

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ

Белгородский государственный технологический университет  
им. В.Г.Шухова

**Е.А.Кравченко**

# **НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

Учебное пособие для студентов заочной формы обучения  
с применением дистанционных технологий специальности  
140105- Энергетика теплотехнологий



Белгород 2009

УДК 621.3 (07)  
ББК 31я7  
К 78

**Кравченко Е.А.**

К 78      Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Учеб.  
пособие/ Е.А.Кравченко. – Белгород: Изд-во БГТУ им. В.Г.Шу-  
хова, 2009 - 214 с.

В пособии рассмотрены вопросы освоения и развития энергетики на нетрадиционных и возобновляемых источниках энергии. Приведены методические указания для выполнения расчетно-графического задания.

Пособие предназначено для студентов заочной формы обучения с применением дистанционных технологий специальности 140105-Энергетика теплотехнологий.

Ил. 103. Табл.7. Библ.: 21назв.

УДК 621.3 (07)  
ББК 31я7

Белгородский государственный  
технологический университет  
(БГТУ) им. В.Г.Шухова, 2009

## ВВЕДЕНИЕ

Основу современной традиционной энергетики составляют тепловые, атомные и гидравлические электростанции. Больше всего энергии расходуется на транспорте и для производства тепла. Однако развитие традиционной энергетики сдерживается рядом факторов. Стоимость ископаемого топлива (угля, нефти и газа), на котором работают тепловые электростанции (ТЭС), растет, а природные ресурсы этих видов топлива сокращаются. В процессе работы ТЭС происходит выброс вредных веществ в атмосферу, что приводит к тепловому и химическому загрязнению окружающей среды.

Выход из создавшегося положения виделся в развитии атомной энергетики. Однако сегодня атомные электростанции (АЭС) уже не считаются источником дешевой и экологически чистой энергии. Топливом для АЭС служит урановая руда – дорогостоящее и трудно добываемое сырье, запасы которого ограничены. Серьезным тормозом для дальнейшего развития атомной энергетики являются проблемы радиоактивного загрязнения окружающей среды, а также проблема переработки и захоронения радиоактивных отходов.

Гидроэнергетические ресурсы в развитых странах используются практически полностью: большинство речных участков, пригодных для гидротехнического строительства, уже освоены. Основным, с экологической точки зрения, недостатком мощных ГЭС является нарушение ими естественного ландшафта и изменение климата в прилегающих к водохранилищу районах. Особенно тяжелыми могут быть последствия при сооружении водохранилищ на равнинных реках с помощью дамб. Это может привести к эрозии почвы, ухудшению ее качества и результате – к нарушению нормального земледелия.

Увеличивающееся загрязнение окружающей среды и нарушение теплового баланса атмосферы постепенно приводят к глобальным изменениям климата. Поэтому приближающееся истощение ископаемых источников энергии, сохранение запасов собственных невозобновляемых энергоресурсов для будущих поколений, увеличение потребления сырья для неэнергетического использования ископаемого топлива, глобальные изменения климата, а также проблемы экологической и энергетической безопасности вынуждают человечество обратиться к нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии (НиВИЭ), основное преимущество которых – неистощаемость и экологическая чистота. Их использование не изменяет энергетический

баланс планеты. Эти качества и послужили причиной бурного развития нетрадиционной и возобновляемой энергетики за рубежом и весьма оптимистических прогнозов их развития в ближайшем десятилетии.

К НИВИЭ относят солнечную, солнечно-водородную, ветровую и геотермальную энергию, энергию морских приливов и волн, энергию биомассы (растения, различные виды органических отходов, в том числе городской мусор, отходы животноводства и птицеводства), низкопотенциальную тепловую энергию окружающей среды и другие «новые» виды возобновляемой энергии. К НИВИЭ также принято относить малые ГЭС (мощностью до 30 МВт при мощности единичного агрегата не более 10 МВт), которые отличаются от традиционных – более крупных – ГЭС только масштабом.

По качеству (КПД - доле энергии источника, которая может быть превращена в механическую работу) нетрадиционные и возобновляемые источники энергии можно разделить на три группы.

1. Возобновляемые источники механической энергии – гидро или ветроисточники, волновые, приливные. В целом качество этих источников энергии высокое, и они обычно используются для производства электроэнергии. Качество ветровой энергии – обычно порядка 30%, гидроэнергии – 60%, волновой и приливной – 75%.

2. Тепловыми возобновляемыми источниками энергии являются, например, биотопливо и тепловая энергия солнца. Максимальная доля тепла таких источников, которая может быть превращена в механическую работу, определяется вторым законом термодинамики. На практике превратить в работу удается примерно 50% тепла, допускаемого вторым законом.

3. Источники энергии на основе фотонных процессов, к которым относятся источники, использующие фотосинтез и фотоэлектрические явления. Например, с помощью фотоэлектрических преобразователей солнечное излучение определенной частоты можно с высокой эффективностью преобразовать в механическую работу. Добиться же высокой эффективности преобразования энергии во всем спектре солнечного излучения очень трудно. Поэтому на практике КПД фотопреобразователей, равный 15%, считается хорошим.

Из-за большого различия плотностей потоков энергии в энергоустановках на невозобновляемых (плотность потока энергии – 100–1000 кВт/м<sup>2</sup>) и возобновляемых (плотность потока энергии солнечного излучения или ветра при скорости 10 м/с – 1 кВт/м<sup>2</sup>) источниках первые эффективны при большой единичной мощности установки, но при этом

распределение энергии среди потребителей требует больших затрат. Вторые же эффективнее при небольшой единичной мощности, но большие затраты требуются уже для повышения мощности за счет объединения таких установок в единую энергосистему.

Ни один источник нетрадиционной и возобновляемой энергии не является универсальным, подходящим для использования в любой ситуации. Это всегда определяется конкретными природными условиями и потребностями общества, т.е. конкретной ситуацией. Поэтому для эффективного планирования энергетики на нетрадиционных и возобновляемых ресурсах необходимы, во-первых, систематические исследования окружающей среды, а, во-вторых, изучение потребностей конкретного региона в энергии для промышленного, сельскохозяйственного производства и для бытовых нужд. В частности, необходимо знать структуру потребителей энергии, чтобы выбирать наиболее экономичный источник энергии.

НиВИЭ имеют как положительные, так и отрицательные свойства. К положительным относятся повсеместная распространенность большинства их видов, неисчерпаемость. Эксплуатационные затраты по использованию нетрадиционных источников не содержат топливной составляющей, так как энергия этих источников как бы бесплатная. Энергетика на возобновляемых источниках использует потоки энергии, уже существующие в окружающем пространстве. Поэтому тепловое загрязнение окружающей среды, обусловленное сбросом в нее какой-то части преобразованной энергии, незначительно. По этой же причине незначительны и другие виды загрязнения воздуха и воды, а также объемы отходов. В экологическом отношении энергия возобновляемых источников имеет преимущество перед обычным топливом или атомной энергией.

Отрицательные качества – это малая плотность потока энергии (удельная мощность) и изменчивость во времени большинства НиВИЭ. Малая плотность потока заставляет создавать большие площади энергоустановок, «перехватывающие» поток используемой энергии (приемные поверхности солнечных установок, площадь ветроколеса, протяженные плотины приливных электростанций и т.п.). Это приводит к большой материалоемкости подобных устройств, а, следовательно, к увеличению удельных капиталовложений по сравнению с традиционными установками. Больше неприятностей доставляет изменчивость во времени таких источников энергии, как солнечное излучение, ветер, приливы, сток малых рек, тепло окружающей среды.

Если, например, изменение энергии приливов строго циклично, то процесс поступления солнечной энергии, хотя в целом и закономерен, содержит, тем не менее, значительный элемент случайности, связанный с погодными условиями. Еще более изменчива и непредсказуема энергия ветра. Кроме того, спрос на энергию никогда не колеблется точно так же, как ее производство энергоустановками на нетрадиционной и возобновляемой энергии. Согласовывать спрос и предложение, не завышая при этом мощность энергоустановки, можно, если включить в автономную энергосистему дорогие накопители энергии (аккумуляторы) или сбрасывать излишки энергии (брос излишков воды через плотину на ГЭС, использование управляющих заслонок в системах обогрева зданий солнечным излучением, изменение шага в ветроколесах).

В целом использование НИВИЭ в мире приобрело ощутимые масштабы и устойчивую тенденцию к росту. В некоторых странах доля нетрадиционных источников в энергобалансе составляет единицы процентов. По различным прогнозным оценкам эта доля к 2010-2015 гг. во многих государствах достигнет или превзойдет 10%. Масштабы роста использования НИВИЭ в мире представлены в таблице 1. Чтобы ощутить масштаб цифр, укажем, что электрическая мощность электростанций на возобновляемых источниках энергии (без крупных ГЭС) составит 380-390 ГВт, что превышает мощность всех электростанций России (215 ГВт) в 1,8 раза.

Таблица 1  
Прогноз роста установленной мощности оборудования возобновляемой энергетики в мире, ГВт

Вид оборудования или технологии	2000 г.	2010 г.
Фотоэлектричество	0,938	9,2
Ветроустановки, подключенные к сети	14	74
Малые ГЭС	70	175
Электростанции на биомассе	18	92
Солнечные термодинамические станции	0,2	10
Геотермальные станции	7,97	20,7-32,25
ИТОГО	111,1	380,9 – 392,45
Геотермальные тепловые станции и установки	17,174	44,55-69,50
Солнечные коллекторы и системы	11	55

В России, несмотря на огромные запасы топливно-энергетических

ресурсов (45% мировых запасов природного газа, 13% - нефти, 23% - угля, 14% -урана), имеются обширные районы, где по экономическим, экологическим и социальным условиям целесообразно **приоритетное** развитие возобновляемой энергетики, в том числе нетрадиционной и малой. К ним относятся:

- зоны децентрализованного (автономного) энергоснабжения с низкой плотностью населения, в первую очередь, районы Крайнего Севера и приравненные к ним территории, занимающие более 70% территории России;

- зоны централизованного энергоснабжения с большим дефицитом мощности и значительными материальными и иными потерями из-за частых отключений потребителей энергии;

- города и места массового отдыха и лечения населения со сложной экологической обстановкой, что обусловлено вредными выбросами в атмосферу от промышленных и городских котельных, работающих на ископаемом топливе;

- зоны с проблемами обеспечения энергией индивидуального жилья, фермерских хозяйств, мест сезонной работы, садово-огородных участков.

Широкое использование НиВИЭ соответствует высшим приоритетам и задачам энергетической стратегии России. В некоторых областях использования НиВИЭ Россия имеет крупные научные результаты, соответствующие мировому уровню. Выявлены большие потенциальные возможности использования этих источников энергии в решении энергетических и экологических проблем уже в ближайшем будущем.

Общепрофессиональная дисциплина «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» является весьма важной при подготовке инженеров-теплоэнергетиков. Цель изучения дисциплины –получение студентами основных представлений в области энергетики на нетрадиционных и возобновляемых ресурсах, а также усвоение ими теоретического и практического материала, позволяющего понять физическую сущность явлений, на конкретных примерах убедиться в возможности реализации технических решений.

Задача изучения дисциплины – подготовка специалистов, способных ставить и решать задачи, предусматривающие использование возобновляемых источников энергии в энергобалансе страны и региона, результатом которых должно быть всемерное энергосбережение в промышленности и на объектах жилищно-коммунального хозяйства и

улучшение экологических условий.

Для изучения дисциплины необходимо иметь соответствующую подготовку по высшей математике, физике, гидрогазодинамике и теоретическим основам теплотехники.

При изучении материала курса по данному пособию и (или) по рекомендуемым учебникам, приведенным в библиографическом списке, нужно прежде всего уяснить существование каждого излагаемого там вопроса. Главное – это понять изложенное в пособии или учебнике, а не «заучить».

Изучать материал рекомендуется по темам или по главам (параграфам) пособия или учебника. Сначала следует прочитать весь материал темы (параграфа), особенно не задерживаясь на том, что показалось не совсем понятным; часто это становится понятным из последующего. Затем надо вернуться к местам, вызвавшим затруднения, и внимательно разобраться в том, что было неясно. Особое внимание при повторном чтении обратите на формулировки соответствующих определений и т.п.; в точных формулировках, как правило, бывает существенно каждое слово и очень полезно понять, почему данное положение сформулировано именно так. Однако не следует стараться заучивать формулировки; важно понять их смысл и уметь изложить результат своими словами.

Закончив изучение темы, полезно составить краткий конспект, по возможности не заглядывая в данное пособие или учебник. Кроме того, нужно проверить, можете ли вы дать ответ на все контрольные вопросы, приведенные в конце каждого раздела (темы), то есть осуществить самопроверку.

Следует иметь в виду, что в различных учебниках материал может излагаться в разной последовательности. Поэтому ответ на какой-нибудь вопрос данной темы может оказаться в другой главе учебника, но на изучение курса в целом это, конечно, никак не скажется.

Методические указания по выполнению расчетно-графического задания приводятся ниже после изложения теоретического материала. Их надо прочитать обязательно и ими руководствоваться. В конце методических указаний приводится пример выполнения расчетно-графического задания.

# 1. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ

## 1.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СОЛНЕЧНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

Внутри Солнца происходят термоядерные реакции превращения водорода в гелий. В результате ежесекундно 4 млн. тонн материи преобразуется в энергию, излучаемую в космическое пространство внешними неактивными слоями Солнца, нагретыми до температуры 5900 К, в виде электромагнитных волн различной длины.

На рис. 1,1 показано спектральное распределение солнечного излучения вне атмосферы Земли (верхняя кривая –  $I_o$ ) и на уровне моря (нижняя кривая - I) в зависимости от длины волны  $\lambda$ . Как видно из верхней кривой, это распределение, не искаженное влиянием атмосферы Земли, по форме, длине волны в максимуме и полной энергии излучения подобно распределению интенсивности излучения абсолютно черного тела при температуре 5900 К (пунктирная кривая -  $I_{o\lambda}$ ). Площадь под этой кривой равна солнечной постоянной  $E_0 = 1353 \text{ Вт}/\text{м}^2$ , которая представляет собой интегральную плотность потока излучения, падающего на площадку, перпендикулярную этому потоку и расположенную над атмосферой Земли на расстоянии  $1,5 \cdot 10^8 \text{ км}$  от Солнца (среднее расстояние от Земли до Солнца).

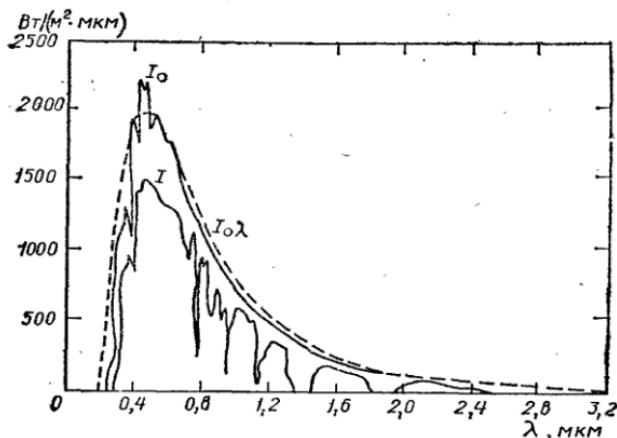


Рис. 1.1. Спектральные распределения солнечного излучения вне атмосферы и на уровне моря

Спектр солнечного излучения у верхней границы земной атмосферы включает:

- ультрафиолетовое излучение (длина волн  $\lambda = 0,2\text{--}0,4$  мкм) – 9% интенсивности;
- видимое излучение ( $\lambda = 0,4\text{--}0,7$  мкм) – 45% интенсивности;
- инфракрасное излучение ( $\lambda > 0,7$  мкм) – 46% интенсивности.

Максимум интенсивности солнечного излучения приходится на диапазон длин волн 0,5–0,6 мкм.

Вклад в поток солнечного излучения с длиной волны больше 2,5 мкм пренебрежимо мал, поэтому все три области относятся к коротковолновому излучению.

Солнечная энергия достигает атмосферы Земли в виде направленного потока солнечного излучения. При прохождении коротковолнового солнечного излучения через атмосферу Земли имеют место различные виды взаимодействия:

- отражение, не зависящее от длины волны;
- поглощение молекулами озона  $O$  и  $O_3$ , кислорода  $O_2$  и азота  $N_2$  почти всего ультрафиолетового излучения;
- наличие аэрозолей и загрязнение атмосферы является причиной значительного поглощения видимого излучения;
- поглощение парами воды  $H_2O$  и диоксидом углерода  $CO_2$  значительной части инфракрасного излучения (нижняя кривая на рис.1.1 имеет провалы, связанные с поглощением парами воды и  $CO_2$ );
- рассеянное (диффузное) излучение – изменение направления распространения света в зависимости от длины волны.

На поверхности Земли регистрируется как прямой поток, так и рассеянное атмосферой излучение (рис.1.2). Доля рассеянного излучения в общем потоке поступающего на Землю солнечного излучения зависит от географических и климатологических факторов и изменяется в течение года. В табл.1.1 приведены данные по дневным потокам суммарной и рассеянной (диффузной) солнечной энергии, поступающим на горизонтальную поверхность в течение года в Махачкале и Москве. Там же указаны среднемесячные значения температуры наружного воздуха в этих городах.

В среднем около 30% интенсивности солнечного излучения отражается обратно в космическое пространство. При этом большую часть излучения отражают облака, меньшую – снег и лед на поверхности Земли.



Рис. 1.2. Прямое и рассеянное солнечное излучение

Таблица 1.1

Дневное поступление суммарного  $E$  и рассеянного  $E_p$  солнечного излучения ( $\text{Мдж}/\text{м}^2$  в день) и температура наружного воздуха  $T_b$  ( $^{\circ}\text{C}$ ) по месяцам

Месяц	Махачкала, $42^{\circ}$ с.ш.			Москва, $55,75^{\circ}$ с.ш.		
	$E$	$E_p$	$T_b$	$E$	$E_p$	$T_b$
Январь	8,91	2,16	-0,4	1,89	1,76	-10,2
Февраль	12,52	3,13	0,1	4,33	3,18	-9,6
Март	18,76	4,32	3,4	9,29	5,95	-4,7
Апрель	23,9	5,14	9,2	13,41	7,54	4
Май	27,81	5,26	16,3	18,65	9,33	11,6
Июнь	29,47	5,84	21,5	19,83	9,78	15,8
Июль	27,81	5,8	24,7	19,19	10,27	18,1
Август	24,16	5,4	24,2	15,14	8,11	16,2
Сентябрь	19,04	3,61	19,3	10,06	6,14	10,6
Октябрь	14,44	3,64	13,6	4,87	3,24	4,2
Ноябрь	10,29	2,64	7	2,23	1,54	-2,2
Декабрь	7,69	1,75	2,3	1,35	1,14	-7,6

На рис. 1.1 (нижняя кривая) показано совокупное влияние на солнечный спектр поглощения во всех спектральных диапазонах. Эта кривая соответствует спектру солнечного излучения, когда Солнце находится в зените, и представляет собой распределение лучистой энергии, измеренное в полдень в тропиках (когда Солнце находится вертикально над наблюдателем при наличии ясного неба без облаков, пыли и загрязнений воздуха). На самом деле спектральное распределение зависит от запыленности и влажности даже от отсутствие облаков.

Наибольшая интегральная плотность потока солнечного излучения, приходящего на Землю (в полдень в тропиках), составляет примерно

$$E = (1-\rho) \cdot E_0 = (1 - 0,3) \cdot 1,353 \approx 1 \text{ кВт/м}^2, \quad (1.1)$$

где  $E_0 = 1,353 \text{ кВт/м}^2$  – интегральная плотность потока солнечного излучения, достигнувшего атмосферы Земли;  
 $\rho = 0,3$  – коэффициент отражения солнечного излучения в космическое пространство.

Для населенных районов в зависимости от места, времени суток и погоды потоки солнечной энергии, достигающие Земли, меняются от 3 до  $30 \text{ МДж/м}^2$  в день. В табл.1.2 показано распределение среднемесячного дневного поступления солнечной энергии на  $1 \text{ м}^2$  горизонтальной поверхности на всех широтах – от экватора до северного полюса.

Таблица 1.2

Среднемесячное дневное поступление суммарной солнечной энергии  $E$  на поверхность Земли, ( $\text{Мдж/м}^2$  в день)

Месяц	Широта, град							
	0	20	30	40	50	60	70	90
Январь	20,9	13,3	9	4,7	1,8	-	-	-
Февраль	22	15,5	11,5	7,2	3,6	0,7	-	-
Март	23	19,1	15,8	12,2	7,9	4	1,1	-
Апрель	22,7	22	20,2	17,6	14	10,1	6,1	0,4
Май	21,2	23,4	23	22	19,8	16,6	13	8,3
Июнь	19,8	23,8	24,5	24,1	23	21,2	18,7	16,9
Июль	19,4	23,8	24,5	24,5	22,7	21,6	19,1	17,6
Август	20,5	22,7	23,4	22,3	20,5	18	14,4	10,8
Сен - рь	22	22,3	20,9	18,4	15,5	11,5	7,6	1,4
Октябрь	22,7	19,8	16,9	13,3	9,4	5,4	1,8	-
Ноябрь	22	16,2	12,6	8,3	4,3	1,4	-	-
Декабрь	20,9	13,7	9,4	5,4	1,8	-	-	-
Средне-годовой поток	21,4	19,6	17,6	14	11,9	9,2	6,8	4,6

Энергия фотонов в солнечном излучении с длиной волны  $\lambda$  определяется из соотношения:

$$hv = hc/\lambda = 1,24/\lambda, \text{ эВ}, \quad (1.2)$$

где  $h = 6,63 \cdot 10^{-34}$  Дж·с – постоянная Планка;

$c = 2,998 \cdot 10^8$  м/с – скорость света в вакууме;

$\lambda$  – длина волны, мкм.

Электронвольт(эВ) – работа, которую необходимо совершить, чтобы переместить электрон между двумя точками с разностью потенциалов 1 вольт ( $1\text{эВ} = 1,6 \cdot 10^{-19}$  Дж).

Энергия фотонов в максимуме спектрального распределения солнечного излучения (диапазон длин волн 0,5-0,6 мкм), определенном по температуре поверхности Солнца около 5900 К, составляет порядка 2 эВ

$$hv = 1,24/\lambda = 1,24/0,6 \approx 2 \text{ эВ.} \quad (1.3)$$

Солнечное излучение – это энергетический поток от доступного источника энергии гораздо более высокой температуры (5900 К), чем у традиционных источников энергии более низкой температуры (2000-2300 К). Его тепловая энергия может быть использована с помощью стандартных технических устройств (например, паровых турбин) и, что более важно, методами, разработанными на основе фотохимических и фотофизических взаимодействий.

## 1.2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОЛНЕЧНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ КАК ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

### 1.2.1. СИСТЕМЫ СОЛНЕЧНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Опыт использования солнечной энергии в умеренных широтах, сопоставимых с условиями средней полосы России, показывает, что энергию Солнца выгоднее всего непосредственно аккумулировать и использовать в виде тепла.

Солнечная энергия используется в основном для производства низкопотенциального тепла для отопления зданий, кондиционирования воздуха, горячего водоснабжения, сушки различных материалов и сельскохозяйственных продуктов, опреснения морской и минерализованной воды. Объясняется это прежде всего тем, что на отопление, горячее водоснабжение и кондиционирование воздуха в жилых, общественных и промышленных зданиях расходуется примерно 30-35%, а на сушку - 15% общего годового энергопотребления.

По способу использования солнечного излучения системы

солнечного низкотемпературного отопления подразделяют на пассивные и активные.

**Пассивными** называются системы солнечного отопления, в которых в качестве элемента, воспринимающего солнечное излучение и преобразующего его в теплоту, служат само здание или его отдельные ограждения (стена, окно, кровля и т.п.).

**Активными** называются системы солнечного низкотемпературного отопления, в которых гелиоприемник является самостоятельным отдельным устройством, не относящимся к зданию. Активные гелиосистемы подразделяются:

- по назначению (системы горячего водоснабжения, отопления, комбинированные системы для целей теплохолодоснабжения);
- по виду используемого теплоносителя (вода, антифриз и воздушные);
- по продолжительности работы (круглогодичные, сезонные);
- по техническому решению схем (одно-, двух-, многоконтурные).

Сезонные гелиосистемы горячего водоснабжения обычно одноконтурные и функционируют в летние и переходные (весна, осень) месяцы, т.е. в периоды с положительной температурой наружного воздуха. Они могут иметь дополнительный источник теплоты или обходиться без него в зависимости от назначения обслуживаемого объекта и условий эксплуатации.

Гелиосистемы отопления зданий обычно двух- или трехконтурные, причем для разных контуров могут быть применены различные теплоносители (например, в гелиоконтуре – водные растворы незамерзающих жидкостей, в промежуточном контуре – вода, а в контуре потребителя – воздух).

Комбинированные гелиосистемы круглогодичного действия для целей теплохолодоснабжения зданий многоконтурные и включают дополнительный источник теплоты в виде традиционного теплогенератора, работающего на органическом топливе, или трансформатора теплоты (теплового насоса).

Основа различных установок и систем преобразования солнечного излучения в теплоту до температур порядка 70-90<sup>0</sup>С – плоский коллектор солнечной энергии (КСЭ), в котором происходит улавливание солнечной энергии, ее преобразование в теплоту и нагрев воды, воздуха или какого-либо другого теплоносителя (рис.1.3.). Его работа основана на принципе «горячего ящика» - установки прямого использования солнечного излучения для нагрева воды, воздуха, сушки

фруктов, овощей и материалов, опреснения минерализованных вод и других целей. «Горячий ящик» обычно изготавливают в виде плоского прямоугольного ящика, часто застекленного, герметичного (водонагревателя) или с вентиляционными отверстиями в стенах (гелиосушки), который обращен тепловоспринимающей поверхностью к солнечным лучам.

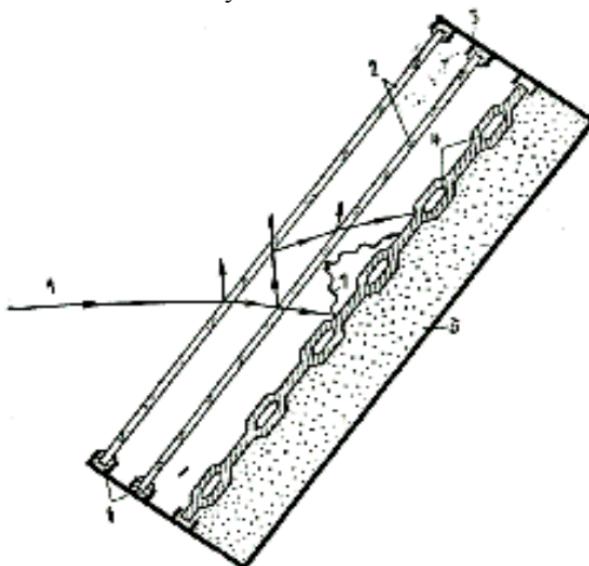


Рис.1.3. Плоский коллектор солнечной энергии:

1 – солнечные лучи; 2 – остекление; 3 – корпус; 4 – лучепоглощающая панель (абсорбер); 5 – теплоизоляция; 6 – собственное длинноволновое излучение абсорбера

Плоский КСЭ, содержит лучепоглощающую поверхность, имеющую надежный контакт с рядом труб или каналов для движения нагреваемого теплоносителя. Совокупность плоской лучепоглощающей поверхности и труб (каналов) для теплоносителя образует единый конструктивный элемент – **абсорбер**. Для лучшего поглощения солнечного излучения верхняя поверхность абсорбера окрашивается в черный цвет.

С целью достижения более высоких температур теплоносителя поверхность абсорбера покрывают спектрально-селективными слоями («черный никель», «черный хром», окись меди на алюминии идр.),

активно поглощающими коротковолновое излучение Солнца и снижающими собственное тепловое излучение абсорбера в длинноволновой (инфракрасной) части спектра (рис. 1.4). В плоских солнечных коллекторах абсорбер чаще всего имеет слой селективного покрытия с коэффициентом поглощения солнечного излучения  $\alpha_\lambda = 0,94 - 0,96$  при длине волны 0,5 мкм и коэффициентом излучения (при температуре абсорбера)  $\varepsilon_\lambda = 0,09 - 0,12$  при длине волны 10 мкм.



Рис. 1.4. Тепловые потоки для селективной поверхности абсорбера

Абсорбер плоского КСЭ, как правило, изготавливается из металла с высокой теплопроводностью, а именно из стали, алюминия и даже из меди.

Для снижения тепловых потерь от абсорбера в окружающее пространство коллектор со всех сторон заключен в теплоизоляционный корпус, кроме стороны, на которую попадают солнечные лучи. Сверху коллектор закрыт одинарным или двойным остеклением, не пропускающим инфракрасные лучи. Максимальная температура, до которой можно нагреть теплоноситель в плоском КСЭ, не превышает 100 °C и зависит как от климатических условий, так и от характеристик коллектора и условий его эксплуатации.

К числу принципиальных преимуществ плоского КСЭ по сравнению с коллекторами других типов относится его способность улавливать как прямое, так и рассеянное солнечное излучение в пасмурную погоду при легкой облачности. Как следствие этого - возможность его стационарной установки без необходимости слежения за Солнцем.

Поток солнечной энергии изменяется в течение суток от нуля в ночное время до максимального значения в солнечный полдень. Такая

неравномерность солнечного излучения в течение суток входит в противоречие с требованием обогревать дом ночью и в пасмурный день и диктует необходимость устройства теплового аккумулятора. Днем он накапливает тепловую энергию, а ночью и в пасмурный день отдает.

Солнечная водонагревательная установка с принудительной циркуляцией (рис. 1.5) включает кроме коллекторов теплоизолированный теплообменник-аккумулятор, резервный тепловой источник (электрический нагреватель или топливный котел), необходимую арматуру и автоматику. Резервный источник теплоты используют при необходимости как догреватель воды. Солнечный коллектор обычно устанавливается на крыше дома неподвижно под углом к горизонту, примерно равным широте местности. Остальное оборудование гелиосистемы отопления, кондиционирования и горячего водоснабжения дома размещается в подвале. Там устанавливаются основной аккумулятор теплоты, теплообменник для подогрева воды, теплообменник для нагрева воздуха для отопления дома, расширительный бак. Снаружи дома находится теплообменник, предназначенный для сброса избыточного количества уловленной солнечной энергии (теплоты) в летний период.

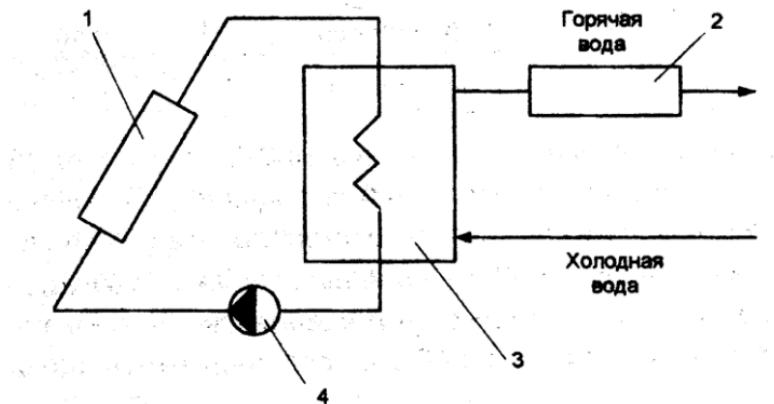


Рис. 1.5. Солнечная водонагревательная установка с принудительной циркуляцией: 1 – солнечный коллектор; 2 – резервный (дублирующий) источник теплоты; 3 – теплообменник-аккумулятор; 4 – насос

Теплопроизводительность солнечной водонагревательной установки существенно зависит от инсоляции (облучения прямым солнечным светом), температуры окружающего воздуха и других климатических параметров. В зависимости от широты местности и климатических ус-

ловий годовой приход солнечной энергии на 1 м<sup>2</sup> поверхности изменяется очень сильно. Для широт около 30<sup>0</sup> он может составлять 8-10 ГДж/(м<sup>2</sup>год), тогда как для широт 50-60<sup>0</sup> – падает до 2-4 ГДж/(м<sup>2</sup>год).

Поток солнечного излучения, поглощаемого приёмной поверхностью коллектора, составляет

$$E_{\text{погл}} = \tau \alpha A I_k, \quad (1.4)$$

где  $\tau$  – коэффициент пропускания прозрачного покрытия, защищающего приемную поверхность КСЭ от ветра;

$\alpha$  – коэффициент поглощения приёмной поверхности КСЭ;

$A$  – площадь освещённой поверхности КСЭ;

$I_k$  - интенсивность потока солнечного излучения, поступающего на приёмную поверхность коллектора.

В процессе поглощения солнечного излучения температура приёмной поверхности КСЭ повышается. Повышение температуры приёмника солнечного излучения  $T_k$  над температурой окружающей среды  $T_b$  приводит к возникновению потока инфракрасного излучения от приёмной поверхности КСЭ - теплопотери в окружающую среду. Величина этих потерь определяется по формуле:

$$E_{\text{потерь}} = K_k(T_k - T_b), \quad (1.5)$$

где  $K_k$  – коэффициент теплопередачи от приёмной поверхности КСЭ в окружающую среду (коэффициент теплопотерь).

Суммарный (результатирующий) поток тепла, поступающего к приёмной поверхности КСЭ, определяется как:

$$E_{\text{рез}} = E_{\text{погл}} - E_{\text{потерь}} = \tau \alpha A I_k - K_k(T_k - T_b). \quad (1.6)$$

Таким образом, поток тепла от приёмника солнечного излучения к теплоносителю (жидкости, проходящей через КСЭ) определяется соотношением:

$$Q_k = \beta E_{\text{рез}} = mc(T_2 - T_1), \quad (1.7)$$

где  $m$  – массовый расход жидкости;

$c$  – удельная теплоемкость жидкости;

$T_1$  и  $T_2$  – соответственно температура входящей и выходящей из КСЭ жидкости;

$\beta$  – коэффициент, определяющий долю суммарного потока тепла  $E_{\text{рез}}$ , передаваемую жидкости. В КСЭ хорошего качества разность между температурой приемной поверхности и жидкости мала и коэффициент  $\beta$  лишь немного меньше единицы.

Формулы (1.4) и (1.5) чаще всего используют для определения теплового потока  $E_t$  при заданной интенсивности потока излучения  $I_k$ . Параметры  $A$ ,  $\tau$ ,  $a$  коллектора солнечной энергии, как правило, известны. Коэффициент теплопотерь  $K_k$  рассчитывается по известным формулам для теплообмена излучением, приведенным в литературе по теплопередаче. Хотя значение  $T_k$  зависит от  $E_t$ , можно в первом приближении получить разумную оценку, а в случае необходимости позже уточнить ее.

Показателем эффективности коллектора солнечной энергии является его коэффициент полезного действия, равный отношению теплопроизводительности коллектора к количеству солнечной энергии, поступающей на коллектор:

$$\eta_k = Q_k / (E_k A), \quad (1.8)$$

где  $Q_k$  – теплопроизводительность коллектора,  $\text{Вт}\cdot\text{ч}$ ;

$E_k$  – количество солнечной энергии, поступающей на  $1 \text{ м}^2$  площади поверхности КСЭ,  $\text{Вт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ ;

$A$  – площадь поверхности абсорбера КСЭ,  $\text{м}^2$ .

Величину  $Q_k$  можно определить по формуле (1.7) приняв, что расход теплоносителя  $m$ ,  $\text{кг}/\text{ч}$ , а удельная теплоемкость теплоносителя  $c$ ,  $\text{Вт}\cdot\text{ч}/(\text{кг}\cdot\text{К})$ .

Коэффициент полезного действия солнечного коллектора определяется его эффективным оптическим КПД  $\eta_o$  и эффективным коэффициентом теплопотерь  $K_k$ :

$$\eta_k = \eta_o - K_k(T_k - T_b)/I_k, \quad (1.9)$$

где  $K_k$  – коэффициент теплопотерь КСЭ,  $\text{Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$ ;

$T_k$  – температура КСЭ,  $\text{К}$ ;

$T_b$  – температура наружного воздуха,  $\text{К}$ ;

$I_k$  – интенсивность потока солнечной энергии, поступающего на поверхность КСЭ,  $\text{Вт}/\text{м}^2$ .

Оптический КПД  $\eta_o$  определяется произведением коэффициента пропускания солнечного излучения прозрачной изоляцией  $\tau$  (для 1-3-слойного остекления  $\tau = 0,6-0,95$ ) и коэффициента его поглощения

абсорбером  $\alpha$  ( $\alpha = 0,85\text{-}0,98$ ) и не зависит от  $I_k$  и разности температур  $\Delta T$  коллектора  $T_k$  и наружного воздуха  $T_b$ . Тепловые потери снижают полезную энергию коллектора и возрастают с увеличением разности температур  $\Delta T$ . Диапазон типичных значений коэффициента теплопотерь  $K_k = 1,2\text{-}10 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ .

Формула (1.4) дает мгновенное значение КПД солнечного коллектора, которое может быть принято средним для данного часа суток. Но поскольку интенсивность потока солнечной энергии  $I_k$  в течение дня изменяется от нуля перед восходом и после захода Солнца до максимума в солнечный полдень, так же сильно изменяется и КПД коллектора солнечной энергии.

Наиболее сильное влияние на КПД плоского КСЭ оказывают:

- метеорологические параметры – интенсивность солнечной энергии  $I$ , измеряемая на горизонтальной поверхности, и температура наружного воздуха  $T_b$ ;

- конструктивные характеристики КСЭ и свойства лучепоглощающей поверхности абсорбера – материал и толщина листа, толщина и коэффициент теплопроводности тепловой изоляции, шаг труб, число слоев остекления и его пропускательная способность;

- рабочие параметры КСЭ – расход теплоносителя и его температура на входе в КСЭ.

В большинстве существующих установок средний годовой эксплуатационный КПД плоского коллектора солнечной энергии оказывается на уровне 30-50%. Это означает, что для широт около  $30^\circ$  с  $1 \text{ м}^2$  коллектора можно получить в год 3-5 ГДж тепла с температурой  $60\text{-}70^\circ \text{ С}$ . Для более высоких широт солнечные водонагреватели оказываются более предпочтительными как сезонные.

Расчет систем солнечного теплоснабжения включает определение располагаемого количества солнечной энергии, теплопроизводительности солнечного коллектора и установки в целом, тепловой нагрузки отопления и горячего водоснабжения, энергетических и геометрических характеристик гелиосистемы, в том числе площади поверхности коллектора, объема аккумулятора теплоты, годовой доли солнечной энергии в покрытии тепловой нагрузки и годовой экономии топлива.

Использование воздуха в качестве теплоносителя вместо жидкости в солнечных коллекторах даёт возможность широко применять данные системы в сушильных установках. Такие устройства обеспечиваются аккумуляторами теплоты, работающими по принципу «каменной подушки», где горячий воздух, проходя через несколько слоёв камней с

большой теплоёмкостью, разогревает их (рис.1.6). Обычно благодаря подобным системам накопленное тепло сохраняется в течение нескольких суток.

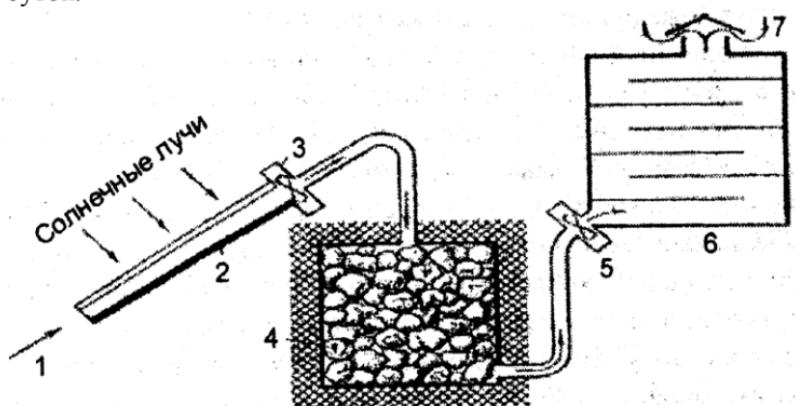


Рис. 1.6. Солнечная сушильная установка с тепловым аккумулятором:  
 1 – вход холодного воздуха; 2 – солнечный коллектор; 3 – вентилятор или компрессор; 4 – аккумулятор тепла («каменная подушка»); 5 – вентилятор; 6 - контейнер для сушки различных материалов и сельскохозяйственных продуктов; 7 – выход воздуха

Производство питьевой воды является важной проблемой в местностях, где ощущается дефицит пресной воды при достаточных запасах соленой (например, морской). Во многих районах земного шара применение в этих целях солнечной энергии особенно перспективно. Устройством для опреснения воды, в котором источником энергии служит солнечное излучение, является солнечный опреснитель. Распространение получили главным образом солнечные опреснители типа «горячий ящик», которые отличаются простой конструкцией, требуют сравнительно небольших капитальных вложений и не нуждаются в квалифицированном уходе. Такой опреснитель (рис. 1.7) выполнен в виде теплоизолированного и зачернённого изнутри сосуда, дно которого заливается солёной (минерализованной) водой, подлежащей опреснению. Верхняя часть солнечного опреснителя покрыта светопрозрачным материалом (стеклом, полимерной пленкой, оргстеклом). Солнечные лучи, проходя через прозрачный материал, нагревают воду, вызывая её испарение. Водяные пары, соприкасаясь с прозрачным покрытием, имеющим температуру, близкую к температуре окружающего воздуха, конденсируются на её внутренней поверхности, и пресная вода

стекает в сборник.

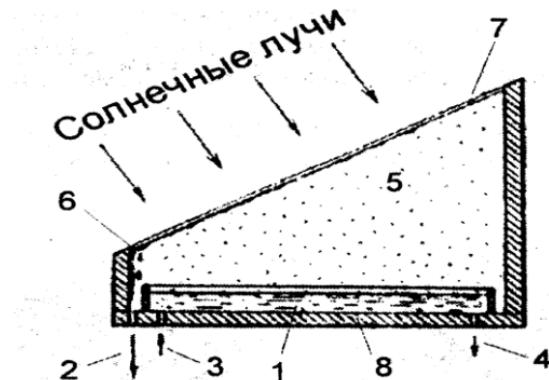


Рис. 1.7. Схема солнечного опреснителя типа «горячий ящик»:

- 1 – сосуд с соленой (минерализованной) водой;
- 2 – выход очищенной воды;
- 3 – вход очищаемой воды;
- 4 – выпуск воды с повышенным содержанием соли или примесей;
- 5 – паровоздушная смесь;
- 6 – конденсат;
- 7 – прозрачная крышка;
- 8 – теплоизолирующая стенка ящика; стрелками обозначены солнечные лучи

Солнечные опреснители обычно ориентируют на Юг. Угол наклона светопроницаемой поверхности солнечного опреснителя выбирается оптимальным с учетом высоты Солнца над горизонтом и обеспечения стекания конденсата. Производительность солнечного опреснителя типа «горячий ящик» определяется в основном интенсивностью солнечного излучения и степенью герметизации установки и составляет 3-5 л/м<sup>2</sup>·сутки. В мировой практике имеется опыт успешного использования солнечных опреснителей надувной конструкции экипажами самолётов и морских судов, терпящих бедствие в открытом море.

Наряду с коллекторами при использовании солнечного тепла для отопления домов применяются пассивные методы, основанные на оптимизации архитектурно-планировочных решений. В пассивных системах роль солнечного коллектора и аккумулятора теплоты обычно выполняют сами ограждающие конструкции здания, а движение теплоносителя (воздуха) осуществляется за счет естественной конвекции без применения вентилятора.

В основе работы пассивных устройств лежит принцип сбора солнечной энергии на поверхностях ограждающих конструкций, их разогрев и последующая передача тепла обогреваемому пространству или

теплоносителю за счет теплопроводности и свободной конвекции. Самая простейшая из таких систем – ориентированное на юг окно. Солнечные лучи, проникающие через окно, разогревают воздух, находящийся в помещении, а также стены. Опыт, накопленный при использовании данного метода обогрева помещений, показывает, что без дополнительных затрат можно добиться повышения температуры воздуха в помещении на  $10^{\circ}\text{C}$  в весенне-осенний период и на  $5-8^{\circ}\text{C}$  в зимнее время.

Более сложной является система с теплоаккумулирующей стеной, расположенной с южной стороны здания, которая разогревается за счет поглощения солнечных лучей, а затем передает тепло обогреваемому помещению (рис. 1.8). Чтобы сократить потери тепла, стену обычно остекляют – получается изолятор тепла вместе с воздушной прослойкой («стена Тромба»). В летний период для предотвращения перегрева воздуха необходимо применять установки интенсивного проветривания, а также солнцезащитные устройства. Эта схема имеет существенное преимущество перед предыдущей, так как обладает простейшим аккумулятором тепла, который может отдавать тепло окружающему пространству после захода солнца.

