,058773
9,53	68,30	447,70	447,72	30578	30579	0,09	927,34	704,29	704,31	0,065059	0,065061
12,70	78,86	423,89	423,91	33430	33431	0,10	887,87	666,82	666,85	0,074289	0,074292
28,58	118,30	419,13	419,17	49582	49586	0,15	986,53	659,33	659,39	0,099163	0,099172
47,63	152,72	428,65	428,72	65464	65474	0,19	1010,36	676,15	676,25	0,128361	0,128381
63,50	176,35	438,18	438,26	77271	77287	0,22	1109,83	699,70	699,84	0,140494	0,140521
85,73	204,90	452,47	452,58	92709	92733	0,26	1213,20	723,50	723,69	0,154515	0,154555
104,78	226,52	466,75	466,90	105730	105763	0,29	1349,97	759,79	760,03	0,162662	0,162712
133,36	255,55	476,28	476,46	121714	121760	0,33	1641,09	802,74	803,05	0,162286	0,162347
165,11	284,35	490,57	490,79	139494	139558	0,37	1849,15	850,53	850,92	0,172215	0,172293
231,79	336,91	490,57	490,88	165278	165384	0,45	2099,11	862,77	863,32	0,183642	0,183760
298,47	382,31	466,75	467,16	178446	178601	0,52	2585,49	851,12	851,86	0,169948	0,170096

Рполн=f(Q)



Рполн=f(Q)

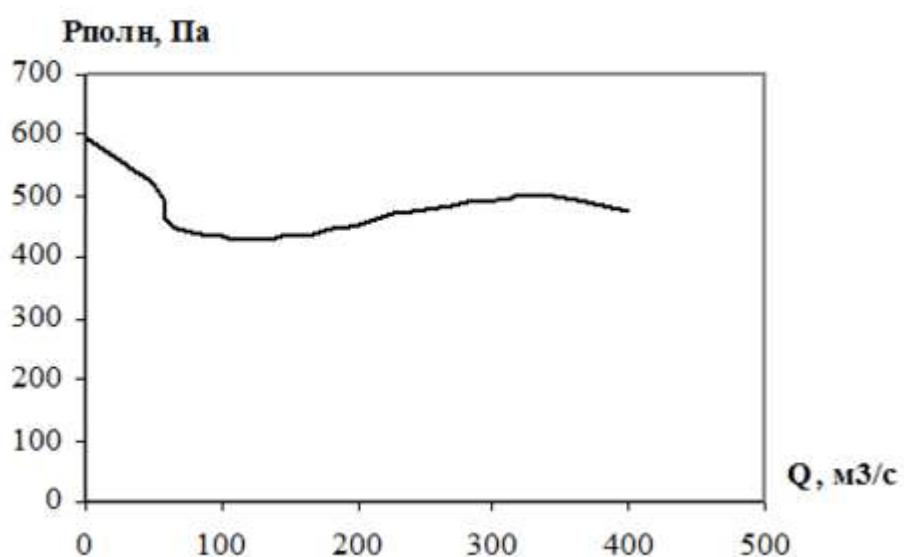
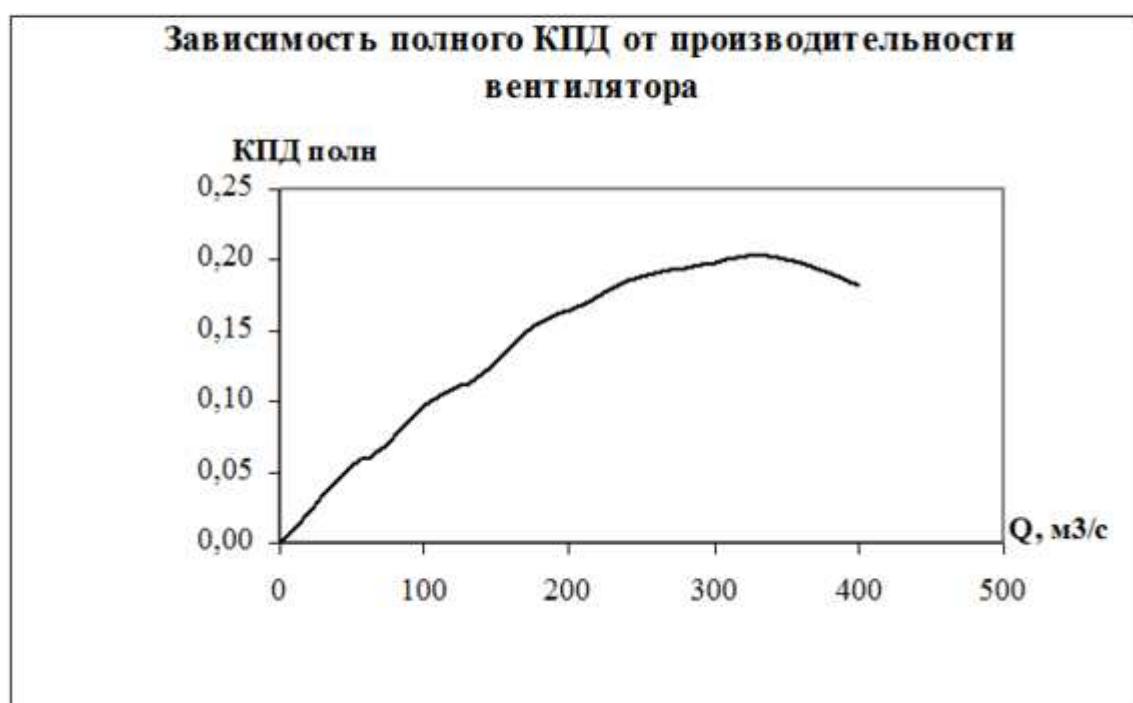