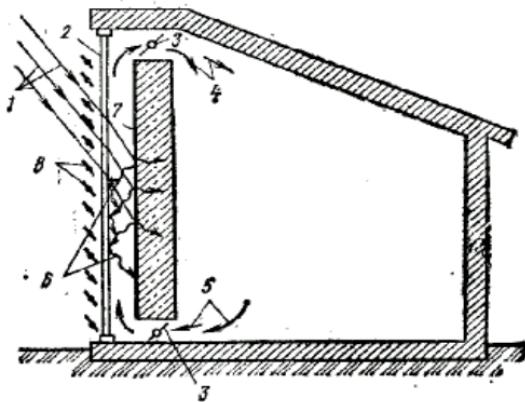


Рис. 1.8. Пассивная система использования солнечной энергии с теплоаккумулирующей стеной: 1 – солнечные лучи; 2 – лучепрозрачный экран; 3 – воздушная заслонка; 4 – нагретый воздух; 5 – охлаждённый воздух из помещения; 6 – собственное длинноволновое тепловое излучение массива стены; 7 – черная лучевоспринимающая поверхность стены; 8 - жалюзи

Одно из важнейших условий эффективности работы пассивной гелиосистемы заключается в правильном выборе местоположения и ориентации здания на основе критерия максимального поступления и улавливания солнечного излучения в зимние месяцы.

КПД пассивной системы отопления, как правило составляет 25-30%, но в особо благоприятных климатических условиях может быть значительно выше и достигать 60%. Существенным недостатком этой системы являются большие суточные колебания температуры воздуха внутри помещений.

Для производства высокопотенциального тепла солнечные лучи концентрируются (повышается плотность потока солнечной энергии) на небольшом участке, температура которого может подняться до  $3600^{\circ}\text{C}$ . При такой температуре плавятся практически все металлы и огнеупорные материалы. Сфокусировать параллельные солнечные лучи можно с помощью линзы или вогнутого зеркала, которое является основной частью прибора – гелиоконцентратора. Зеркала в таких солнечных преобразователях используются либо традиционные – стеклянные, либо из полированного металла или других материалов с высокой отражательной способностью. Наиболее эффективные концентраторы солнечного излучения имеют форму цилиндрического параболоида или параболоида вращения (рис. 1.9). Большое практическое применение получили системы параболо-цилиндрических отражателей в виде желоба. В его фокусе проходит труба с теплоносителем, нагреваемым до температуры  $350^{\circ}\text{C}$  и выше.

Для обеспечения высокой эффективности процесса улавливания и преобразования солнечного излучения концентрирующий гелиоприемник должен быть постоянно направлен на Солнце. С этой целью гелиоприемник снабжают системой слежения, включающей датчик направления на Солнце, электронный блок преобразования сигналов, электродвигатель с редуктором для поворота конструкции гелиоприемника в одной (для цилиндрического параболоида) или двух (для параболоида вращения или плоского гелиостата) плоскостях.

Подобные гелиоконцентраторы применяются в промышленных условиях для сварки металлов, плавки и термообработки материалов, а также в быту для приготовления пищи и кипячения воды. Свариваемое изделие помещают в камеру с окнами для светового потока. Основное достоинство гелиосварки – абсолютная стерильность процесса и возможность сварки тугоплавких металлов.

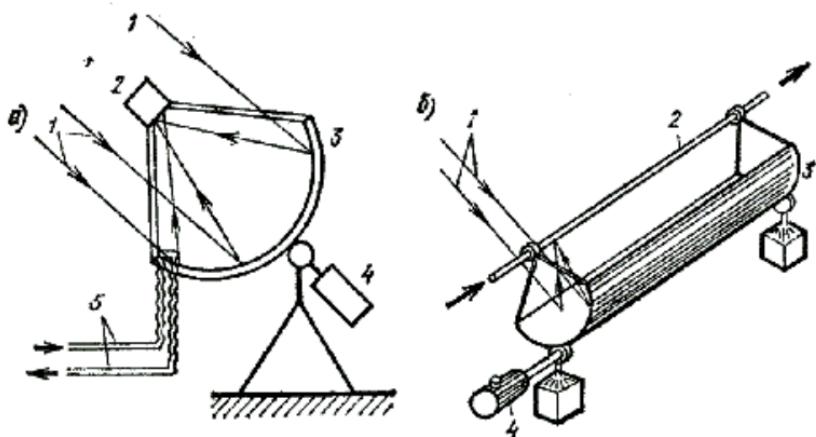


Рис. 1.9. Концентраторы солнечного излучения:

*a* – параболоид вращения; *б* – цилиндрический параболоид;

1 – солнечные лучи; 2 – тепловоспринимающий элемент (солнечный коллектор); 3 – зеркало; 4 – механизм привода системы слежения; 5 – трубопроводы, подводящие и отводящие теплоноситель

Для плавки и термообработки материалов применяют гелиоустановки – солнечные печи. Солнечная печь состоит из короткофокусного гелиоконцентратора, приемного устройства (собственно печи) и автоматической системы слежения за движением Солнца, которая непрерывно поворачивает гелиоконцентратор таким образом, чтобы его ось была постоянно направлена на Солнце. Приемное устройство расположено в фокусе гелиоконцентратора и представляет собой камеру со светопроницаемым окном, внутри которой можно создать вакуум, атмосферу инертного газа и т. д. Рабочая температура может достигать 3600 °С. Солнечные печи ввиду их высокой стоимости применяют лишь в случаях, когда необходимо создать особые («стерильные») условия плавления и термообработки, исключающие внесение примесей в обрабатываемый материал.

Бытовая гелиоустановка – солнечная кухня предназначена для приготовления пищи. Основной элемент солнечной кухни – гелиоконцентратор (чаще всего в виде отражателя параболоидной формы), фокусирующий солнечные лучи на поверхности приемника излучения (кастрюли, кипятильника и т. п.). Как правило, гелиоконцентраторы для солнечной кухни имеют невысокую точность фокусирования, так как

большая плотность энергии на поверхности приёмника делала бы солнечную кухню неудобной в обращении; обычно концентрация солнечной энергии (относительное увеличение плотности лучистого потока) не превосходит 250. Вращение гелиоконцентратора вслед за видимым движением Солнца осуществляется вручную. КПД солнечной кухни достигает 55-60%. Солнечные кухни применяются в основном в отдаленных районах, куда затруднён подвоз топлива.

### **1.2.2. СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

Наибольшее практическое применение получили системы термодинамического преобразования солнечной энергии в электрическую с применением тепловых двигателей.

Преобразование солнечной энергии в механическую осуществляется в две стадии. Первая стадия включает фототермическое преобразование, в результате которого солнечная энергия, поглощаемая в приемнике сконцентрированного солнечного излучения, нагревает теплоноситель или рабочее тело (перегретый пар). Вторая стадия осуществляется в тепловом двигателе, в котором тепловая энергия рабочего тела преобразуется в работу.

Солнечная энергия преобразуется в электрическую на солнечных электростанциях (СЭС), имеющих оборудование, предназначенное для улавливания солнечной энергии и ее последовательного преобразования в тепловую, механическую и, наконец, в электрическую энергию. Для эффективной работы СЭС требуется аккумулятор теплоты и система автоматического управления.

Улавливание и преобразование солнечной энергии в теплоту осуществляется с помощью оптической системы отражателей и приемника сконцентрированной солнечной энергии, используемой для получения водяного пара или нагрева газообразного либо жидкно-металлического теплоносителя (рабочего тела). В качестве рабочего тела в тепловом двигателе (паровая или газовая турбина) обычно используется перегретый водяной пар с температурой до  $550^{\circ}\text{C}$ , воздух и другие газы – до  $1000^{\circ}\text{C}$ , перегретые пары низкокипящих органических жидкостей (в том числе фреонов) – до  $100^{\circ}\text{C}$ , жидкно-металлические теплоносители – до  $800^{\circ}\text{C}$ . В качестве концентраторов используются линейные концентраторы, изготавливаемые из плоских или слабо искривленных зеркал.

В настоящее время строятся солнечные электростанции двух типов:

СЭС башенного типа и СЭС распределенного (модульного) типа.

СЭС башенного типа строятся по одному принципу: поле размещенных на уровне земли зеркал-гелиостатов, следящих за солнцем (степень концентрации в несколько тысяч), отражает солнечные лучи на приемник-рессивер, установленный на верху достаточно высокой башни (рис.1.10). Ресивер представляет собой по-существу солнечный котел, в котором производится водяной пар средних параметров, направляемый затем в стандартную паровую турбину.

Главным недостатком башенных СЭС являются их высокая стоимость и большая занимаемая площадь. Башенные СЭС мощностью до 10 МВт нерентабельны, их оптимальная мощность равна 100 МВт, а высота башни 250 м.

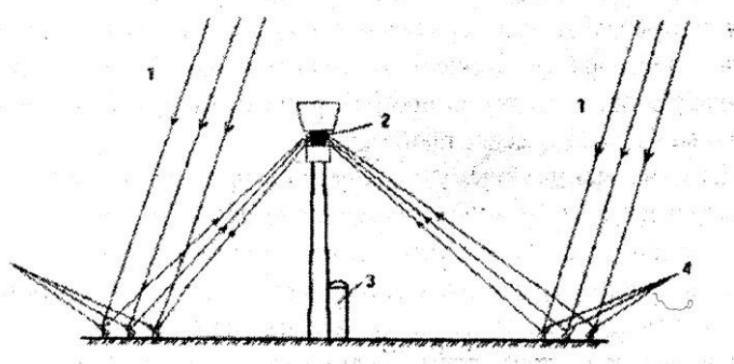


Рис. 1.10. Схема солнечной электростанции:

- 1 – солнечные лучи; 2 – парогенератор-гелиоприемник; 3 – накопитель пара; 4 - гелиостаты

В СЭС распределительного (модульного) типа используется большое число модулей, каждый из которых включает параболо-цилиндрический концентратор солнечного излучения и приемник, расположенный в фокусе концентратора и используемый для нагрева рабочей жидкости, подаваемой в тепловой двигатель, который соединен с электрогенератором.

При небольшой мощности СЭС модульного типа более экономичны, чем башенные. В СЭС модульного типа обычно используются линейные концентраторы солнечной энергии с максимальной степенью концентрации около 100.

## 1.3. ПРЯМЫЕ МЕТОДЫ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ

### 1.3.1. ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ МЕТОД

Все активнее идет преобразование солнечной энергии в электрическую в установках прямого преобразования, основанных на применении полупроводниковых фотоэлектропреобразователей (ФЭП).

Энергия солнечного излучения может быть преобразована в постоянный электрический ток посредством солнечных батарей – устройств, состоящих из солнечных элементов. Простейшая конструкция солнечного элемента на основе монокристаллического кремния показана на рис. 1.11. На малой глубине от поверхности кремниевой пластины  $p$ -типа сформирован  $p-n$ -переход с тонким металлическим контактом. На тыльную сторону пластины нанесен сплошной металлический контакт. При использовании солнечного элемента в качестве источника электроэнергии к его выводам должно быть подсоединенено сопротивление нагрузки.

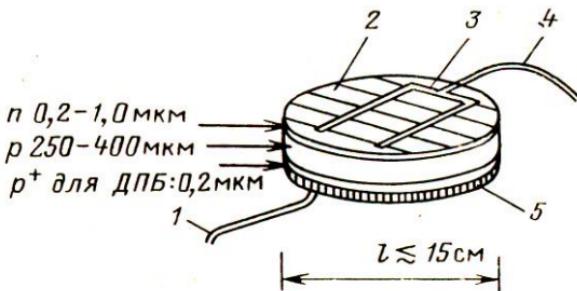


Рис.1.11. Типичная структура солнечного элемента с  $p-n$ -переходом:

1 – от лицевой поверхности предыдущего элемента; 2 – противоотражательное покрытие; 3 – лицевой контакт; 4 – к тыльному контакту следующего элемента; 5 – металлический контакт с тыльной стороны

Фотоэлектрический эффект возникает в солнечном элементе при его освещении светом в видимой и ближней инфракрасной областях спектра. В солнечном элементе из полупроводникового материала, закрытого тончайшим, прозрачным для света слоем металла, поток фотонов, проходя сквозь слой металла, поглощается полупроводником.

Электрические свойства полупроводников описываются зонной теорией, согласно которой между валентной зоной и зоной проводимости существует энергетический зазор, называемый запрещенной зоной (рис. 1.12). Поэтому в полупроводнике может генерироваться фототок только при поглощении фотонов с энергиями, большими или равными ширине запрещенной зоны ( $h\nu \geq E_g$ ), т.е. энергии, необходимой для перехода электрона из валентной зоны в зону проводимости. Полупроводниковые материалы солнечных элементов имеют  $E_g \approx 1$  эВ.

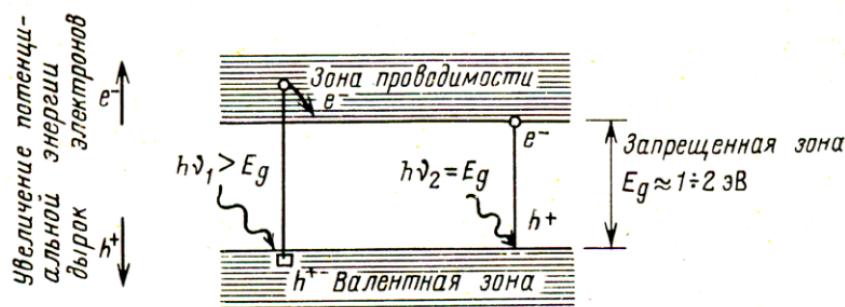


Рис. 1.12. Зонная структура полупроводника с собственной проводимостью. Поглощение фотонов:

$h\nu < E_g$  – фотопоглощение отсутствует;  $h\nu_1 - E_g$  – избыток энергии, который выделяется в виде тепла;  $h\nu_2 = E_g$  – энергия фотона, равная ширине запрещенной зоны

Границчная длина волны  $\lambda_r$ , начиная с которой фотоны будут поглощаться в материале солнечного элемента с шириной запрещенной зоны  $E_g$ , характеризуемой отсутствием энергетических уровней, определяется по формуле:

$$\lambda_r = 1,24/E_g. \quad (1.10)$$

Для генерации фототока в типичном солнечном элементе, например кремниевом, наиболее существенно следующее:

- поглощение фотонов, энергия которых недостаточна для генерации фототока ( $h\nu < E_g$ ), приводит к нагреву материала;
- при частотах солнечного излучения, превышающих границу полосы поглощения ( $h\nu > E_g$ ), избыток энергии фотонов ( $h\nu - E_g$ ) также расходуется на нагрев материала;

- таким образом, существует оптимальная ширина запрещенной зоны, при которой поглощаемое солнечное излучение максимально используется для генерации электроэнергии.

Каждый поглощенный фотон с энергией  $h\nu \geq E_g$  создает одну электронно-дырочную пару. Фотоэлектроны увлекаются электрическим полем р-п-перехода и попадают в п-область. При разомкнутой внешней цепи р-п-перехода фотоэлектроны, попадая в п-область, накапливаются в ней и заряжают п-область отрицательно. Остающиеся в р-области избыточные дырки заряжают р-область положительно. Таким образом, возникает разность потенциалов.

При замыкании внешней цепи солнечного элемента через нагрузку начинает протекать электрический ток  $I_\phi$  (рис. 1.13). Величина фототока  $I_\phi$  равна числу фотогенерированных носителей заряда, прошедших через р-п-переход в единицу времени

$$I_\phi = qP_i/h\nu, \quad (1.11)$$

где  $q = 1,6 \cdot 10^{-19}$  Кл – величина заряда электрона;

$P_i$  – мощность поглощенного монохроматического излучения.

Батарея солнечных элементов представляет собой комбинацию соединенных параллельно модулей. Каждый модуль в свою очередь является комбинацией последовательно соединенных фотоэлементов. А каждый фотоэлемент состоит из параллельно соединенных поверхностных элементов (рис. 1.13). Максимальное падение напряжения на контактах открытой цепи модулей составляет примерно 15 В, максимальный ток через модуль – около 1,5 А. Предполагается, что при правильной эксплуатации безаварийная работа промышленных солнечных элементов будет достаточно длительной. Ожидаемый срок службы - 20 лет.

Конструктивно солнечная батарея обычно выполняется в виде плоской панели из солнечных элементов, защищенных прозрачными покрытиями (рис. 1.14).

Преимущество фотоэлектрических преобразователей обусловлено отсутствием подвижных частей, их высокой надежностью и стабильностью. Они имеют малую массу, отличаются простотой обслуживания, эффективным использованием как прямого, так и рассеянного солнечного излучения. Модульный тип конструкций позволяет создавать установки любой мощности и делает их весьма перспективными.

Недостатком ФЭП является высокая стоимость и низкий КПД (в настоящее время практически 10-12%).

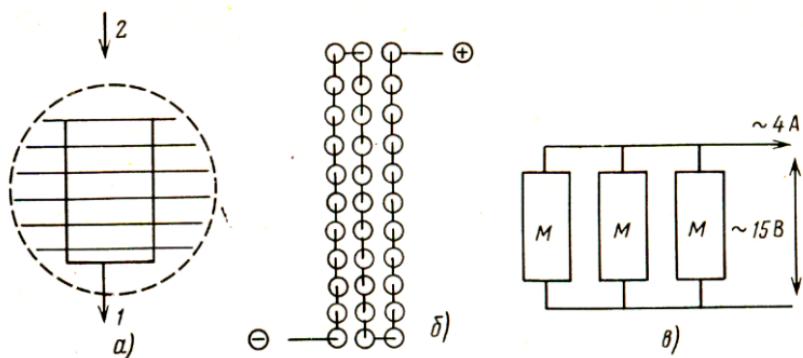


Рис. 1.13. Схемы устройств типичных промышленных кремниевых солнечных элементов: элемент (а), модуль из 33 элементов (б) и батарея (в): 1- лицевой контакт; 2 – тыльный контакт

Изготовление монокристаллического кремния является технологически сложным и дорогостоящим. Поэтому внимание было обращено на такие материалы, как сплавы на основе аморфного кремния (a-Si:H), арсенид галлия (GaAs) и поликристаллические полупроводники.

Оптическое поглощение аморфного кремния в 20 раз выше, чем кристаллического. Поэтому для существенного поглощения видимого света достаточно пленки a-Si:H толщиной 0,5-1,0 мкм вместо дорогостоящих кремниевых 300-мкм подложек. Пока максимальный КПД элементов на основе a-Si:H составляет около 12% - несколько ниже КПД кристаллических кремниевых солнечных элементов (~15%). Ожидается, что с развитием технологии КПД солнечных элементов на основе аморфного кремния достигнет теоретического потолка – 16%.

Арсенид галлия GaAs один из наиболее перспективных материалов для создания высокоэффективных солнечных батарей. Это объясняется следующими его особенностями:

- почти идеальная для однопереходных солнечных элементов ширина запрещенной зоны  $E_g = 1,43$  эВ;
- повышенная способность к поглощению солнечного излучения: требуется слой толщиной всего в несколько микрон;
- относительная нечувствительность к нагреву батарей на основе

GaAs;

- характеристики сплавов GaAs с алюминием, мышьяком, фосфором или индием дополняют характеристики арсенида галлия, что расширяет возможности при проектировании солнечных элементов.

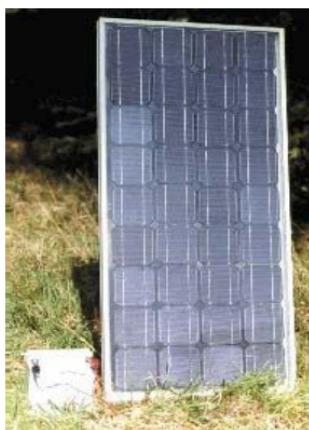


Рис. 1.14. Батарея солнечных элементов

Фотоэлемент на основе GaAs может состоять из нескольких слоев различного состава. В обычных кремниевых элементах инфракрасное излучение не используется, в то время как в двухслойном элементе, состоящем из двух полупроводников – арсениде и антимониде галлия, в первом прозрачном слое (арсениде галлия) поглощается и преобразуется в электричество видимое излучение, а во втором слое (антимониде галлия) поглощается и преобразуется в электричество инфракрасная часть спектра. Основной недостаток арсенида галлия – высокая стоимость.

В России солнечные батареи пока активно используются, в основном, в космосе, а на Земле только для энергоснабжения автономных потребителей мощностью до 1 кВт, питания радионавигационной и мало-мощной радиоэлектронной аппаратуры.

В США, Японии, Франции, Германии и других странах солнечные батареи находят применение в жилых домах для автономного энергоснабжения, отопления, горячего водоснабжения и кондиционирования воздуха, а также для выработки электроэнергии для освещения и питания бытовых электроприборов. Свыше 85% установленной мощно-

сти солнечных фотопреобразователей приходится на долю Японии (почти 50%), США и Германии. Так, в Японии в 1994 году была принята программа развития солнечной энергетики. Японское правительство ежегодно вкладывало 115 млн долларов в установку фотоэлектрических элементов на крышах домов. С тех пор установленные мощности солнечной энергетики выросли в 35 раз. Средняя стоимость фотоэлектрических элементов снизилась на 75%.

### **1.3.2. ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ И ТЕРМОЭМИССИОННЫЙ МЕТОДЫ**

Для прямого преобразования тепловой энергии солнечного излучения в электрическую используются солнечные термоэлектрогенераторы, включающие систему концентрации энергии солнечного излучения, термоэлектрический генератор, систему слежения за видимым движением Солнца и опорную механическую часть (рис. 1.15). Принцип действия термоэлектрического генератора основан на эффекта Зеебека, который заключается в возникновении разности потенциалов в цепи, состоящей из последовательно соединенных разнородных проводников с различной концентрацией носителей заряда, контакты между которыми имеют различную температуру. Величину этой разности потенциалов можно определить по известной формуле:

$$E = (k/e) \cdot \ln(n_{01}/n_{02}) \cdot \Delta T, \quad (1.12)$$

где  $k$  – постоянная Больцмана;

$e$  – заряд электрона;

$n_{01}$ ,  $n_{02}$  - концентрации носителей (электронов в проводниках, электронов и дырок в полупроводниках);

$\Delta T$  – разность температур между нагреваемыми и охлаждаемыми спаями (соединениями) разнородных электропроводящих материалов.

В простейшем случае, когда электрическая цепь состоит из двух различных проводников, она называется термоэлементом или термопарой. Термоэлектрическая генерация наиболее эффективна при нагревании полупроводниковых термоэлементов.

В состав термоэлектрического генератора входят термобатареи, набранные из полупроводниковых термоэлементов, соединенных последовательно или параллельно, а также теплообменники горячих и

холодных спаев термобатарей. КПД солнечного термоэлектрогенератора зависит главным образом от уровня рабочих температур горячих и холодных спаев и свойств полупроводниковых материалов термоэлементов. Увеличение плотности теплового потока, проходящего через каждый термоэлемент, осуществляют гелиоконцентраторы – горячие спаи термоэлементов располагаются в фокусе солнечного концентратора. КПД лучших термоэлектрических генераторов составляет около 15%.

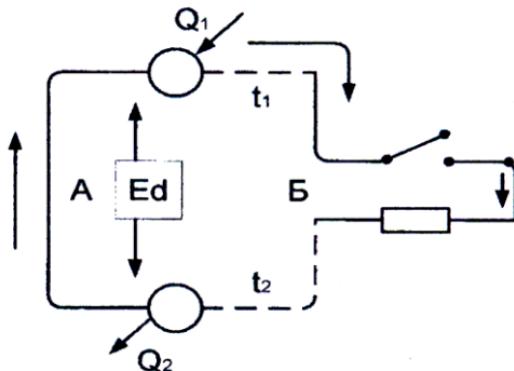


Рис. 1.15. Схема солнечной термоэлектрической установки:  
А,Б – термоэлектроды из разных материалов

Солнечные термоэлектрогенераторы обладают рядом преимуществ перед традиционными электромашинными преобразователями энергии, например турбогенераторами: отсутствием движущихся частей, высокой надежностью, простотой обслуживания. Солнечные термоэлектрогенераторы перспективны для применения в качестве источников энергопитания автономных потребителей малой мощности (до нескольких сотен Вт), например установок для подъема грунтовых вод в сельском хозяйстве, устройств навигации и связи, метеорологических станций, и т. д. К недостаткам современных солнечных термоэлектрогенераторов относятся низкий КПД и относительно высокая стоимость.

Другой тип солнечного электрического генератора – термоэмиссионные установки. Для непосредственного преобразования тепловой энергии солнечного излучения в электрическую используются термоэлектронные преобразователи, действие которых основано на явлении термоэлектронной эмиссии. Термоэлектронный

преобразователь представляет собой (рис. 1.16) электровакуумный прибор с двумя электродами – фотокатодом и анодом (коллектором электронов), помещенными в вакуумированную стеклянную или кварцевую колбу. В вакууме поверхность нагретого сконцентрированным солнечным излучением металлического или полупроводникового фотокатода испускает электроны, которые, пройдя межэлектродный промежуток, собираются на аноде. При замыкании внешней цепи, содержащей нагрузку и источник постоянного тока, служащий для создания в пространстве между фотокатодом и анодом электрического поля, ускоряющего электроны, в ней протекает фототок, пропорциональный световому потоку. Плотность тока насыщения определяется уравнением Ричардсона:

$$I/A = A_R T^2 \exp [-\phi/(kT)], \quad (1.13)$$

Где  $A$  – площадь поверхности эмиттера (фотокатода);  
 $A_R$  – постоянная Ричардсона для данного материала;  
 $T$  – температура поверхности эмиттера;  
 $\phi$  – работа выхода электрона с поверхности эмиттера;  
 $k$  – постоянная Больцмана.

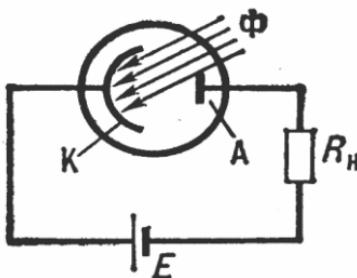


Рис. 1.16. Схема термоэмиссионной установки:  
 К – катод; А – анод;  $\Phi$  – световой поток; Е – источник постоянного тока;  $R_n$  – сопротивление нагрузки

Хорошим термоэлектронным эмиттером (фотокатодом) является цезий, покрытый вольфрамом ( $A_R \approx A \cdot m^{-2} \cdot K^{-2}$ ,  $\phi = 2$  эВ). Для генерации тока не требуется внешней ЭДС, если слой другого металла с более низкой работой выхода нанесен на нагреваемую поверхность. Такая система подобна р-п-переходу и может генерировать электроэнергию.

Практическое использование этих установок также связано с

известными трудностями: малым КПД (около 8-12%), значительными затратами тепла на осуществление термоэлектронной эмиссии, небольшим сроком службы.

## Контрольные вопросы

1. До какой температуры нагреты внешние неактивные слои Солнца?
2. На какой диапазон длин волн приходится максимум интенсивности солнечного излучения?
3. Дайте характеристику ультрафиолетового, видимого и инфракрасного излучения.
4. Какие виды взаимодействия имеют место при прохождении коротковолнового солнечного излучения через атмосферу Земли?
5. Какое значение имеет наибольшая интегральная плотность потока солнечного излучения, приходящего на Землю (в полдень в тропиках)?
6. Чему равна энергия фотонов в максимуме спектрального распределения солнечного излучения?
7. В каком виде энергии выгоднее всего аккумулировать и использовать энергию Солнца в средней полосе России?
8. Дайте характеристику активным и пассивным системам солнечного отопления.
9. Как устроен и как работает плоский коллектор солнечной энергии?
10. Для чего верхнюю поверхность абсорбера окрашивают в чёрный цвет или покрывают спектрально-селективными слоями?
11. Из каких элементов состоит солнечная водонагревательная установка с принудительной циркуляцией?
12. От чего зависит теплопроизводительность солнечной водонагревательной установки?
13. По какой формуле определяется поток солнечного излучения, поглощаемого приёмной поверхностью коллектора?
14. Какие факторы оказывают наиболее сильное влияние на КПД плоского солнечного коллектора?
15. Как устроена и как работает солнечная сушильная установка?
16. Как устроен и как работает солнечный дистиллятор?
17. Опишите работу пассивных устройств при использовании солнечного тепла для отопления домов.
18. Какие гелиоконцентраторы применяют для производства высокопотенциального тепла?

19. Где применяют гелиоконцентраторы?
20. Как устроена и как работает солнечная электростанция ?
21. Как устроен и как работает солнечный элемент с р-п переходом?
22. Как устроена батарея солнечных элементов?
23. В чём состоят преимущества и недостатки фотоэлектрических преобразователей?
24. Почему арсенид галлия является одним из наиболее перспективных материалов для солнечных элементов?
25. В каких странах и для каких целей активно используются солнечные батареи?
26. Опишите принцип действия солнечного термоэлектрического генератора?
27. Как устроена и как работает солнечная термоэмиссионная установка?

## 2. ЭНЕРГИЯ ВЕТРА

### 2.1. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГИИ ВЕТРА

Ветер – это движение воздуха в атмосфере, почти параллельное земной поверхности. Обычно под ветром подразумевается горизонтальная составляющая этого движения, так как вертикальная составляющая, как правило, в сотни раз меньше горизонтальной. Вертикальная составляющая ветра достигает значительной величины лишь в горах, когда воздух опускается по склону.

Ветер характеризуется скоростью и направлением. При скорости 5-8 м/с ветер считается умеренным, свыше 14 м/с – сильным; ветер порядка 20-25 м/с – уже штурм, а свыше 30 м/с – ураган. Резкое кратковременное усиление ветра до 20 м/с называется шквалом. У земной поверхности иногда наблюдается полное безветрие – штиль.

Ветровую энергию можно рассматривать как одну из форм проявления солнечной энергии, потому что Солнце является тем первоисточником, который влияет на погодные явления на Земле. Ветер возникает из-за неравномерного нагрева солнечными лучами земной поверхности и нижних слоев земной атмосферы. Поверхность воды и территории, закрытые облаками, нагреваются медленнее, чем поверхность Земли, доступная для солнечного излучения. Воздух, находящийся над нагретой поверхностью, нагревается и поднимается вверх, создавая области пониженного давления. Под действием перепада давления воздух из областей повышенного давления перемещается в направлении областей низкого давления, тем самым, создавая ветер. Однако вместе с возникновением движения воздуха на него начинают действовать другие силы: отклоняющая сила вращения Земли (кориолиса сила), сила трения (в нижнем слое атмосферы толщиной в несколько сот метров), а при криволинейных траекториях и центробежная сила.

Скорость и направление ветра меняются с течением времени. Ветер обладает не только сезонной изменчивостью (рис. 2.1), но также изменяет свою активность в течение суток (рис. 2.2) и за очень короткие промежутки времени – мгновенные пульсации скорости и порывы ветра (рис.2.3). В большинстве регионов наблюдаются значительные сезонные изменения ветровых потоков. Причем в зимние месяцы скорость ветра обычно выше, чем летом.

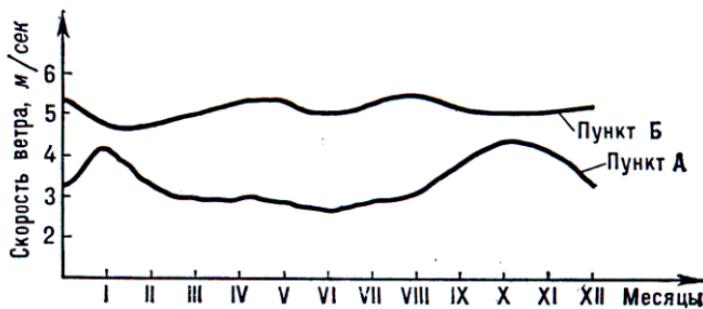


Рис. 2.1. Сезонная изменчивость скоростей ветра

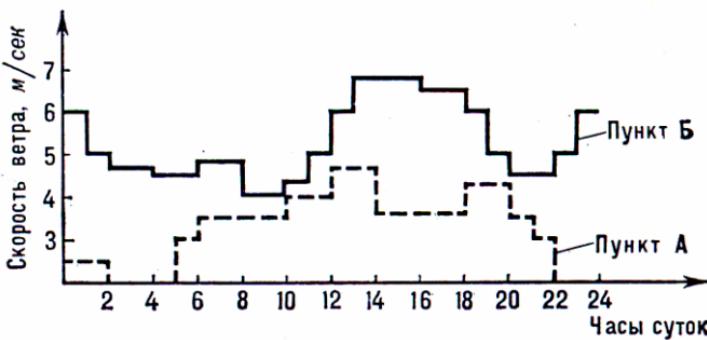


Рис. 2.2. Суточное изменение скоростей ветра

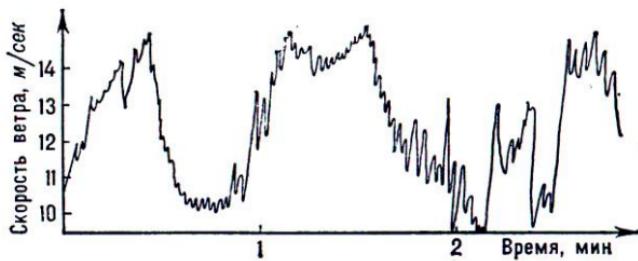


Рис. 2.3. Характер изменений скорости ветра за короткий промежуток времени

Скорость и направление ветра имеют хорошо выраженный суточный ход. Ночью скорость воздуха у земной поверхности, как правило, достигает минимума, а в послеполуденные часы – максимума. Особенно

хорошо суточный ход ветра выражен летом в ясные дни над степными или пустынными районами. Над морем суточный ход ветра не наблюдается. Суточные изменения скорости ветра наблюдаются также в прибрежных районах морей и больших водоемов (озер, водохранилищ). Утром Солнце нагревает землю быстрее, чем воду, поэтому ветер (брис) дует в направлении побережья. Вечером же Земля остывает быстрее, чем вода, поэтому ветер (брис) дует от побережья.

К достоинствам ветровой энергии прежде всего следует отнести доступность, повсеместное распространение и практическую неисчерпаемость ресурсов. Источник энергии не нужно добывать и транспортировать к месту потребления: ветер сам поступает к установленному на его пути ветродвигателю. Эта особенность ветра чрезвычайно важна для труднодоступных (арктических, степных, пустынных, горных и т.п.) районов, удаленных от источников централизованного энергоснабжения и для относительно мелких (мощностью до 100 кВт) потребителей энергии, рассредоточенных на обширных пространствах.

Основной недостаток ветровой энергии – непостоянство скорости и, следовательно, энергии ветра во времени.

Кинетическая энергия  $E_o$ , которой обладает воздушный поток, зависит от его массы  $m$  и скорости  $v_o$  и может быть определена по формуле:

$$E_o = mv_o^2/2. \quad (2.1)$$

Если в эту формулу подставить значение массы воздуха, протекающей за 1 секунду через ветроколесо, то получим выражение для секундной энергии потока, или, что то же самое, для его мощности:

$$P_o = \rho A v_o^3/2, \quad (2.2)$$

где  $\rho$  – плотность набегающего воздушного потока;

$A = \pi D^2/4$  – ометаемая ветроколесом площадь.

Из формулы (2.2) видно, что секундная энергия или мощность потока пропорциональна кубу скорости ветра, т.е. если скорость ветра увеличилась, например в 2 раза, то энергия воздушного потока возрастает в 8 раз. Мощность, развиваемая ветродвигателем, изменяется также пропорционально квадрату диаметра ветроколеса, т.е. при увеличении диаметра, например, в 2 раза, мощность при той же скорости ветра увеличивается в 4 раза.

Однако в механическую работу можно превратить только часть

эргии потока, протекающего через ветроколесо. Другая часть энергии потока теряется на трение частиц воздуха и различные потери, так как ветроколесо оказывает сопротивление движению воздушных частиц. Кроме того, значительная часть энергии содержится в воздушном потоке, уже прошедшем через ветроколесо. Это объясняется тем, что воздушный поток должен обладать определенной кинетической энергией, чтобы покинуть окрестность колеса.

В теории крыльчатых ветродвигателей доказывается, что скорость потока за ветроколесом не может быть равна нулю и что наилучший режим работы ветродвигателя будет иметь место в том случае, когда скорость непосредственно за ветроколесом составляет  $2/3$  от первоначальной скорости потока, набегающего на ветроколесо.

Число, показывающее какая часть мощности воздушного потока полезно используется ветроколесом, называется коэффициентом использования энергии ветра (коэффициентом мощности). Мощность ветродвигателя на валу ветроколеса, т.е. без учета потерь в передачах и подшипниках, может быть подсчитана по формуле:

$$P = \xi \rho A v^3 / 2, \quad (2.3)$$

где  $\xi$  – коэффициент использования энергии ветра.

Величина коэффициента использования энергии ветра прежде всего зависит от типа ветродвигателя, формы его крыльев и качества их изготовления, а также от ряда других факторов.

Для лучших быстроходных ветродвигателей, имеющих крылья обтекаемого аэrodинамического профиля,  $\xi = 0,48$ . Для тихоходных ветродвигателей значение  $\xi$  доходит до 0,38. Максимальное значение теоретического коэффициента использования энергии ветра у идеальных (совершенное ветроколесо, лишенное каких-либо аэrodинамических потерь) крыльчатых ветродвигателей равно 0,593.

## 2.2. ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ. ВЕТРОДВИГАТЕЛИ

Ветроэнергетическая установка – это комплекс технических устройств для преобразования кинетической энергии ветрового потока в какой-либо другой вид энергии. На рис. 2.4 представлена блок-схема

ветроэнергетической установки, состоящей из ветродвигателя, в комплекте с одной или несколькими рабочими машинами (генератор электрического тока, насос, механизмы для помола зерна, кормоприготовления и т.п.), аккумулирующего устройства, в ряде случаев дублирующего неветрового двигателя и систем автоматического управления и регулирования режимов работы.

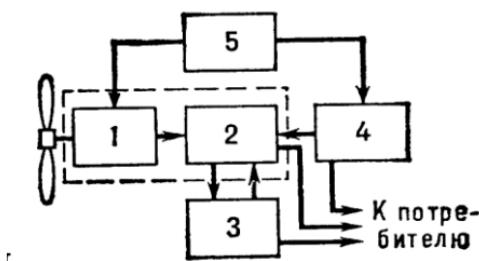


Рис. 2.4. Блок-схема ветроэнергетической установки:

1 – ветродвигатель; 2 – рабочая машина; 3 – аккумулирующее устройство; 4 – дублирующий двигатель; 5 – системы автоматического управления и регулирования режимов работы. Пунктиром обведены узлы, составляющие ветроагрегат

В качестве аккумулирующего устройства применяют наполняемую водой емкость или батареи электрохимических аккумуляторов. Дублирующий двигатель (обычно двигатель внутреннего сгорания) используют в периоды безветрия и в тех случаях, когда из-за снижения скорости ветра мощность, развиваемая ветродвигателем, становится ниже номинальной либо недостаточна для питания электроэнергией всей присоединенной нагрузки. Системы автоматического управления и регулирования служат для включения и выключения ветродвигателя (в зависимости от режимов ветра и нагрузки, степени заполнения водой ёмкости или заряда аккумулятора), для контроля за работой главных элементов ветроэнергетической установки, согласования режимов совместной или параллельной работы ветряного и теплового двигателей и др.

Различают ветроэнергетические установки специального назначения (насосные или водоподъемные, электрические зарядные, мельничные, опреснительные и т.п.) и комплексного применения (ветросиловые и ветроэлектрические). В силовых ветроэнергетических установках от механической трансмиссии ветродвигателя приводятся в движение исполнительные машины, в электрических ветроэнергетических уста-

новках вырабатываемая генератором электрического тока электроэнергия передается на электродвигатели исполнительных машин.

Основа различных ветроэнергетических установок – ветродвигатель, использующий кинетическую энергию ветра для выработки механической энергии. В качестве рабочего органа ветродвигателя, воспринимающего энергию (давление) ветрового потока и преобразующего её в механическую энергию вращения вала, применяют ротор, барабан с лопатками, ветроколесо и т.п. Ввиду малой эффективности (коэффициент использования энергии ветра не превышает 0,18) и громоздкости, а также вследствие того, что они очень тихоходны, роторные (карусельные) и барабанные ветродвигатели применяются крайне редко.

Преимущественное распространение получили крыльчатые ветродвигатели, у которых ось ветроколеса горизонтальна и параллельна направлению ветрового потока. Они имеют хорошие аэродинамические качества, лёгкий вес на единицу мощности, конструктивную возможность изготавливать их на большую мощность. Крыльчатые ветродвигатели более надёжны в эксплуатации и имеют наивысший коэффициент использования энергии ветра (до 0,48). Так как лопасть с наконечником крепления к ступице называется крылом, то и ветродвигатель такого типа получил название крыльчатого.

В зависимости от числа лопастей различают крыльчатые ветроколеса быстроходные (менее 4-х), средней быстроходности (от 4-х до 8-ми) и тихоходные (более 8-ми лопастей). Быстроходность ветроколеса оценивается числом модулей  $Z$ , равным отношению окружной скорости  $\omega R$  внешнего конца лопасти радиусом  $R$ , вращающейся с угловой скоростью  $\omega$ , к скорости  $V$  ветра:

$$Z = \omega R / V. \quad (2.4)$$

При одинаковом числе модулей  $Z$  ветроколесо большего диаметра имеет меньшую частоту вращения. При прочих одинаковых условиях увеличение числа лопастей также снижает частоту вращения ветроколеса.

Ветроколесо с небольшим числом лопастей (рис. 2.5) обычно состоит из ступицы и лопастей, соединенных с ней жёстко под некоторым углом  $\phi$  к плоскости вращения (рис. 2.6) или с помощью подшипниковых узлов, в которых лопасть поворачивается для изменения угла установки  $\phi$ .

К изучению физических явлений при прохождении воздушного потока через ветроколесо применяют теорию крыла и воздушного винта самолёта. На рис.2.6 приведена схема векторов аэродинамических сил и

скоростей в сечении лопасти.

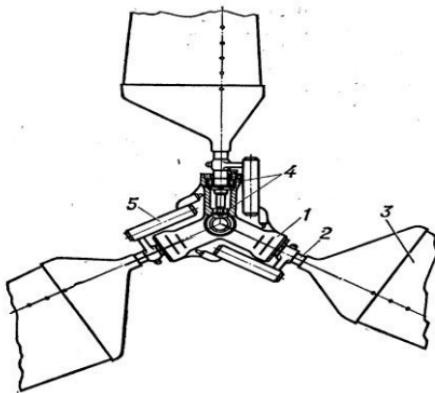


Рис. 2.5. Быстроходное ветроколесо:

1 – ступица; 2 – наконечник (макс); 3 – лопасть; 4 – подшипник; 5 – грузы регулятора

Если бы ветроколесо было неподвижным, то направление потока, набегающего на лопасть, совпадало бы с направлением ветра (по стрелке  $v$ ). Но так как ветроколесо вращается, то каждый элемент (сечение) лопасти имеет определенную окружную скорость  $\omega R$ , которая тем больше, чем дальше отстоит элемент от оси ветроколеса. Эта скорость направлена в плоскости вращения ветроколеса (стрелка  $\omega R$  на рис.2.6). Таким образом, воздушный поток набегает на лопасть с какой-то скоростью  $w$ , полученной в результате вычитания из вектора абсолютной скорости  $v$  переносной скорости  $\omega R$  (так как  $\omega R + w = v$  отсюда  $w = v - \omega R$ ). Эта скорость получила название относительной скорости потока.

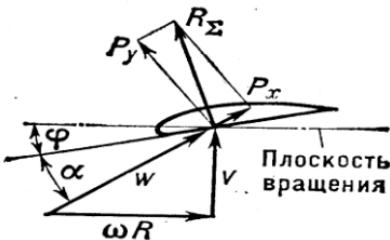


Рис. 2.6. Схема векторов аэродинамических сил и скоростей в сечении лопасти

Очевидно, что для каждого сечения лопасти имеет место разная величина скорости  $w$  и угол атаки  $\alpha$ , под которым ветер набегает на

элементы лопасти. А так как наилучший режим работы крыльчатого ветродвигателя будет только при определенных углах атаки, то и приходится угол установки  $\phi$  делать переменным по длине лопасти (на конце лопасти меньше, а ближе к валу – больше углы).

Крыльчатые ветродвигатели работают за счет аэродинамических сил, возникающих на лопастях ветроколеса, при набегании на них воздушного потока. Так же, как и на крыльях самолета, возникающая на каждой лопасти ветроколеса полная аэродинамическая сила  $R_{\Sigma}$  раскладывается на подъемную силу  $P_y$ , создающую врачающий момент  $M$ , и на силу  $P_x$  лобового давления, действующую по оси ветроколеса.

При поворотных лопастях с быстроходным ветроколесом часто конструктивно объединены механизмы регулирования частоты вращения, ограничения мощности и пуска-останова ветродвигателя, осуществляющие поворот лопасти относительно продольной оси ветродвигателя.

Многолопастное ветроколесо (рис. 2.7) состоит из ступицы с каркасом, на котором жестко закрепляются специально спрофилированные лопасти из листовой стали. У тихоходных ветроколес значимое значение коэффициента использования энергии ветра  $\xi$  доходит до 0,38. Ограничение развиваемой мощности обычно производится поворотом тихоходного ветроколеса относительно плоскости, перпендикулярной направлению действия ветрового потока.

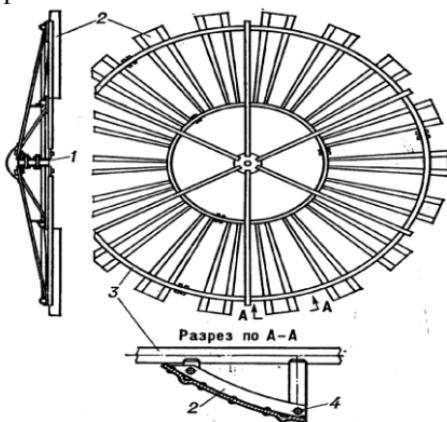


Рис. 2.7. Тихоходное ветроколесо:  
1 – ступица; 2 – лопасть; 3 – каркас;  
4 – болты крепления лопасти

Мощность, развиваемая на валу ветроколеса, зависит от его диаметра,

формы и профиля лопастей и практически не зависит от их числа:

$$P_{\text{вк}} = M \cdot \omega = 0,3925 \cdot 10^{-3} \cdot \rho D^2 V^3 \xi, \quad (2.5)$$

где  $P_{\text{вк}}$  – мощность на валу ветроколеса, кВт;

$\rho$  - плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup>;

$V$  - скорость ветра, м/с;

$D$  – диаметр ветроколеса, м;

$\xi$  – коэффициент использования энергии ветра;

$M$  – момент, развиваемый ветродвигателем;

$\omega$  – частота вращения ветроколеса.

У крыльчатых ветродвигателей все лопасти работают одновременно, создавая вращающий момент. Относительный вращающий момент  $\bar{M}$  определяется по формуле:

$$\bar{M} = M / (\pi R^3 \rho v^2 / 2). \quad (2.6)$$

На рис. 2.8 приведены для сравнения аэродинамические характеристики ветроколёс с различным числом лопастей в зависимости от быстроходности ветроколеса.

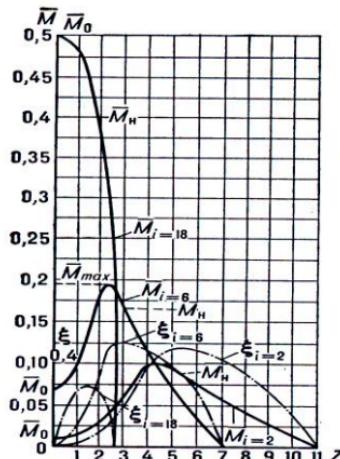


Рис. 2.8. Зависимости значений относительных моментов  $\bar{M}$  и коэффициента использования энергии ветра  $\xi$  от быстроходности  $Z$  при различном числе лопастей  $i$  ветроколеса

Как видно, наибольший коэффициент использования энергии ветра

( $\xi$ ) ветроколесо имеет лишь при определенной быстроходности, т.е. для каждой скорости ветра имеется одна единственная частота вращения, при которой  $\xi$  достигает максимального значения. У тихоходных ветроколес максимальное значение относительного вращающего момента  $\bar{M}$  совпадает с начальным моментом  $\bar{M}_o$ , у быстроходных, напротив, номинальное значение  $\bar{M}_n$ , соответствующее  $\xi_{\max}$ , в несколько раз больше  $\bar{M}_o$ .

Обычно применяют одну из двух основных схем крыльчатых ветродвигателей: или с вертикальной трансмиссией и нижним передаточным механизмом, или с расположением всех узлов в головке. Головку монтируют на поворотной опоре башни, и при изменении направления ветра она поворачивается относительно вертикальной оси (рис. 2.9). Для работы с более тихоходными исполнительными машинами используют обычно многолопастные ветродвигатели, а для агрегатирования с электрогенераторами, центробежными насосами и другими быстроходными машинами – двух- или трёхлопастные ветродвигатели. Кроме механического привода, применяют также электрический, пневматический, гидравлический и смешанный приводы.



Рис. 2.9. Крыльчатые ветродвигатели с расположением всех узлов в головке, смонтированной на поворотной опоре башни

Высота башни определяется диаметром ветроколеса и высотой препятствий, мешающих свободному прохождению воздушного потока к ветродвигателю. Ориентация ветроколеса по направлению ветра у ветродвигателей осуществляется автоматически хвостовым оперением или расположением ветродвигателя за башней (самоориентация).

## Контрольные вопросы

1. Из-за чего возникает ветер?
2. В чём заключаются достоинства и недостатки ветровой энергии?
3. Приведите формулу для мощности воздушного потока, проходящего через ветроколесо.
4. Почему в механическую работу можно превратить только часть энергии потока, протекающего через ветроколесо?
5. Что называется коэффициентом использования энергии ветра?
6. Из каких элементов состоит ветроэнергетическая установка?
7. Какие ветродвигатели получили наибольшее распространение?
8. Напишите формулу для определения быстроходности ветроколеса.
9. Приведите схему векторов аэродинамических сил и скоростей в сечении лопасти ветроколеса.
10. Напишите формулу для определения мощности на валу ветроколеса.
11. В каких случаях применяют многолопастные, а в каких – двух- или трёхлопастные ветродвигатели?

## 3. МАЛАЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

### 3.1. СОСТОЯНИЕ И РАЗВИТИЕ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

Гидроэнергетика является наиболее развитой областью энергетики на возобновляемых ресурсах. Гидроэлектростанции России производят около 13% электроэнергии. Несмотря на то, что в России потенциал гидроэнергии использован не более, чем на четверть, строительство больших ГЭС требует, с одной стороны, больших капиталовложений, и, с другой стороны, приводит к значительной экологической нагрузке на экосистему (затопление земель, негативное влияние на флору и фауну рек). Поэтому в последнее время все большее внимание уделяется малой гидроэнергетике.

В настоящее время в развитых странах наблюдаются два основных направления в развитии малой гидроэнергетики. Первое – это энергетическое использование плотин и водохранилищ, созданных для водоснабжения. И хотя многие из них уже используются для выработки электроэнергии, всё ещё велик потенциал подобных неиспользованных схем. Второе направление – использование малых водотоков с помощью бесплотинных ГЭС или строительство малых ГЭС традиционной компоновки в новых створах.

К малым ГЭС условно относят гидроэнергетические агрегаты мощностью от 100 кВт до 10 МВт. Меньшие агрегаты относятся к категории микроГЭС. МикроГЭС - надежные, экологически чистые, компактные, быстроокупаемые источники электроэнергии для деревень, хуторов, дачных поселков, фермерских хозяйств, а также мельниц, хлебопекарен, небольших производств в отдаленных, горных и труднодоступных районах, где нет поблизости линий электропередач.

Малая гидроэнергетика за последние десятилетия заняла устойчивое положение в электроэнергетике многих стран мира. Суммарная мощность малых ГЭС в мире сегодня превышает 70 ГВт. В ряде развитых стран установленная мощность малых ГЭС превышает 1 млн. кВт (США, Канада, Швеция, Испания, Франция, Италия). Они используются как местные экологически чистые источники энергии, работа которых приводит к экономии традиционных топлив, уменьшая эмиссию диоксида углерода. Лидирующая роль в развитии малой гидроэнергетики принадлежит КНР, где суммарная установленная мощность малых ГЭС

превышает 13 млн. кВт. При сравнительно низкой стоимости установленного киловатта и коротком инвестиционном цикле малые ГЭС позволяют дать электроэнергию удаленным от сетей поселениям.

Перечень потенциальных источников энергии для малой гидроэнергетики необычайно широк. Это небольшие реки, ручьи, естественные перепады высот на озёрных водосбросах и на оросительных каналах ирригационных систем. Турбины малых ГЭС используют в качестве гасителей энергии на перепадах высот питьевых и других трубопроводов, предназначенных для перекачки различных видов жидким продуктов. Установка небольших гидроэнергоагрегатов возможна на технологических водотоках, таких как промышленные и канализационные сбросы

В России энергетический потенциал малых рек очень велик. Технико-экономический потенциал малой гидроэнергетики в России превышает потенциал таких возобновляемых источников энергии, как ветер, солнце и биомасса, вместе взятых. Число малых рек в России превышает 2,5 млн., их суммарный сток более 1000 км<sup>3</sup> в год. По оценкам специалистов сегодняшними доступными средствами на малых ГЭС в России можно производить около 500 млрд. кВт·ч электроэнергии в год.

В середине прошлого века в России работало большое количество малых ГЭС, однако, впоследствии предпочтение было отдано крупному гидроэнергостроительству, и малые ГЭС постепенно выводились из эксплуатации. Сегодня интерес к малым ГЭС возобновился. Несмотря на то, что их экономические характеристики уступают крупным ГЭС, в их пользу работает много аргументов. Так, малая ГЭС может быть сооружена за счет средств частного сектора экономики, фермерских хозяйств и небольших предприятий. Малая ГЭС, как правило, не требует сложных гидротехнических сооружений, в частности, больших водохранилищ, которые на равнинных реках приводят к большим площадям затоплений. Сегодняшние разработки малых ГЭС характеризуются полной автоматизацией, высокой надежностью и полным ресурсом не менее 40 лет. Малые ГЭС позволяют лучше использовать солнечную и ветровую энергию, так как водохранилища ГЭС способны компенсировать их непостоянство.

Современная гидроэнергетика по сравнению с другими традиционными видами энергетики является наиболее экономичным и экологически более безопасным способом получения электроэнергии. Малая гидроэнергетика идет в этом направлении еще дальше.

Небольшие гидроэлектростанции позволяют сохранять природный ландшафт, окружающую среду не только на этапе эксплуатации, но и в процессе строительства. При последующей эксплуатации отсутствует отрицательное влияние на качество воды: она полностью сохраняет первоначальные природные свойства. В реках сохраняется рыба, вода может использоваться для водоснабжения населения. В отличие от других экологически безопасных возобновляемых источников электроэнергии - таких, как солнце и ветер, - малая гидроэнергетика практически не зависит от погодных условий и способна обеспечить устойчивую подачу дешёвой электроэнергии потребителю.

Еще одно преимущество малой энергетики - экономичность. В условиях, когда природные источники энергии - нефть, уголь, газ - истощаются, постоянно дорожают, использование дешевой, доступной, возобновляемой энергии рек, особенно малых, позволяет вырабатывать дешевую электроэнергию. К тому же сооружение объектов малой гидроэнергетики низкозатратно и быстро окупается. Необходимо отметить, кроме этого, что реконструкция выведенной ранее из эксплуатации малой ГЭС обойдется в 1,5- 2 раза дешевле.

Использование систем автоматического управления малыми и микро ГЭС не требует постоянного присутствия на объекте обслуживающего персонала - гидроагрегат надежно работает в автоматическом режиме.

Имеется успешный опыт эксплуатации оборудования малых ГЭС на перепадах уже существующих плотин, каналов, систем водоснабжения и водоотведения промышленных предприятий и объектов городского хозяйства, очистных сооружений, оросительных систем и питьевых водоводов.

В 90-е годы прошлого века проблема производства оборудования в России для малых и микро-ГЭС в основном была решена. Особенno привлекательно создание малых ГЭС на базе ранее существовавших, где сохранились гидротехнические сооружения. Сегодня их можно реконструировать и технически перевооружить. Целесообразно использовать в энергетических целях существующие малые водохранилища, которых в России более 1000.

В стране имеется ряд предприятий, производящих гидроэнергетическое оборудование, отвечающее самым современным требованиям и не уступающее лучшим мировым образцам. С использованием этого оборудования малые ГЭС могут создаваться как полностью автономные, так и работать на сеть.

Потенциальная энергия воды, падающей на лопасть турбины в единицу времени, определяется по формуле:

$$P_o = \rho Q g H, \quad (3.1)$$

где  $P_o$  – изменение в единицу времени потенциальной энергии воды (мощность);

$\rho$  – плотность воды;

$Q$  – объемный расход воды в единицу времени;

$g$  – ускорение свободного падения;

$H$  – высота падения жидкости (напор).

В отличие от других энергетических установок никакие принципиальные ограничения (термодинамические или динамические) не мешают энергии падающей воды полностью превратиться в механическую энергию, исключая потери на удаление воды из турбины. Так как реальная мощность гидротурбины близка к теоретической (КПД гидротурбин достигает 90%), уравнение (3.1) определяет максимальную мощность требуемого энергетического оборудования.

Местоположение гидроэлектростанции должно обеспечивать достаточно высокий расход  $Q$  в единицу времени и высоту  $H$  падения воды. Обычно для этого требуется годовой уровень осадков не менее 400 мм, выпадающих достаточно равномерно в течение года, определенный рельеф местности и территория для водохранилища.

Мощность натекающего на турбину потока определяется не геометрическим (или полным) напором, измеренным геодезическим инструментом (теодолитом с рейкой или нивелиром), а располагаемым (или рабочим) напором  $H_p$ , равным:

$$H_p = H_{\text{геом}} - H_{\text{тр}}, \quad (3.2)$$

где  $H_{\text{геом}}$  – геометрический напор;

$H_{\text{тр}}$  - потери напора на трение в каналах и водоводах на пути к турбине, пропорциональные длине водовода.

### 3.2. ГИДРОТУРБИНЫ

Гидротурбина – это ротационный двигатель, преобразующий механическую энергию воды (её энергию положения, давления и

скоростную энергию) в энергию вращающегося вала. По принципу действия гидротурбины делятся на активные и реактивные. Основным рабочим органом гидротурбины, в котором происходит преобразование энергии, является рабочее колесо. Вода подводится к рабочему колесу в активных гидротурбинах через сопла, в реактивных – через направляющий аппарат.

Работа активной гидротурбины основана на использовании кинетической энергии потока. Для этого потенциальную энергию воды перед плотиной превращают в кинетическую энергию струи, которую направляют в ковши расположенные на ободе колеса, как показано на рис. 3.1. Взаимодействие с ковшом изменяет направление движения струи, следовательно, со стороны ковша на струю действует сила, а значит, такая же по величине сила действует на ковш (третий закон Ньютона – закон действия и противодействия). Эта тангенциальная сила и вращает гидротурбину. В активной гидротурбине вода перед рабочим колесом и за ним имеет давление, равное атмосферному.

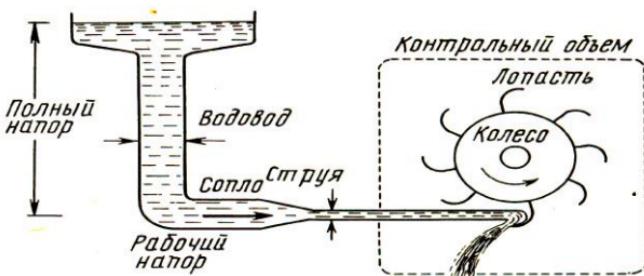


Рис. 3.1. Схема активной гидротурбины (турбины Пельтона) с горизонтальным валом

Наиболее распространенной разновидностью активных гидротурбин, использующих кинетическую энергию потока воды является ковшовая гидротурбина, патент на которую получил американский инженер А. Пелтон в 1889 году. Проточная часть ковшовой гидротурбины состоит из сопла, рабочего колеса и отводящего канала. Из напорного трубопровода вода поступает через сопла на лопасти (ковши) рабочего колеса по касательной к окружности, проходящей через середину ковша.

В отличие от реактивных гидротурбин, ковшовые гидротурбины не требуют отсасывающей трубы, а вода на лопасти рабочего колеса поступает не непрерывно, а лишь при прохождении ими зоны действия напорной струи. Внутри сопла находится игла, перемещением которой

регулируется площадь выходного сечения сопла, а следовательно, и расход потока. Во избежание гидравлического удара в напорном трубопроводе, а также во избежание разгона агрегата при сбросах с него нагрузки в процессе эксплуатации в ковшовых гидротурбинах применяют дефлекторы (отклонители или отсекатели), которые отжимают всю струю или часть её к периферии рабочего колеса, и струя проходит мимо лопастей.

Число лопастей рабочего колеса выбирается наименьшим из условия отсутствия проскока частиц напорной струи между лопастями. Большинство ковшовых гидротурбин имеет от 18 до 26 лопастей. Ковшовые гидротурбины выполняются как с горизонтальным, так и с вертикальным валом. Гидротурбины с горизонтальным валом (рис. 3.1) имеют одно, два или три рабочих колеса на одном валу и по одному или по два сопла на каждое рабочее колесо. Гидротурбины с вертикальным валом (рис.3.2) изготавливаются с одним рабочим колесом и несколькими соплами. Величина КПД реальных ковшовых гидротурбин колеблется от 50% для небольших агрегатов до 90% для больших энергостановок.

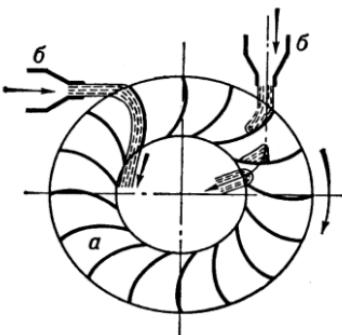


Рис. 3.2. Схема активной гидротурбины с вертикальным валом

Ковшовые гидротурбины целесообразно применять при больших напорах и небольших расходах воды в реке, так как при заданной мощности гидротурбины чем больше напор, тем меньшим будет расход воды (см. уравнение 3.1), а значит, тем меньше потребуется число сопел. Опыт показывает, что при количестве сопел больше 4-х струи воды, набегающие на лопасти гидротурбины, начинают влиять друг на друга, а это приводит к уменьшению КПД колеса.

Статическое давление на поверхности водохранилища и в струе воды равно атмосферному. В этом случае, с учетом потерь на трение в водо-

водах, скорость в струи воды на срезе сопла определяется по формуле:

$$v^2 = 2gH_p, \quad (3.3)$$

где  $H_p$  – располагаемый (рабочий) напор гидротурбины.

На практике размер водоводов выбирают таким, чтобы скорость струи не зависела от площади среза сопла. Для сопл площадью  $A_n$  суммарный расход воды равен:

$$Q = nA_nv. \quad (3.4)$$

Мощность на валу гидротурбины равна:

$$P_t = (1/2)\eta_r n A_n \rho (2gH_p)^{3/2}, \quad (3.5)$$

где  $\eta_r$  – КПД гидротурбины;

$\rho$  – плотность воды.

Из (3.5) следует, что мощность на валу гидротурбины пропорциональна суммарной площади сопл  $A = nA_n$ . Площадь среза сопла  $A_n$  ограничена размером лопасти, поэтому увеличение  $A_n$  ведет к увеличению размера гидротурбины. Как правило, проще увеличить число сопл  $n$ , чем общий размер гидротурбины. Однако использование более четырех сопл невыгодно из-за чрезмерного усложнения конструкции турбины и снижения её КПД. В небольших гидротурбинах используют два сопла. Очевидно, что общий расход воды через турбину ограничен расходом реки, т.е.:

$$nA_n \leq Q/(2gH_p)^{1/2}. \quad (3.6)$$

Реактивные гидротурбины целесообразно применять при небольших напорах и больших расходах воды в реке, так как при заданной мощности гидротурбины чем меньше напор, тем большим будет расход воды (см. уравнение 3.1). В отличие от активной гидротурбины, когда струя воды то воздействует на лопасть, то нет, в реактивной струя воздействует на все лопасти турбины практически всё время (рис. 3.3). Кроме того, в реактивной гидротурбине давление воды перед рабочим колесом больше атмосферного, а за ним может быть как больше, так и меньше атмосферного давления.

Проточная часть реактивных гидротурбин состоит из спиральной

камеры гидротурбины, направляющего аппарата, рабочего колеса и отсасывающей трубы, отводящей воду от гидротурбины. Реактивные гидротурбины по направлению потока в рабочем колесе делятся на радиально-осевые и осевые (пропеллерные).

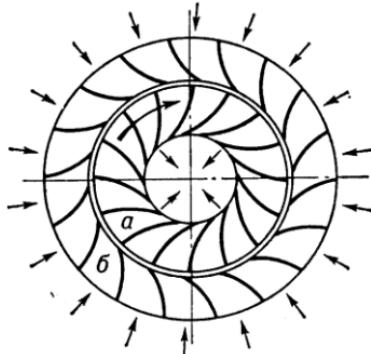


Рис. 3.3. Схема реактивной гидротурбины:  
а – рабочее колесо; б – направляющий аппарат

Радиально-осевая гидротурбина – это реактивная пропеллерная гидротурбина, в рабочем колесе которой поток воды имеет вначале радиальное (к оси), а затем осевое направление (рис.3.4).

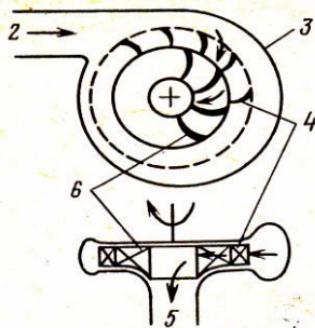


Рис. 3.4. Радиально-осевая гидротурбина (турбина Фрэнсиса):  
2 – вход; 3 – спиральная камера; 4 – неподвижные лопатки  
направляющего аппарата; 5 – выход; 6 – вращающиеся лопасти

Из этого рисунка видно, что поступающая в рабочее колесо вода, пройдя через направляющий аппарат, приобретает дополнительно к тангенциальной радиальную составляющую скорости. В направляющий аппарат радиально-осевой гидротурбины вода поступает из спиральной

камеры гидротурбины, отсасывающая труба обычно изогнутая.

Изменение мощности радиально-осевой гидротурбины осуществляется поворотом лопаток направляющего аппарата. Лопасти рабочего колеса гидротурбины жестко крепятся к валу, т. е. геометрия проточной части рабочего колеса гидротурбины постоянна.

Радиально-осевая гидротурбина имеет самый высокий оптимальный КПД из всех гидротурбин. Однако на ГЭС с большими колебаниями напора она уступает по энергетическим свойствам осевым поворотно-лопастным пропеллерным гидротурбинам, в которых изменение мощности осуществляется одновременным поворотом лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса. Патент на поворотно-лопастную пропеллерную гидротурбину в 1920 году получил австрийский инженер В. Каплан.

В пропеллерных гидротурбинах скорость потока имеет преимущественно осевое направление (рис. 3.5). Направляющий аппарат на входе гидротурбины несколько закручивает поступающий на рабочее колесо поток, увеличивая этим КПД турбины. Осевые пропеллерные гидротурбины являются наиболее компактными из всех гидротурбин, так как размер струи воды увеличен до размера их колес.

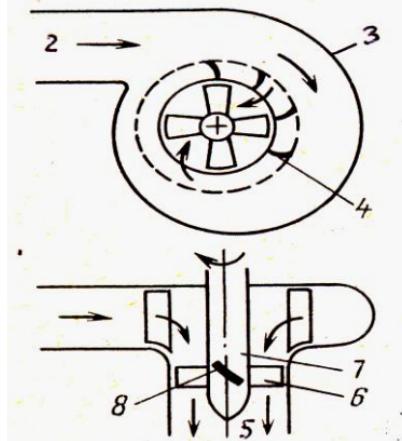


Рис. 3.5. Пропеллерная гидротурбина Каплана: 2 – вход; 3 – спиральная камера; 4 – неподвижные лопатки направляющего аппарата; 5 – выход; 6 – вращающиеся лопасти; 7 – втулка; 8 – вид лопасти с торца

Разновидностью поворотно-лопастной гидротурбины является диагональная гидротурбина, отличительной особенностью которой является то, что оси лопастей расположены под острым углом к оси

вращения гидротурбины (рис. 3.6). Втулка рабочего колеса не стесняет поток, что позволяет увеличивать число лопастей. В 1932 году американский инженер Д. А. Бигс получил патент на диагональную гидротурбину.

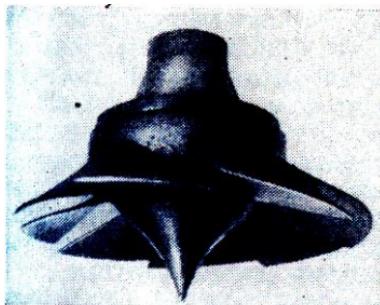


Рис. 3.6. Рабочее колесо диагональной гидротурбины

На рис. 3.7 показаны сравнительные характеристики диагональной и радиально-осевой гидротурбины, где  $\eta/\eta_{\max}$  – отношение КПД в эксплуатационных режимах к максимальному;  $N/N_{\text{опт}}$  – отношение мощности в эксплуатационных режимах к оптимальной. Вследствие лучшего обтекания лопастей рабочего колеса и отсасывающей трубы на режимах, заметно отличающихся по нагрузке и напору от расчётных величин, режим потока в диагональной гидротурбине более спокойный, с меньшими пульсациями, характеристика КПД более пологая и среднеэксплуатационный КПД выше. Особенно экономичны диагональные гидротурбины на ГЭС с большими колебаниями напора и мощности

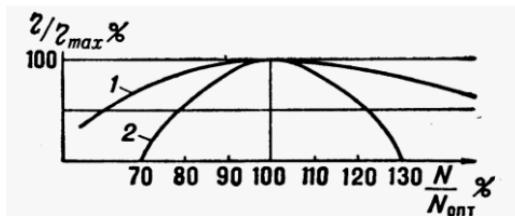


Рис. 3.7. Сравнительные характеристики диагональных и радиально-осевых гидротурбин: 1 – диагональная гидротурбина; 2 – радиально-осевая гидротурбина

Рабочие колёса диагональных гидротурбин используются также при изготовлении обратимых гидромашин (насосо-турбин) для гидроакку-

мулирующих электростанций (ГАЭС).

Кавитационные свойства осевых пропеллерных гидротурбин несколько хуже, чем у радиально-осевых гидротурбин. Основная причина – большие перепады давлений возникающие при движении воды в осевых гидротурбинах. В отличие, например, от активных турбин поток в них изолирован стенками спирального аппарата от атмосферы. Как следствие – минимальное давление воды в реактивной гидротурбине существенно меньше атмосферного. Более того, это давление может быть даже меньше давления насыщенных паров воды. Если такое происходит, в потоке образуются пузырьки пара, т.е. возникает кавитация. Если затем в потоке давление воды резко возрастает, пузырьки пара схлопываются. Возникающие в этот момент громадные давления могут вызвать вибрацию агрегата, снижение КПД и разрушение материала гидротурбины. Эти явления усиливаются с увеличением скорости потока и напора, поэтому осевые гидротурбины используются в основном при низких напорах.

Для расчета профиля лопасти рабочего колеса гидротурбины, вращающегося с постоянной частотой вращения, используется уравнение (рис. 3.8):

$$(3.7) \quad H_p \cdot \eta_r = (u_1 \cdot v_1 \cdot \cos \alpha_1 - u_2 \cdot v_2 \cdot \cos \alpha_2)/g,$$

где  $H_p$  – рабочий напор гидротурбины;

$u_1$  и  $u_2$  - окружные скорости лопастей на входе воды в рабочее колесо и на выходе из него;

$v_1$  и  $v_2$  – абсолютные скорости воды на входе в рабочее колесо и выходе из него;

$\alpha_1$  и  $\alpha_2$  – углы между направлениями окружных и абсолютных скоростей в точках, соответствующих осереднённой по энергии поверхности тока;

$g$  – ускорение свободного падения;

$\eta_r$  – гидравлический КПД гидротурбины.

Полный КПД гидротурбины (отношение полезной мощности, отдаваемой турбинным валом, к мощности пропускаемой через гидротурбину воды) определяется по формуле:

$$(3.8) \quad \eta_t = \eta_r \cdot \eta_m \cdot \eta_o,$$

где  $\eta_m$  - механический КПД гидротурбины, учитывающий потери мощности на преодоление механических сопротивлений;  
 $\eta_o$  – объемный КПД гидротурбины, учитывающий утечку воды в обход рабочего колеса.

В современных гидротурбинах полный КПД равен 0,85-0,92; при благоприятных условиях работы лучших образцов гидротурбин он достигает 0,94-0,95.

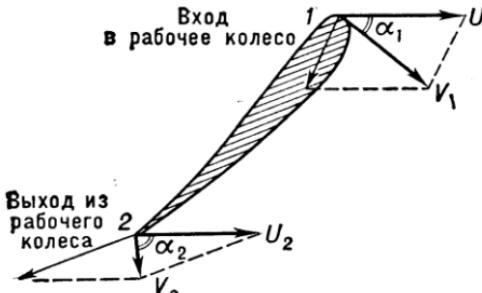


Рис. 3.8. Треугольники скоростей на входе в рабочее колесо гидротурбины и на выходе из него

Геометрические размеры гидротурбин характеризуются номинальным диаметром рабочего колеса. Гидротурбины разных размеров образуют турбинную серию, если обладают однотипными рабочими колесами и геометрически подобными элементами проточной части. Определив необходимые параметры одной из гидротурбин данной серии, можно подсчитать, пользуясь формулами подобия, те же параметры для любой гидротурбины этой серии (гидродинамическое моделирование). Каждую турбинную серию характеризует коэффициент быстроходности:

$$\varphi = (P_t^{1/2} \cdot \omega) / [\rho^{1/2} (g H_p)^{5/4}], \quad (3.9)$$

где  $\omega$  – частота вращения колеса гидротурбины.

Чем больше этот коэффициент, тем больше частота вращения вала при заданных напоре и мощности. Гидротурбина и электрический генератор обходятся дешевле при увеличении частоты их вращения. Поэтому стремятся строить гидротурбины с возможно большим коэффициентом быстроходности.

Графики, выражающие зависимости величин, характеризующих гидротурбину, называются турбинными характеристиками. На рис. 3.9

представлены характеристики гидротурбины при постоянном напоре и частоте вращения колеса, но при различных нагрузках в расходе воды. В реальных условиях гидротурбины работают при меняющемся напоре.

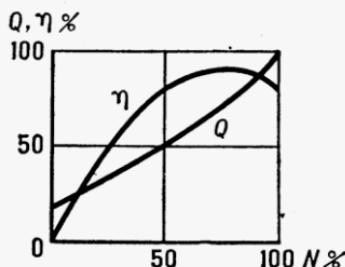


Рис. 3.9. Характеристики гидротурбины при постоянном напоре и частоте вращения колеса:  $\eta$  – КПД гидротурбины;  $Q$  – расход воды;  $N$  – нагрузка гидротурбины

### 3.3. ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Гидроэлектростанция – это комплекс сооружений для концентрации потока воды и создания напора и энергетического оборудования, преобразующего энергию движущейся под напором воды в механическую энергию вращения, которая, в свою очередь, преобразуется в электрическую энергию. На рис. 3.10 показана схема типичной гидроэлектростанции. В неё входят водохранилище, подводящий водовод, регулятор расхода воды, гидротурбина, электрогенератор, система контроля и управления параметрами генератора, электрораспределительная система. Водохранилище, т. е. источник потенциальной энергии, создается с помощью плотины, которая позволяет также обеспечивать стабильный расход воды через турбину. Небольшие ГЭС, расположенные в стороне от основного русла реки и соединенные с ней подводящим и отводящим каналами (так называемые деривационные гидроэлектростанции), имеют вместо плотины невысокую подпорную стенку, т.е. не создают водохранилищ.

Существует большое разнообразие гидроэлектростанций малой энергетики. Так, по схеме использования водных ресурсов и концентрации напоров их подразделяют на:

-стационарные приплотинные, с совмещением плотины и здания ГЭС;

-стационарные безплотинные с трубопроводом напорной деривации ;  
 -мобильные в контейнерном исполнении, с использованием в качестве напорной деривации пластиковых труб или гибких армированных рукавов;

-переносные мощностью до 10 кВт, при использовании их, как путём сооружения небольшой плотины, так и с напорной деривацией;

-погружные безплотинные мощностью до 5 кВт (при скорости течения воды в водотоке порядка 3 метров в секунду).

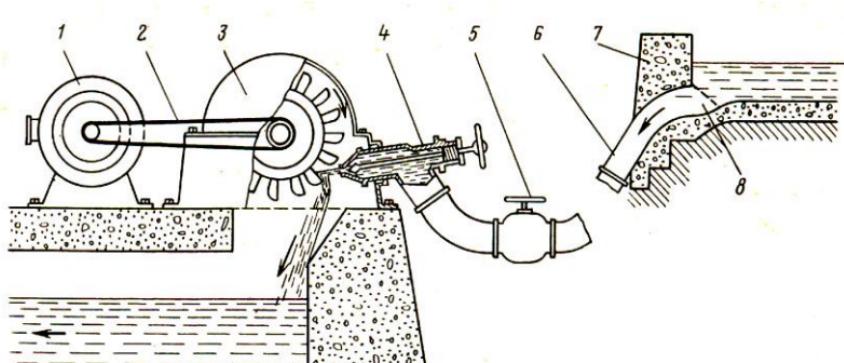


Рис. 3.10. Схема гидроэлектростанции с ковшовой гидротурбиной:  
 1 – электрогенератор; 2 – приводной ремень; 3 – гидротурбина; 4 – сопло; 5 – вентиль; 6 – водовод; 7 – плотина; 8 – защитная сетка

По характеру используемых гидроресурсов микроГЭС можно разделить на следующие категории: новые русловые или приплотинные станции с небольшими водохранилищами; станции, использующие скользящую энергию свободного течения рек; станции, использующие существующие перепады уровней воды в самых различных объектах водного хозяйства - от судоходных сооружений до водоочистных комплексов (существует также опыт использования питьевых водоводов, а также промышленных и канализационных стоков).

МикроГЭС (мощностью до 100 кВт) можно установить практически в любом месте. Гидроагрегат состоит из энергоблока, водозаборного устройства и устройства автоматического регулирования (рис. 3.11).

На рис. 3.12 приведен машинный зал микроГЭС.

Гидроагрегаты для малых и микроГЭС выпускаются с пропеллерными, диагональными, радиально-осевыми и ковшовыми турбинами.

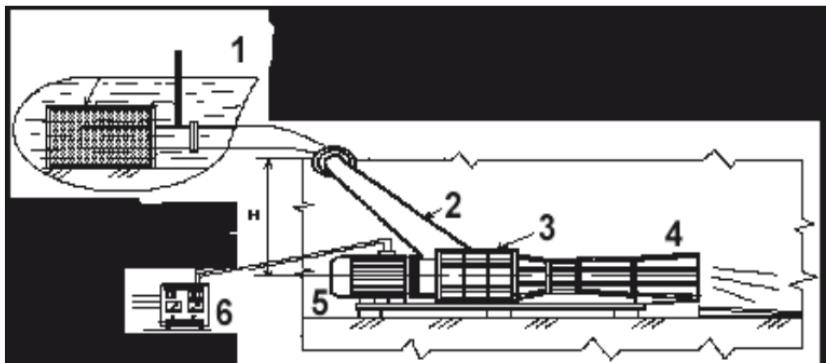


Рис. 3.11. Схема микро ГЭС:

1 – водохранилище; 2 – водозаборное устройство с мусорозадерживающей решеткой; 3 – гидротурбина; 4 – выпускной коллектор; 5 – генератор; 6 – устройство автоматического регулирования

Ниже приведен перечень оборудования микро- и малых ГЭС, изготавливаемых и устанавливаемых в настоящее время в России.

### 1. МИКРОГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

с пропеллерным рабочим колесом

- мощностью до 10 кВт ( МГЭС-10Пр ) на напор 2,0- 4,5 м и расход 0,07 - 0,14 м<sup>3</sup>/ с;
- мощностью до 10 кВт ( МГЭС-10Пр ) на напор 4,0-10,0 м и расход 0,10 - 0,21 м<sup>3</sup>/ с;

- мощностью до 50 кВт ( МГЭС- 50Пр ) на напор 2,0-10,0 м и расход 0,36 - 0,80 м<sup>3</sup>/ с;

с диагональным рабочим колесом

- мощностью 20 кВт ( МГЭС- 20ПрД ) на напор 8-18 м и расход 0,08 - 0,17 м<sup>3</sup>/ с;

с ковшовым рабочим колесом

- мощностью до 100 кВт ( МГЭС-100К ) на напор 40-250 м и расход 0,015 - 0,046 м<sup>3</sup>/ с;
- мощностью до 200 кВт ( МГЭС-200К ) на напор 40-250 м и расход 0,015 - 0,013 м<sup>3</sup>/ с;

### 2. ГИДРОАГРЕГАТЫ ДЛЯ МАЛЫХ ГЭС

- гидроагрегаты с осевыми турбинами (ГА-1, ГА-8, ГА13) мощностью до 1800 кВт;

- гидроагрегаты с радиально-осевыми турбинами (ГА-2, ГА-4, ГА-9, ГА-11,) мощностью до 5500 кВт;
- гидроагрегаты с ковшовыми турбинами (ГА-5, ГА-10) мощностью до 3300 кВт.



Рис. 3.12. Машинный зал микроГЭС

### **Контрольные вопросы**

1. Какие основные направления наблюдаются в развитии малой гидроэнергетики?
2. В чём отличие малых ГЭС от микроГЭС?
3. Приведите перечень потенциальных источников энергии для малой гидроэнергетики.
4. Какие преимущества у малой гидроэнергетики?
5. Приведите формулу для определения потенциальной энергии воды, падающей на лопасть гидротурбины в единицу времени.
6. Чему равен КПД гидротурбин?
7. Как работает активная гидротурбина?

8. В каких случаях целесообразно применять активные ковшовые гидротурбины?
9. По какой формуле определяется мощность на валу гидротурбины?
10. В каких случаях целесообразно применять реактивные гидротурбины?
11. Каким образом происходит изменение мощности радиально-осевой гидротурбины?
12. Каким образом происходит изменение мощности пропеллерной гидротурбины?
13. В чём отличие диагональной от радиально-осевой гидротурбины?
14. Почему в реактивных гидротурбинах может возникнуть кавитация?
15. Из каких основных элементов состоит типичная гидроэлектростанция?
16. Как подразделяются гидроэлектростанции малой энергетики по схеме использования водных ресурсов и концентрации напоров?
17. Как подразделяются микроГЭС по характеру используемых гидроресурсов?

## 4. ЭНЕРГИЯ БИОМАССЫ

### 4.1.ОСОБЕННОСТИ РЕСУРСОВ

Биомасса, как производная энергии Солнца в химической форме, является одним из наиболее популярных и универсальных ресурсов на Земле.

В последнее время внимание к эффективному энергетическому использованию биомассы существенно повысилось, причем в пользу этого появились и новые аргументы:

- использование растительной биомассы при условии её непрерывного восстановления (например, новые лесные посадки после вырубки зрелого леса) не приводит к увеличению концентрации углекислого газа в атмосфере;

- энергетическое использование отходов (сельскохозяйственных, промышленных и бытовых) решает также экологические проблемы (снижение остроты проблемы избавления от отходов);

- вновь созданные технологии позволяют использовать биомассу значительно более эффективно.

Биомасса позволяет получать не только пищу, но и энергию, строительные материалы, бумагу, ткани, медицинские препараты и химические вещества. Биомасса используется для энергетических целей с момента открытия человеком огня. Сегодня топливо из биомассы может использоваться для различных целей - от обогрева жилищ до производства электроэнергии и топлив для автомобилей.

Химический состав биомассы может различаться в зависимости от ее вида. Обычно растения состоят из 25% лигнина и 75% углеводов или сахаридов. Углеводная фракция состоит из множества молекул сахаридов, соединенных между собой в длинные полимерные цепи. К наиболее важным категориям углеводов можно отнести целлюлозу. Лигниновая фракция состоит из молекул несахаридного типа. Природа использует длинные полимерные молекулы целлюлозы для образования тканей, обеспечивающих прочность растений. Лигнин представляет собой "клей", который связывает молекулы целлюлозы между собой.

Первичной биомассой являются растения, произрастающие на сухе и в воде. Биомасса образуется в результате фотосинтеза, за счет которого солнечная энергия аккумулируется в растущей массе растений. В зависимости от рода растений и климатической зоны произрастания это приводит к различной продуктивности в расчете на

единицу площади, занятой растениями. Для северных зрелых, медленно растущих, лесов продуктивность составляет 1 т прироста древесины в год на 1 га. Для сравнения урожай кукурузы (вся зелёная масса) в штате Айова, США, в среднем составляет около 50 т/га.

Образование биомассы происходит следующим образом. Двуокись углерода из атмосферы и вода из грунта участвуют в процессе фотосинтеза с получением углеводов (сахаридов), которые и образуют "строительные блоки" биомассы. Таким образом, солнечная энергия, используемая при фотосинтезе, сохраняется в химической форме в биомассовой структуре. Если мы сжигаем биомассу эффективным образом (извлекаем химическую энергию), то кислород из атмосферы и углерод и водород, содержащиеся в растениях, вступают в реакцию с образованием двуокиси углерода и воды. Процесс является циклическим, потому что двуокись углерода может вновь участвовать в производстве новой биомассы.

Древесина, по-видимому, является наиболее известным примером биомассы. В процессе сжигания высвобождается энергия, которую дерево усвоило, поглотив солнечные лучи. Однако, древесина - только один пример биомассы. Кроме древесины могут использоваться и другие виды биомассы - сельскохозяйственные отходы (например, стебли кукурузы, ботва растений, солома, шелуха), древесные отходы (например, опилки, порубочные остатки, щепа), бумажные отходы, отходы зеленых насаждений в городском мусоре, энергетические растения (быстрорастущие деревья, например, тополь или ива).

Основные данные по использованию биомассы в качестве источника энергии в мире:

- общая масса живой материи (включая влажность) - 2000 млрд т (90% приходится на древесину);
- общая масса наземных растений - 1800 млрд т;
- общая масса леса - 1600 млрд т;
- количество наземной биомассы на одного жителя - 400 т;
- количество энергии, накопленной наземной биомассой - 25000 ЭДж (1 ЭДж= $10^{18}$  Дж);
- годовой прирост биомассы - 400 млрд т;
- скорость накопления энергии наземной биомассой - 3000 ЭДж/год ;
- общее потребление всех видов энергии - 400 ЭДж/год ;
- потребление энергии биомассы - 55 ЭДж/год.

Следует иметь в виду, что из общего количества биомассы только 0,5% употребляется человечеством в виде пищи.

Биомасса считается одним из ключевых возобновляемых энергетических ресурсов будущего. Сегодня она обеспечивает около 12% потребления первичной энергии. Для трех четвертей населения планеты, живущих в развивающихся странах, биомасса является самым важным источником энергии (рис. 4.1). Увеличение населения и потребления энергии на одного жителя, а также истощение ресурсов ископаемого топлива приведут к быстрому увеличению спроса на биомассу в развивающихся странах. В среднем, в развивающихся странах биомасса обеспечивает 38% первичной энергии (а в некоторых странах 90%). Весьма вероятно, что биомасса останется важным глобальным источником энергии в развивающихся странах в течение всего 21 века. В странах Европейского Союза, в среднем, вклад биомассы в энергетический баланс составляет около 3%, но с широкими вариациями: в Австрии - 12%, в Швеции - 18%, в Финляндии - 23%.

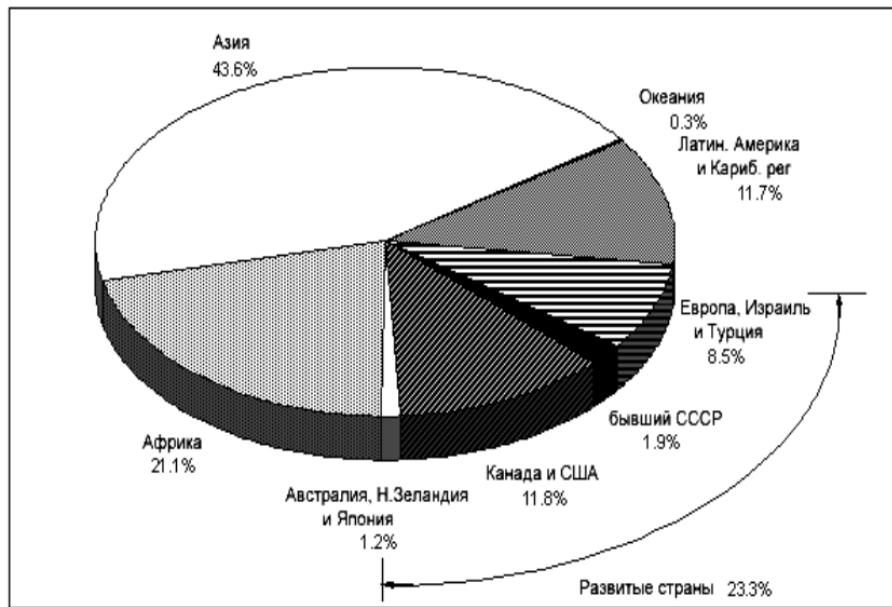


Рис. 4.1. Использование биомассы в качестве источника энергии в мире

Наряду с первичной растительной биомассой значительный энергетический потенциал содержится в отходах растениеводства, животноводства, птицеводства, твердых бытовых отходах и отходах

различных отраслей промышленности (мясной, молочной и др.). Использование этого потенциала возможно термохимическими или биохимическими методами. В первом случае речь идет в основном о твердых бытовых отходах, которые либо сжигаются, либо газифицируются на мусороперерабатывающих фабриках. Во втором случае сырьем является навоз или жидкие промышленные и бытовые стоки, которые перерабатываются в биогаз.