Рис.1 Характеристика $P_{ст}=f(Q)$



Рис.2 Характеристика $P_{полн}=f(Q)$

Рис.3 Зависимость статического КПД от производительности вентилятора



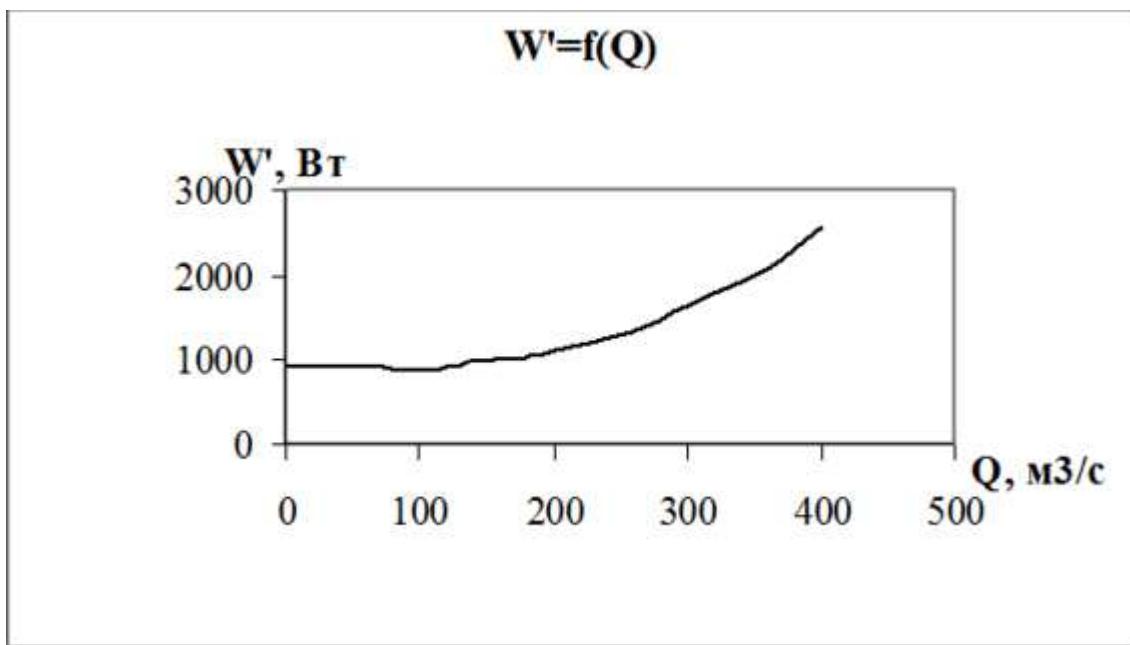


Рис.5 Характеристика $W=f(Q)$

Вывод: Полученные характеристики свидетельствуют о правильности расчёта, кроме того, значения КПД, вычисленные с использованием формул подобия практически совпадают со значениями, полученными расчётным путём.