В России ежегодно образуется около 60 млн т твердых бытовых отходов (ТБО); количество отходов животноводства и птицеводства составляет около 130 млн т/год, а осадков сточных вод - 10 млн т/год. Энергетический потенциал этих отходов составляет 190 млн т условного топлива.

## **4.2. ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ ЭНЕРГИИ ИЗ БИОМАССЫ**

Различные процессы преобразования биомассы в топливо позволяют заменить фактически все производные нефти и другие горючие ископаемые топливом из биомассы, поскольку в зависимости от её состояния и технологической переработки могут быть получены различные энергетические продукты (табл. 4.1).

Таблица 4.1.

Классификация энергетических продуктов, получаемых от использования биомассы

Вид биомассы	Технологический процесс	Энергетические продукты
Сухая	Сжигание	Тепловая и электрическая энергия
	Газификация	Горючие газы, метanol
	Пиролиз	Горючие газы, смола, древесный уголь (полукокс)
	Гидролиз и дистилляция	Этиловый спирт
Влажная	Брикетирование прессованием	Древесные гранулы
	Анаэробное сбраживание	Биогаз
	Сбраживание и дистилляция	Этиловый спирт

В зависимости от вида исходного сырья, его состава, свойств и т. д. используется одна из технологий первичного преобразования энергии биомассы (рис. 4.2)



Рис. 4.2. Классификация технологий преобразования энергии биомассы

#### 4.2.1. СЖИГАНИЕ БИОТОПЛИВА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ТЕПЛА

С помощью тепла сжигаемой биомассы приготовляют пищу, обогревают жилище, осуществляют целый ряд технологических процессов при переработке урожая. Его используют для получения электроэнергии, необходимой для работы различной техники.

В большинстве развивающихся стран сжигание биомассы обеспечивает покрытие наибольшей доли потребности в топливе. Совершенно иначе обстоит дело в промышленно развитых странах: здесь доминирует использование ископаемого топлива и в некоторых случаях – атомной энергии.

В табл. 4.2 приведены данные по теплоте сгорания ряда обезвож-

женных пригодных для нужд энергетики культур, биологических отходов, производных топлив и органических продуктов, полезные при оценке возможностей промышленного использования топлив из биомассы.

Таблица 4.2.

Теплотворные способности различных топлив, МДж/кг

Топливо	Теплота сгорания	Примечание
<b><i>Специально собираемое</i></b>		
Древесина:		
зелёная	8	Зависит больше от влажности, чем от сорта дерева
сезонная	13	
специально высушенная	16 - 20	
Растительность высушенная	15	Например, сено
<b><i>Отходы урожая</i></b>		
Солома	17	Для сухого материала
Пшеничная шелуха	12 - 15	
Стебли кукурузы	17	
<b><i>Вторичные биотоплива</i></b>		
Этанол – $C_2H_5OH$	30	Плотность $789 \text{ кг}/\text{м}^3$
Метанол – $CH_3OH$	23	-
Биогаз	28	$50\% CH_4 + 50\% CO_2$
Генераторный газ	5 - 10	Различный состав
Древесный уголь:		
твёрдый кусковый	32	-
пылевидный	32	-
<b><i>Ископаемые топлива</i></b>		
Метан	55	Природный газ
Бензин	47	Продукты переработки нефти
Керосин	46	
Дизельное топливо	46	
Сырая нефть	44	
Чёрный уголь	27	Коксующийся

Технология прямого сжигания представляет собой наиболее очевидный способ извлечения энергии из биомассы. Она проста, хорошо изучена и коммерчески доступна. Существует множество типов

и размеров систем прямого сжигания, в которых можно сжигать различные виды топлива: древесное топливо, соломенные тюки, твёрдые бытовые отходы, автомобильные шины и т.п.

Под древесным топливом понимают все виды топлива, полученные в лесном хозяйстве. Древесина добывается на постоянной основе: в лесах в процессе вырубки. В процессе прореживания лесных плантаций создается большое количество древесных отходов. Сегодня они зачастую остаются гнить на месте. Это происходит даже в странах, в которых ощущается недостаток топлива. Древесные отходы могут быть собраны, высушены и использованы в качестве топлива.

Следующим источником древесных отходов является обработка деловой древесины. Сухие опилки и другие отходы, возникающие в процессе распиловки деловой древесины и изготовления мебели, представляют собой качественное топливо.

Сельскохозяйственные отходы представляют собой огромный источник биомассы для прямого сжигания. Отходы растениеводства и животноводства обеспечивают значительное количество энергии, уступающее только древесине, которая является главным видом топлива из биомассы на Земле. Сельскохозяйственные отходы включают: отходы растительных культур, например, солому, некондиционную продукцию и излишки производства.

Сжигание биомассы (например, древесины) может быть разбито на 4 фазы:

- кипение воды, содержащейся в древесине. Даже древесина, высушенная в течение нескольких лет, содержит от 15 до 20% воды в клеточной структуре;

- выделение газовой (летучей) составляющей. Очень важно, чтобы эти газы сгорали, а не "вылетали в трубу";

- выделяющиеся газы смешиваются с атмосферным воздухом и сгорают под воздействием высокой температуры;

- сгорание остатков древесины (преимущественно углерод). При хорошем сгорании энергия используется полностью. Единственным остатком является небольшое количество золы.

Тепло, получаемое при сжигании биомассы, может использоваться для приготовления пищи, отопления и горячего водоснабжения, для производства электроэнергии и в промышленных процессах.

Одной из проблем, связанных с непосредственным сжиганием в устройствах для приготовления пищи, является их низкая эффективность. В случае использования открытого пламени большая

часть тепла теряется. Соответствующие устройства имеют КПД до 20%.

Пар для обеспечения производства обычно получают, сжигая различные отходы биомассы в топках паровых котлов. При этом возможно использование метода сжигания в псевдоожженном слое.

Большое значение имеет удельный объем топлива, который определяет размеры соответствующего оборудования и технологию сжигания. В этом отношении древесина значительно уступает, например, углю. Для угля удельный объем составляет около 30 дм<sup>3</sup>/ГДж, тогда как для щепы, в зависимости от породы дерева, этот показатель лежит в пределах 250 – 350 дм<sup>3</sup>/ГДж; для соломы удельный объем еще больше, достигая 1 м<sup>3</sup>/ГДж. Поэтому сжигание биомассы требует либо ее предварительной подготовки, либо специальных топочных устройств. В частности, в ряде стран распространение получил способ уплотнения древесных отходов с превращением их в гранулы.

В последнее время наибольшее распространение получили котлы с автоматической подачей биотоплива в зону горения. Автоматические котлы подключаются к системе теплоснабжения так же, как мазутные или газовые. Тепло от сгорания топлива передается теплоносителю – воде, которая после нагрева поступает в радиаторы, расположенные в помещениях дома. Таким образом, котел отапливает все помещения в здании, в отличие от печи, которая обогревает лишь комнату, в которой находится. Гранулы (рис. 4.3) и щепа (рис. 4.4) имеют идеальный размер для использования в автоматических котлах, поскольку они подаются в котел непосредственно из бункера. Бункер необходимо заполнять один-два раза в неделю. В котлах с ручной подачей топлива, использующих, например, дрова, последние необходимо загружать несколько раз в день.



Рис. 4.3. Древесные гранулы

Древесные гранулы являются относительно новым и привлекательным видом топлива. При сжигании гранул утилизируются ресурсы, которые в противном случае оказались бы в составе мусора или попали бы на свалки. Гранулы обычно делаются из отходов (опилок и стружек) и используются в широких масштабах в системах централизованного теплоснабжения. Они производятся прессованием и имеют 1-3 см в длину и около 1 см в диаметре. Они чистые, обладают хорошим запахом и приятные на ощупь. Гранулы имеют низкую влажность (менее 10%) и высокую теплотворную способность (16,2 – 18,72 кДж/кг) по сравнению с другими видами древесного топлива. После прессования уменьшается объем (плотность более 650 кг/м<sup>3</sup>), в результате увеличивается количество энергии в единице объема (энергетическая плотность). При сжигании гранул процесс обладает большей эффективностью и образуется малое количество остатка.



Рис. 4.4. Приготовление древесной щепы рубительной машиной

Существует много преимуществ использования древесных гранул в качестве топлива. Для производства гранул не нужно пилить деревья - они могут быть получены из древесных отходов. Сжигание гранул помогает избавиться от отходов деревообрабатывающей и мебельной промышленности. В гранулах обычно отсутствуют добавки для улучшения процесса горения. При сжигании гранул не образуется дым. Использование этого вида топлива уменьшает потребность в ископаемом топливе, сжигание которого приносит вред окружающей среде.

Древесная щепа получается из отходов лесной древесины. Древостой

должен прореживаться при выращивании деловой древесины (для производства балок, досок и мебельных заготовок). Таким образом, щепа является результатом обычной эксплуатации лесного хозяйства. Древесина измельчается в специальных рубительных машинах (рис. 4.5). Приготовление древесной щепы представлено на рис. 4.4. Размер и вид щепы зависит от конкретной машины, однако типичная щепа имеет от 2 до 5 см в длину и 1 см в толщину. Влажность свежей щепы составляет около 50% (массовых) и значительно уменьшается в процессе сушки.



Рис. 4.5. Рубительная машина

Существует три типа котлов с автоматической подачей для щепы и гранул:

- компактные устройства, в которых котел и бункер объединены;
- устройства с питателем, в которых котел и бункер отделены друг от друга;
- котлы с предтопком.

В компактных устройствах топливо подается из бункера с помощью автоматического питателя (рис. 4.6). Количество подаваемого топлива определяется с помощью термостата. Если вода в котле имеет низкую температуру, подается больше топлива, и наоборот. Компактные устройства прекрасно работают на гранулах. Они менее приспособлены для щепы, которая имеет меньшую энергетическую плотность. Для щепы загрузка топлива должна проводиться слишком часто. Кроме

того, влажность щепы нередко бывает слишком высокой, в результате ее сгорание происходит неоптимальным образом.



Рис. 4.6. Котёл и бункер объединены

В котлах с питателем топливо также подается автоматически из бункера с помощью шнекового конвейера (рис.4.7). Топливо подается в нижнюю часть решетки, где и происходит сгорание. Контроль также осуществляется с помощью термостата.

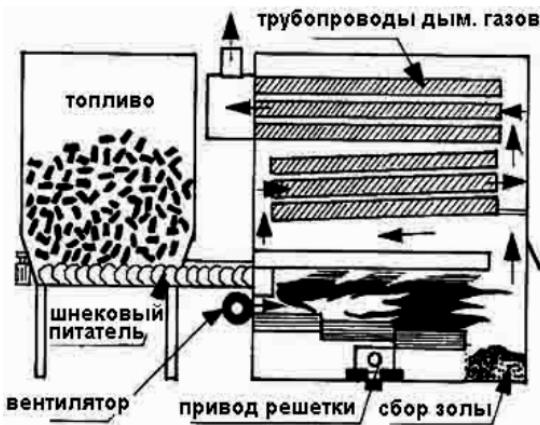


Рис.4.7. Котёл с питателем

Лучшим видом топлива являются гранулы, однако сжигание щепы также возможно в устройствах, разработанных специально для щепы.

Щепа при этом не должна быть слишком влажной, поэтому необходима ее предварительная сушка. Лучшим способом сушки является выдерживание древесины перед измельчением в рубительной машине. Щепа также может сушиться после рубки, по крайней мере, в течение двух месяцев. Для этой цели необходимо значительное пространство для ее хранения.

В котлах с предтопком сжигание топлива в основном происходит при высокой температуре в предтопках (рис.4.8). Для поддержания высокой температуры предтопки имеют глиняную обмуровку. Котлы с предтопком пригодны для сжигания влажной древесной щепы. Не горевшие в предтопке газы дожигаются в котле. В некоторых котлах могут сжигаться и гранулы,

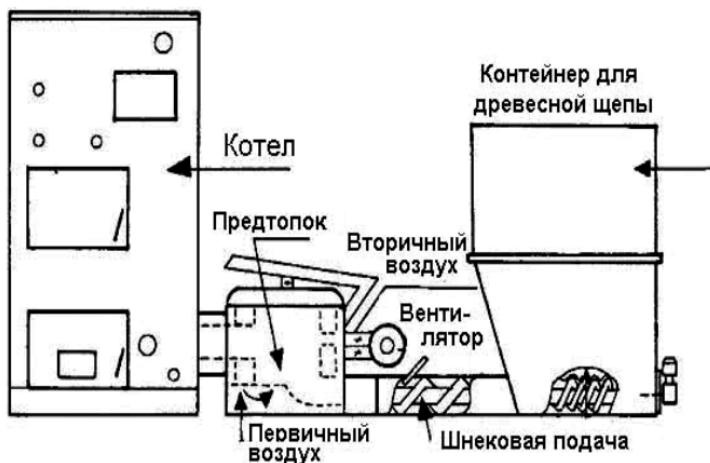


Рис. 4.8. Котёл с предтопком

#### 4.2.2. ПИРОЛИЗ И ГАЗИФИКАЦИЯ РАСТИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Пиролиз определяется как процесс, при котором органическое сырье подвергается нагреву или частичному сжиганию для получения производных топлив или химических соединений. Пиролиз использовался в течение столетий для получения древесного угля. Традиционный пиролиз с целью получения древесного угля заключается в нагреве исходного материала (древесины) в условиях почти полного отсутствия

воздуха, обычно до температуры 300 - 500 °С до полного удаления летучей фракции (газов и паров). Остаток, известный под названием древесный уголь, имеет двойную энергетическую плотность по сравнению с исходным материалом и сгорает при значительно более высоких температурах. В зависимости от влажности и эффективности процесса, 4-10 тонн древесины требуется для производства 1 тонны древесного угля. Так как летучие вещества не собираются, древесный уголь содержит две трети энергии исходного сырья.

Продуктами пиролиза, осуществляемого на современных установках, являются газы, жидкий конденсат в виде смол и масел, твердые остатки в виде древесного угля и золы. Изначальным сырьем могут служить древесина, отходы биомассы и твердые бытовые отходы.

Установка для осуществления пиролиза приведена на рис. 4.9. Наиболее предпочтительными считаются вертикальные устройства, загружаемые сверху. КПД пиролиза определяется как отношение теплоты сгорания производного топлива к теплоте сгорания используемой в процессе биомассы. В лучших установках он достигает 80-90%.

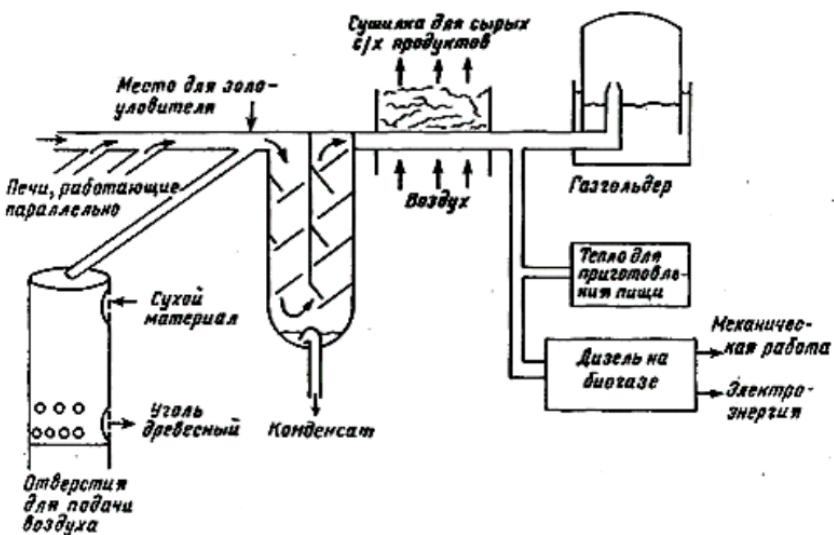


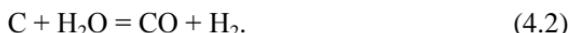
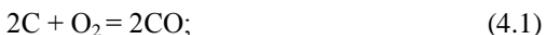
Рис. 4.9. Установка для осуществления пиролиза

Для получения максимального выхода именно горючих газов применяют газификацию биотоплива – превращение твердого биотоплива (чаще всего древесины) в горючие газы путём неполного

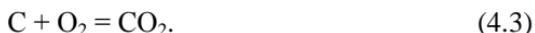
окисления воздухом (кислородом, водяным паром) при высокой температуре. В процессе газификации древесины образуется горючий газ, представляющий собой смесь водорода  $H_2$ ,monoоксида углерода  $CO$ , метана  $CH_4$  и некоторых негорючих сопутствующих компонентов.

Газификацию биотоплив проводят в газогенераторах; получаемые газы называются генераторными. Их применяют как топливо в бытовых газовых приборах, двигателях внутреннего сгорания и др. Используя этот процесс при производстве электроэнергии, можно достигать более высокой эффективности, чем при использовании паровых котлов. Подобные устройства пригодны для мелкомасштабной электроэнергетики (менее 150 кВт).

При газификации твердого биотоплива (древесина и др.) окислению кислородом или водяным паром подвергается непосредственно углерод:



Однако весь углерод превратить в целевой продукт  $CO$  обычно не удается, часть его сгорает полностью:



Образовавшийся при этом углекислый газ, в свою очередь, реагирует с раскаленным углеродом:



Для получения генераторных газов применяют различные виды окислителей (дутья): воздух; смесь водяного пара с воздухом или кислородом; воздух, обогащенный кислородом и др. Состав дутья подбирается так, чтобы тепла, выделяющегося в экзотермических реакциях, хватило для осуществления всего процесса.

Горение твёрдого биотоплива в газогенераторе в отличие от любой другой топки осуществляется в большом слое и характеризуется поступлением количества воздуха, недостаточного для полного сжигания топлива. Например, при работе на паровоздушном дутье в газогенератор подается 33-35% воздуха от теоретически необходимого. Образующиеся в газогенераторе газы содержат продукты полного горе-

ния топлива (углекислый газ, водяные пары) и продукты их восстановления, неполного горения и пирогенетического разложения топлива (угарный газ, водород, метан, углерод). В генераторные газы переходит также азот воздуха.

Газогенератор обычно представляет собой шахту, внутренние стенки которой выложены огнеупорным материалом. Сверху этой шахты загружается топливо, а снизу подаётся дутье. Слой топлива поддерживается колосниковой решёткой. Процессы образования газов в слое топлива газогенератора показаны на рис. 4.10.

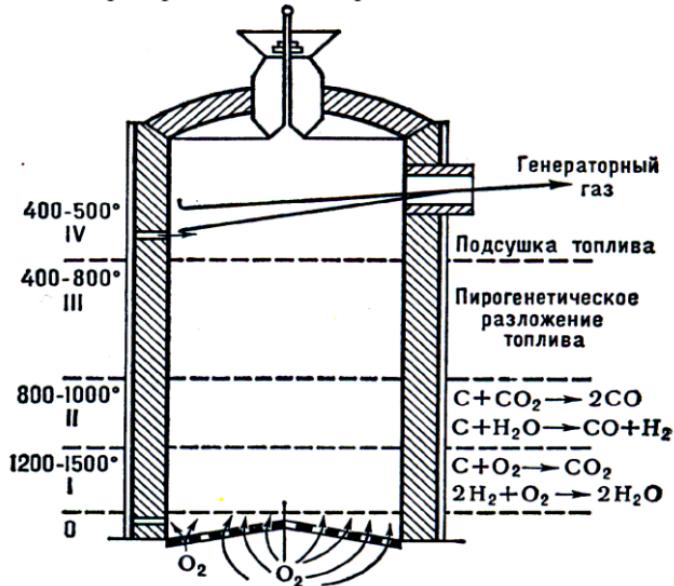


Рис. 4.10. Схема процесса образования газа в газогенераторе

Подаваемое в газогенератор дутье вначале проходит через зону золы и шлака О, где оно немного подогревается, а далее поступает в раскалённый слой топлива (окислительная зона, или зона горения I), где кислород дутья вступает в реакцию с горючими элементами биотоплива. Образовавшиеся продукты горения, поднимаясь вверх по газогенератору и встречаясь с раскалённым топливом (зона газификации II), восстанавливаются до окиси углерода и водорода. При дальнейшем движении вверх сильно нагретых продуктов восстановления происходит термическое разложение топлива (зона разложения топлива III) и про-

дукты восстановления обогащаются продуктами разложения (газами, смоляными и водяными парами). В результате разложения топлива образуются вначале полуокс, а затем и кокс, на поверхности которых при их опускании вниз происходит восстановление продуктов горения (зона I II). При опускании ещё ниже происходит горение кокса (зона I). В верхней части газогенератора происходит сушка топлива теплом поднимающихся газов и паров.

В зависимости от того, в каком виде подаётся в газогенератор кислород дутья, состав генераторных газов изменяется. При подаче в газогенератор одного воздушного дутья получается воздушный газ, теплота горения которого (в зависимости от исходного топлива) колеблется от 3,8 до 4,5 МДж/м<sup>3</sup>. Применяя дутье, обогащённое кислородом, получают так называемый парокислородный газ (содержащий меньшее количество азота, чем воздушный газ), теплота горения которого может быть доведена до 5-8,8 МДж/м<sup>3</sup>.

При работе газогенератора на воздухе с умеренной добавкой к нему водяных паров получается смешанный газ, теплота сгорания которого (в зависимости от исходного топлива) колеблется от 5 до 6,7 МДж/м<sup>3</sup>. И, наконец, при подаче в раскалённый слой топлива газогенератора водяного пара получают водяной газ с теплотой сгорания от 10 до 13,4 МДж/м<sup>3</sup>.

#### **4.2.3. ГИДРОЛИЗ РАСТИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ**

Целлюлоза, составляющая основную массу сухого остатка растений, трудно поддается биохимической переработке - сбраживанию с помощью микроорганизмов. Поэтому её обрабатывают химически для того, чтобы получить исходный материал для спиртовой ферментации, предназначенный для получения этилового спирта C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>OH – высокоЭнергетического жидкого топлива, которое может использоваться вместо бензина в автомобилях. Превращение целлюлозы в сахара, которые могут сбраживаться, возможно путём измельчения и химической обработки целлюлозы в присутствии катализаторов - горячих минеральных кислот. Этот процесс химического взаимодействия полисахаридов непищевого растительного сырья с водой в присутствии катализаторов называется гидролизом растительных материалов.

Исходное растительное сырье (отходы лесозаготовок, лесопиления и деревообработки, а также отходы сельского хозяйства) обычно содержит до 75% нерастворимых в воде полисахаридов в виде целлюлозы и

гемицеллюлоз, при разложении которых вначале образуются промежуточные соединения, а затем простейшие сахара – монозы. Наряду с образованием моноз происходит и их частичный распад с образованием органических кислот, гуминовых кислот и других веществ. Скорость гидролиза растёт с увеличением температуры и концентрации кислоты.

Гидролиз растительных материалов является основой гидролизных производств, служащих для получения важных пищевых, кормовых и технических продуктов. В производственных условиях продуктами гидролиза растительных материалов являются гидролизаты – растворы моноз (пентоз и гексоз, в частности глюкозы), летучие вещества (органические кислоты, спирты) и твёрдый остаток – гидролизный лигнин. Выход моноз может достигать 90% от полисахаридов. Гидролизаты подвергают дальнейшей биохимической переработке для получения требуемых видов товарной продукции.

Аппараты для проведения реакции гидролиза называются гидролизёрами, которые бывают периодического и непрерывного действия. Первые в свою очередь делятся на аппараты, работающие при атмосферном давлении (заварные чаны) и при повышенном давлении (конверторы). В заварном чане вода и кислота доводятся до интенсивного кипения. Длительность заварки с целью получения гидролизатов 4-4,5 часа. В конверторах гидролиз ведётся при повышенных температуре и давлении и продолжается всего 18-20 минут. Гидролизеры непрерывного действия имеют ряд преимуществ: непрерывность процесса, позволяющая регулировать скорость получения гидролизатов с целью повышения их качества; более равномерное потребление пара; сокращение расхода топлива. Гидролиз в аппаратах непрерывного действия продолжается 8-10 минут.

Один из важнейших продуктов гидролизного производства – этиловый спирт, который также получают биохимическим путём – сбраживанием гексоз гидролизатов. Значение гидролизного производства заключается прежде всего в том, что используются огромные ресурсы растительных отходов для производства ценной продукции – этилового спирта, на выпуск которого в других отраслях промышленности расходуется значительное количество пищевых и кормовых продуктов (зерно, картофель, патока и др.). Современный уровень технологии позволяет получать методом гидролиза из одной тонны сухого древесного сырья 175 литров этилового спирта и 35 килограмм кормовых белковых дрожжей.

Метиловый спирт (метанол)  $\text{CH}_3\text{OH}$  – ядовитая жидкость, получается

в процессе катализитической реакции между водородом  $H_2$  и окисью углерода CO при температуре  $330^{\circ}C$  и давлении 15 МПа:



Водород и окись углерода – компоненты синтетического газа - могут получаться при газификации биомассы. Метанол можно использовать в качестве заменителя бензина с теплотой горения 23 МДж/кг.

#### **4.2.4. СПИРТОВАЯ ФЕРМЕНТАЦИЯ (БРОЖЕНИЕ)**

Спиртовая ферментация относится к биологическому преобразованию биомассы. Ферментация представляет собой процесс, в котором сахар превращается в этиловый спирт (этанол)  $C_2H_5OH$  под воздействием микроорганизмов (обычно дрожжей) в кислой среде, pH – от 4 до 5. Дрожжи погибают при концентрации спирта выше 10%, поэтому для повышения концентрации используют перегонку или фракционирование (рис. 4.11). После перегонки (дистилляции) получается кипящая при постоянной температуре смесь: 95% этанола и 5% воды. Обезвоженный этанол в промышленных условиях производится путём совместной перегонки с растворителем типа бензола. Энергетическое содержание конечного продукта около 30 МДж/кг. При брожении теряется лишь 0,5% энергетического потенциала сахаров, остальные затраты энергии связаны с перегонкой. Потери энергии в процессе дистилляции значительны, однако этот недостаток компенсируется удобством использования и транспортировки жидкого топлива, относительно низкой ценой и доступностью технологии. Необходимую тепловую энергию или её часть можно получить, сжигая остающиеся отходы биомассы.

Производство топливного этанола (рис. 4.12) с помощью ферментации состоит из четырех этапов:

- выращивание, сбор и доставка сырья на спиртовый завод;
- подготовка и преобразование сырья в субстрат, пригодный для ферментации;
- ферментация субстрата с получением этанола, очистка методом дистилляции;
- переработка остатков после ферментации для уменьшения количества отходов и получения побочных продуктов.

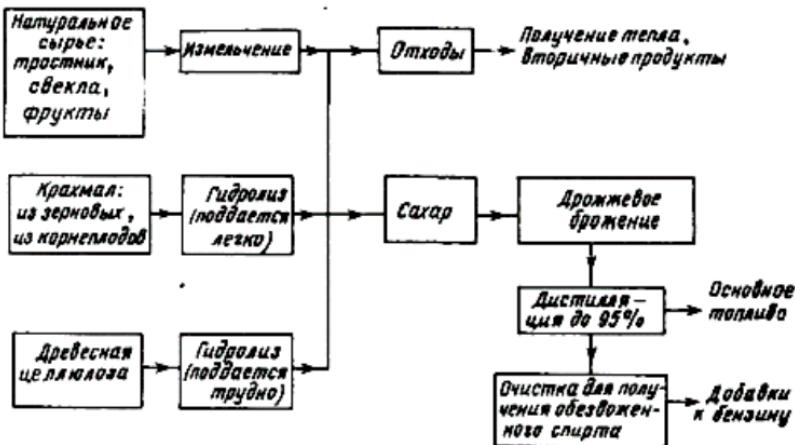


Рис. 4.11. Блок-схема производства топливного этанола

Основная реакция превращения сахарозы в этанол имеет вид:



На практике выход ограничивается конкурирующими реакциями и потреблением сахарозы на увеличение массы дрожжей. Промышленный выход составляет около 80% выхода, определяемого реакцией (4.6). Реакции ферментации для других сахаров (например, глюкозы  $\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6$ ) очень похожи.



Рис. 4.12. Установка для производства топливного этанола

Ценность конкретного вида биомассы в качестве сырья для ферментации зависит от его способности образовывать сахар. Поэтому многочисленные виды сырья для производства этанола можно разделить на три типа:

- сахар, получаемый из сахарного тростника, сахарной свеклы или фруктов, который может быть непосредственно преобразован в этанол;
- углеводороды в виде крахмала из зерновых культур и корнеплодов, которые требуют дополнительной обработки для получения сахара из крахмала (гидролиз на сахар или использование ферментов солода, содержащегося, например, в ячмене);
- целлюлоза из древесины, сельскохозяйственных отходов и т.д., которая должна быть превращена в сахарины с использованием либо кислот, либо ферментативного гидролиза.

Обезвоженный этанол – жидкость в интервале температур от -117 до +78<sup>0</sup>С с температурой воспламенения 423<sup>0</sup>С. Применение его в двигателе внутреннего сгорания требует специального карбюратора. Поэтому и смешивают бензин с обезвоженным этанолом (20% по объему) и используют эту смесь (газохол) в обычных бензиновых двигателях. Газохол в настоящее время – обычное топливо в Бразилии (этанол там получают из сахарного тростника); используют его и в США (этанол из кукурузы). Важная особенность этанола – способность выдерживать ударные нагрузки без взрыва. Из-за этого он гораздо предпочтительнее добавок из тетраэтилсвинца, вызывающего серьезные загрязнения атмосферы.

#### **4.2.5. ПОЛУЧЕНИЕ БИОГАЗА ПУТЁМ АНАЭРОБНОГО СБРАЖИВАНИЯ**

Из биологических методов преобразования биомассы основное развитие получают два: производство этилового спирта и биогаза. Это объясняется, во-первых, физическими характеристиками получаемых топлив, во-вторых, относительной простотой и экономичностью технологий и, в-третьих, особенностями процессов, эффективно обезвреживающих и утилизирующих отходы.

В большинстве стран мира на первом этапе реализации этой программы предпочтение отдаётся получению биогаза, главным образом, из органических отходов сельскохозяйственного производства, различных отраслей промышленности (например, мясоперерабатываю-

щей или пищевой), городов и городских посёлков. Преобразование в биогаз отходов, получаемых в мировом животноводстве и растениеводстве в год, может на 10% покрыть потребности современной энергетики в топливе.

Биогаз, состоящий в среднем из 70% метана  $\text{CH}_4$  и 30% углекислого газа  $\text{CO}_2$ , является продуктом анаэробного (без кислорода) бактериального разложения органических веществ. По своей теплотворной способности (21-25 МДж/м<sup>3</sup>) он сравним с лучшими видами известных топлив: углём (29 МДж/кг), керосином (38 МДж/л), дровами (21 МДж/кг).

В естественных условиях разрушение любых видов биомассы, и в том числе навоза животных, происходит в почвенном гумусе путём разложения на элементарные соединения под действием разлагающих организмов, грибов, бактерий. Для этого процесса предпочтительны сырость, тепло и отсутствие света. На конечной стадии процесса полное разложение происходит под действием множества бактерий, классифицируемых либо как аэробные, либо как анаэробные. Аэробные бактерии развиваются преимущественно в присутствии кислорода, с их участием углерод биомассы окисляется до  $\text{CO}_2$ . В замкнутых объемах с недостаточным поступлением кислорода из внешней среды развиваются анаэробные бактерии, также существующие за счёт разложения углеводов. В конечном итоге за счет их деятельности углерод делится между полностью окисленным  $\text{CO}_2$  и полностью восстановленным  $\text{CH}_4$ . Совершаемые микроорганизмами реакции разложения биомассы также относятся к процессам ферментации, однако для процессов, идущих в анаэробных условиях, чаще предпочитают термин «брожение» («сбраживание»).

Анаэробное сбраживание, как и пиролиз, реализуется при отсутствии воздуха. Однако в этом случае преобразование биомассы происходит под действием бактерий, а не высоких температур. Это процесс, происходящий практически во всех биологических материалах и ускоряющийся в теплых и влажных условиях (естественно, при отсутствии воздуха). Часто он имеет место при разложении растений на дне водоёмов.

Получение метана из органических отходов состоит в управляемом анаэробном сбраживании отходов при участии бактерий; органические вещества разлагаются без доступа кислорода в среде с регулируемыми параметрами. Анаэробное сбраживание сложных отходов – двухстадийный процесс. На первой стадии кислотообразующие бактерии воздейст-

вуют на сложные вещества и преобразуют высокомолекулярные соединения (жиры, белковые вещества, углеводы) в низкомолекулярные (летучие кислоты). Вторая стадия – ферментация (выделение газа), в процессе которой и получается метан.

Биогаз образуется в специальных устройствах – биогазогенераторах (метантенках), устроенных и управляемых таким образом, чтобы обеспечить максимальное выделение метана (рис. 4.13). Внешний вид биогазовой установки представлен на рис. 4.14. В большинстве случаев газ получают из жидкой массы, содержащей 95% воды. Метановое брожение отличает высокий КПД превращения энергии органических веществ в биогаз, достигающий 80-90%.

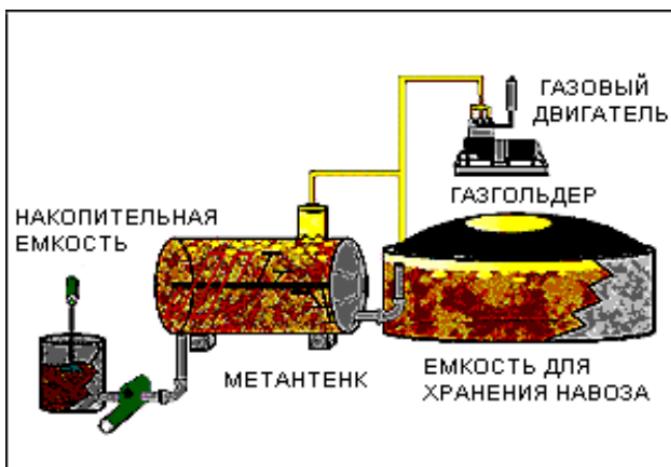


Рис.4.13. Схема биогазовой установки с встроенным газгольдером

Получение биогаза становится экономически оправданным и предпочтительным, когда соответствующий биогазогенератор работает на переработке существующего потока отходов. Примерами подобных потоков могут служить стоки канализационных систем, свинофермы, фермы для крупного рогатого скота и т. п. Экономичность в этом случае связана с тем, что нет нужды в предварительном сборе отходов, в организации и управлении процессом их подачи. Известно, сколько и когда поступит отходов, и остается лишь переработать их в биогаз и удобрения.

Получение биогаза возможно в установках самых разных масштабов. Оно особенно эффективно на агропромышленных комплексах,

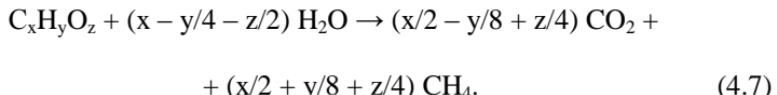
где целесообразно добиваться реализации полного экологического цикла. В таких комплексах навоз подвергают анаэробному сбраживанию с последующей аэробной обработкой в открытых бассейнах.



Рис. 4.14. Внешний вид биогазовой установки

Биогаз используют для освещения, приведения в действие механизмов, транспорта, электрогенераторов, для обогрева. После аэробной ферментации полностью обработанные отходы используются в качестве удобрений.

Основное уравнение, описывающее анаэробное сбраживание, имеет вид:



Для целлюлозы это уравнение принимает вид:



Некоторые органические соединения растений (например, лигнин) и все неорганические составляющие не поддаются сбраживанию. Они представляют собой инертную в этом процессе массу и образуют шлак.

На практике сбраживание редко ведут до конца, так как это сильно увеличивает длительность процесса. Обычно сбраживают примерно 60% исходного продукта. Выход газа составляет от 0,2 до 0,4 м<sup>3</sup> на 1 кг сбраживаемого сухого материала при нормальных условиях и при рас-

ходе 5 кг сухой биомассы на 1 м<sup>3</sup> воды. Сбраживание при высоких температурах идёт быстрее, чем при низких, и характеризуется примерно удвоением выхода газа на каждые 5 °С. В странах с умеренным и холодным климатом среду для сбраживания подогревают до температуры не ниже 35 °С. При температуре 50-60 °С разрушение органических соединений происходит интенсивно, что наиболее желательно для переработки отходов. Сбраживание при температуре 55 °С в течение суток вызывает полную гибель яиц гельминтов (глистов) и болезнетворных микробов, а также полное уничтожение семян сорняков и специфических фекальных запахов. Осадок после сбраживания можно использовать в качестве высококонцентрированного обеззараженного удобрения без запаха с влажностью 65-70%, так как он содержит легко усваиваемые растениями минеральные формы азота, фосфора и калия.

Метанообразующие бактерии чувствительны к величине pH: условия в среде для сбраживания должны быть среднекислыми (pH от 6,6 до 7,0) и, конечно, не ниже pH = 6,2. Требуется определённое содержание азота и фосфора: около 10% и 2% массы сухого сбраживаемого материала соответственно. Необходимое требование для обеспечения успешного сбраживания – поддержание постоянных условий по температуре и подаче исходных материалов.

Большая часть муниципальных отходов - твердых бытовых отходов (ТБО) - представляет собой биологические материалы, а их вывоз на полигоны создает пригодные условия для анаэробного сбраживания. То, что полигоны и свалки ТБО генерируют метан, известно в течение десятилетий. Потенциальная опасность метана заставляла в некоторых случаях строить системы для его принудительного сжигания. Только в 70-х годах 20 века серьёзное внимание уделено идее использования этого "нежелательного" продукта.

ТБО имеют более сложный состав, чем сырье в биогазовых установках. Сбраживание происходит медленнее, обычно в течение нескольких лет, а не недель. Конечный продукт, известный под названием "свалочный газ", также представляет собой смесь преимущественно метана CH<sub>4</sub> и углекислый газ CO<sub>2</sub>. Теоретически выход газа в течение "жизни" полигона может составить 150-300 м<sup>3</sup> на тонну ТБО при концентрации метана от 50 до 60% по объему. Это соответствует 5-6 ГДж энергии на тонну ТБО. На практике выход биогаза меньше.

В процессе формирования полигона каждый участок после заполнения покрывается слоем непроницаемой глины или подобного материала, создавая условия для анаэробного сбраживания. Газ собирается си-

стемой связанных между собой перфорированных труб, установленных в теле полигона вплоть до глубины 20 метров. На новых полигонах система труб устанавливается до поступления ТБО. На больших полигонах может быть установлено несколько километров труб, с помощью которых можно собрать до 1000 м<sup>3</sup>/час свалочного газа.

## **Контрольные вопросы**

1. Какие новые аргументы привели к повышению интереса к эффективному энергетическому использованию биомассы?
2. Из чего состоит химический состав биомассы?
3. Как происходит образование биомассы?
4. Какие виды биомассы, кроме древесины, могут использоваться в качестве источника энергии?
5. Сколько процентов потребления первичной энергии обеспечивает биомасса в настоящее время в мире?
6. Сколько образуется ежегодно твёрдых бытовых отходов в России?
7. Сколько образуется ежегодно осадков сточных вод в России?
8. Сколько образуется ежегодно отходов животноводства и птицеводства в России?
9. Какие энергетические продукты могут быть получены при технологической переработке биомассы?
10. На какие фазы может быть разбито сжигание биомассы?
11. Почему перед сжиганием древесных отходов целесообразно превращать их в гранулы?
12. Какая теплотворная способность у древесных гранул?
13. Какие применяют типы котлов с автоматической подачей для щепы и гранул?
14. Опишите процесс получения древесного угля с помощью пиролиза.
15. Что входит в состав горючего газа, получаемого в процессе газификации биотоплива?
16. Напишите химические реакции окисления углерода при газификации биотоплив.
17. Опишите процесс образования горючего газа в газогенераторе.
18. Что называется гидролизом растительных материалов?
19. Какие аппараты применяют для проведения реакции гидролиза?
20. Напишите химическую реакцию получения метилового спирта.

21. Что представляет собой процесс спиртовой ферментации?
22. Напишите химическую реакцию превращения сахарозы в этанол.
23. Какие виды биомассы в качестве сырья используют для спиртовой ферментации?
24. Кто производит разрушение любых видов биомассы в естественных условиях?
25. Опишите процесс получения метана из органических отходов при анаэробном сбраживании.
26. Как происходит анаэробное сбраживание сложных отходов?
27. Как влияет температура на процесс сбраживания при получении биогаза?

## 5. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ

### 5.1. РАСПРОСТРАНЕНИЕ РЕСУРСОВ

Под геотермальной энергией понимают физическое тепло глубинных слоев земли, имеющих температуру, превышающую температуру воздуха на поверхности (рис. 5.1). Земная кора получает тепло в результате естественного охлаждения и трения ядра, химических реакций, радиоактивного распада элементов, подобных торию и урану, тектонических сдвигов и наличия магматических включений в земной коре. Радиоактивные элементы концентрируются в земной коре путём фракционной рекристаллизации из расплавов, особенно много их в граните. Поэтому аномально высокие температурные градиенты из-за повышенного потока геотермального тепла через земную поверхность часто наблюдаются в местах расположения радиоактивных или экзотермических химических источников.

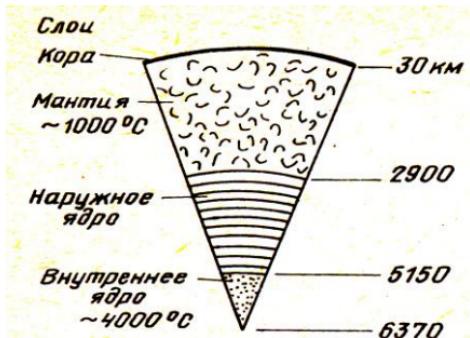


Рис. 5.1. Внутреннее строение Земли

Только в верхнем трёхкилометровом слое Земли содержится свыше  $10^{17}$  кДж теплоты, пригодной для выработки электроэнергии и для отопления. Такое количество энергии позволяет рассматривать теплоту Земли как альтернативу органическому топливу. Технически доступные ресурсы геотермальной энергии ограничены общим теплосодержанием верхних 10 км земной коры в пределах суши, равным примерно  $1,25 \cdot 10^{24}$  кДж, что в тысячи раз превышает теплотворную способность мировых запасов всех видов топлива.

Носителями геотермальной энергии могут быть как жидкые флюиды (вода или пароводяная смесь), так и сухие горные породы, расположенные

женные на соответствующей глубине. Из недр Земли на ее поверхность через твёрдые породы суши и океанского дна постоянно поступает тепловой поток главным образом за счет теплопроводности (геотермальное тепло) и реже – в виде конвективных потоков расплавленной магмы или горячей воды. Средний поток геотермального тепла через земную поверхность составляет около  $0,06 \text{ Вт}/\text{м}^2$ , что примерно в 3500 раз меньше средней плотности солнечного излучения, достигающего поверхности Земли. Под воздействием этого потока, в зависимости от свойств горных пород, возникает вертикальный градиент температуры – так называемая геотермальная ступень. В большинстве мест она составляет не более  $2\text{--}3 {}^\circ\text{C}$  на 100 м. Однако в районах активной вулканической деятельности, вблизи разломов земной коры геотермальная ступень повышается в несколько раз и уже на глубинах в несколько сот метров, а иногда нескольких километров, находятся либо сухие горные породы, нагретые до  $100 {}^\circ\text{C}$  и более, либо запасы воды или пароводяной смеси с такими температурами. Потенциал геотермальной энергии этих районов очень велик, им соответствует увеличение температурных градиентов до  $10 {}^\circ\text{C}$  на 100 м и активизация высвобождения воды в виде пара или перегретой жидкости, часто находящихся под повышенным давлением.

Источники геотермальной энергии по классификации Международного энергетического агентства делятся на 5 типов.

1. Месторождения геотермального сухого пара. Они расположены в тектонической зоне вблизи границ континентальных плит. Эти месторождения сравнительно легко разрабатываются, но довольно редки. Тем не менее половина всех действующих в мире геотермальных электростанций (ГеоТЭС) использует тепло этих источников (рис. 5.2).

2. Источники влажного пара (смеси горячей воды и пара). Они встречаются чаще и также расположены в тектонической зоне. При их освоении приходится решать вопросы предотвращения коррозии оборудования ГеоТЭС и загрязнения окружающей среды (удаление конденсата из-за высокой степени его засолённости).

3. Месторождения геотермальной воды (содержат горячую воду). Они встречаются в районах, связанных главным образом с аномалиями, лежащими в стороне от границ платформ, и представляют собой так называемые геотермальные резервуары (водоносные пласти), которые образуются в результате наполнения подземных полостей водой атмосферных осадков, нагреваемой близлежащей магмой.

4. Сухие горячие скальные породы, разогретые магмой (на глубине 2

км и более). Их запасы энергии наиболее велики.

5. Магма, представляющая собой нагретые до 1300 °C расплавленные горные породы.



Рис. 5.2. Геотермальная электростанция (Исландия)

В настоящее время практически единственными источниками геотермальной энергии, применяемыми для получения электрической энергии, являются парогидротермы и гидротермы, если температура пара или пароводяной смеси более 150 °C. При более низкой температуре (30-150 °C) геотермальную энергию используют непосредственно для отопления зданий и других сооружений или же для предварительного подогрева рабочих тел обычных высокотемпературных источников. Подобные отопительные системы уже эксплуатируются во многих частях света. Если температура флюида для непосредственного теплоиспользования слишком низка, ее можно поднять, применяя тепловые насосы.

В настоящее время в мире суммарная мощность действующих ГеоТЭС составляет около 10 ГВт. Суммарная мощность существующих геотермальных систем теплоснабжения оценивается в 17 ГВт.

Запасы геотермальной энергии в России чрезвычайно велики, по оценкам они в 10-15 раз превышают запасы органического топлива в стране (табл. 5.1). Практически на всей территории страны есть запасы геотермального тепла с температурами в диапазоне от 30 до 200 °С.

Сегодня на территории России пробурено около 4000 скважин на глубину до 5000 м, которые позволяют перейти к широкомасштабному внедрению самых современных технологий для локального теплоснабжения на всей территории нашей страны. С учетом того, что скважины уже существуют, энергия, получаемая из них, в большинстве случаев окажется экономически выгодной.

Таблица 5.1.

Теоретические запасы и распределение термальных вод по территории России

Регион	Энергетический потенциал	
	млрд кВт·ч/год	%
Западная Сибирь	1580	63,71
Восточн. Сибирь и Дальний Восток	500	20,16
Европейская часть России	400	16,13

## 5.2. СОСТОЯНИЕ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Россия располагает большими потенциальными запасами геотермальной энергии в виде парогидротерм вулканических районов и энергетических термальных вод с температурой 60-200°С в платформенных и предгорных районах. До последнего времени из-за дешевизны органического топлива использование этих запасов было незначительным (Паужетская ГеоТЭС мощностью 11 МВт на Камчатке, системы геотермального теплоснабжения на Северном Кавказе и Камчатке с годовой экономией топлива около 1 млн. т условного топлива). По мере приближения цен на топливо к мировым рентабельность геотермальной энергетики повышается и для указанных районов появляется возможность строительства коммерческих ГеоТЭС.

Месторождения парогидротерм в России имеются только на Камчатке и в Сахалинской области (Центральные Курилы). Запасы этих высокопотенциальных источников, доступные для экономически целесообразного использования, оцениваются в 1000 МВт. Даже полное

освоение этих ресурсов сегодня даст “добавку” не более 0,5% к установленной мощности традиционных станций страны (ТЭС, ГЭС, АЭС) и с этой точки зрения роль ГеоТЭС в общем энергобалансе незначительна. Важен другой аспект: запасы парогидротерм позволяют на 100% удовлетворить потребность Камчатки и указанных районов Сахалинской области - этих изолированных от энергосистем регионов, энергетика которых (ТЭС и дизельные электростанции) работает на топливе, завозимом в короткий период навигации.

В настоящее время в России строятся две коммерческие станции: Мутновская ГеоТЭС на Камчатке суммарной мощностью 200 Мвт и Океанская ГеоТЭС в Сахалинской области суммарной мощностью 30 Мвт. Геотермальные станции в вулканических районах базируются на месторождениях пароводяной смеси, добываемой из природных подземных трещинных коллекторов с глубины 0,5-3 км. Пароводяная смесь в среднем имеет степень сухости 0,2-0,5 и энтальпию 1500-2500 кдж/кг. В среднем одна эксплуатационная скважина обеспечивает электрическую мощность 3-5 Мвт. Кроме эксплуатационных скважин, по которым добывается геотермальный теплоноситель, на геотермальных месторождениях бурятся скважины для обратной закачки отработанной воды в пласт по требованиям охраны окружающей среды и поддержания пластового давления. Обычно глубина и количество таких скважин примерно те же или несколько меньше, чем для эксплуатационных скважин. Наличие в геотермальном паре экологически и технически вредных солей и газов делает первостепенной задачу подготовки пара необходимой кондиции для подачи его в турбину. Сепаратор пара является одним из основных элементов оборудования ГеоТЭС, в значительной мере обеспечивающим эффективность и надежность работы энергоблока.

В последнее время наметилась тенденция компоновки геотермальных электростанций модульными энергоблоками максимальной заводской готовности, требующими небольших объемов строительно-монтажных работ на площадке. К созданию такого модульного оборудования приступил Калужский турбинный завод, уже выпускающий конденсационные модули малой мощности 4 Мвт и противодавленческие по 1,7 Мвт, в работе находятся модульные блоки по 20 Мвт.

Областью применения двухконтурных энергоустановок на низкокипящих рабочих веществах является использование тепла термальных вод с температурой 100-200°C, а также отсепарированной воды на месторождениях парогидротерм. Потенциальные запасы термальных

вод с такими температурами сосредоточены, в основном, на Северном Кавказе в водоносных пластах на глубине 2,5 - 5 км и могут обеспечить создание ГеоТЭС общей мощностью в несколько миллионов киловатт. По экономическим показателям в настоящее время такие станции приближаются к станциям на органическом топливе. Создание комбинированных ГеоТЭС на пароводяных месторождениях с использованием тепла отсепарированной воды уже сейчас может увеличить выработку электроэнергии примерно на 20% при том же количестве скважин и тем самым улучшить экономические показатели.

Россия является пионером в создании энергоустановок на низкокипящих рабочих телах. Первая в мире опытная ГеоТЭС мощностью 600 кВт на хладоне R-12 была построена на Паратунском месторождении термальных вод на Камчатке еще в 1967г. Разработана концепция и технологическая схема геотермальной энергоустановки (рис.5.3), обеспечивающая добычу термальной воды, эффективное преобразование ее тепла в электроэнергию по двухконтурной тепловой схеме, закачку отработанной воды и продуктов промывки теплообменного оборудования в пласт.

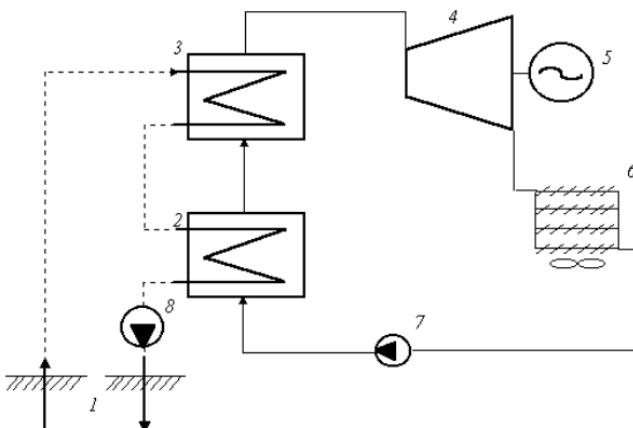


Рис.5.3. Принципиальная схема двухконтурной ГеоТЭС на хладоне:  
1 - скважина; 2 - подогреватель; 3 - испаритель; 4 - турбина; 5 - генератор; 6 - воздухоохлаждаемый конденсатор; 7 - конденсатно-питательный насос; 8 - нагнетательный насос

### 5.3. ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Геотермальные электростанции можно разделить на 3 типа:

- станции, работающие на месторождениях сухого пара;
- станции с испарителем, работающие на месторождениях с горячей водой под давлением;
- станции с бинарным циклом, в которых геотермальная теплота передается вторичной жидкости (например, фреону или изобутану) и осуществляется классический цикл Ренкина (такие ГеоТЭС работают на месторождениях с сильно минерализованной водой).

В геотермальной электростанции с непосредственным использованием сухого пара энергоустановка представляет собой паровую турбину с противодавлением, вращающую электрический генератор. Природный пар из скважины подается прямо в турбину с последующим выходом в атмосферу или в устройство, улавливающее ценные химические вещества. В турбину с противодавлением можно подавать вторичный пар или пар, получаемый из сепаратора. По этой схеме (рис. 5.4.) электростанция работает без конденсаторов, и отпадает необходимость в эжекторе, предназначенном для удаления из конденсатора неконденсирующихся газов. Эта установка наиболее простая, капитальные и эксплуатационные затраты на неё минимальны. Она занимает небольшую площадь и почти не требует вспомогательного оборудования.

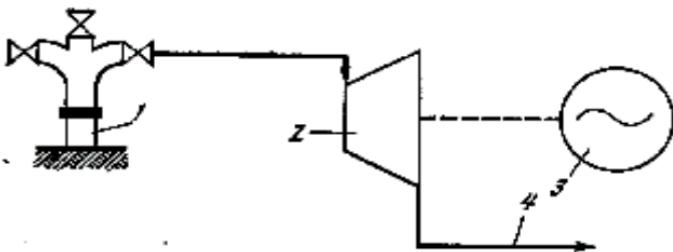


Рис. 5.4. Схема ГеоТЭС с непосредственным использованием сухого пара: 1 – скважина; 2 – турбина; 3 – электрогенератор; 4 – выход в атмосферу или на химический завод

Турбогенераторные установки с противодавлением не препятствуют промышленному использованию химических веществ, содержащихся в природном теплоносителе. Так, например, в природном паре некоторых месторождений Италии содержится 150-700 мг борной кислоты в 1 кг

пара, и при помощи подобных установок можно добывать этот ценный продукт одновременно с выработкой электроэнергии.

Рассмотренная схема может стать самой выгодной для тех районов, где имеются достаточные запасы природного пара (рис. 5.2). Рациональная эксплуатация обеспечивает возможность эффективной работы такой установки даже при переменном дебите скважин.

В Италии работает несколько таких станций. Одна из них – мощностью 4 МВт при удельном расходе пара 80 т/час, другая – мощностью 16 МВт, где установлено 4 турбогенератора мощностью по 4 МВт. Последняя ГеоТЭС снабжается паром от восьми скважин.

В подобных схемах требуется значительное количество пара, который с бо́льшим успехом может быть использован в турбинах конденсационного типа. Поэтому ГеоТЭС с конденсационной турбиной и прямым использованием природного пара – это наиболее современная схема (рис. 5.5) для получения электрической энергии.

Пар из скважины подается в турбину. Отработав в турбине, он попадает в смешивающий конденсатор. Смесь охлаждающей воды и конденсата уже отработанного в турбине пара выпускается из конденсатора в подземный бак, откуда забирается циркуляционным насосом и направляется для охлаждения в градирню. Из градирни охлаждающая вода опять попадает в конденсатор.

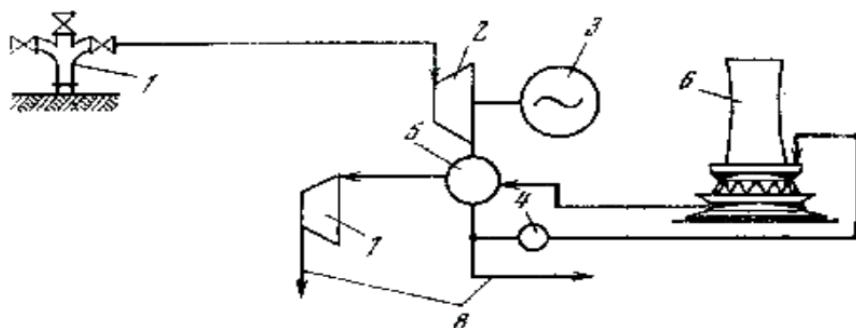


Рис. 5.5. Схема ГеоТЭС с конденсационной турбиной и прямым использованием природного пара: 1 – скважина; 2 – турбина; 3 – электрогенератор; 4 – насос; 5 – конденсатор; 6 – градирня; 7 – эжектор; 8 – сброс

По такой схеме работает самая крупная в Италии геотермальная электростанция Лордерелло-3, использующая природный пар. На этой ГеоТЭС установлено 4 турбогенератора мощностью по 20 МВт и 2

турбогенератора - по 9 МВт. Ни один из установленных здесь турбогенераторов в течение многих лет не переводился в резерв. Коэффициент использования установленной мощности составляет 98%. Стабильная работа геотермальной электростанции Лордерелло-3 открыла путь к конструированию новых электростанций с использованием конденсационных турбин. По такой схеме с некоторыми изменениями работают многие ГеоТЭС в Италии, Новой Зеландии, США, Японии и др.

Современные ГеоТЭС на парогидротермальных месторождениях комплектуются конденсационными энергоблоками единичной мощности 20 - 100 МВт. Основными производителями оборудования являются фирмы Мицубиси, Фудзи (Япония), Ансальдо (Италия), Эллиот (США).

Геотермальные электростанции с бинарным циклом наиболее выгодны там, где природный пар имеет высокую температуру и большое содержание газов. Схема (рис. 5.6) такой ГеоТЭС следующая: природный пар из скважины поступает в паропреобразователь (теплообменник) и своё тепло отдаёт вторичному теплоносителю, после чего чистый вторичный пар направляется в конденсационную турбину. Отработанный пар идёт в конденсатор. Неконденсирующиеся газы, содержащиеся в первичном паре, отделяются в паропреобразователе и выбрасываются либо в атмосферу, либо идут на химический завод. Недостатком этой схемы является снижение параметров пара перед турбиной. По сравнению с ГеоТЭС, непосредственно использующими природный пар, удельный расход пара здесь больше на 30%.

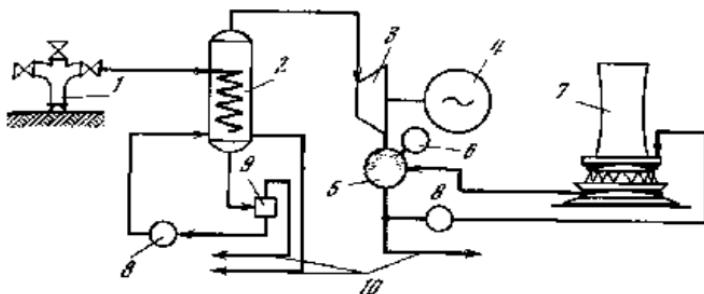


Рис. 5.6. Схема ГеоТЭС с паропреобразователем:

- 1 – скважина;
- 2 – паропреобразователь (теплообменник);
- 3 – турбина;
- 4 - электрогенератор;
- 5 – конденсатор;
- 6 – вакуумный насос (эжектор);
- 7 – градирня;
- 8 – насос;
- 9 – дегазатор;
- 10 - сброс

Опыт подтверждает, что стоимость строительства ГеоТЭС с паро-преобразователем ненамного больше стоимости ГеоТЭС с прямым преобразованием пара в конденсационной турбине. По схеме с паропреобразователем построены электростанции Лордерелло-2 и Кастельнуово в Италии.

ГеоТЭС с конденсационной турбиной, работающие на отсепарированном паре, строятся там, где из скважины получают пар с большим содержанием воды. Пароводяная смесь из скважины направляется из скважины в специальное устройство (сепаратор), расположенное на скважине. Под давлением в сепараторе происходит разделение пароводяной смеси на пар и воду. Отсепарированный пар по трубопроводу направляется в турбину и т.д.

Конденсационные турбины, работающие на отсепарированном паре, нашли применение в строительстве ГеоТЭС в России (Паужетская ГеоТЭС), Исландии и в других странах.

В долине реки Паужетки, расположенной на юге Камчатки в 35 км от побережья Охотского моря, была пробурена 21 скважина глубиной от 220 до 480 м. Каждая скважина в среднем даёт около 10 кг/с пароводяной смеси с теплосодержанием 710 кДж/кг. По химическому составу Паужетские гидротермы принадлежат к типу хлоридных натриевых вод. Их общая минерализация составляет 1-3,4 г/л, температура на выходе из скважин – 144-200 °С, давление в устье скважины – 2-4 кг/см<sup>2</sup>, кислотное число pH – 8-8,2. Термальные воды содержат повышенное количество кремниевой (250 мг/л) и борной (150 мг/л) кислоты. Пар насыщен также газами: углекислым 500 мг/кг, сероводородом – 25 мг/кг, аммиаком – 15 мг/кг и др.

Паужетское геотермальное месторождение даёт возможность получать 30-50 МВт электрической мощности. Схема Паужетской опытно-промышленной станции, предложенная институтом Теплоэлектропроект, представлена на рис. 5.7.

Пароводяная смесь из скважины поступает в сепаратор, расположенный на скважине, где при давлении 1,5 кг/см<sup>2</sup> происходит разделение пара и воды. Отсепарированный пар по паропроводу поступает к турбинам. Горячая вода с температурой 100-110 °С сбрасывается в реку и только небольшая её часть идёт по трубам для отопления и горячего водоснабжения жилых зданий посёлка и электростанции. На станции установлены смещающие конденсаторы, компактные и требующие меньше охлаждающей воды. Для удаления газов из конденсаторов установлены водоструйные эжекторы.

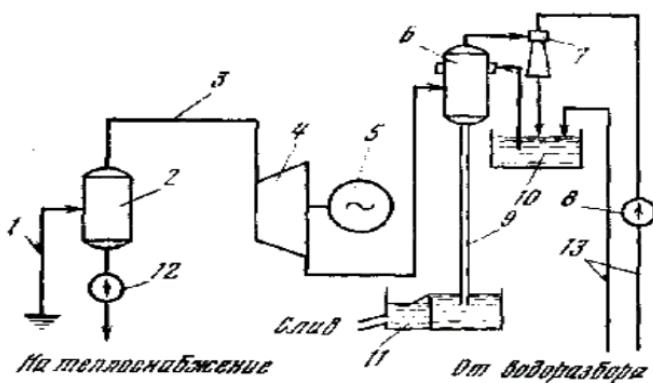


Рис. 5.7. Схема Паужетской опытно-промышленной ГеоТЭС:

1 – скважина; 2 – сепаратор; 3 – паропровод; 4 – турбина; 5 – электрогенератор; 6 – смешивающий конденсатор; 7 – вакуумный насос (водоструйный эжектор); 8 – эжекторный насос; 9 – барометрическая труба; 10 – бак охлаждающей воды; 11 – сливной колодец; 12 – насос горячей воды; 13 – трубопровод горячей воды

На Паужетской ГеоТЭС установлены 2 турбины мощностью по 2,5 МВт каждая производства Калужского турбинного завода. Станция даёт ток посёлку Озерновский, рыбокомбинату и близлежащим населённым пунктам.

Принципиально новые возможности использования термальных вод для теплоэнергетических целей открываются при внедрении интенсивного метода разработки с поддержанием пластового давления. Сравнение различных способов разработки месторождений по величине коэффициента извлечения показывает эффективность этого метода. Внедрение его связано с освоением технологии создания подземных циркуляционных систем (ПЦС), для чего необходимо решить ряд вопросов (создание зон повышенной проницаемости, изучение процессов фильтрации и теплопереноса).

Перспективна технология использования энергии сухих горячих скальных пород, так как они могут обеспечить бо́льшую производительность, чем водные источники. Эта технология включает бурение параллельных скважин, создание между ними (методом гидроразрыва) трещин и пропуска через образовавшуюся систему холодной воды для получения горячей воды, пара или пароводяной смеси .

Для применения такой технологии австралийские геофизики отыскали в пустыне на юго-востоке Австралии точку, где тектоника и изолированность скальных пород создают аномалию, которая круглогодично поддерживает в окружке очень высокую температуру. По оценкам австралийских геологов залегающие на глубине 4,5 км гранитные породы разогреваются до 270°C. Если на такую глубину через скважину закачать под большим давлением холодную воду, то она, повсеместно проникая в трещины горячего гранита, образованные методом гидроразрыва, будет нагреваться. Затем, фильтруясь через скальные породы, теплая вода по другой пробуренной скважине будет подниматься на поверхность. После этого нагретую воду можно будет без особого труда собирать в теплообменнике, а полученную от нее энергию использовать для испарения другой жидкости (фреон и др.) с более низкой температурой кипения, пар которой, в свою очередь, и приведет в действие паровую турбину. Вода, отдавшая геотермальное тепло, вновь будет направлена через скважину на глубину, и цикл таким образом повторится. Принципиальная схема получения электроэнергии по технологии, предложенной австралийской компанией Geodynamics Ltd., приведена на рис.5.8.

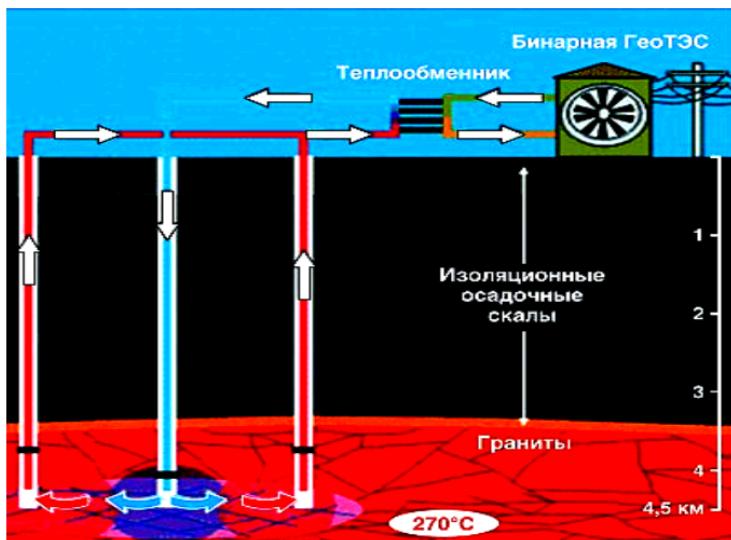


Рис.5.8. Схема бинарной ГеоТЭС, использующей тепло, извлечённое из сухих горных пород

Геотермальная энергетика в последнее время существенно продвинулась в своем развитии. Освоение технологии ГеоТЭС с бинарным циклом позволяет использовать для производства электрической энергии и среднетемпературные геотермальные ресурсы. В России имеется опыт эксплуатации экспериментальной фреоновой геотермальной установки мощностью 600 кВт в районе реки Паратунка на Камчатке. Ведутся исследования с изобутаном, амиаком и другими низкокипящими рабочими телами (жидкостями).

## **5.4. СИСТЕМЫ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Особенность геотермальной энергии заключается в том, что температура теплоносителя существенно ниже температуры при сжигании топлива. Несмотря на то, что суммарные запасы геотермальной энергии велики, её термодинамическое качество низко. Геотермальные источники имеют много общего с промышленными выбросами тепла, для которых в последнее время интенсивно разрабатываются и успешно применяются различные способы утилизации.

С геотермальными источниками всегда связывают попытки выработки электроэнергии как наиболее ценного продукта, в то время как наилучший способ утилизации тепловой энергии – использование комбинированного режима (выработка электроэнергии и обогрев). Потребность в тепле для отопления, горячего водоснабжения и теплотехнологий при температуре до 100  $^{\circ}\text{C}$  примерно в два раза выше, чем в электроэнергии. Таким образом, использование геотермальной энергии в виде тепла не менее важно, чем использование в виде электроэнергии.

Тепло не так легко передавать на расстояние более 30 км, поэтому его необходимо использовать вблизи места добычи.

Для отопления и горячего водоснабжения жилых и производственных помещений необходима температура воды не ниже 60  $^{\circ}\text{C}$ . Наиболее рациональное использование термальных вод может быть достигнуто при последовательной их эксплуатации: первоначально в отоплении, а затем в горячем водоснабжении. Но это представляет некоторые трудности, так как потребность в горячей воде по времени года относительно постоянна, тогда как отопление является сезонным, оно зависит от климатических условий района, температуры наружного

воздуха, времени года и суток.

В настоящее время разработаны различные схемы использования термальных вод для отопления и горячего водоснабжения жилых и промышленных зданий.

При температуре сильно минерализованной термальной воды более 80 °С возникает необходимость в устройстве промежуточных теплообменников. Принципиальное решение такой схемы показано на рис. 5.9.

Здесь термальная вода из скважин разделяется на две параллельные ветви: одна направляется в теплообменник отопления и затем в тепло-

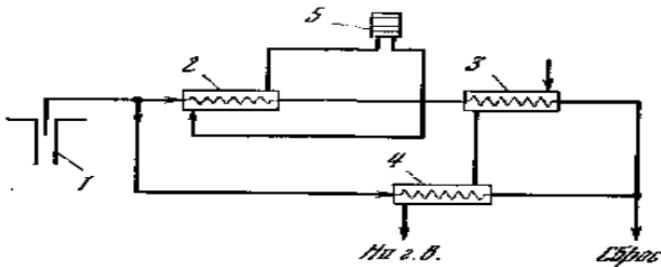


Рис. 5.9. Схема геотермального теплоснабжения с теплообменниками:  
 1 – скважина; 2 – теплообменник системы отопления; 3, 4 –  
 теплообменники горячего водоснабжения 1-й и 2-й ступени  
 соответственно; 5 – система отопления

обменник 1-й ступени подогрева воды для горячего водоснабжения, а вторая – в теплообменник второй ступени.

По этой схеме работает система геотермального теплоснабжения на курорте «Нальчик» в Кабардино-Балкарии. Здесь термальная вода с температурой 78 °С из скважины поступает в теплообменник типа «труба в трубе», где отдаёт часть тепла пресной воде. Затем нагретая пресная вода направляется по трубам в жилые и производственные здания для горячего водоснабжения, технологических нужд и в теплицы. Охлаждённая в теплообменнике до температуры 37-38 °С термальная вода подаётся в ванны и души бальнеолечебницы.

Недостатком схемы с теплообменниками является сокращение срабатываемого потенциала термальной воды (на конечную разность температур в теплообменнике).

При температуре термальной воды менее 80°С возникает необходимость в повышении её температуры. Один из возможных методов повышения температуры термальной воды приведен на схеме (рис. 5.10).

Слабо минерализованная термальная вода из скважины сразу поступает в систему горячего водоснабжения и параллельно в пиковую котельную. В котельной вода подогревается до температуры, соответствующей метеорологическим условиям, и затем подается в систему отопления.

Если термальная вода сильно минерализована, то после скважины она сначала поступает в дегазатор и химводоочистку, а затем уже в систему горячего водоснабжения и параллельно в пиковую котельную.

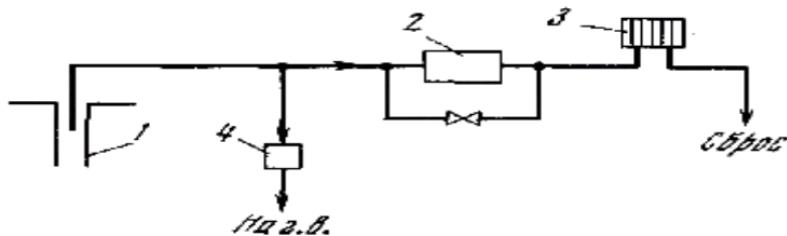


Рис. 5.10. Схема геотермального теплоснабжения с параллельной подачей геотермальной воды на отопление и горячее водоснабжение и пиковым догревом воды на отопление: 1 – скважина; 2 – пиковый догреватель; 3 – система отопления; 4 – бак-аккумулятор

Новые возможности использования термальных вод (с температурой до 100 °C) для теплоснабжения открываются в связи с освоением технологии создания подземных циркуляционных систем с естественными проницаемыми коллекторами (рис. 5.11). Циркуляционная технология разработки геотермальных месторождений с природными коллекторами успешно применяется во Франции, имеет промышленное распространение в Германии, на Украине (Крым), в Дании, Швейцарии, США, Польше, России (Чечня, Дагестан) и др.

В этой связи представляет практический интерес освоение термоаномальных зон, которые размещены более равномерно и на большой территории Земли, чем районы активной вулканической деятельности.

Основной недостаток геотермальной энергии заключается в высокой минерализации термальных вод большинства месторождений и наличии в воде токсичных соединений и металлов, что в большинстве случаев исключает возможность сброса этих вод в расположенные на поверхности природные водные системы. Отмеченные выше недостатки геотермальной энергии приводят к тому, что для практического использования теплоты геотермальных вод необходимы значительные капитальные затраты на бурение скважин, обратную закачку отработанной гео-

термальной воды, а также на создание коррозийно-стойкого теплотехнического оборудования.

Однако в связи с внедрением новых, менее затратных, технологий бурения скважин, применением эффективных способов очистки воды от токсичных соединений и металлов капитальные затраты на отбор тепла от геотермальных вод непрерывно снижаются.

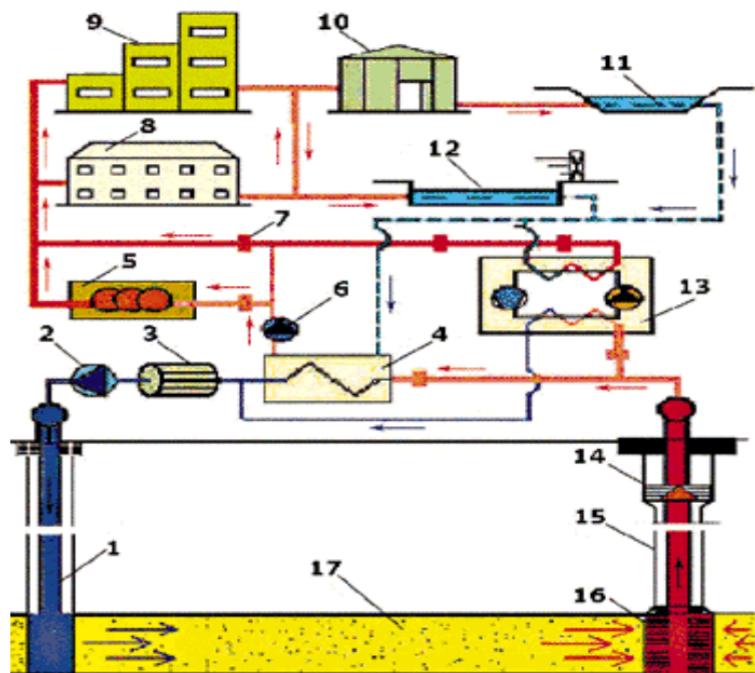


Рис. 5.11. Принципиальная схема станции (системы) геотермального теплоснабжения при разработке термоводоносного, проницаемого горизонта: 1 - нагнетательная скважина; 2 - наземная насосная установка; 3 - система водогазоочистки и водоподготовки; 4 - теплообменники; 5 - догревающая котельная; 6 - сетевой насос; 7 - магистральные теплотрассы; 8 - жилой массив; 9 - промышленные объекты; 10 - парниково-тепличный комбинат; 11 - рыбное хозяйство; 12 - бальнеологический и спортивно-оздоровительный комплекс; 13 - тепловые насосы; 14 - погружные насосы; 15 - добывачная (водоподъемная) скважина; 16 - система прискважинных фильтров.

## Контрольные вопросы

1. Из каких источников земная кора получает тепло?
2. Каким образом из недр Земли на её поверхность через твёрдые породы суши и океанского дна постоянно поступает тепловой поток?
3. Охарактеризуйте 5 типов источников геотермальной энергии.
4. При какой температуре пара, пароводяной смеси или термальной воды геотермальную энергию используют непосредственно для отопления?
5. В каком состоянии находится геотермальная энергетика в России?
6. Охарактеризуйте три типа геотермальных электростанций.
7. Как работает ГеоТЭС с конденсационной турбиной?
8. Как работает ГеоТЭС с бинарным циклом?
9. Как работает ГеоТЭС с паропреобразователем?
10. Опишите технологию использования энергии сухих горячих скальных пород для нагрева воды, энергия которой используется в ГеоТЭС.
11. Почему использование геотермальной энергии в виде тепла не менее важно, чем использование в виде электроэнергии?
12. Как работает система геотермального теплоснабжения с теплообменниками?
13. Как работает система геотермального теплоснабжения с применением технологии создания подземных циркуляционных систем с естественными проницаемыми коллекторами?
14. Как работает система геотермального теплоснабжения при температуре термальной воды менее 80 °C?

## **6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОГО ТЕПЛА В СОЧЕТАНИИ С ТЕПЛОВЫМИ НАСОСАМИ**

### **6.1. ХАРАКТЕРИСТИКА РЕСУРСОВ**

В настоящее время теплоснабжение (отопление и горячее водоснабжение) зданий и промышленных объектов осуществляется, как правило, от теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) или районных котельных, работающих на традиционных топливах.

Отдавая в конечном виде энергию в форме низкотемпературной теплоты (вода ниже 100 °C или воздух ниже 50 °C), системы теплоснабжения потребляют для нагрева высококачественное топливо в котельных с нагревом продуктов сгорания до 1500 °C, либо, что ещё более расточительно, электроэнергию.

Масштабы затрат этого невозобновляемого источника энергии на теплоснабжение весьма велики. Они составляют более половины всего котельно-печного топлива. Термодинамически рационально расходуется только та его часть, которая сжигается на ТЭЦ – здесь в максимальной степени используется высокотемпературное тепло продуктов сгорания для выработки электроэнергии, а для теплоснабжения – теплоноситель той температуры, которая близка к необходимой для отопления.

Однако во многих случаях использование ТЭЦ может быть нерациональным. Там, где потребители теплоты рассредоточены, основным источником теплоты остаются различные котельные – от индивидуальных внутридомовых котлов до крупных районных котельных, а также различные электронагревательные приборы.

Вместе с тем имеется большое количество различных источников низкотемпературного тепла, как природных, так и искусственных, которые в сочетании с тепловыми насосами могут составить конкуренцию традиционным топливам. Источником низкотемпературной тепловой энергии может быть тепло как естественного, так и искусственного происхождения. В качестве естественных источников низкотемпературного тепла могут быть использованы:

- тепло земли (тепло грунта);
- подземные воды (грунтовые, артезианские, термальные);
- солнечная энергия, запасаемая с помощью гелиоустановок (солнеч-

ных коллекторов) в схемах с аккумуляторами теплоты;

- наружный воздух.

В качестве искусственных источников низкопотенциального тепла могут выступать:

- удаляемый вентиляционный воздух;
- канализационные стоки (сточные воды);
- промышленные сбросы;
- тепло технологических процессов;
- бытовые тепловыделения.

Важное значение имеет и использование тепла поверхностных слоев грунта, температура которых на глубине в несколько десятков метров круглый год практически постоянна и равна среднегодовой температуре воздуха в этом месте. Это означает, что зимой грунт может служить низкопотенциальным источником тепла для отопления с помощью тепловых насосов.

В качестве природных низкопотенциальных источников тепла наибольший интерес представляют незамерзающие водоемы и источники геотермального тепла. В большом количестве регионов на умеренных глубинах имеются геотермальные флюиды с температурой не ниже 20-30  $^{\circ}\text{C}$ , которые могут служить эффективным источником низкопотенциального тепла для тепловых насосов.

Потенциал таких искусственных источников низкопотенциального тепла, как различные теплые сбросы промышленных предприятий, вентиляционные выбросы и канализационные сточные воды, достаточно велик. Например, тепловые электростанции, в том числе и атомные, сбрасывают с охлаждающей водой 50-55% энергии топлива.

Тепловой насос позволяет, затрачивая сравнительно небольшое количество энергии на его привод, преобразовать тепло, отбиаемое от низкопотенциального источника (температура 20-60  $^{\circ}\text{C}$ ), в тепло при температуре, удовлетворяющей потребителю. Компрессор теплового насоса потребляет в 3-5 раз меньше электроэнергии, чем подаёт энергии в систему отопления из источника низкопотенциального тепла. Коэффициент трансформации (коэффициент преобразования) теплового насоса, т.е. отношение количества тепла, отданного потребителю, к энергии, затраченной на его привод, тем выше, чем выше температура источника низкопотенциального тепла. В используемых тепловых насосах этот коэффициент составляет 3 и более.

Тепловые насосы нашли широкое применение для теплоснабжения жилых и административных зданий в США, Швеции, Канаде и других

странах со сходными с Россией климатическими условиями. Расширяется опыт применения тепловых насосов и в нашей стране. Большую перспективу представляет использование тепловых насосов в системах горячего водоснабжения (ГВС) зданий. Известно, что в годовом цикле на ГВС расходуется примерно столько же тепла, как и на отопление зданий. Примером здания, в котором тепловые насосы использованы для ГВС, является многоэтажный жилой дом, построенный в Москве в Никулино-2. В этом здании в качестве источника низкопотенциальной тепловой энергии используется тепло земли и тепло удалаемого вентиляционного воздуха.

Ранее тепловой насос использовался в первую очередь для кондиционирования (охлаждения) воздуха. Система была способна также обеспечить определенную отопительную мощность, в большей или меньшей степени удовлетворяющую потребности в тепле в зимний период. Однако характеристики этого оборудования стремительно меняются: сейчас во многих странах Европы тепловые насосы используются в отоплении и горячем водоснабжении.

В Германии и других странах Северной Европы в основном распространены тепловые насосы, которые используют тепло, содержащееся в грунте. Диапазон тепловой мощности разработанных моделей тепловых насосов самый широкий - от 5 до 70 кВт.

Среди зарубежных стран лидером в области применения тепловых насосов является Швеция. В Стокгольме 30% всего отопления города обеспечивается тепловыми насосами, в том числе и теплонасосной станцией, состоящей из 16 тепловых насосов и использующей в качестве источника тепла воду Балтийского моря с температурой воды +4...+8°C. Станция располагается на 6 причаленных к берегу баржах. В Швеции 50 % всего отопления обеспечивают тепловые насосы. В Японии ежегодно производится около 3 млн., а в США - около 1 млн. тепловых насосов. В мире, по прогнозам Мирового Энергетического Комитета, к 2020 году доля тепловых насосов в теплоснабжении составит 75%.

На рис. 6.1 представлен общий вид теплового насоса Thermia Villa, производимого в Швеции. Thermia Villa - это комплектная отопительная установка с отопительной мощностью теплового насоса 5,5-21,5 кВт, дополнительным электротеном мощностью 6 или 9 кВт, микропроцессорным управлением и встроенным бойлером объемом 150 литров.



Рис. 6.1. Тепловой насос Thermia Villa (Швеция)

В связи с экологической чистотой в некоторых странах, в частности в Германии, с целью обеспечения более интенсивного применения тепловых насосов, предусмотрена денежная дотация правительства на их установку. В других странах (Швейцария, Норвегия, Япония, США и т.п.) используются другие способы государственной поддержки развития теплонасосного теплоснабжения.

Тепловые насосы для жителей Германии или Швеции не экзотика и даже уже не передний край науки – это абсолютно рядовое решение теплообеспечения зданий. Тепловые насосы давно и с успехом применяются в Швейцарии, Финляндии, Японии, Норвегии, США и др..

В середине 70-х гг. прошлого века был первый подъем производства тепловых насосов. Причиной такого явления были первый нефтяной кризис и поиск альтернативных источников энергии.

Технология тепловых насосов еще не была достаточно хорошо отработана. Поэтому их срок службы был очень мал. Тем не менее постоянно велись работы по усовершенствованию технологии и материалов, используемых для тепловых насосов. И сейчас в мире наблюдается быстрый рост производства тепловых насосов как для промышленных, так и для частных нужд.

Широкому распространению тепловых насосов в России мешают пока еще сравнительно дешёвое ископаемое топливо и довольно высокие первоначальные затраты - стоимость теплового насоса и монтажа системы. Но капиталовложения окупаются, по ориентировочным подсчетам, за 4-9 лет, а служат тепловые насосы по 15-20 лет до капитального ремонта.

## 6.2. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И РАБОЧИЕ ТЕЛА ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ

Тепловой насос термодинамически идентичен холодильной машине - термодинамической установке, в которой теплота от низкопотенциального источника передается потребителю при более высокой температуре. При этом затрачивается механическая энергия.

Тепловой насос - это в некотором смысле «холодильник наоборот». В обоих устройствах основными элементами являются испаритель, компрессор, конденсатор и дроссель (редукционный клапан), соединенные трубопроводом, в котором циркулирует хладагент - вещество, способное кипеть при низкой температуре и меняющее свое агрегатное состояние с газового в одной части цикла, на жидкое - в другой. Просто в холодильнике главная партия отводится испарителю и отбору тепла, а в тепловом насосе - конденсатору и передаче тепла.

Функция бытового холодильника сводится к охлаждению продуктов, и его сердцем является теплоизолированная камера, откуда тепло «откачивается» (отбирается кипящим в теплообменнике-испарителе хладагентом) и через теплообменник-конденсатор «выбрасывается» в помещение (задняя стенка холодильника довольно тёплая на ощупь).

В тепловом насосе главным становится теплообменник, с которого тепло «снимается» и используется для обогрева дома и горячего водоснабжения, а второстепенная «морозилка» размещается за пределами здания.

Машина работает по холодильному циклу, если тепло от источника низкой температуры переносится к окружающей среде. В этом случае она служит для охлаждения или поддержания постоянных низких температур. При переносе тепла от окружающей среды к источнику с более высокой температурой холодильная машина работает как тепловой насос и используется для теплоснабжения.

Среди различных типов тепловых насосов наибольшее распространение получили парокомпрессионные.

Схематично (рис. 6.2) парокомпрессионный тепловой насос можно представить в виде системы из трех замкнутых контуров: в первом, внешнем, циркулирует теплоотдатчик (теплоноситель, собирающий теплоту окружающей среды), во втором — хладагент (вещество, которое испаряется, отбирая теплоту теплоотдатчика, и конденсируется, отдавая теплоту теплоприемнику), в третьем — теплоприемник (вода в системах отопления и горячего водоснабжения здания).

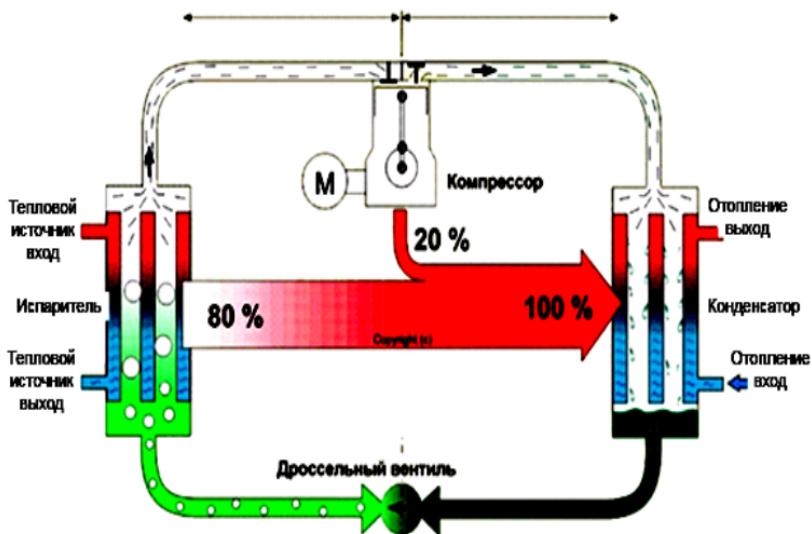


Рис. 6.2. Схема парокомпрессионного теплового насоса

Внешний контур (коллектор) представляет собой уложенный в землю или в воду (напр. полиэтиленовый) трубопровод, в котором циркулирует незамерзающая жидкость - антифриз. Источником низкотемпературного тепла может служить грунт, скальная порода, озеро, река, море и даже выход теплого воздуха из системы вентиляции какого-либо промышленного предприятия.

Во второй контур, где циркулирует хладагент, как и в бытовом холодильнике, встроены теплообменники — испаритель и конденсатор, а также устройства, которые меняют давление хладагента — дроссель (либо регулируемое сопло или узкое калиброванное отверстие, либо капиллярная трубка,) и компрессор, сжимающий хладагент уже в газообразном состоянии.

Принцип действия теплового насоса аналогичен принципу действия холодильника, разница лишь в том, что в случае теплового насоса аккумулируется не холод, а тепло.

На рис. 6.3, *а* приведена принципиальная схема парокомпрессионного теплового насоса, а на рис. 6.3 *б* – идеальный процесс его работы в  $T,s$ -диаграмме. В испаритель I подводится располагаемая теплота низкого потенциала (поставляется коллектором из окружающей среды - земли, воды, воздуха) при температуре  $T_n$ . Эта теплота

передаётся рабочему хладагенту (фреону и др.), кипящему в испарителе при давлении  $p_o$  и температуре  $T_o = T_h - \Delta T_h$ , где  $\Delta T_h$  – перепад температур между греющей и нагреваемой средой в испарителе. Далее пар, в который превратился хладагент, поступает из испарителя I в компрессор II в состоянии 1 и сжимается до давления  $p_k$  при соответствующей ему температуре насыщения  $T_k$ . В состоянии 2 сжатые пары рабочего хладагента поступают в конденсатор III, где передают теплоту теплоносителю системы теплоснабжения. В конденсаторе пары рабочего хладагента конденсируются. Температура теплоносителя на выходе из конденсатора  $T_b < T_k$ ;  $T_k = T_b + \Delta T_k$ , где  $\Delta T_k$  – перепад температур между греющей и нагреваемой средой в конденсаторе. Из конденсатора рабочий хладагент поступает в жидком виде в дроссель IV (точка 3 на  $T,s$ -диаграмме), где происходит расширение рабочего хладагента от давления  $p_k$  до давления  $p_o$ , сопровождающееся снижением его температуры. Из дросселя рабочий хладагент поступает в испаритель I (точка 4), и цикл замыкается.

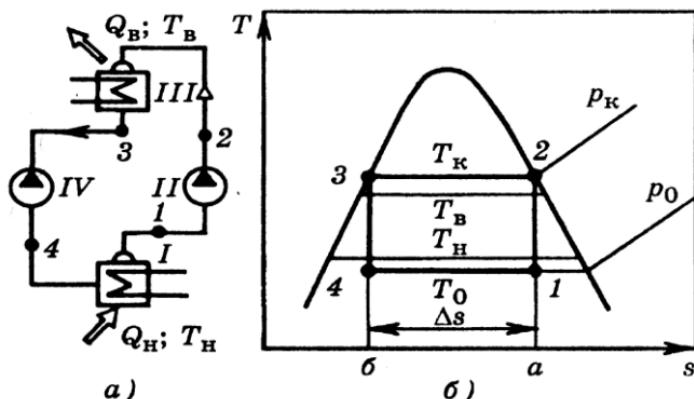


Рис. 6.3. Принципиальная схема парокомпрессионного теплового насоса (а) и идеальный процесс его работы в  $T,s$  – диаграмме (б)

Количество теплоты, подведенной в испаритель к одной массовой единице (например, к 1 кг) рабочего хладагента, изображается в  $T,s$ -диаграмме площадью  $a1\bar{4}b$  и равно  $T_o\Delta s$ . Количество теплоты, отданной в конденсаторе одной массовой единице рабочего хладагента, изображается площадью  $a2\bar{3}\bar{6}$  и равно  $T_k\Delta s$ . Удельная работа в идеальном тепловом насосе, приходящаяся на одну массовую единицу рабочего хладагента, изображается площадью 1234 и равна  $(T_k - T_o)\Delta s$ .

Отношение полезной теплоты, отведенной из конденсатора теплового насоса в систему теплоснабжения, к затраченной работе называется коэффициентом трансформации (коэффициентом преобразования) теплоты. Для идеального цикла, изображённого на рис. 6.3, *б*, коэффициент трансформации теплоты (показатель эффективности теплового насоса)

$$\mu_o = T_k \Delta s / [(T_k - T_o) \Delta s] = T_k / (T_k - T_o). \quad (6.1)$$

Коэффициент трансформации действительного теплового насоса

$$\mu = \eta_{t.h} T_k / (T_k - T_o), \quad (6.2)$$

где  $\eta_{t.h}$  – КПД теплового насоса, учитывающий потери необратимого сжатия рабочего хладагента в компрессоре и необратимого расширения в дросселе.

Как видно из (6.1) и (6.2) показатель эффективности теплового насоса ( $\mu$ ) зависит от разности уровня температур в испарителе и конденсаторе: чем больше разность, тем меньше эта величина. По этой причине тепловой насос должен использовать по возможности большее количество источника низкопотенциального тепла, не стремясь добиться его сильного охлаждения. В самом деле, при этом растет эффективность теплового насоса, поскольку при слабом охлаждении источника тепла не происходит значительного роста разницы температур. Поэтому тепловые насосы делают так, чтобы масса низкотемпературного источника тепла была значительно большей, чем нагреваемая масса. В этом состоит одно из важнейших отличий теплового насоса от традиционных (топливных) источников тепла, в которых вырабатываемая энергия зависит исключительно от теплотворной способности топлива.

Если для работы компрессионных тепловых насосов затрачивается электрическая энергия, вырабатываемая на ТЭС, то удельный расход условного топлива на получение единицы полезной теплоты с помощью теплового насоса, кг/Гкал, или кг/ГДж,

$$\delta_{t.h} = a / [\eta_k^3 \mu (1 - \varphi_{c.h}) \eta_{e.c}], \quad (6.3)$$

где  $a = 34,1$  кг/ГДж = 143 кг/Гкал;

$\eta_k^3 = 0,32-0,34$  – КПД выработки электроэнергии на конденсационных электростанциях;

$\varphi_{c,h} = 0,04\text{--}0,06$  – коэффициент собственных нужд конденсационных электростанций;

$\eta_{e,c} = 0,94\text{--}0,96$  – КПД электрической сети.

Тепловые насосы могут конкурировать по тепловой экономичности с котельными установками, если  $\delta_{t,n} < \delta_k^T$ , где  $\delta_k^T$  – удельный расход топлива на выработку теплоты в котельной.

С целью приближения к простому циклу Карно, т. е. с целью создания практически полезного теплового насоса, необходимо стремиться к подводу и отводу тепла при условиях, близких к изотермическим. Для этого подбираются рабочие тела, изменяющие агрегатное состояние при необходимых температурах и давлениях. Они поглощают тепло при испарении и отдают при конденсации. Эти процессы образуют изотермы цикла с механической компрессией пара.

Компрессор должен сжимать только сухой пар, что вызвано особенностями механики большинства компрессоров. Попадание жидкости вместе с паром на вход компрессора может повредить его клапаны, а поступление большого количества жидкости в компрессор может вообще вывести его из строя. Поэтому рабочее тело до входа в компрессор должно быть несколько перегрето.

Потери давления в трубопроводах между конденсатором и дросселем вызывают некоторое испарение рабочего тела, что ухудшает работу дросселя. Поэтому при проектировании конденсатора предусматривают необходимое переохлаждение рабочего тела.

В настоящее время наиболее распространенными рабочими телами (хладагентами) в тепловых насосах являются фреоны. От характеристики рабочего тела зависит конструкция теплового насоса и расход энергии, поэтому при выборе учитывают термодинамические, теплофизические, физико-химические и физиологические свойства фреона.

Фреоны - углеводороды, в которых водород полностью или частично заменен галоидами, чаще всего фтором и хлором. Для фреонов ввиду большого их числа установлены сокращенные обозначения. Соединения без атомов водорода записываются для производных метана цифрой 1, к которой прибавляют цифру, указывающую число атомов фтора, например фреон-12 для  $CF_2Cl_2$  и фреон-13 для  $CF_3Cl$ . Для производных этана, пропана и бутана перед цифрой, обозначающей число атомов фтора, ставят соответственно цифры 11, 21, 31, например фреон-113 для  $C_2F_3Cl_3$ . При наличии атомов водорода у дериватов метана к первой цифре, а для этана, пропана и бутана соответственно ко

второй цифре прибавляют число, равное числу водородных атомов: фреон-21 для CHFCl<sub>2</sub>, и фреон-22 для CHF<sub>2</sub>Cl, фреон-351 для C<sub>4</sub>H<sub>4</sub>FC<sub>5</sub>. При замене атомов хлора атомами брома (CF<sub>3</sub>Br) применяют обозначение фреон-13B1.

При внешних источниках с переменными температурами для уменьшения потерь в процессах теплообмена желательно иметь рабочие тела с переменными температурами кипения и конденсации. Такими свойствами обладают неизоотропные рабочие тела, представляющие собой смесь двух или нескольких веществ с различной зависимостью давления насыщения от температуры, например смесь фреона-11 и фреона-12.

Осуществление цикла теплового насоса в области температур выше окружающей среды вызывает повышение давления в системе. Поэтому рабочие тела для тепловых насосов выбирают таким образом, чтобы при высоких температурах конденсации обеспечивалось умеренное давление конденсации. Кроме того, рабочее тело должно обладать высоким значением объемной холодопроизводительности, а разность давлений конденсации и кипения не должна превышать допустимых пределов.

В тепловых насосах с поршневыми компрессорами применяют фреон-12 и бромированный фреон Ф-12B1, который физиологически безвреден и не взрывоопасен.

В турбокомпрессорных тепловых насосах большой теплопроизводительности применяют фреоны-11, 12 и 113. Наряду с чистыми рабочими телами применяют также и смеси рабочих тел.

Фреон-12 применяют в тепловых насосах при высоких температурах конденсации, так как при одной и той же температуре конденсации давление конденсации у него ниже, чем у фреона-22.

Тепловой насос не только производит тепло, он также может снабжать холодом систему кондиционирования. Принцип холодоснабжения очень прост. В зимнее время тепловой насос "трансформирует" тепло из окружающей среды (скважины) для использования в стандартной системе отопления. Летом, наоборот, "холод" из скважинны (7-9 градусов) используется, чтобы создать необходимый климат в помещениях дома. Фанкойл подключается к внешнему коллектору, а принцип работы системы холодоснабжения такой же, как и системы отопления, за исключением того, что вместо радиаторов используются фанкойлы (рис. 6.4.).

Фанкойлы - это теплообменники с вентиляторами. Они забирают или отдают теплоту хладо-теплоносителю и нагревают или охлаждают помещение. Тандем "тепловой насос-фанкойл" превращает жилье, офис

или предприятие в пространство с полным климатизационным контролем. Можно запрограммировать тепло- и хладоснабжение, задать условия отопления/охлаждения и управлять этим пространством по сети Интернет.



Рис. 6.4. Тепловой насос с фанкойлом

Система тепловой насос - фанкойлы имеет значительные преимущества при отапливании и кондиционировании объектов с большим количеством помещений, так как к одному тепловому насосу можно присоединить большое количество фанкойлов. При этом можно задать не только общий тепловой режим всей системы, но и регулировать режим работы каждого фанкойла с пульта, смонтированного на нем, поддерживая при этом в каждом помещении необходимую температуру.

### **6.3. СПОСОБЫ СБОРА НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОГО ТЕПЛА ТЕПЛОВЫМИ НАСОСАМИ**

По виду теплоносителя во входном и выходном контурах тепловые насосы делят на шесть типов: «грунт—вода», «вода—вода», «воздух—вода», «грунт—воздух», «вода—воздух», «воздух—воздух».

В схемах «грунт-вода» и «грунт-воздух» источником тепла служит земля. По способу прокладки в ней труб теплонасосы делят на насосы с вертикальным зондом и с горизонтальным коллектором. В последнем случае снимается слой земли до расчетной глубины, и в образовавшийся котлован укладываются трубы коллектора. В вертикальных

установках в качестве теплообменников-испарителей выступают трубы, опущенные вглубь земли (50-150 м). В вариантах с коллектором и с зондом имеются свои достоинства и недостатки: при вертикальной прокладке не требуется большой площади, как это необходимо для коллектора, но возникает необходимость производства дорогостоящих бурильных работ. В схеме «грунт-вода» полученная от земли плюс выработанная компрессором тепловая энергия передается вначале воде в трубах отопительной системы, а затем – воздуху внутри здания. В варианте «грунт-воздух» вода как промежуточный теплоноситель отсутствует – тепловая энергия передается от хладагента воздуху.

Для климатической зоны России наиболее приемлемы три варианта сбора низкопотенциального тепла: «грунт—вода», «вода—вода» и «воздух—вода».

Самым надёжным и долговечным источником тепла, для тепловых насосов является грунт, так как на глубине 15 метров и глубже температура в разное время года постоянна и составляет 8-10°C (рис. 6.5).

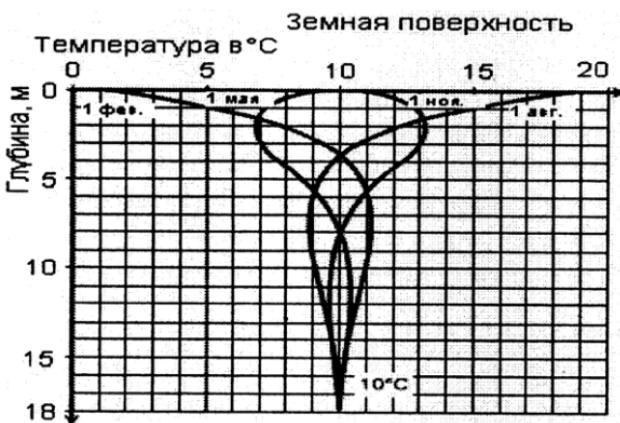


Рис. 6.5. Изменение температуры грунта в зависимости от глубины

Если свободного участка для прокладки коллектора нет или в качестве источника тепла используется скалистая порода, трубопровод опускается в скважину (рис. 6.6). Не обязательно использовать одну глубокую скважину, можно пробурить несколько неглубоких, более дешевых скважин, чтобы получить общую расчетную глубину. Количество скважин и их глубина зависят от требуемой мощности теплового насоса. Иногда в качестве скважин используют фундаментные сваи.

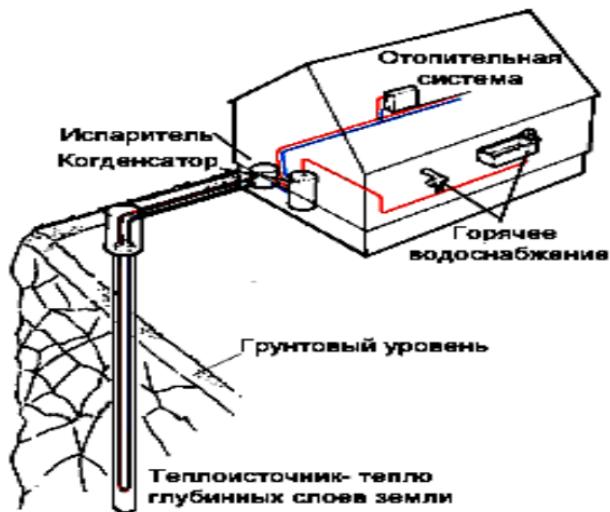


Рис. 6.6. Схема отопления с вертикальным зондом

Расстояние между скважинами должно быть больше 5 м. При наличии подземных течений, скважины должны располагаться на линии, перпендикулярной потоку. Вертикальный геотермальный зонд – это система труб, которая устанавливается в одной или нескольких скважинах. Подбор диаметров труб проводится исходя из потерь давления для требуемого расхода теплоносителя.

Установка может быть внедрена на участке земли малой площади. Объем восстановительных работ после бурения незначителен, влияние скважины минимально. Установка не оказывает влияния на уровень грунтовых вод, так как грунтовые воды не задействованы в процессе.

Ориентировочно на 1 пог. м скважины приходится 50-60 Вт тепловой энергии. Таким образом, для установки теплового насоса производительностью 10 кВт необходима скважина глубиной 170 м.

Грунтовый источник – близрасположенное тепло. В поверхностном слое земли накапливается тепло в течение лета. Тепло из почвы поставляется посредством горизонтального коллектора (металло-пластиковых труб), который укладывается по периметру участка на глубине 1,2-1,5 м (рис. 6.7). Минимальное расстояние между трубами коллектора-0,8-1 м. Специальной подготовки почвы не требуется. Но желательно использовать участок с влажным грунтом, если же он сухой,

контур надо сделать длиннее. Ориентировочное значение тепловой мощности, приходящейся на 1 м трубопровода, 20-30 Вт. Таким образом, для установки теплового насоса производительностью 10 кВт необходим земляной контур длиной 350—450 м, для укладки которого потребуется участок земли площадью около 400 м<sup>2</sup> (20x20 м). Иногда трубы укладываются в виде спиралей в траншее глубиной 2–4 м. Это значительно уменьшает общую длину траншней. При правильном расчете контур не влияет на зеленые насаждения.

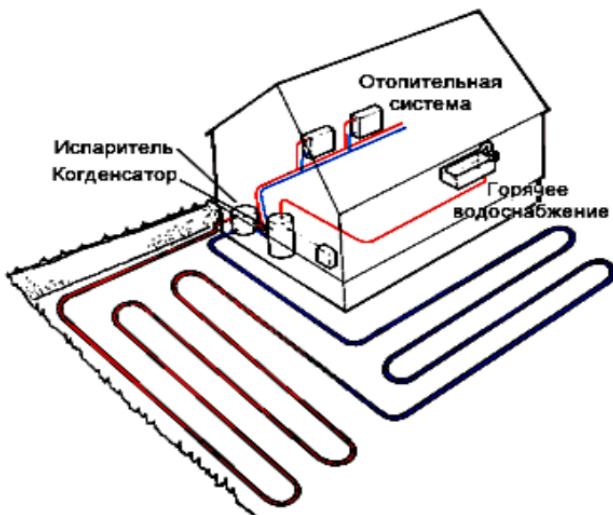


Рис. 6.7. Схема отопления с горизонтальным коллектором:

В некоторых регионах, где грунт прогревается медленнее, целесообразнее использовать тепловую энергию либо поверхностных (рек, озер, морей), либо почвенных вод. Солнце нагревает воду в морях, озерах и других водных источниках. Солнечная энергия накапливается в воде и донных слоях, где температура редко снижается ниже +4 °C. Чем ближе к поверхности, тем больше годовые колебания температуры, но на глубине температура более стабильна.

При использовании в качестве источника тепла близлежащего водоема контур укладывается на дно (рис.6.8). Этот вариант принято считать идеальным: не слишком длинный внешний контур, «высокая» температура окружающей среды (температура воды в водоеме зимой всегда положительная), высокий коэффициент преобразования энергии тепловым насосом.

Использование тепла воды для обогрева помещений тепловым насосом является идеальным вариантом. Пластиковый или металло-пластиковый коллектор для передачи тепла укладывается на дне или в донном грунте, где температура еще немного выше, чем температура воды. Важно, чтобы коллектор снабжался отягощающим грузом для предотвращения вскрытия на поверхность. Для этого на 1 погонный метр трубопровода укладывается около 5 кг груза. Ориентировочное значение тепловой мощности на 1 м трубопровода 20–30 Вт. Таким образом, для установки теплового насоса производительностью 10 кВт необходимо уложить по дну контур длиной 300 м.



Рис. 6.8. Схема отопления с использованием тепла водоёма

При использовании в качестве источника тепла грунтовой воды она подается из скважины с помощью насоса в испаритель теплового насоса, работающего по схеме «вода–вода», и либо закачивается в другую скважину, либо сбрасывается в водоем.

Воздух также можно использовать в качестве источника тепла. К сожалению, такие тепловые насосы не везде можно применить в российских климатических зонах; они более пригодны для южных

широк.

Тепловые насосы «воздух–воздух» выполняются в двух вариациях: «сплит» и «моно». Установка «Сплит» состоит из двух соединенных блоков, один из которых (испаритель) располагается неподалеку от дома, а второй (конденсатор), с блоком автоматики, внутри отапливаемого помещения. При таком варианте допускается монтаж компрессора вне помещений, что благоприятно оказывается на шумовом уровне. Моноблоки устанавливаются в непосредственной близости от отапливаемого здания, чаще прямо на стенах. Для получения тепла из вытяжки системы вентиляции используется специальная модель теплового насоса с воздушным теплообменником. Тепло из воздуха для системы отопления и горячего водоснабжения также можно собирать на производственных предприятиях.

Если в качестве источника тепла выбран атмосферный или вентиляционный воздух, также применяются тепловые насосы, работающие по схеме «воздух–вода». Термовой насос может быть расположен внутри или снаружи помещения (рис. 6.9). Воздух подается в его теплообменник с помощью вентилятора.



Рис. 6.9. Термовой насос, работающий по схеме «воздух–вода»

При слишком большой разнице между температурой на улице и в доме, термовой насос теряет эффективность (предел применимости в системах отопления домов за чёт откачки тепла от наружного воздуха - около  $-15\text{--}20^{\circ}\text{C}$ ). Для решения этой проблемы применяются системы откачки тепла из грунта либо грунтовых вод.

Многообещающей является система, комбинирующая в единую систему теплоснабжения геотермальный источник и термовой насос.

При этом геотермальный источник может быть как естественного (выход геотермальных вод), так и искусственного происхождения (скважина с закачкой холодной воды в глубокий слой и выходом на поверхность нагретой воды).

Другим возможным применением теплового насоса может стать его комбинирование с существующими системами централизованного теплоснабжения. К потребителю в этом случае может подаваться относительно холодная вода, тепло которой преобразуется тепловым насосом в тепло с потенциалом, достаточным для отопления. Но при этом вследствие меньшей температуры теплоносителя потеря на пути к потребителю (пропорциональные разности температуры теплоносителя и окружающей среды) могут быть значительно уменьшены. Также будет уменьшен износ труб центрального отопления, поскольку холодная вода обладает меньшей коррозионной активностью, чем горячая.

Если тепла из внешнего контура все же недостаточно для отопления в сильные морозы, когда уличная температура опускается ниже расчетного уровня, практикуется эксплуатация насоса в паре с дополнительным генератором - чаще всего с небольшим электронагревателем.

К преимуществам тепловых насосов в первую очередь следует отнести экономичность: для передачи в систему отопления 1 кВт·ч тепловой энергии установке необходимо затратить всего 0,2-0,35 кВт·ч электроэнергии. Кроме того, теплонасос не сжигает топлива и не производит вредных выбросов в атмосферу. Он не требует специальной вентиляции помещений и абсолютно безопасен. Все системы функционируют с использованием замкнутых контуров и не требуют эксплуатационных затрат, кроме стоимости электроэнергии, необходимой для работы оборудования. Теплонасос компактен (его модуль по размерам не превышает обычный холодильник) и практически бесшумен.

Еще одним преимуществом тепловых насосов является возможность переключения с режима отопления зимой на режим кондиционирования летом: просто вместо радиаторов к внешнему коллектору подключаются фанкойлы.

## **Контрольные вопросы**

1. Какие естественные и искусственные источники низкопотенциального тепла могут быть использованы для отопления и горячего водоснабжения?
2. От чего зависит коэффициент трансформации теплового насоса?

3. Какой диапазон тепловой мощности обеспечивают современные тепловые насосы?
4. Чем отличается тепловой насос от холодильной машины?
5. Из каких контуров состоит парокомпрессионный тепловой насос ?
6. Опишите принцип действия теплового насоса.
7. Опишите идеальный процесс работы теплового насоса в  $T,s$  – диаграмме.
8. Почему для тепловых насосов подбирают рабочие тела, изменяющие агрегатное состояние при необходимых температурах и давлениях?
9. Каким образом тепловой насос может снабжать холодом систему кондиционирования?
10. Для чего используется система тепловой насос – фанкойлы?
11. Какие способы применяют для прокладки труб в земле, если она служит источником тепла для тепловых насосов?
12. Какие варианты сбора низкопотенциального тепла наиболее приемлемы для климатической зоны России?
13. Почему самым надёжным и долговечным источником тепла, для тепловых насосов является грунт?
14. В каких случаях используют тепловые насосы с вертикальным зондом?
15. Как осуществляется прокладка труб при использовании тепловых насосов с горизонтальным коллектором?
16. Опишите схему отопления при использовании тепловыми насосами тепла водоёмов.
17. Опишите работу тепловых насосов по схемам «воздух-воздух» и «воздух-вода».
18. Какими преимуществами обладают тепловые насосы?

## 7. ЭНЕРГИЯ ПРИЛИВОВ

### 7.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРИЛИВАХ

Приливы – это периодические колебания уровня моря, обусловленные силами притяжения Луны и Солнца. Под воздействием Луны (Солнца) возникают приливообразующие силы, которые представляют собой разность между силами притяжения Луной элемента массы воды, расположенной в любой точке Земли (например на её поверхности) и притяжением Луной частицы той же массы в центре Земли. Эти силы пропорциональны массе Луны ( $m$ ), расстоянию от центра Земли ( $r$ ) и обратно пропорциональны кубу расстояния от Земли до Луны ( $R$ ), кроме того, они зависят от зенитного расстояния Луны ( $z$ ).

Вертикальная составляющая приливной силы (на единицу массы)  $F_v$  изменяет силу тяжести на величину:

$$F_v = 3G \cdot m \cdot r (\cos^2 z - 1/3)/R^3, \quad (7.1)$$

где  $G = (6,673 \pm 0,003) \cdot 10^{-11} \text{ н} \cdot \text{м}^2 \cdot \text{кг}^{-2}$  – гравитационная постоянная.

Сила тяжести уменьшается на поверхности Земли, когда Луна находится в зените, на  $1 \cdot 10^{-7}$  своей величины, и увеличивается на половину этой величины в тех местах Земли, где Луна в рассматриваемый момент восходит или заходит.

Горизонтальная составляющая приливных сил равна нулю, когда Луна находится в зените или на горизонте, и максимальна, когда зенитное расстояние Луны равно  $45^\circ$ :

$$F_r = 3G \cdot m \cdot r (\sin 2z)/2R^3, \quad (7.2)$$

Приливообразующая сила, вызванная Солнцем, определяется аналогично, но из-за бо́льшего расстояния (несмотря на значительно бо́льшую массу Солнца) она в среднем в 2,16 раза меньше.

Изменения приливообразующей силы вызывают изменения силы тяжести и величины и направления горизонтальных составляющих приливных сил, а следовательно, и направления отвесной линии. Под действием этих сил поверхность океанов стремится занять положение, перпендикулярное отвесной линии, т. е. изменяющееся со временем в каждой точке Земли.

Океан покрывает не всю Землю. Поэтому приливная волна, распространяясь, встречает преграды в виде материков, испытывает трение о дно, возникают обратные течения. Таким образом, величина и характер приливов зависят не только от взаимного положения Земли, Луны и Солнца, но также от географической широты, глубины моря и формы береговой линии.

Наибольшее поднятие воды называется полной водой, минимальное – малой водой. В то время как в океане вдали от материков величина приливов порядка 1 м, у берегов вблизи ряда эстуариев (однорукавных, воронкообразных устьев рек, расширяющихся в сторону моря) и некоторых других природных образований разность последовательных полной и малой воды может достигать очень большого значения. Так, в заливе Фанди (атлантическое побережье Канады) наибольшая величина прилива достигает 18 м, в заливе Фробишер на острове Баффинова Земля и в некоторых пунктах пролива Ла-Манш – до 15 м, в Пенжинской губе на Северо-Востоке Охотского моря – до 13,4 м, в Мезенском заливе (Белое море) – до 10 м.

Это может происходить за счёт резонансного совпадения естественных частот движения водных масс и соответствующих бассейнов на побережье, то есть когда период собственных колебаний соответствующего бассейна оказывается равным (кратным) периоду вынужденных колебаний прилива в открытом море. Резонансное усиление приливов в эстуариях и заливах аналогично тому, как это происходит при резонансе звуковых волн в акустических резонаторах (рис.7.1).

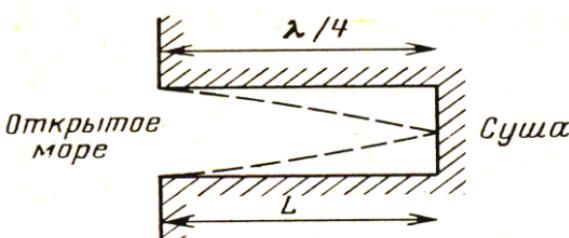


Рис. 7.1. Резонансное усиление приливной волны в эстуарии, вид в плане. Идеализированный залив глубиной  $h$  и длиной  $L = \lambda/4$  (четвертьволевой резонатор)

Резонанс для приливной волны, надвигающейся со стороны открытого моря, наступает, когда:

$$L = j\lambda/4, \quad (7.3)$$

где  $L$  – длина залива (эстуария);

$j$  – нечётное целое;

$\lambda$  – длина волны.

Вблизи побережья и между островами приливы могут создавать достаточно сильные течения, пригодные для преобразования энергии. Устройства для преобразования энергии приливных течений будут практически сходны с аналогичными устройствами, приводимыми в действие течениями рек.

Соотношения, позволяющие оценить мощность приливных течений, подобные тем, которые используются в ветроэнергетике (см. гл. 2), при этом следует иметь в виду, что плотность воды в 1000 раз выше плотности воздуха, а скорости течения воды сравнительно низки.

Мощность потока воды, отнесённая к  $1 \text{ м}^2$  площади поперечного сечения потока, равна:

$$q = \rho u^3 / 2, \quad (7.4)$$

где  $\rho$  – плотность воды;

$u$  – скорость течения.

Только часть полной энергии потока может быть преобразована в полезную. Как и для ветра, теоретическое значение КПД не может превышать 60%. На практике оказывается, что КПД можно довести максимум до 40%.

Скорости приливных течений изменяются во времени примерно как:

$$u = u_0 \sin(2\pi t/\tau), \quad (7.5)$$

где  $\tau$  – период естественного прилива (12 ч 25 мин для полусуточного);

$u_0$  – максимальная скорость течения.

Таким образом, электрическая мощность, снимаемая с  $1 \text{ м}^2$  площади поперечного сечения потока (с учётом 40%-ной эффективности преобразования энергии потока в электрическую), в среднем равняется:

$$q \approx 0,1 \rho u^3. \quad (7.6)$$

Уже разработан целый ряд современных устройств для преобразования энергии приливных течений, один из которых приведен на рис. 7.2. Смотрите также рис. 7.7.

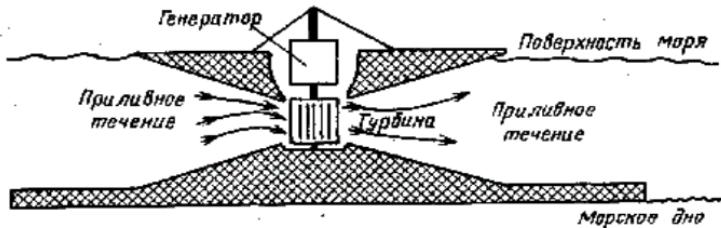


Рис. 7.2. Схема электростанции на приливном течении

Основы теории приливной энергетики заключаются в следующем.. Предположим, что бассейн приливной электростанции (ПЭС) наполняется при высокой воде и опустошается через турбины при малой воде (рис. 7. 3). Пусть бассейн имеет постоянную площадь A, остающуюся покрытой водой при малой воде. Допустим, что поступившая в бассейн вода имеет массу  $\rho A R$ , сосредоточенную в центре тяжести на высоте  $R/2$  от уровня малой воды, и что вся вода вытекает из бассейна при малой воде. Максимальную энергию от прилива можно получить, если вся вода падает с высоты  $R/2$ . В этом случае энергия прилива равна:

$$E = (\rho A R)gR/2. \quad (7.7)$$

На рис. 7.3 показано, что ПЭС принципиально может работать как при опустошении бассейна, так и при его наполнении. Оптимальная станция, использующая реверсируемые гидроагрегаты, которые, кроме того, можно ещё использовать и в насосном режиме для повышения уровня в бассейне, может перерабатывать до 90% потенциальной энергии прилива.



Рис. 7.3. Схема извлечения приливной энергии

Если энергия преобразуется в течение продолжительности периода

прилива, то средняя потенциальная мощность за приливный период оказывается равной:

$$P = \rho A R^2 g / 2\tau. \quad (7.8)$$

## 7.2. ПРИЛИВНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Приливная электростанция использует перепад уровней полной и малой воды во время прилива и отлива. Перекрыв плотиной залив или устье впадающей в море (океан) реки (образовав водоём, называемый бассейном ПЭС), можно при достаточно высокой амплитуде прилива (более 4м) создать напор, достаточный для вращения гидротурбин и соединённых с ними гидрогенераторов, размещенных в теле плотины. При одном бассейне и правильном полусуточном цикле приливов ПЭС может вырабатывать электроэнергию непрерывно в течение 4-5 часов с перерывами соответственно 1-2 часа четырежды за сутки (такая ПЭС называется однобассейновой двустороннего действия).

Для устранения неравномерности выработки электроэнергии бассейн ПЭС можно разделить плотиной на два или три меньших бассейна, в одном из которых поддерживается уровень малой, а в другом – полной воды; третий бассейн – резервный. Гидроагрегаты устанавливаются в теле разделительной плотины. Но и эта мера полностью не исключает пульсации энергии, обусловленной цикличностью приливов в течение полумесячного периода. При совместной работе в одной энергосистеме с мощными тепловыми (в том числе и атомными) электростанциями энергия, вырабатываемая ПЭС, может быть использована для участия в покрытии пиков нагрузки энергосистемы, а входящие в эту же систему гидроэлектростанции, имеющие водохранилища сезонного регулирования, могут компенсировать внутримесячные колебания энергии приливов.

На приливных электростанциях устанавливают горизонтальные капсульные гидроагрегаты (рис. 7.4), которые могут использоваться с относительно высоким КПД в генераторном (прямом и обратном) и насосном (прямом и обратном) режимах, а также в качестве водопропускного отверстия.

В часы, когда малая нагрузка энергосистемы совпадает по времени с малой или полной водой в море, гидроагрегаты ПЭС либо отключены, либо работают в насосном режиме – подкачивают воду в бассейн выше уровня прилива (или откачивают ниже уровня отлива) и таким образом

аккумулируют энергию до того момента, когда в энергосистеме наступит пик нагрузки.

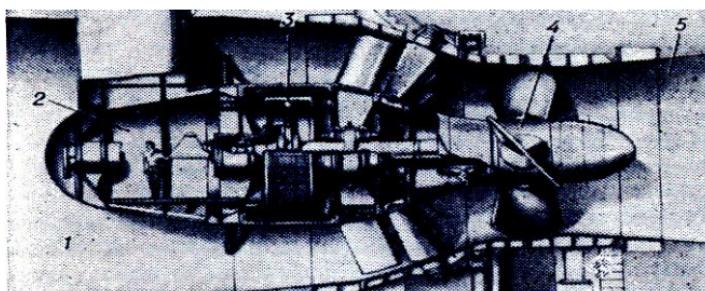


Рис. 7.4. Горизонтальный капсулный гидроагрегат:  
1 – подводящая камера; 2 – капсула; 3 – гидрогенератор; 4 – рабочее колесо гидротурбины; 5 – отсасывающая труба

В случае, если прилив или отлив совпадает по времени с максимумом нагрузки энергосистемы, ПЭС работает в генераторном режиме. Таким образом, ПЭС может использоваться в энергосистеме как пиковая электростанция. Так, например, работает приливная электростанция на 240 МВт, построенная в 1967 году в устье реки Ранс во Франции (рис. 7.5). Она вырабатывает 540 млн кВт·ч электроэнергии в год.



Рис. 7.5. Приливная электростанция Ранс (Франция)

Приливная электростанция Ранс имеет самую большую в мире плотину, ее длина составляет 800 м. Плотина также служит мостом, по

которому проходит высокоскоростная трасса.

Использование приливной энергии ограничено главным образом высокой стоимостью сооружения ПЭС (стоимость сооружения ПЭС Ранс почти в 2,5 раза больше, чем обычной речной ГЭС такой же мощности).

В России первая опытно-промышленная ПЭС была построена в 1968 году на побережье Баренцева моря в губе Кислой недалеко от Мурманска (рис. 7.6). В здании ПЭС предусмотрено размещение двух обратимых гидроагрегатов мощностью 400 кВт каждый.

Создание приливных электростанций Ранс и Кислогубской и их опытная эксплуатация позволили приступить к проектированию и строительству мощных ПЭС в России и во многих странах.



Рис.7.6. Кислогубская приливная электростанция, вид с моря

Значителен опыт Китая по строительству и эксплуатации малых ПЭС. Первая опытная ПЭС была введена в эксплуатацию в 1959 году на побережье Южно-Китайского моря мощностью 40 кВт, которая впоследствии была увеличена до 200 кВт. Вторая ПЭС мощностью 165 кВт с тремя агрегатами по 55 кВт вступила в строй в 1970 году. В 1983 году в провинции Чжэцзян на побережье Восточно-Китайского моря была сдана в эксплуатацию однобассейновая ПЭС Цзянси двустороннего действия с одним гидроагрегатом в 500 кВт. Мощность этой ПЭС при полном её развитии (по первоначальному проекту)

составит 3 МВт, а годовая выработка электроэнергии - 10 ГВт·ч. В результате усовершенствования проекта и конструкции турбин суммарная мощность ПЭС достигнет 3,9 МВт.

В последние десятилетия разработаны проекты, построены и строятся крупные приливные электростанции в Великобритании, Канаде, США, Южной Корее, Австралии, Индии, Аргентине и других странах.

В Северной Ирландии к Национальным энергосетям подключена приливная электростанция мощностью 1,2 мегаватта – первое в мире сооружение подобного типа (рис. 7. 7).

Расположена приливная электростанция, получившая название SeaGen, на расстоянии 400 метров от побережья в узком морском заливе Стрэнджфорд.



Рис. 7. 7. Электростанция SeaGen (Северная Ирландия), работающая на приливном течении

Механизм функционирования станции довольно прост – движение водных масс во время прилива и отлива приводит во вращение две огромные турбины. Расположение станции отнюдь не случайно – именно в этом месте наблюдается максимальная скорость движения воды, составляющая иногда до 4,2 м/с. При этом скорость вращения турбины достигает 10-15 оборотов в минуту, а среднесуточное время работы станции, когда она вырабатывает электроэнергию, - около 20

часов в сутки, то есть, практически без перерывов (подача энергии прекращается, когда скорость потока воды падает ниже 1 м/с).

К концу 2009 года южнокорейская корпорация Korea Water Resources планирует закончить строительство самой мощной в мире приливной электростанции, которая расположится на озере Сихва. Строящаяся ПЭС находится в 40 километрах от Сеула. Само озеро, по сути, является частью морского залива, перегороженного дамбой (рис. 7.8). Высота прилива здесь достигает девяти метров.

Общая мощность этой электростанции составляет 254 МВт (10 турбин по 25-26 МВт каждая). Электростанция будет самой крупной в мире, опередив, расположенную во Франции приливную электростанцию Ранс, мощность которой составляет 240 МВт. Турбины для этой ПЭС изготовлены австралийской компанией VA Tech Hydro.



Рис. 7. 8. Приливная электростанция на озере Сихва (Южная Корея)

Технически обоснованный уровень использования приливной энергии мирового океана в 120 изученных створах оценивается в 800 ГВт. В XXI веке ожидается широкое использование энергии морских приливов, запасы которой могут обеспечить до 12 % современного энергопотребления.

Запасы энергии приливов в России оценивают в 120 ГВт. В европейской части энергия приливов сконцентрирована в Мезенском заливе Белого моря (200 км от Архангельска). На Дальнем Востоке энергия приливов сосредоточена на побережье Охотского моря в Тугурском и Пенжинском заливах.

Преимущества энергии приливов – в ее возобновляемости и постоянстве в каждом месяце (в отличие от речной энергии, резко уменьшающейся в маловодные годы), а также в безопасности, так как нет угрозы волны прорыва, образующейся при повреждении плотины ГЭС.

Преимуществами приливных электростанций является экологичность и низкая себестоимость производства электроэнергии. Приливные электростанции не загрязняют атмосферу вредными выбросами, не затапливают земель, и не представляют потенциальной опасности для человека в отличие от тепловых, атомных и гидроэлектростанций. В то же время себестоимость их энергии - самая низкая. Наплавная технология строительства ПЭС, апробированная на Кислогубской ПЭС и на защитной дамбе Санкт-Петербурга, позволяет на треть снизить капитальные затраты по сравнению с классическим способом строительства гидротехнических сооружений за перемычками.

Особенности энергии приливов – в ее концентрации на локальных участках побережий с высокими приливами и ее дискретности в течение суток и месяца. До сих пор сооружение ПЭС сдерживалось высокой капиталоемкостью традиционного способа строительства за перемычками и необходимостью изготовления большого количества осевых гидроагрегатов на специализированных турбинных заводах. Однако сейчас отечественной наукой уже разработаны новые решения, позволяющие широко использовать приливную энергию.

Создание в России новой ортогональной гидротурбины дает возможность её массового изготовления и снижения стоимости оборудования ПЭС. У данной турбины (рис. 7. 9.) ось вращения располагается поперек потока. Она идеально приспособлена для двусторонней турбинной работы на ПЭС, так как не меняет направление вращения вала и характеристики при изменении направления течения воды по турбинному водоводу в результате чередования приливов и отливов. В сравнении с традиционной конструкцией капсулного горизонтального гидроагрегата (ПЭС «Ранс») эта турбина обладает более высокой пропускной способностью при холостом пропуске воды, что позволяет частично или полностью отказаться от применения на ПЭС водопропускных отверстий.

Снижение стоимости турбины достигается за счет простоты конструкции, меньшей металлоёмкости и высокой технологичности в изготовлении. В этой связи появляется возможность изготовления ортогональных турбин на неспециализированных заводах общего машиностроения. Кроме того, сокращаются размеры здания электростанции

(для Мезенской ПЭС протяженность здания с ортогональной турбиной вдоль потока 52 м, а с капсулой – 105 м) и упрощается конструкция отсасывающей трубы (нет лекальных поверхностей).



Рис. 7.9. Конструкция ортогональной турбины

Применение ортогональных гидроагрегатов может почти в два раза сократить стоимость и сроки изготовления гидросилового оборудования приливных электростанций.

В 2006 году на производственном объединении "Севмаш" в городе Северодвинске был изготовлен экспериментальный металлический наплавной энергоблок Малой Мезенской ПЭС с ортогональным гидроагрегатом с диаметром рабочего колеса 5 метров и установленной мощностью 1500 кВт. После вывода модуль-блока со стапеля завода он был отбуксирован по морю и установлен в проектное положение в створе Кислогубской ПЭС. В настоящее время на энергоблоке ведутся работы по программе комплексных натурных испытаний ортогональных гидроагрегатов и вспомогательного оборудования.

Впоследствии технологии и конструкции, отработанные на Кислогубской ПЭС, будут применены при создании перспективных приливных электростанций, таких как Мезенская ПЭС (Архангельская область, Мезенский залив Белого моря) проектной мощностью 4000 МВт и Тугурской ПЭС (Хабаровский край, Тугурский залив Охотского моря) проектной мощностью 3580 МВт.

## Контрольные вопросы

1. Почему возникают приливы?
2. От чего зависят величина и характер приливов?
3. Почему в некоторых заливах и эстуариях приливы могут достигать очень больших значений?
4. Приведите формулу для определения электрической мощности, снимаемой с  $1\text{ m}^2$  площади поперечного сечения потока.
5. Как происходит извлечение приливной энергии?
6. Как работает однобассейновая ПЭС двустороннего действия?
7. Какие гидроагрегаты устанавливают на ПЭС?
8. Когда и где в России была построена первая опытно-промышленная ПЭС?
9. Опишите механизм функционирования приливной электростанции SeaGen (Северная Ирландия).
10. Какими преимуществами обладают приливные электростанции?
11. Какие преимущества у ортогональных гидроагрегатов ПЭС?

## 8. ЭНЕРГИЯ ВОЛН

### 8.1. ОСНОВЫ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ВОЛН

Волновая энергия представляет собой сконцентрированную энергию ветра и, в конечном итоге, солнечной энергии. Мощность, полученная от волнения всех океанов планеты, не может быть больше мощности, получаемой от Солнца. Волновая мощность Мирового океана оценивается примерно в 3 млрд кВт. По расчётом 1 км<sup>2</sup> водной поверхности с волнами высотой около 5 м обладает мощностью около 3 млн кВт. Конечно, в механическую и электрическую энергию можно преобразовать только часть мощности волнения, но для воды коэффициент преобразования выше, чем для воздуха - до 85%.

Важность использования энергии волн определяется её высокой удельной (на 1 м фронта волны) мощностью. В открытой акватории при высоте волны более 10 м (обеспеченность не более 1%) удельная мощность может достигать 2 МВт/м. Технически возможно использовать энергию волн лишь в прибрежных зонах, где удельная мощность не превышает 80 кВт/м. К примеру, удельная мощность ветрового волнения на Чёрном море – 6...8, Каспийском – 7...11, Балтийском 7...9, Охотском – 12...20, Баренцевом – 22...29 кВт/м.

Следует отметить, что удельная плотность волновой энергии примерно в 10 раз больше ветровой и значительно превышает плотность солнечной.

Особенностью морского волнения является его неравномерность во времени: максимальные значения в 5-11 раз выше средних. Например, в районе, прилегающем к Курильским островам, поток волновой энергии не менее 100 кВт/м летом удерживается 15% времени, весной - 25%, осенью – 40%, а зимой – 43%.

Целесообразность создания волновых электростанций определяется региональными особенностями и, прежде всего, плотностью приходящей энергии – её величиной на единицу длины волнового фронта. Некоторые промышленно развитые страны имеют шельфовую зону с высокой концентрацией волновой энергии; на участках прибрежной зоны США и Японии, где планируется размещение станций, она составляет около 40 кВт на метр волнового фронта. Ещё более благоприятные условия на западном побережье Великобритании; в районе Гебридских островов, например, удельная мощность волн

достигает 80 кВт/м.

Важно отметить, что использование энергии волн на глубокой воде у побережья целесообразнее, так как удельная мощность волн, образующихся на больших глубинах, на порядок выше, чем на мелководье. Мощность, переносимая волнами на глубокой воде, пропорциональна квадрату их амплитуды и периоду. Поэтому наибольший интерес представляют длиннопериодные (период составляет около 10 с) волны большой амплитуды (около 2 м), позволяющие снимать с единицы длины гребня в среднем от 50 до 70 кВт/м.

Наибольшее число волновых энергетических устройств разрабатывается для извлечения энергии из волн на глубокой воде. Это наиболее общий тип волн, существующий при условии, что средняя глубина моря  $D$  превышает половину длины волн  $\lambda/2$ .

Поверхностные волны на глубокой воде имеют характерные особенности:

- волны являются неразрушающимися синусоидальными с нерегулярной длиной, фазой и направлением прихода;
- движение каждой частицы жидкости в волне является круговым; в то время как изменяющиеся очертания волн свидетельствуют о распространении волнового движения, сами по себе частицы не связаны с этим движением и не перемещаются в его направлении;
- поверхностный слой жидкости остаётся на поверхности;
- амплитуда движения частиц жидкости экспоненциально уменьшается с глубиной; на глубине  $\lambda/2$  перемещение частиц жидкости становится пренебрежимо малым, составляя менее 5% поверхностного;
- существенно, что амплитуда волны  $a$  не зависит от её длины  $\lambda$ , скорости распространения  $c$ , периода  $T$ , а зависит лишь от характера предшествовавшего взаимодействия ветра с морской поверхностью;
- разрушение волны в виде белого буруна происходит, когда наклон её поверхности составит примерно 1 : 7; энергетический потенциал волны при этом рассеивается.

Следует иметь в виду, что в волнах на глубокой воде нет поступательного движения жидкости, то есть нет общего горизонтального переноса массы. В действительности же в волне всегда имеется горизонтальная составляющая скорости, положительная на гребне, но отрицательная во впадине.

В подповерхностном слое жидкости её частицы совершают круговое движение с радиусом орбиты  $a$ , равным амплитуде волны (рис. 8.1). Высота волны  $H$  от вершины гребня до основания равна её удвоенной

амплитуде ( $H = 2a$ ). Угловая скорость движения частиц  $\omega$  измеряется в радианах в секунду. Изменение формы волновой поверхности таково, что наблюдается поступательное движение, хотя сама вода, как уже отмечалось, не перемещается в направлении распространения волны (слева направо). Это кажущееся перемещение есть результат наблюдения фаз смещения последовательно расположенных частиц жидкости; как только одна частица в гребне опускается, другая занимает её место, обеспечивая сохранение формы гребня и распространение волнового движения вперёд.

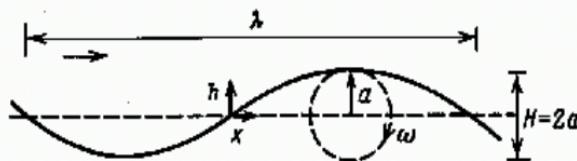


Рис. 8.1. Характеристики волны

Соотношение, устанавливающее зависимость между частотой и длиной для поверхностной волны на глубокой воде:

$$\lambda = 2\pi g/\omega^2. \quad (8.1)$$

Период движения волны:

$$T = 2\pi/\omega = 2\pi/(2\pi g/\lambda)^{1/2} = (2\pi\lambda/g)^{1/2}. \quad (8.2)$$

Скорость частицы жидкости в гребне волны:

$$Y = a\omega = a(2\pi\lambda/g)^{1/2}. \quad (8.3)$$

Скорость перемещения поверхности волны в направлении  $x$ :

$$c = \omega\lambda/2\pi = g/\omega = g(\lambda/2\pi g)^{1/2} = g\lambda/2\pi. \quad (8.4)$$

Скорость  $c$  называют фазовой скоростью распространения волн, создаваемых на поверхности жидкости. Следует отметить что эта величина не зависит от амплитуды волны и неявным образом связана со скоростью движения частиц жидкости в волне.

Полная кинетическая энергия на единицу ширины волнового фронта и единицу длины вдоль направления распространения волны равна:

$$E_k = \rho a^2 g / 4. \quad (8.5)$$

Нормированная потенциальная энергия волны равна в точности такой же величине:

$$E_p = \rho a^2 g / 4. \quad (8.6)$$

Полная энергия на единицу площади поверхности волны равна сумме кинетической и потенциальной энергий:

$$E = E_k + E_p = \rho a^2 g / 2. \quad (8.7)$$

Выражение для энергии на единицу ширины волнового фронта и на единицу длины волны вдоль направления его распространения запишется в виде:

$$E_\lambda = E\lambda = \rho a^2 g \lambda / 2. \quad (8.8)$$

С учётом (8.1) получим:

$$E_\lambda = \pi \rho a^2 g^2 / \omega^2, \quad (8.9)$$

Или, так как  $T = 2\pi/\omega$ ,

$$E_\lambda = \rho a^2 g^2 T^2 / 4\pi. \quad (8.10)$$

Выражение для мощности, переносимой в направлении распространения волны на единицу ширины волнового фронта, имеет вид:

$$P' = \rho a^2 g c / 4 = \rho a^2 g \lambda / 4T. \quad (8.11)$$

С учётом (8.7) и (8.11) мощность  $P'$  равна полной энергии (кинетическая + потенциальная)  $E$  в волне на единицу площади поверхности, умноженной на величину  $u = c/2$  – групповую скорость волн на глубокой воде, с которой волны переносят энергию. С учётом выражения для групповой скорости:

$$P' = Eu = Ec / 2, \quad (8.12)$$

где  $E = \rho a^2 g / 2$ .

Из (8.1) волновое число:

$$k = 2\pi/\lambda = \omega^2/g. \quad (8.13)$$

Следовательно, фазовая скорость:

$$c = \omega / k = g/\omega = g / (2\pi/T). \quad (8.14)$$

Различие между групповой и волновой (фазовой) скоростями является общим для любых волновых процессов, для которых фазовая скорость зависит от длины волны (дисперсия).

Подставляя в (8.11) фазовую скорость в виде (8.14), получим соотношение:

$$P' = \rho a^2 g^2 T / 8\pi. \quad (8.15)$$

Следовательно, мощность, переносимая волнами, увеличивается прямо пропорционально квадрату амплитуды и периоду. Именно поэтому для специалистов по океанской энергетике особенно привлекательны длиннопериодные волны океанской зыби, обладающие значительной амплитудой.

На практике волны оказываются совсем не такими идеализированно синусоидальными, как это подразумевалось выше. Обычно в море наблюдаются нерегулярные волны с переменной частотой, направлением и амплитудой. Под воздействием превалирующего ветра движение волн может приобретать преимущественное направление, а период стать достаточно большим – наблюдаются волны океанской зыби. Нестабильные ветры вызывают нерегулярное движение вод с характерным более коротким периодом – штормовые волны. Так как результирующее волнение чаще всего нельзя представить суммой волн, действующих в одном направлении, то мощность, извлекаемая преобразователями направленного действия, будет значительно ниже той, которую переносят волны.

## 8.2. УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ВОЛН

В результате волнового движения жидкости в волне одновременно с изменением положения уровня и наклона поверхности происходит изменение кинетической и потенциальной энергии, изменение давления под волной. На основе использования одного характерного признака волнового движения или их комбинации уже создано большое число различных устройств, поглощающих и преобразующих волновую энергию. Сюда же входят и устройства, улавливающие воду с гребней волн и возвращающие её на средний уровень или к подножию волн

после преобразования потенциальной энергии.

В настоящее время в промышленно развитых странах зарегистрировано большое число патентов на устройства по преобразованию энергии волн. При анализе работы преобразователей энергии волн необходимо учитывать их конструкцию, расположение, принцип действия, условия эксплуатации и управления, а также влияние всех этих факторов на окружающую среду и экологические последствия. К примеру, в Норвегии опыты по использованию энергии морского прибоя начали проводить в 1970 году вблизи города Бергена, где была построена электростанция мощностью 350 кВт. Однако море у берегов Норвегии относительно спокойное, удельная мощность волн составляет от 25 до 30 кВт/м, тогда как в зоне Тихого океана можно получить удельную мощность до 90 кВт/м.

Создание волновых электростанций определяется оптимальным выбором акватории океана с устойчивым запасом волновой энергии, эффективной конструкцией станции, в которую встроены устройства сглаживания неравномерного режима волнения. Считается, что эффективно волновые станции могут работать при использовании мощности около 80 кВт/м.

В основе работы волновых электростанций лежит воздействие волн на рабочие органы, выполненные в виде поплавков, маятников, лопастей, оболочек и т. п. Механическая энергия их перемещений с помощью электрогенераторов преобразуется в электрическую.

В волновых установках с пневматическими преобразователями под действием волн воздушный поток периодически изменяет свое направление на обратное. При набегании волны на частично погруженную полость, открытую под водой, столб жидкости в полости колеблется, вызывая изменения давления в газе над жидкостью. Полость может быть связана с атмосферой через турбину. Поток регулируется так, чтобы проходить через турбину в одном направлении (рис. 8.2 и 8.3).

В настоящее время волновые энергетические установки, работающие на принципе колеблющегося водного столба, используются для энергопитания автономных навигационных буев и маяков. В мире уже около 400 маяков и навигационных буев получают питание от подобных волновых установок. В Индии от волновой энергии работает плавучий маяк порта Мадрас. Более крупное (мощностью 500 кВт) и впервые включённое в энергосеть устройство построено в Тофтестоллене (Норвегия) на краю отвесной скалы (рис. 8.4)

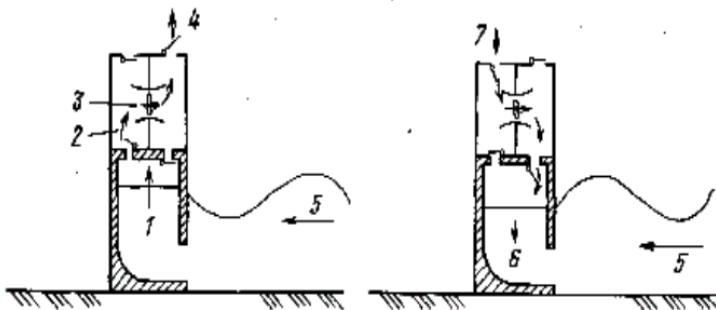


Рис.8.2. Схема энергетической установки, размещаемой непосредственно на грунте (Великобритания): 1 – волновой подъём уровня; 2 – воздушный поток; 3 – турбина; 4 – выпуск воздуха; 5 – направление волны; 6 – опускание уровня; 7 – впуск воздуха

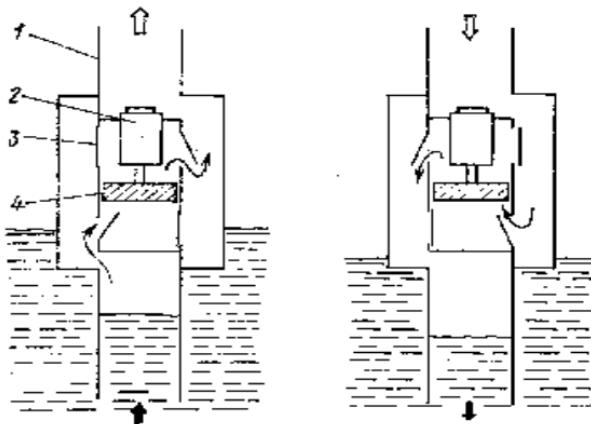


Рис. 8.3. Схема энергетической установки для питания сигнальных буев (Япония): 1 – корпус; 2 – электрогенератор; 3 – клапан; 4 – воздушная турбина

Главное преимущество устройств на принципе водяного колеблющегося столба состоит в том, что скорость воздуха перед турбиной может быть значительно увеличена за счёт уменьшения проходного сечения канала. Это позволяет сочетать медленное волновое движение с высокочастотным вращением турбины. Кроме того, здесь создаётся воз-

можность удалить генерирующее устройство из зоны непосредственного воздействия солёной морской воды

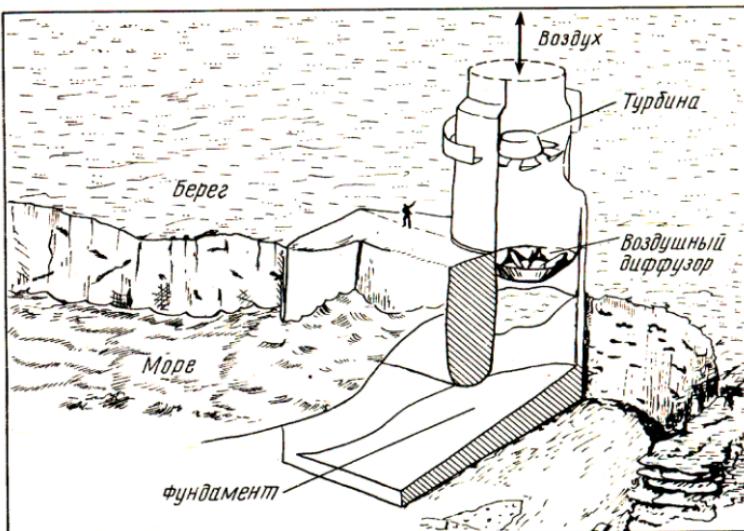


Рис. 8.4. Волновая энергетическая установка на принципе колеблющегося водного столба (Норвегия)

В Португалии в 2008 году под городком Агусадора в 7-ми километрах от города Порту начала функционировать промышленная волновая электростанция. Идея этой волновой электростанции принадлежит шотландским специалистам из основанной в январе 1998 года в Эдинбурге фирмы "Океанское энергоснабжение" (Ocean Power Delivery). Строительством волновой электростанции занималась энергетическая компания Enersis, проект был разработан шотландской инновационной фирмой Pelamis Wave Power.

Особенность волновой станции состоит в достаточно большой мощности по сравнению с другими проектами волновых электростанций – 2,25 МВт. Электростанция, состоящая из 3-х блоков, чья конструкция напоминает змей, была закреплена в 5 км от берега и располагается перпендикулярно линии берега (рис. 8.5). Каждая «змея» представляет собой погруженные наполовину в воду 4-е сочлененные конструкции, состоящие из цилиндрических секций, связанных между собой шарнирными соединениями. Эти сочлененные «морские змеи» из

стали закреплены на морском дне. Волны заставляют изгибаться эту плавающую "змею", за счёт чего внутри, в местах соединения соседних секций, перемещаются в цилиндрах гидравлические поршни, прокачивающие масло через гидравлические двигатели, в свою очередь, вращающие электрогенераторы.



Рис. 8.5. Волновая электростанция (Португалия)

Произведённое одной «змейкой» электричество направляется в кабель, опускающийся с поплавка на дно. Три таких "змеи" электрически соединены непосредственно на месте их расположения. И уже по одному кабелю вся суммарная мощность подаётся на берег.

В настоящее время работает 3 таких "змеи" единичной длиной 120 м, диаметром 3,5 м и весом 750 т. В 2013 г. планируется запустить еще 25 плавающих энергоблоков, что увеличит установленную мощность волновой электростанции до 21 МВт

Самая крупная в мире волновая электростанция мощностью 3 МВт будет построена недалеко от шотландского острова Оркни. Используя технологию волновой энергетики фирмы Ocean Power Delivery из Эдинбурга, в действие вводятся 4 «морских змеи») длиной 120 метров.

## Контрольные вопросы

1. Какую часть мощности волнения можно преобразовать в механи-

ческую энергию?

2. Как отличается удельная плотность волновой энергии от ветровой и солнечной?

3. Почему целесообразнее использовать энергию волн на глубокой воде у побережья?

4. Какие характерные особенности имеют поверхностные волны на глубокой воде?

5. Приведите формулу для мощности, переносимой волнами, в зависимости от амплитуды и периода.

6. Какими факторами определяется оптимальный выбор места для создания волновых электростанций?

7. Что лежит в основе работы волновых электростанций?

8. Опишите работу волновой установки с пневматическим преобразователем.

9. Как работает промышленная волновая электростанция в Португалии?

## 9. ТЕПЛОВАЯ ЭНЕРГИЯ ОКЕАНА

### 9.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Мировой океан – крупнейший естественный коллектор солнечного излучения. Поверхность мирового океана занимает около 70% (361 млн км<sup>2</sup>) поверхности всей планеты. Акватория Тихого океана составляет 180 млн км<sup>2</sup>, Атлантического – 93 млн км<sup>2</sup>, Индийского – 75 млн км<sup>2</sup>. Бо́льшая часть этой поверхности постоянно свободна ото льда и хорошо поглощает солнечное излучение. В океанской воде примерно 65% солнечного излучения поглощается первым метром водной толщи и до 90% – десятиметровым слоем. В дневное время в низких широтах вода прогревается примерно на 10 м и более за счёт процессов теплопроводности и турбулентного перемешивания (твёрдая поверхность суши прогревается не более чем на 0,5 м).

В океане между тёплыми, поглощающими солнечное излучение, поверхностными водами и более холодными придонными достигается максимальная разность температур около 20 °С. Это обеспечивает непрерывно пополняемый запас тепловой энергии, которая принципиально может быть преобразована в другие виды. Сам термин преобразование тепловой энергии океана OTEC - ocean thermal energy conversion – означает преобразование некоторой части этой тепловой энергии в работу и далее в электроэнергию.

Преобразование тепловой энергии, запасённой океаном, в механическую и далее в электрическую энергию требует создания тепловой машины, тем или иным способом использующей естественный перепад температур между прогретыми поверхностными и холодными глубинными слоями вод. В первом приближении доля преобразуемой энергии может быть определена через КПД термодинамического цикла Карно как  $\Delta T/T$ , где  $\Delta T$  – величина перепада температур между нагревателем и холодильником;  $T$  – абсолютное значение температуры нагревателя (К). Соответственно, для определения реализуемых запасов тепловой энергии необходимы сведения о распределении температур на поверхности океана, толщине прогретого слоя, глубине залегания слоя холодных вод, скорости перемещения водных масс.

В среднем по Мировому океану разность температур между поверхностью и глубинами примерно в 400 м составляет 12 °С, лишь в некоторых районах вблизи экватора достигает 20 °С. Если разность температур

в 12 °С сохраняется на всей свободной ото льда поверхности площадью около  $3 \cdot 10^{14} \text{ м}^2$  в слое толщиной 100 м, то общая тепловая энергия, запасённая Мировым океаном, составляет  $15 \cdot 10^{23} \text{ Дж}$ .

Определение ресурсов тепловой энергии, связанной с океаном, не будет полным, если не учесть потенциальные возможности температурного перепада, существующего между приповерхностными слоями воздуха и поверхностными слоями воды. Эти ресурсы пока не оценены, однако уже ведутся работы по созданию действующих моделей преобразователей для условий Арктики, где в зимнее время – практически не менее 8-ми месяцев в году – температуры воздуха лежат ниже -20 °С при относительно постоянных температурах воды подо льдом +2 - +3 °С. Расчёты показывают, что при таком перепаде каждый 1 м<sup>3</sup> морской воды, будучи пропущен за 1 с через преобразователь, позволяет получить около 10 кВт мощности при КПД установки 5%.

Мощность  $P_o$ , отдаваемая тёплой водой в идеальной системе, в предположении, что теплообменник также идеальный, определится по формуле:

$$P_o = \rho c Q \Delta T, \quad (9.1)$$

где  $\rho$  – плотность воды;

$C$  - удельная теплоёмкость воды;

$Q$  – объёмный расход тёплой воды;

$\Delta T = T_{o1} - T_{o2}$  - разность температур между поверхностью и глубинами океана.

На основе второго начала термодинамики максимальная механическая мощность, которую можно получить от преобразования теплового потока

$$P_I = \eta_k P_o, \quad (9.2)$$

где  $\eta_k = \Delta T / T_{o1}$  – КПД идеальной тепловой машины Карно, работающей при перепаде температур между  $T_{o1}$  и  $T_{o2} = T_{o1} - \Delta T$ .

Безусловно, выход в случае реальной системы будет существенно ниже, чем  $P_I$ . Реальные тепловые машины работают не по циклу Карно, скорее, их цикл ближе к идеальному циклу паровой турбины Ренкина. Тем не менее эти выражения позволяют проиллюстрировать возможности и ограничения ОТЕС. Согласно (9.1) и (9.2) идеальная механическая выходная мощность преобразователя тепловой энергии океана равна:

$$P_I = (\rho c Q / T_{o1})(\Delta T)^2. \quad (9.3)$$

Пример 9.1. Определить КПД и необходимый расход воды, чтобы получить от идеальной тепловой машины мощность 1 МВт при температуре тёплой воды 25 °С и перепаде температур  $\Delta T = 20$  °С.

Решение. КПД идеальной тепловой машины

$$\eta_k = \Delta T / T_{o1} = 20 \cdot 100\% / (273 + 25) = 6,7\% .$$

Требуемый расход тёплой воды определяем из (9.3)

$$\begin{aligned} Q &= P_1 T_{o1} / \rho c (\Delta T)^2 = \\ &= 10^6 \text{ Дж/с} \cdot 298 \text{ К} / 10^3 \text{ кг/м}^3 \cdot 4,19 \cdot 10^3 \text{ Дж/(кг·К)} \cdot (20 \text{ К})^2 = \\ &= 0,18 \text{ м}^3/\text{с} = 648 \text{ м}^3/\text{ч} \approx 650 \text{ т/ч.} \end{aligned}$$

Таким образом, для получения значительных мощностей требуются существенные потоки воды даже для случая максимально возможного перепада температур в океане. Это в свою очередь требует применения громоздких и соответственно дорогостоящих технических средств.

Ввиду того, что идеальная механическая выходная мощность  $P_1$  зависит от квадрата  $\Delta T$ , опыт подсказывает экономическую привлекательность идеи ОТЕС лишь в районах, где  $\Delta T \geq 15$  °С. Поэтому наиболее активно ведутся работы по проблеме ОТЕС на острове Гавайи (20° северной широты, 160° западной долготы), на острове Науру (0° северной широты, 166° восточной долготы), в течении Гольфстрим вблизи полуострова Флорида. В тропических районах  $T_{o1}$  и  $T_{o2}$  мало изменяются от сезона к сезону, что должно обеспечивать стабильную выработку энергии в течение всего года.

Схема океанской термальной электростанции (ОТЭС), работающей по замкнутому циклу, приведена на рис. 9.1. По существу – это тепловая машина, приводимая в действие разностью температур между «холодной» водой, поднятой с соответствующей глубины, и «горячей» водой, забранной с поверхности. Рабочее тело (аммиак, фреон, пропан и др.), циркулируя по замкнутой схеме, отбирает тепло от горячей воды в теплообменнике испарителя, в паровой фазе приводит в действие турбину, связанную с генератором, а затем конденсируется в охлаждаемом холодной водой конденсаторе. На этом цикл завершается.

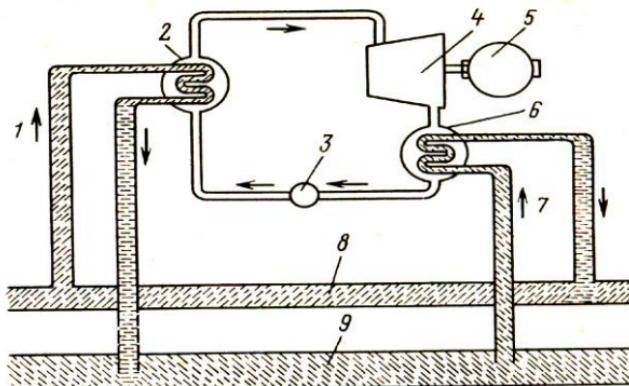


Рис. 9.1. Схема ОТЭС, работающей по замкнутому циклу: 1 – подача тёплой воды; 2 – испаритель; 3 – насос подачи рабочего тела; 4 – турбина; 5 – генератор; 6 – конденсатор; 7 – подача холодной воды; 8 – поверхность океана; 9 – океанские глубины

На рис. 9.2 показан термодинамический цикл такой тепловой машины (цикл Ренкина) в координатах «абсолютная температура – энтропия». Полезная работа, совершаемая паром в турбине, определяется ветвью 1-2, на участке 2-3 происходит конденсация, затем насосом рабочее тело подаётся в испаритель 3-4, где нагревается (ветвь 4-5) и испаряется (ветвь 5-1). Таким образом, подвод тепла к рабочему телу осуществляется на ветви 3-4-5-1, а отвод – на ветви 2-3. Дополнительную работу приходится затрачивать на закачку конденсата в испаритель (3-4) и на подачу тёплой воды испаритель и холодной воды в конденсатор.

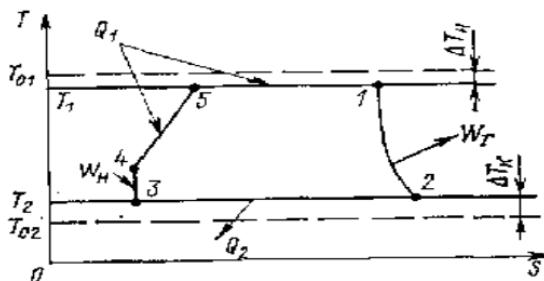


Рис. 9.2. Термодинамический цикл ОТЭС (цикл Ренкина)

Максимальный теоретический КПД такой системы определяется как КПД эквивалентного цикла Карно:

$$\eta_k = \Delta T / T_{o1} = (T_{o1} - T_{o2}) / T_{o1}. \quad (9.4)$$

Для перепадов температур между поверхностными и глубинными слоями воды в пределах от 15 до 26 °С он соответственно изменяется в диапазоне от 5 до 9%. Реальный КПД существенно ниже. Это связано с конструктивными ограничениями, не позволяющими в реальной установке довести температуру паров рабочего тела и его конденсата до температуры тёплых и холодных вод соответственно (на рис. 9.2 это подчёркнуто с помощью разностей температур  $\Delta T_u = T_{o1} - T_1$  и  $\Delta T_k = T_2 - T_{o2}$ .

Схема установки, работающей по открытому циклу Клода, приведена на рис. 9.3. В качестве рабочего тела здесь использована тёплая морская вода, подаваемая в испаритель через деаэратор, освобождающий воду от растворённых в ней газов. Предварительно из полостей испарителя и конденсатора удаляется воздух, так что давление над поверхностью жидкости определяется только давлением насыщенных паров, которое сильно зависит от температуры. При характерных для ОТЭС температурах перепад давления в испарителе и конденсаторе составляет примерно 1,6 кПа (при замкнутом цикле на аммиаке перепад составляет около 500 кПа). Под действием этого перепада давлений пары воды приводят во вращение турбину, затем попадают в конденсатор, где отдают тепло холодной морской воде и превращаются в жидкость.

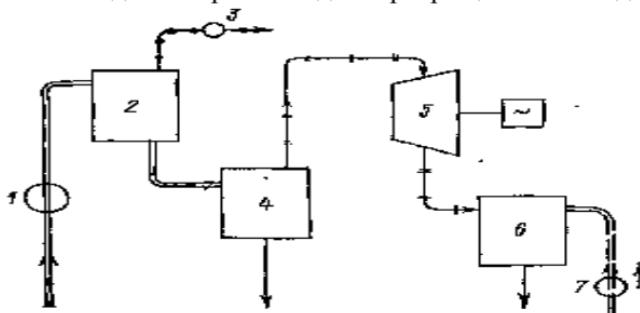


Рис. 9.3. Схема ОТЭС, работающей по открытому циклу Клода:  
1 – насос тёплой воды; 2 – деаэратор; 3 – вакуумный насос; 4 – испаритель; 5 – турбина с генератором; 6 – конденсатор; 7 – насос хол. воды

Основной недостаток систем открытого цикла состоит в весьма низком перепаде давлений между испарителем и конденсатором, что требует использования турбин значительных размеров. Главное же их достоинство – отсутствие слишком громоздких теплообменников. Кроме того, при работе систем открытого цикла могут быть получены большие количества пресной воды.

На рис. 9.4 приведена схема ОТЭС, предназначенная для работы в условиях Арктики и разработанная А.К. Ильиным и В.В. Тикменовым. Используется перепад температур океан-атмосфера. В этой схеме введен дополнительный контур с промежуточным теплоносителем, охлаждение которого осуществляется приповерхностным арктическим воздухом.

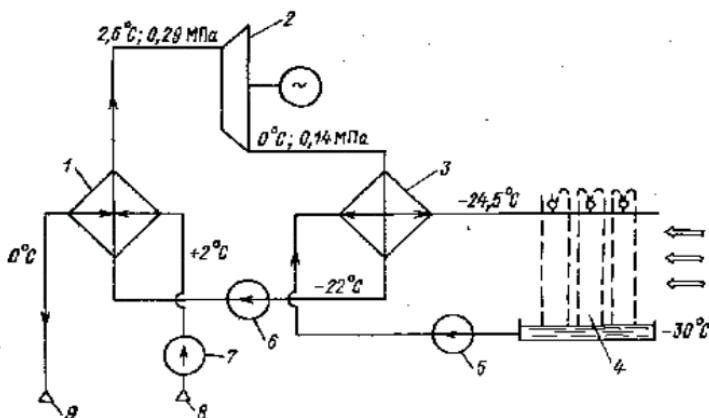


Рис. 9.4. Схема арктической ОТЭС, работающей на перепаде температур океан-атмосфера:

- 1 – испаритель основного контура; 2 – турбина с электрогенератором;
- 3 – конденсатор;
- 4 – теплообменник контура охлаждения промежуточного рабочего тела;
- 5 – насос для подачи промежуточного рабочего тела;
- 6 – насос для подачи основного рабочего тела;
- 7 – насос для подачи морской воды;
- 8 – водозаборник;
- 9 – сброс морской воды

Схема напоминает обычные конденсационные тепловые электростанции с градирнями для охлаждения отработавшей воды. Отличие заключается в том, что в схеме для арктической ОТЭС градирни работают в условиях, когда температура наружного воздуха намного ниже нуля, а охлаждаемая жидкость имеет температуру всего на

несколько градусов выше нуля. Поэтому в охлаждающем контуре такой ОТЭС должен использоваться теплоноситель с низкой температурой замерзания. В качестве промежуточного теплоносителя применяется водный раствор хлористого кальция с концентрацией не менее 26 кг на 100 кг воды, который широко используется в холодильной технике. Рабочим телом в основном контуре станции служит фреон-12, пары которого приводят во вращение турбину и генератор.

Промежуточный теплоноситель охлаждается путём разбрызгивания через форсунки оросительного охладителя. При этом важно обеспечить определённое распыление, чтобы, с одной стороны, капли теплоносителя не выносились потоком холодного воздуха, а с другой – успевали охладиться во время падения. Для того, чтобы капля диаметром 1 мм охладилась на 2 °C, она должна пролететь в свободном падении около 3-х метров при средней разности температур между воздухом и каплей около 30 °C. Распыляя таким образом раствор хлористого кальция, можно добиться удельного съёма энергии более 230 Вт/(м<sup>2</sup>·К). Такие значения коэффициентов теплоотдачи, конечно, уступают получаемым в настоящее время коэффициентам теплоотдачи в конструкциях водо-водяных теплообменников традиционных ОТЭС (до 5 кВт/(м<sup>2</sup>·К), но превышают примерно в 5 раз характерные величины для простейших воздушных теплообменников электростанций без промежуточного теплоносителя. Это позволяет снизить металлоёмкость конденсаторов и примерно на 20% увеличить выработку полезной энергии.

Схема ОТЭС с прямым преобразованием тепловой энергии океана в электрическую (термоэлектрические преобразователи) представлена на рис. 9.5. В основе её действия – эффект Зеебека, заключающийся в возникновении разности потенциалов в электрической цепи, составленной из материалов с различной концентрацией носителей заряда, места соединений которых нагреты до разных температур. Величину этой разности потенциалов можно определить по известной формуле:

$$E = (k/e) \cdot \ln(n_{01}/n_{02}) \cdot \Delta T, \quad (9.4)$$

где  $k$  – постоянная Больцмана;

$e$  – заряд электрона;

$n_{01}$ ,  $n_{02}$  - концентрации носителей (электронов в проводниках, электронов и дырок в полупроводниках);

$\Delta T$  – разность температур между нагреваемыми и охлаждаемыми

спаями (соединениями) разнородных электропроводящих материалов.

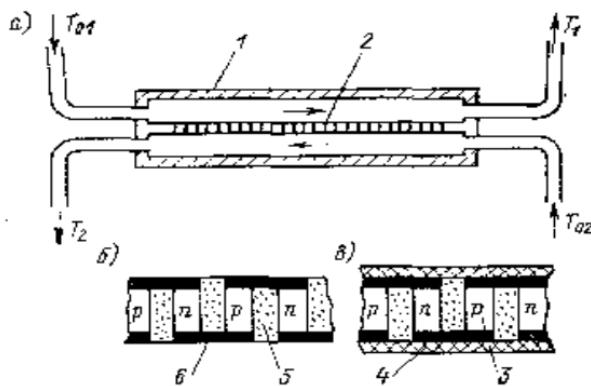


Рис. 9.5. Схема ОТЭС с прямым преобразованием тепловой энергии в электрическую: *а* – устройство отдельного блока; *б, в* – варианты устройства термоэлектрического преобразователя; 1 – кожух; 2 – термоэлектрический генератор; 3 – полупроводниковые элементы с *н*- и *р*-проводимостью; 4 – поверхностное изолирующее покрытие; 5 – изолятор; 6 – соединительные шины

К недостаткам таких систем относятся достаточно высокая стоимость материалов, из которых изготавливаются элементы, и необходимость изолировать спаи от непосредственного контакта с морской водой – происходит шунтирование через воду соседних элементов, обладающих достаточно высоким собственным сопротивлением, и, следовательно, снижение мощности, выдаваемой в цепь нагрузки. В свою очередь, изолирование спаев приводит к удорожанию преобразователей и ухудшению их показателей. Работы, выполненные группой исследователей из университета Осаки (Япония), показывают, что при отсутствии изолятора в несколько раз увеличивается съём полезной мощности. Однако необходимо иметь в виду, что в опытах японских исследователей в качестве носителя энергии использовалась не сама морская вода, а фторуглеродистые соединения.

Преимущества преобразователей части тепловой энергии океана в работу и далее в электроэнергию следующие:

- стабильность и независимость от капризов погоды;
- в подходящих для размещения преобразователей районах ограни-

чения на значения преобразуемых ресурсов накладывают только размеры установок;

- создание экономически оправданных установок требует лишь некоторой доработки таких широко апробированных устройств, как теплообменники и турбины. Никаких совершенно новых или технически невозможных устройств не требуется.

Главные недостатки преобразователей тепловой энергии океана – высокая стоимость и большие масштабы установок.

## **9.2. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОКЕАНА**

Районы, где можно использовать гидротермальную энергию в Мировом океане, достаточно ограничены. Ведь эти районы должны содержать поверхностные и глубинные воды (до 1000 м глубиной) с разницей температур не менее 20 °С. Основные термальные ресурсы Мирового океана сосредоточены в тропической зоне. При этом наибольшие перепады температур, превышающие 24 °С, наблюдаются в Тихом океане в западной его части между 5° ю. ш. и 15° с. ш. Вдоль экватора эта зона тянется более чем на 6000 км. У берегов Японии и России в Тихом океане перепады температур в среднем за год не превышают 10—15 °С. Однако соответствующие глубины здесь чаще всего меньше, чем 1000 м.

С конца 20-х годов XX века человечество начало использовать тепловую энергию океана, т. е. энергию, источником которой является разница температур верхних и нижних горизонтов морской воды. Собственно идея использования солнечной энергии, накопленной в океане в виде тепла, была впервые высказана еще в 1881 г. французским физиком Арсеном д'Арсовалем. Его ученик Жорж Клод в конце 20-х годов XX века построил на Кубе небольшую систему преобразования термальной энергии океана.

На Кубе в бухте Матанца очень благоприятные условия для работы такой установки - большие глубины с высоким перепадом температуры воды подходят к самому берегу. Насосы накачивают воду с поверхности моря, где она имеет температуру около +27 °С, в испаритель. В испарителе с частичным вакуумированием образовывалось пониженное давление, в результате чего вода превращается в пар при температуре всего около 27 °С. Полученный пар вращает турбины, которые соединены с

генераторами. Отработанный пар попадает в конденсатор, для охлаждения которого подается вода с глубины с температурой 14 °С.

Аналогичные благоприятные условия имеются и около города Абиджана (Берег Слоновой Кости). Теплая вода здесь поступает в Абиджанскую ОТЭС из лагуны, хорошо прогреваемой солнцем, а холодная вода накачивается из моря с глубины 500 м. Мощность этой станции 14 тыс. кВт. При этом, поскольку в качестве рабочей жидкости использовалась вода, сбрасываемая обратно в океан, энергия производилась в так называемом открытом цикле.

Более эффективным оказывается замкнутый цикл, когда в качестве рабочей жидкости применяется аммиак или пропан. Такие жидкости находятся в герметически закрытых контурах, связанных с турбиной, вращающейся при расширении пара в испарителе.

В настоящее время в США, Японии, Франции и некоторых других странах Европы ведутся активные работы по программе ОТЕК (преобразование термальной энергии океана). Первая опытная гидротермальная станция системы ОТЕК — мини-ОТЕК работает по замкнутому циклу с августа 1979 г. вблизи Гавайских островов в Тихом океане. Ее единственное «топливо» — разница температур теплой воды на поверхности и холодных слоев на глубине. Мощность станции - 50 кВт; в качестве рабочей жидкости используется аммиак.

Пробная эксплуатация установки в течение трех с половиной месяцев показала ее достаточную надежность. При непрерывной круглосуточной работе не было срывов, если не считать мелких технических неполадок, обычно возникающих при испытаниях любых новых установок. Ее полная мощность составляла в среднем 48.7 кВт. максимальная -53 кВт: 12 кВт установка отдавала во внешнюю сеть на полезную нагрузку, точнее — на зарядку аккумуляторов. Остальная вырабатываемая мощность расходовалась на собственные нужды установки. В их число входят затраты энергии на работу трёх насосов, потери в двух теплообменниках, турбине и в генераторе электрической энергии.

Три насоса потребовались из следующего расчета: один — для подачи теплой воды из океана, второй — для подкачки холодной воды с глубины около 700 м. третий — для перекачки вторичной рабочей жидкости внутри самой системы, т. е. из конденсатора в испаритель.

Установка мини-ОТЕС смонтирована на барже. Под ее днищем помещён длинный трубопровод для забора холодной воды. Трубопроводом служит полиэтиленовая труба длиной 700 м с внутренним диа-

метром 50 см. Трубопровод прикреплен к днищу судна с помощью особыго затвора, позволяющего в случае необходимости его быстрое отсоединение. Полиэтиленовая труба одновременно используется и для заекоривания системы трубы - судно. Оригинальность подобного решения не вызывает сомнений, поскольку якорные постановки для разрабатываемых ныне более мощных систем ОТЕС являются весьма серьёзной проблемой.

Опыт, полученный при эксплуатации мини-ОТЕС, позволил быстро построить теплоэнергетическую установку ОТЕС-1 (рис.9.6) мощностью 1 МВт и приступить к проектированию и последующему изготовлению еще более мощных систем подобного типа. Американская программа ОТЕК развивается наиболее успешно. Так, в районе Нью-Йорка построена электростанция мощностью 7180 киловатт, использующая тепло океанской воды. Отработавший пар не сбрасывается в море, а конденсируется и образует конденсат — пресную дистиллированную воду. Таким образом, кроме электроэнергии станция еще вырабатывает 22680 тонн пресной воды в сутки.

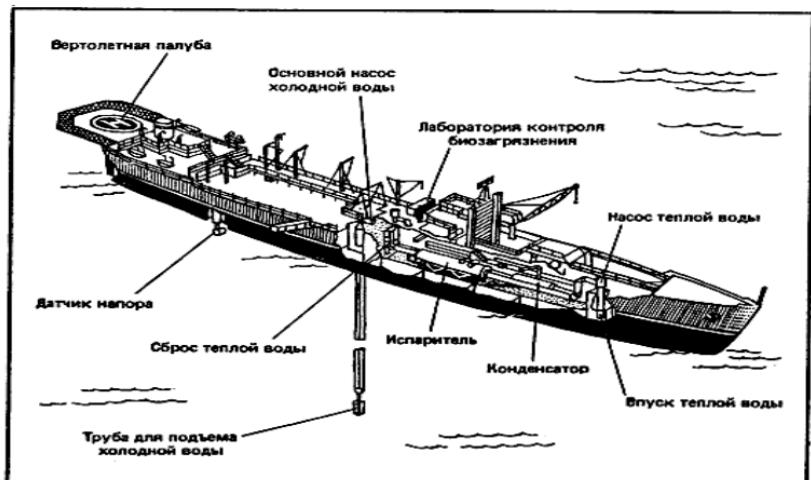


Рис. 9.6. Установка ОТЕС-1, работавшая в США вблизи Гавайских островов.

Американские разработчики ставят перед собой цель создать крупные системы, рассчитанные на выходную электрическую мощность

примерно 400 МВт, которые должны будут размещаться на массивных плавучих платформах в открытом море, подобных уже использующимся для бурения нефтяных скважин.

Из-за того, что подобные сооружения будут тяжеловесны и неманевренны, возникают серьёзные трудности при подключении к ним трубопроводов холодной воды, связанные с напряжениями, создаваемыми поверхностью волнами и течениями.

Одно из решений этой проблемы – придать платформе нейтральную плавучесть и заложить в подводном положении (рис. 9.7), что позволит избежать основных нагрузок на поверхности. Это – одна грандиозная труба, в верхней части которой находится круглый машинный зал, где размещены все необходимые устройства для преобразования энергии. Верхний конец трубопровода холодной воды расположится в океане на глубине 25-50 м. Машинный зал проектируется вокруг трубы на глубине около 100 м. Там будут установлены турбоагрегаты, работающие на парах аммиака, а также все остальное оборудование. Масса всего сооружения превышает 300 тыс. т. Труба-монстр, уходящая почти на километр в холодную глубину океана, а в ее верхней части что-то вроде маленького островка. И никакого судна, кроме, конечно, обычных судов, необходимых для обслуживания системы и для связи с берегом.

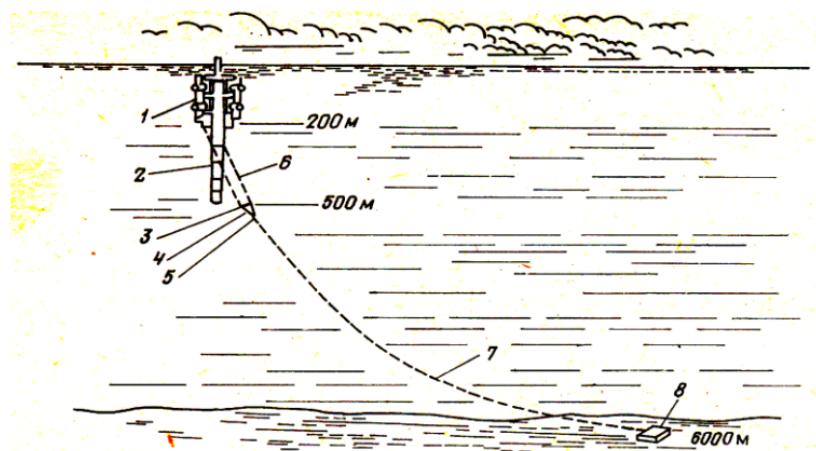


Рис. 9.7. Подводная платформа для ОТЭС мощностью 400 МВт, предложенная специалистами фирмы Локхид:

1 – платформа; 2 – трубопровод холодной воды; 3 – распорка;  
4 – бридель; 5 – шарнир; 6 – трапеция; 7 – якорный трос; 8 - якорь

Высоковольтные, рассчитанные на передачу большой мощности подводные кабели – стандартные компоненты систем передачи электроэнергии. Они безусловно дороги (как и любые достаточно сложные морские конструкции), но тем не менее изготовление такого кабеля длиной около 50 км вполне осуществимо.

В качестве альтернативы для крупных ОТЭС, размещаемых в сотнях километрах от берега и потребителей, разрабатывается идея использования получаемой электроэнергии непосредственно на борту для производства химических веществ, как бы аккумулирующих энергию (например, водорода).

Размещаемые на суше системы могут быть созданы лишь в местах с большим уклоном дна. Их главное преимущество заключается в низкой стоимости. Упрощаются подключение к трубопроводу холодной воды, обслуживание. Кроме того, трубопровод холодной воды не подвержен нагрузкам, так как он покоятся на дне. Правда, он всё же уязвим для воздействия штормов из-за того, что волновое движение может сказываться до глубин примерно 20 м.

## Контрольные вопросы

1. За счёт каких процессов прогревается в дневное время десятиметровая толща океанской воды в результате поглощения солнечного излучения?
2. Чему равна максимальная разность температур между поверхностными и придонными водами в океане?
3. Приведите формулу для идеальной механической выходной мощности преобразователя тепловой энергии океана.
4. Почему для получения значительных мощностей в океанской термальной электростанции требуются существенные потоки воды?
5. Приведите и объясните схему океанской термальной электростанции, работающей по замкнутому циклу.
6. Опишите процесс работы тепловой машины (замкнутый термодинамический цикл) в  $T,s$  – диаграмме.
7. Приведите и объясните схему ОТЭС, работающей по открытому циклу Клода.
8. Приведите и объясните схему арктической ОТЭС, работающей на перепаде температур океан-атмосфера.

9. Приведите и объясните схему ОТЭС с прямым преобразованием тепловой энергии в электрическую.
10. Какие преимущества и недостатки у преобразователей части тепловой энергии океана в работу и далее в электроэнергию?
11. В каких районах Мирового океана можно эффективно использовать гидротермальную энергию?
12. Как работает первая опытная гидротермальная станция - мини-ОТЕК (США)?
13. В чём заключается особенность ОТЭС, построенной в районе Нью-Йорка?
14. Опишите конструкцию и работу подводной платформы для ОТЭС, предложенной специалистами фирмы Локхид.

## 10. ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ

Водород нельзя называть источником энергии, потому что в природе он встречается в связанном виде, входит в состав воды, природных углеводородов, биомассы и различных органических отходов, и для его получения требуются затраты энергии. Поэтому водород следует рассматривать как искусственный промежуточный энергоноситель, и, следовательно, для его широкого использования в энергетике должны быть решены проблемы эффективного производства водорода, методов его хранения и транспортировки и его высокоэкономичного использования в электрохимических процессах и термодинамических циклах для конечного получения электрической, механической энергии и тепла (рис. 10.1).

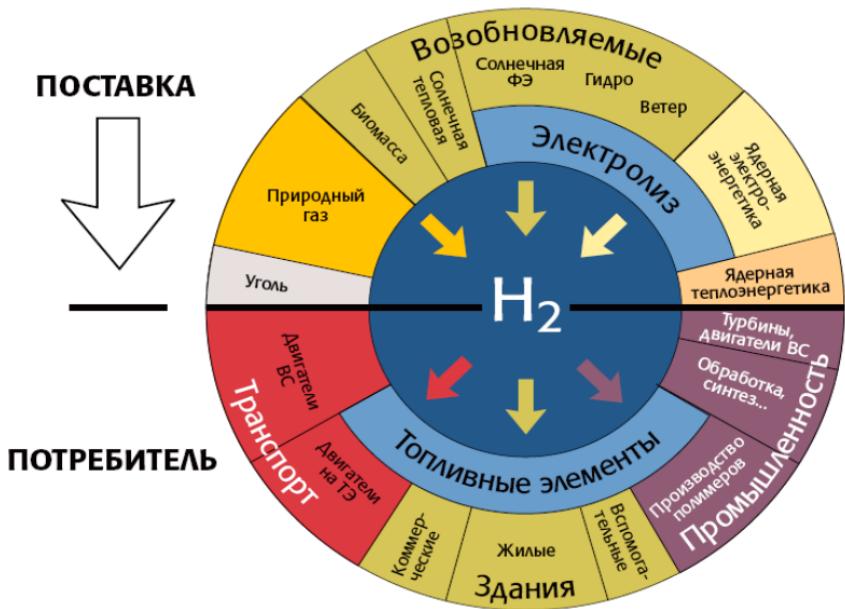


Рис. 10.1. Водород: источники первичной энергии, преобразователи энергии и приложения.

Как видно из рис. 10.1 использование водорода в качестве основного

источника энергии на основе топливных элементов в будущем намечается в промышленности, на транспорте, в жилищно-коммунальном хозяйстве и других сферах экономики.

Водород производится четырьмя способами: электролизом, химическими реакциями, термическим разложением воды, фотосинтезом. Электролитический процесс – самый распространённый, так как прямое извлечение водорода из воды максимально эффективно.

Большие перспективы открывает идея использования установок на возобновляемых источниках энергии (солнечная энергия, энергия ветра) для получения из морской воды водорода, запасы которого в океане практически неисчерпаемы. Полученный водород может накапливаться в огромных подводных резервуарах, а затем транспортироваться по трубам к местам потребления. Водород решит проблему получения самого эффективного и «чистого» топлива для стационарных и транспортных энергетических установок, для теплоснабжения городов и решения других задач.

При сжигании водород не отправляет атмосферу и снова превращается в воду. Окислы азота, образующиеся при горении, легко нейтрализуются катализаторами. Энталпия образования водорода  $H = - 242$  Дж/моль, т.е. при образовании 1 моля  $H_2O$  (18 г) выделяется 242 Дж тепловой энергии.

В течение многих лет водород, в смеси с CO, получаемый из угля, использовался для получения тепловой энергии. В настоящее время водород, в основном, применяется в технологических процессах производства бензина и для производства аммиака.

Наиболее отработанный способ получения чистого водорода – электролиз, однако эффективность этого процесса составляет примерно 60%. Часть потерь связана с возникновением пузырьков газов вблизи электродов, препятствующих перемещению ионов в электролите и увеличивающих общее сопротивление электрической цепи. Исследования в области изучения механизмов удаления пузырьков и создания пористых материалов с развитой поверхностью уже позволили достичнуть эффективности примерно 80%. Новые электроды допускают более высокие плотности тока, что позволяет уменьшить размеры ячеек и снизить стоимость вырабатываемого газа. За счёт применения катализаторов ожидается дальнейшее повышение эффективности электролиза.

Разлагать воду можно и за счёт высокотемпературного нагрева. Изменение свободной энергии Гиббса, связанное с обращением электрохимической реакции при абсолютной температуре T,

$$\Delta G = -nF\xi = \Delta H - T\Delta S, \quad (10.1)$$

где  $\xi$  – электрический потенциал;

$\Delta S$  – изменение энтропии;

$n$  – количество молей вещества, вступивших в реакцию;

$F = 96500$  Кл/моль – постоянная Фарадея.

Реакция разложения:



имеет положительные  $\Delta G$ ,  $\Delta H$ ,  $\Delta S$ . В этом случае равенство (10.1) показывает, что с увеличением  $T$  электрический потенциал  $\xi$ , необходимый для разложения воды, уменьшается.

Водород из биомассы получается термохимическим или биохимическим способом. При термохимическом методе биомассу нагревают без доступа кислорода до температуры 500—800 °C (для отходов древесины), что намного ниже температуры процесса газификации угля. В результате процесса выделяется  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$  и  $\text{CH}_4$ . В биохимическом процессе водород вырабатывают различные бактерии, например, *Rodobacter speriodes*.

Многообещающей является замена электроэнергии, необходимой для разложения воды, теплом от дешёвого источника, в качестве которого можно использовать, например, солнечное излучение: получение тепла при  $T \approx 1000$  K с помощью солнечных концентраторов может существенно снизить стоимость получения водорода. Так в Японии в Иокогамском университете была создана установка по производству водорода из морской воды, представляющая собой батареи термоэлементов, поглощающих солнечные лучи. Солнечная энергия при помощи специальных линз концентрируется на концах термоэлементов, а противоположные концы охлаждаются морской водой. Возникающий в термоэлементах, вследствие разности температур, электрический ток разлагает воду на кислород и водород. Блок термоэлементов площадью 10 квадратных метров может обеспечить получение 10000 кубических метров водорода в год. При больших мощностях установок попутно будет решаться и другая, не менее важная, проблема современности – пополнение земной атмосферы кислородом, что особенно важно для крупных городов и промышленных центров.

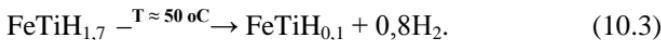
Электролитом при получении водорода может быть сама морская вода. Однако при этом возникают некоторые технические трудности,

связанные с выделением хлора на «кислородном» электроде. Приближённые химические расчёты показывают, что можно получать чистый водород, если поддерживать напряжение на электролизной ячейке ниже 1,8 в. Это, к сожалению, ограничивает плотность тока, что приводит к необходимости увеличивать площадь поверхности электродов.

На пути использования водорода стоит немало технических преград. Возникает проблема хранения водорода. Небольшие размеры молекулы позволяют водороду диффундировать через непроницаемые стенки сосудов. Его можно помещать в химически обработанные емкости в газообразном или жидком состоянии. Хранение водорода даже под высоким давлением требует значительных объёмов. Водород может быть сжижен, точка его кипения составляет 20 К.

Сравнение традиционной передачи электроэнергии по ЛЭП и водорода по топливным трубопроводам показывает, что при транспортировке энергии на расстояние более 200 км дешевле оказывается транспорт водорода. В США действует 750 километров, а в Европе - 1500 километров водородных трубопроводных систем. Трубопроводы действуют при давлении 1-2 МПа, изготовлены из стальных труб диаметром 25-30 см. Старейший водородный трубопровод действует в районе германского Рура. 210 километров трубопровода соединяют 18 производителей и потребителей водорода. Трубопровод действует более 50 лет без аварий. Самый длинный трубопровод длиной 400 километров проложен между Францией и Бельгией. После небольших изменений водород может передаваться по существующим газопроводам природного газа.

Химическое аккумулирование в виде металгидридов, из которых водород может быть извлечён при нагревании, удобно в эксплуатации и позволяет хранить большие запасы водорода, например:



Эта реакция обратима, так что портативный гидридный аккумулятор может подзаряжаться централизованно на заправочных станциях. Тепло, выделяющееся при зарядке, может использоваться в тепловых сетях местного значения, а сами гидридные аккумуляторы – в качестве «топливных баков» транспортных средств.

Водород можно сжигать для производства тепла или выработки электроэнергии, или непосредственно для осуществления движения.

Однако топливные элементы способны заменить собой двигатели внутреннего сгорания и другие двигатели, где энергия получается за

счёт сжигания различных топлив, так как предлагают более эффективное использование водорода.

Топливные элементы относятся к химическим источникам тока. Они осуществляют прямое превращение химической энергии топлива в электрическую, минуя малоэффективные, идущие с большими потерями, процессы горения. Так как преобразование тепло-работа здесь отсутствует, эффективность топливных элементов не подпадает под ограничения второго закона термодинамики, как это происходит в обычных системах топливо – тепло – работа – электроэнергия.

Теоретически КПД преобразования химической энергии в электрическую может достигать 100%. Важно отметить, что КПД топливного элемента не зависит от того, работает топливный элемент на полную мощность или нет (в отличие от ДВС, газовых турбин и т. д.).

Основное отличие топливных элементов от аккумуляторов электрической энергии в том, что аккумуляторы необходимо заряжать электроэнергией, которую они потом преобразуют в химическую и обратно, в то время как топливные элементы сами производят «направленное движение электронов». То есть они не хранят энергию, как аккумуляторы, а путём преобразования части топлива, которое поступает извне, на выходе выдают электрический ток.

Конструктивно топливный элемент состоит из двух электродов – анода и катода, активированных, как правило, палладием (или другими металлами платиновой группы) – и разделяющего их электролита. Водород подводится к аноду, а кислород (или воздух) – к катоду (рис. 10.2).

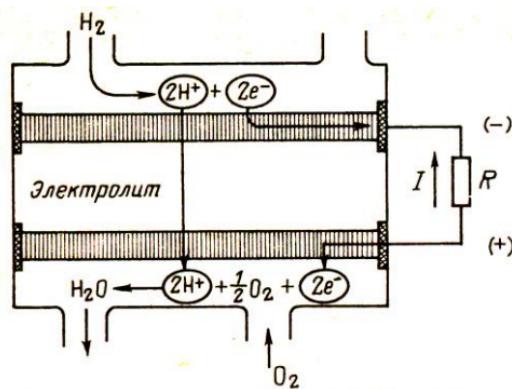


Рис. 10.2. Принципиальная схема топливного элемента

В результате катализа на пористом аноде молекулы водорода

разлагаются на водородные ионы  $H^+$ (протоны) и электроны  $e^-$  (протекает реакция диссоциации):



Работа топливного элемента основана на том, что электролит пропускает через себя протоны (по направлению к катоду), а электроны – нет. Они движутся к катоду по внешнему проводящему контуру. Это движение электронов и есть электрический ток, который может быть использован для приведения в действие внешнего устройства, подсоединеного к топливному элементу, т. е. «нагрузки».

Со стороны катода топливного элемента протоны и электроны вступают в реакцию с подаваемым на катод кислородом с образованием воды:



В своей работе топливные элементы используют водород и кислород. Водород может подаваться непосредственно или путём выделения его из внешнего источника топлива, такого как природный газ, бензин и метанол. В случае внешнего источника его необходимо химически преобразовать, чтобы извлечь водород. Процесс получения водорода из различного сырья называют «реформингом». В настоящее время в большинстве топливных элементов, которые «работают» в сфере транспорта, используется метанол (рис. 10.3).

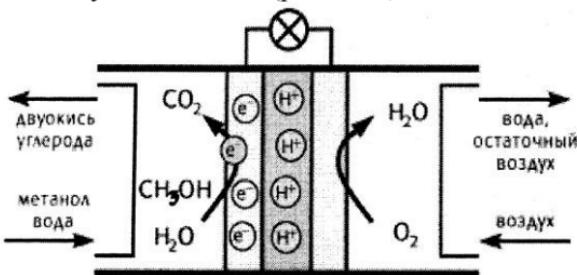


Рис.10.3. Принципиальная схема топливного элемента, работающего на метаноле

Процесс, происходящий в водородно-кислородном топливном элементе, по своей природе является обратным хорошо известному процессу электролиза, в котором происходит диссоциация воды при прохождении через электролит электрического тока. Действительно, в некоторых типах топливных элементов процесс может быть обращен –

приложив к электродам напряжение, можно разложить воду на водород и кислород, которые могут быть собраны на электродах. Если прекратить зарядку элемента и подключить к нему нагрузку, такой регенеративный топливный элемент сразу начнет работать в своем нормальном режиме.

Продуктами работы топливного элемента, в соответствии с вышесказанным, являются тепло и вода, причем и то и другое можно также утилизировать и поднять тем самым коэффициент полезного действия системы до 90-95%. Таким КПД не обладает ни одна из имеющихся на данный момент энергетических систем.

Напряжение, возникающее на отдельном топливном элементе, не превышает 1,1 вольта. Для получения необходимой величины напряжения топливные элементы соединяются последовательно в батареи, а для получения необходимой мощности батареи топливных элементов соединяются параллельно. Такие батареи топливных элементов вместе с элементами газораспределения и терморегулирования монтируются в единый конструктивный блок, называемый электрохимическим генератором.

Интересно то, что по своему устройству и принципу действия топливные элементы аналогичны...биологической клетке. В каждой клетке есть свой собственный водородно-кислородный энергетический элемент. В роли источника водорода в теле человека и животных выступает пища, содержащая жиры, белки и углеводы. Кислород поступает через лёгкие в кровь и далее подводится к клеткам. Соединение водорода с кислородом в организме является собой основу биологического существования: химическая энергия преобразуется в тепловую, механическую, электрическую и световую.

В зависимости от химических и физических особенностей применяемого электролита топливные элементы подразделяются на несколько различных типов:

1. Щелочные топливные элементы (Alkaline Fuel Cells, AFC). В качестве электролита используется концентрированный гидроксид калия (КОН) либо его водный раствор, а основным материалом для изготовления электродов является никель. Эти топливные элементы использовались с середины 1960-х годов в космических программах, обеспечивая питанием электрические системы космических кораблей «Буран», «Шаттл» и др. Коммерческое применение их ограничено, так как они должны работать с чистым водородом и кислородом (либо с кислородом воздуха, из которого удалён углекислый газ). Щелочные

топливные элементы имеют КПД до 70%. Реакция окисления водорода протекает через электроокисление водорода на аноде:



и электровосстановление кислорода на катоде:



Гидроксид-ионы двигаются в электролите от катода к аноду, а электроны – по внешней цепи от анода к катоду.

Щелочные элементы работают при температуре около 80 °С. Основной недостаток щелочных элементов заключается в необходимости использования чистых кислорода и водорода, поскольку содержание в топливе или окислителе примесей углекислого газа (CO<sub>2</sub>) приводит к карбонизации щелочи.

2. Топливные элементы с ионообменной мембраной (PEM). Технология изготовления элементов данного типа была разработана в 50-х годах XX века инженерами компании General Electric. Подобные топливные элементы использовались для получения электроэнергии на американском космическом корабле Gemini. Отличительной особенностью PEM-элементов является применение графитовых электродов и твердополимерного электролита (или, как его еще называют, ионообменной мембранны – Proton Exchange Membrane). В качестве топлива в PEM-элементах используется чистый водород, а роль окислителя выполняет содержащийся в воздухе кислород. Водород подается со стороны анода, где происходит электрохимическая реакция:



Ионы водорода перемещаются от анода к катоду через электролит (ионный проводник), в то время как электроны – через внешнюю цепь. На катоде, со стороны которого подается окислитель (кислород или воздух), происходит реакция окисления водорода с образованием чистой воды:



Рабочая температура PEM-элементов составляет около 80 °С. При таких условиях электрохимические реакции протекают слишком

медленно, поэтому в конструкции топливных элементов данного типа используется катализатор – обычно тонкий слой платины на каждом из электродов. Одна ячейка такого элемента, состоящая из пары электродов и ионообменной мембраны, способна генерировать напряжение порядка 0,7 В. Для увеличения выходного напряжения массив отдельных ячеек соединяется в батарею.

РЕМ-элементы обеспечивают высокую плотность тока, что позволяет уменьшать их вес, стоимость, объём и улучшать качество работы. Неподвижный твёрдый электролит упрощает герметизацию в процессе производства, уменьшает коррозию и обеспечивает более долгий срок службы топливных элементов.

РЕМ-элементы способны работать при относительно низкой температуре окружающей среды и обладают довольно высокой эффективностью (КПД составляет от 40 до 50%). В настоящее время на базе РЕМ-элементов созданы действующие прототипы энергоустановок мощностью до 50 кВт; в стадии разработки находятся устройства мощностью до 250 кВт.

Существует несколько ограничений, препятствующих более широкому распространению данной технологии. Это относительно высокая стоимость материалов для изготовления мембран и катализатора. Кроме того, в качестве топлива можно использовать только чистый водород.

3. Топливные элементы на фосфорной кислоте (Phosphoric Acid Fuel Cells, PAFC). В качестве электролита в фосфорнокислых элементах используется жидкая фосфорная кислота, обычно заключенная в порах матрицы из карбида кремния. Для изготовления электродов применяется графит. Происходящие в фосфорнокислых элементах реакции электроокисления водорода аналогичны тем, которые протекают в РЕМ-элементах.

Рабочая температура фосфорнокислых элементов несколько выше по сравнению с РЕМ - и щелочными и колеблется в пределах от 150 до 200 °С. Тем не менее для обеспечения необходимой скорости электрохимических реакций необходимо использовать катализаторы (платину либо сплавы на ее основе). Благодаря более высокой рабочей температуре фосфорнокислые элементы менее чувствительны к химической чистоте топлива (водорода), чем РЕМ - и щелочные топливные элементы. Это позволяет применять топливную смесь, содержащую 1-2% оксида углерода. В качестве окислителя можно использовать обычный воздух, поскольку содержащиеся в нем вещества

не вступают в реакцию с электролитом.

Фосфорнокислые топливные элементы обладают относительно низким КПД (порядка 40%) и требуют некоторого времени для выхода на рабочий режим при холодном старте. Однако PAFC имеют и целый ряд преимуществ, в том числе более простую конструкцию, а также высокую стабильность и низкую летучесть электролита.

В настоящее время на базе фосфорнокислых топливных элементов создано и запущено в коммерческую эксплуатацию большое количество энергоустановок мощностью от 200 кВт до 20 МВт.

4. Топливные элементы с прямым окислением метанола (Direct Methanol Fuel Cells, DMFC). Элементы с прямым окислением метанола являются одним из вариантов реализации элементов с ионообменной мембраной. Топливом для DMFC-элементов служит водный раствор метилового спирта (метанола). Необходимый для реакции водород (и побочный продукт в виде углекислого газа) получается за счет прямого электроокисления раствора метанола на аноде:



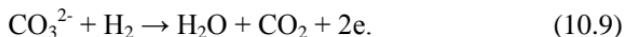
На катоде происходит реакция окисления водорода с образованием воды:



Рабочая температуры DMFC-элементов составляет примерно 120 °C, что немного выше по сравнению с водородными РЕМ-элементами. Недостатком низкотемпературного преобразования является более высокая потребность в катализаторах. Это неизбежно приводит увеличению стоимости таких топливных элементов, однако данный недостаток компенсируется удобством использования жидкого топлива и отсутствием необходимости в применении внешнего конвертора для получения чистого водорода.

5. Топливные элементы с электролитом из расплава карбоната лития и натрия (Molten Carbonate Fuel Cells, MCFC). Данный тип топливных элементов относится к высокотемпературным устройствам. В них применяется электролит, состоящий из карбоната лития ( $\text{Li}_2\text{CO}_3$ ) либо карбоната натрия ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ), находящегося в порах керамической матрицы. В качестве материала для анода используется никель, легированный хромом, а для катода — литированный оксид никеля ( $\text{NiO} + \text{LiO}_2$ ). При нагревании до температуры порядка 650 °C компо-

ненты электролита расплавляются, в результате чего образуются ионы углекислой соли, движущиеся от катода к аноду, где они вступают в реакцию с водородом:



Высвободившиеся электроны движутся по внешней цепи обратно к катоду, где происходит реакция:



Высокая рабочая температура данных элементов позволяет применять в качестве топлива природный газ (метан), преобразуемый встроенным конвертором в водород иmonoоксид углерода:



MCFC-элементы обладают высоким КПД (до 60%) и позволяют использовать в качестве катализатора не платину, а более дешевый и доступный никель. Им требуется существенное количество времени для того, чтобы они достигли рабочей температуры и смогли реагировать на изменения в потребности в электричестве, и поэтому лучше всего они подходят для условий, где необходима постоянная подача больших количеств электроэнергии. Вследствие большого количества выделяемого при работе тепла данный вид топливных элементов хорошо подходит для создания стационарных источников электрической и тепловой энергии, однако малопригоден для эксплуатации в мобильных условиях. В настоящее время на базе MCFC-элементов уже созданы стационарные энергоустановки мощностью до 2 МВт. Наибольшее количество подобных установок построено в США и Японии.

6. Топливные элементы с твёрдым электролитом (Solid Oxide Fuel Cells, SOFC). Данный тип элементов имеет еще более высокую рабочую температуру (от 800 до 1000 °C), чем MCFC. В SOFC применяется керамический электролит на основе оксида циркония ( $\text{ZrO}_2$ ), стабилизированного оксидом иттрия ( $\text{Y}_2\text{O}_3$ ). На катоде происходит электрохимическая реакция с образованием отрицательно заряженных ионов кислорода:



Отрицательно заряженные ионы кислорода движутся в электролите по направлению от катода к аноду, где происходит окисление топлива (обычно — смеси водорода с монооксидом углерода с образованием воды и углекислого газа:



SOFC -элементы обладают высоким КПД (до 60%) Их относительно простая конструкция (рис. 10.4), обусловленная использованием твёрдого электролита, в сочетании с существенным количеством времени, необходимым для того, чтобы они достигли рабочей температуры и смогли реагировать на изменения в потребности в электричестве, делает их подходящими для больших и очень больших стационарных электрогенераторных установок и электростанций.

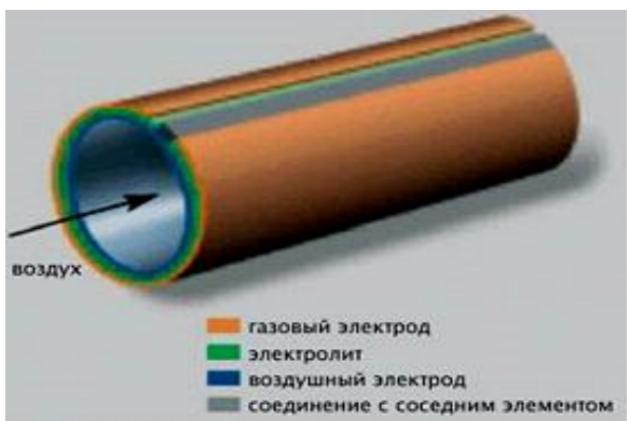


Рис. 10.4. Принципиальная схема топливного элемента «Siemens» (технология SOFC)

Элементы типа SOFC обладают теми же достоинствами, что и MCFC, включая возможность использования в качестве топлива природного газа. Компоненты SOFC обладают более высокой химической стабильностью, однако себестоимость их производства несколько выше по сравнению с MCFC.

На рис. 10.5 схематично приведены электрохимические реакции в различных типах топливных элементов.

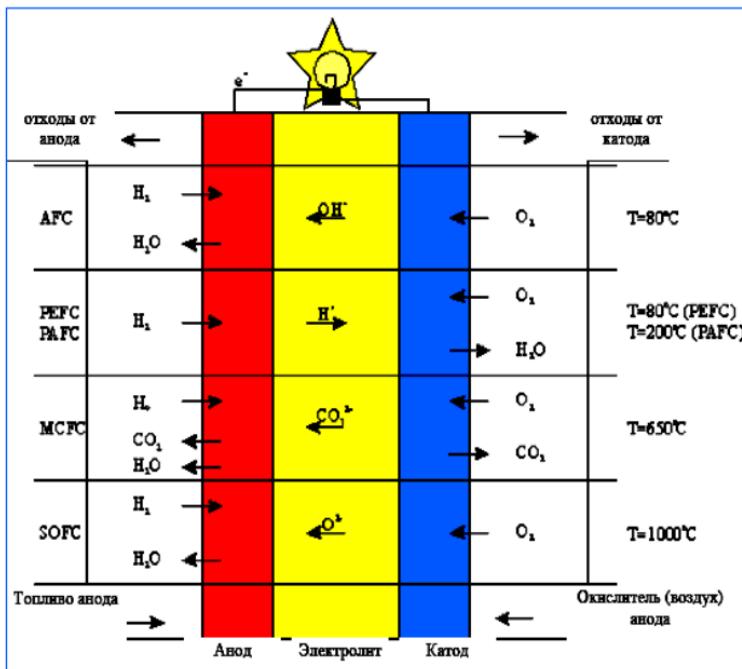


Рис. 10.5. Электрохимические реакции в различных типах топливных элементов

В последнее время среди новых лидировали установки с топливными элементами на расплаве карбоната (MCFC). На втором месте по числу новых были установки с топливными элементами на фосфорной кислоте (PAFC). Протонообменные технологии (PEM) применялись, в основном, в установках мощностью до 10 кВт и в автомобильных приложениях.

Технологии топливных элементов, предлагаемые топлива и приложения приведены на рис. 10.6. Топливные элементы могут использоваться в целом ряде устройств, начиная от весьма малогабаритных топливных элементов в портативных устройствах, как мобильные телефоны и ноутбуки, в средствах передвижения, включая автомобили, грузовики, автобусы и суда, вплоть до тепло- и электрогенераторов, используемых в стационарных условиях, как в промышленности, так и в жилищах.

Хотя большая часть стационарных топливных элементов в

настоящее время работает на природном газе, всё большее количество установок работают с альтернативными видами топлив. Усилилось применение биогаза. В 2005 году биогаз вышел на второе место после природного газа. В 2005 году были построены электростанции (Япония, Германия), работающие на биогазе, получаемом из древесных отходов, пластика, муниципальных сточных вод.



Рис. 10.6. Технологии топливных элементов, предлагаемые топлива и приложения

Водород считается наиболее подходящим топливом для использования топливных элементов на автомобилях, легких грузо-виках и автобусах с электрическим приводом (рис. 10.7). Водород можно запасти на борту в сжатом или жидкком состоянии или в форме гидридов металлов и химических гидридов. Транспортные средства на топливных элементах потребляют мало топлива, сохраняя управляемость и комфорт. Снижение выбросов улучшит состояние локальной атмосферы и окружающей среды.

Начиная с 2003 года на дорогах появилось несколько «гибридных автомобилей на топливных элементах» разных производителей. Одни из наиболее разрекламированных проектов – это «GM-Hidrogen III» (на базе Opel Zafira), «Ford Focus FCV» (Fuel Cell Vehicle) и «Toyota FCHV-4». На автомобилях с топливными элементами применяется в основном

топливный элемент PEM (Proton Exchange Membrane) с ионообменной мембраной, КПД которых достигает 60%, а мощность – 250 кВт. Рабочая температура этих топливных элементов укладывается в пределы 0–80 °С.

Топливные элементы могут также быть бортовыми источниками электроэнергии. Вспомогательные энергоустройства, установленные на обычных автомобилях и грузовиках, снижают выбросы за счет управления кондиционерами, холодильниками или электрооборудованием – особенно на стоянках.

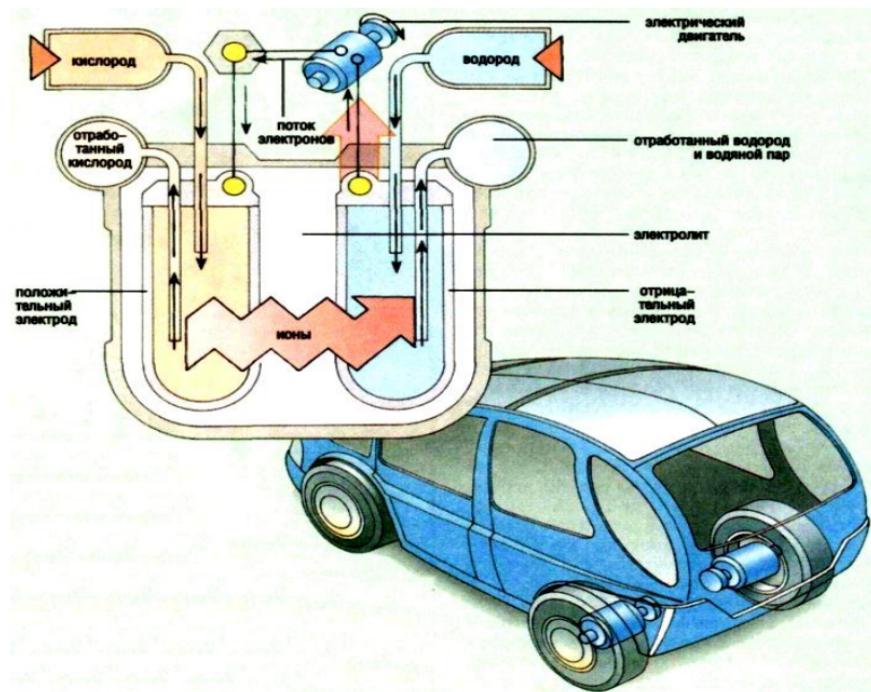


Рис. 10.7. Применение топливных элементов на автомобиле с электроприводом

Ведутся разработки и в сфере пассажирского и грузового транспорта. Многие проблемы веса и температуры здесь решаются по-другому, нежели для легковых автомобилей – проще, и уже накоплен большой опыт эксплуатации тяжёлых автомобилей «на водороде».

Топливные элементы таким же образом применимы и на водном транспорте, где также существуют проблемы выбросов и шумов. Водо-

родные топливные элементы уже используются как бортовые бесшумные источники - без теплового следа - для подводных лодок. Они могут обеспечить бортовое электроснабжение и даже маршевые двигатели для кораблей, особенно в районах с чувствительной окружающей средой, где допускаются только весьма низкие выбросы с плавсредств.

В Германии строятся подводные лодки класса U-212 с топливными элементами производства компании Siemens AG, которая более 30 лет занимается исследованиями в этой области. U-212 состоят на вооружении Германии, поступили заказы из Греции, Италии, Кореи, Израиля. Под водой лодка работает на водороде и практически не производит шумов.

В США компания Fuel Cell Energy разрабатывает топливные элементы мощностью 625 кВт для военных кораблей.

Японская подводная лодка Urashima с топливными элементами PEM производства Mitsubishi Heavy Industries была испытана в августе 2003 года.

Появляются разнообразные по размерам и типам стационарные топливные элементы (рис. 10.8), созданные из различных материалов и функционирующие при температурах от 60 до 1000 С.



Рис. 10.8. Стационарная силовая установка на топливных элементах производства компании Siemens (Германия)

Уже не один год электростанции на топливных элементах практически во всех уголках цивилизованного мира обеспечивают электроэнергией не только отдельные строения, но также целые кварталы и микрорайоны ряда городов.

Топливные элементы потенциально пригодны для электроснабжения в течение намного большего срока, чем аккумуляторы в портативном исполнении. Рост портативной электроники и электрического оборудования (мобильные телефоны, радиоприемники, ноутбуки и электроинструменты) могут открыть широкий спектр различных приложений. Портативные топливные элементы могут использовать водород, этанол или метанол.

По сравнению с широко распространёнными в настоящее время источниками автономного электропитания, используемыми в мобильных персональных компьютерах и портативных устройствах, топливные элементы имеют ряд важных преимуществ.

В первую очередь стоит отметить высокий коэффициент полезного действия топливных элементов, составляющий, в зависимости от типа, от 40 до 60%. Высокий КПД позволяет изготавливать источники питания с более высокой удельной энергоемкостью, благодаря чему достигается уменьшение их массогабаритных показателей при сохранении мощности и времени автономной работы. Кроме того, более энергоемкие источники питания позволяют значительно продлить время автономной работы существующих устройств, не увеличивая их размеры и вес.

Другим важным достоинством химических топливных элементов является возможность практически мгновенного возобновления их энергоресурса даже при отсутствии внешних источников электропитания - для этого достаточно установить новую ёмкость (картридж) с используемым топливом. Применение не расходуемых в процессе реакции электродов позволяет создавать топливные элементы с очень большим сроком службы.

Нельзя не отметить и значительно более высокую экологическую чистоту химических топливных элементов по сравнению с гальваническими батареями. Расходным материалом для топливных элементов служат лишь емкости с топливом, а основным продуктом реакции является обычная вода. Замена используемых в настоящее время батареек и аккумуляторов на топливные элементы позволит значительно сократить объем подлежащих переработке отходов, содержащих ядовитые и вредные для окружающей среды вещества.

Японская фирма Casio представила прототип ноутбука с питанием от топливных элементов с ионообменной мембраной (рис.10.9). Фирма утверждает, что ноутбук с топливным элементом будет в два раза легче своих аналогов на литий-ионных аккумуляторах, а по продолжи-

тельности работы будет превосходить их в 4 раза. Новый топливный элемент содержит так называемый микро-реактор (конвертор метанола), образованный на кремниевой “вафле” и осуществляющий химическую реакцию преобразования топлива на основе метанола в водород с участием катализатора. КПД подобной реакции достигает 98%. Перезарядка элемента будет заключаться лишь в заливке очередной порции горючего и не потребует выключения питаемого устройства. В настоящее время емкость топливного элемента вмещает 120 мл метанола. Этого достаточно для обеспечения работы ноутбука потребляемой мощностью 15 Ватт в течение 10 часов.



Рис. 10.9. Ноутбук и источник питания (топливные элементы с ионообменной мембранный) фирмы Casio (Япония)

На данный момент топливные элементы являются наиболее перспективным источником электрической энергии. Их преимущества по сравнению с другими источниками энергии заключаются в следующем:

- высокий КПД, достигающий 95%;
- топливный элемент и продукты его работы экологически чисты;
- механическая простота, слабая вибрация и низкий шум;
- высокое отношение электроэнергии к выходу тепла по сравнению с обычными тепловыми электростанциями;
- топливный элемент практически “всеяден”, т.е. в качестве топлива может использоваться практически любое водородсодержащее топливо.

Оценить преимущества топливных элементов можно по следующим двум рисункам. На рис. 10.10 представлены гистограммы КПД различных источников энергии, на рис. 10.11 – шумовой уровень этих же источников.

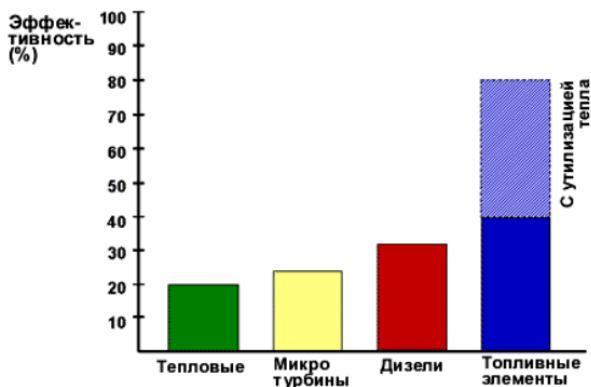


Рис. 10.10. Гистограмма КПД различных источников энергии

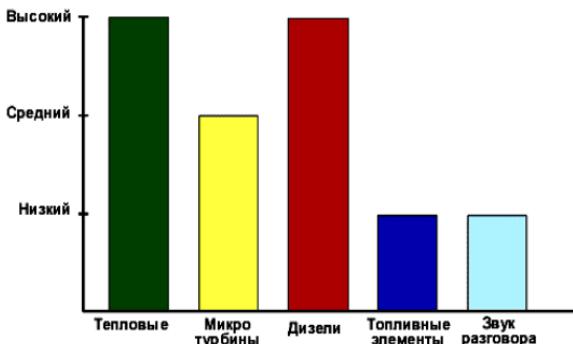


Рис. 10.10. Гистограмма уровня шума различных источников энергии

Основной недостаток топливных элементов – пока ещё высокая их стоимость.

Рост потребностей в топливе и энергии при ресурсных и экологических ограничениях уже становится критическим фактором дальнейшего развития экономики России и делает актуальной своевременную

подготовку новой энергетической концепции и технологии, способных удовлетворить существенную часть прироста энергетических потребностей страны, когда потенциал ископаемого органического топлива будет исчерпан.

Сегодня уже не существует альтернативы опережающему развитию солнечно-водородной энергетики. Технологии солнечно-водородной энергетики как макротехнологии самого высокого уровня, вобравшие в себя весь спектр локальных технологий - от нанотехнологий и матери-аловедения до электрокатализа и электрохимии, - способны обеспечить ускоренное продвижение экономики России по инновационному пути развития и создание новых базовых технологий в промышленности.

В 2003 году горно-металлургическая компания «Норильский никель» совместно с Российской академией наук (РАН) подписали долгосрочное Соглашение и утвердили Комплексную программу фундаментальных научных исследований и разработок в области водородных технологий, топливных элементов и возобновляемых источников энергии, направленную на создание научно-технического и технологического задела по инновационным энергетическим проектам.

Основная цель этой программы состоит в том, чтобы исследовать, разработать и выбрать конкурентоспособные технологии, пригодные для массового производства эффективных электрохимических энергетических установок на топливных элементах, дешевых способов производства, хранения, аккумулирования и распределения водорода, а также высокоэффективных возобновляемых источников энергии. Она охватывает практически весь спектр инновационных энергетических и водородных технологий и направлена на ускоренную трансформацию результатов фундаментальных научных исследований и разработок в этих областях в конкурентоспособную научкоемкую продукцию, имеющую высокий потенциал рыночной коммерциализации.

В рамках этой программы объединены и скординированы усилия лучших научных организаций РАН, государственных научных центров, конструкторских бюро и промышленных предприятий. Над решением научных проблем и созданием ключевых компонентов инновационных энергетических и водородных технологий принимают участие около 120 научных и конструкторских организаций страны. Ключевые компоненты водородной инфраструктуры включают в себя: генераторы водорода, топливные процессоры, устройства хранения и аккумулирования водорода, интегрированные (гибридные) энергетические установки на базе топливных элементов, электролизеров, солнечных фотопреобразо-

вателей и ветротурбин.

Достигнутые по ряду технологий результаты позволили перейти к разработке принципиально новых энергетических установок на топливных элементах для электро- и теплоснабжения различных объектов жилищно-коммунальной и социальной сферы, нефтегазового комплекса, для системы автономного распределенного энергоснабжения, в том числе с использованием в качестве первичного источника энергии солнечных фотопреобразователей.

Выбор эффективных первичных источников энергии, которые должны заменить исчерпаемые природные ресурсы органического топлива, является принципиальным вопросом построения и развития энергетической системы будущего. В ближайшие 30-40 лет можно рассчитывать только на солнечную энергию (и производную от нее энергию ветра) как наиболее доступную для ускоренного развития эффективных и конкурентоспособных солнечно-водородных технологий и энергетических систем.

Объединение солнечной энергии и водорода позволяет в значительной степени ослабить серьезные недостатки солнечной энергии, пока еще ограничивающие ее широкое применение – непостоянство во времени (суточные, сезонные и погодные колебания) и относительно невысокая плотность солнечного энергетического потока, которая к тому же существенно варьируется в зависимости от широты места на поверхности Земли.

Для того чтобы быть использованной во всех возможных областях потребления, солнечная энергия нуждается в посреднике – энергоносителе, который мог бы доставить вырабатываемую солнечную энергию в то место, где она нужна, и в том виде, в котором она может быть использована. Таким энергоносителем может быть только водород, получаемый из воды.

Анализ эффективности и конкурентоспособности отечественных и зарубежных технологий использования солнечной энергии показывает, что наибольшим потенциалом конкурентоспособности обладают концентраторные солнечные батареи с гетероструктурными фотопреобразователями на основе арсенида галлия. Целесообразно создание автономных интегрированных (гибридных) электрохимических энергетических установок на топливных элементах с использованием в качестве первичного источника энергии концентраторных солнечных батарей с такими гетероструктурными фотопреобразователями и ветротурбин, в которых для накопления вырабатываемой ими

энергии используется реверсивная система электролизер - топливный элемент.

Произведённые в электролизерах водород и кислород используются для выработки электричества батареей топливных элементов в те периоды, когда отсутствует солнечная или ветровая энергия. Электролитическое производство водорода (и кислорода) совместно с топливными элементами, работающими на этих водороде и кислороде (воздухе), является эффективной технологической основой практического применения неустойчивых по своей природе солнечной и ветровой энергии при выработке электроэнергии для обеспечения автономного энергопитания различных объектов, удаленных от систем централизованного энергоснабжения, а также как источники бесперебойного питания.

Бо́льшие возможности хранения водорода в таких системах по сравнению с консервацией электричества в аккумуляторах способствуют выравниванию и балансу меняющихся нагрузок, характерных для солнечной и ветровой энергии, и позволяют использовать энергоресурсы, максимально адаптированные к региональным особенностям, более гибко сочетать централизованные и децентрализованные источники энергии, особенно для удаленных мест и объектов (северных территорий, горных поселений, фермерских хозяйств, островов и т.п.).

## Контрольные вопросы

1. Какими способами производится водород?
2. Какой способ получения водорода является наиболее отработанным?
3. Какими способами получают водород из биомассы?
4. Какие технические преграды стоят на пути использования водорода?
5. Почему топливные элементы относятся к химическим источникам тока?
6. Подпадает ли под ограничения второго закона термодинамики эффективность топливных элементов?
7. Как работает топливный элемент?
8. Участвуют ли электроды и электролит топливного элемента в преобразовании энергии окислительно-восстановительной реакции в электрическую?

9. Какие вещества используют в качестве топлива в топливном элементе?
10. Каким образом поддерживается длительная работа топливных элементов?
11. Что являются продуктами работы топливного элемента?
12. Какое напряжение, возникает на отдельном топливном элементе?
13. Что называется электрохимическим генератором?
14. Охарактеризуйте щелочные топливные элементы.
15. Дайте характеристику топливным элементам с ионообменной мембраной.
16. Охарактеризуйте топливные элементы на фосфорной кислоте.
17. Расскажите о топливных элементах с прямым окислением метана.
18. Дайте характеристику топливным элементам с электролитом из расплава карбоната лития и натрия.
19. Охарактеризуйте топливные элементы с твёрдым электролитом.
20. Где могут использоваться топливные элементы?
21. Почему топливные элементы являются самыми эффективными преобразователями водорода?
22. Почему водород считается наиболее подходящим топливом для использования топливных элементов на автомобилях?
23. Какие преимущества у топливных элементов по сравнению с источниками автономного электропитания для портативной электроники?
24. Перечислите преимущества топливных элементов по сравнению с другими источниками энергии.

## 11. Методические указания для выполнения расчетно-графического задания «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»

Содержанием работы является расчётно-графическое задание, состоящее из семи задач по основным разделам дисциплины с методическими указаниями по их решению и примером выполнения задания.

Исходные данные, необходимые для выполнения расчетно-графического задания, приведены в таблице 11.1.

Вариант задания соответствует сумме двух последних цифр шифра (номера зачётной книжки студента).

Задание выполняется в отдельной тетради (ученической), страницы которой нумеруются. На обложке указываются: название дисциплины, фамилия и инициалы студента, учебный шифр (номер зачетной книжки), факультет, специальность и адрес.

Решение необходимо сопровождать краткими пояснениями (какие формулы применяются, откуда получаются те или иные результаты и т.п.) и подробно излагать весь ход расчетов. Кроме того, **нужно обязательно** указывать единицы получаемых величин. На каждой странице следует оставлять поля для замечаний рецензента.

**Работы, не отвечающие перечисленным требованиям, проверяться не будут, а будут возвращаться для переделки.**

К работе, высыпаемой на повторную проверку (если она выполнена в другой тетради), должна обязательно прилагаться незачтенная работа.

На экзамене необходимо представить зачтённую работу, в которой все отмеченные рецензентом погрешности должны быть исправлены.

Последовательность выполнения расчетов приводится в примере выполнения расчетно-графического задания. Цель примера – разъяснить ход решения, но не воспроизвести его полностью. Поэтому в ряде случаев промежуточные расчеты опускаются. **Но при выполнении задания все преобразования и числовые расчёты должны быть обязательно последовательно проделаны с необходимыми пояснениями.** В конце должны быть даны ответы.

**Задача № 1**

Дачная осветительная система питается от аккумуляторной батареи напряжением  $V_b = 12$  В, заряженной до  $Q_b = 55$  А·ч. КПД аккумуляторной батареи  $\eta_a = 0,8$ . Освещение включается каждый вечер на  $\tau_n$  ч, потребляемый ток  $I_n$  А.

При использовании кремниевого солнечного элемента напряжение на одном элементе при пиковой нагрузке  $V_o = 0,5$  В. Солнечные элементы освещены Солнцем каждый день в течение  $\tau_o$  ч. Плотность тока (эффективность)  $\gamma = 2 \cdot 10^{-2}$  А/см<sup>2</sup>.

Какой должна быть фотоэлектрическая энергетическая система, содержащая кремниевые солнечные элементы, чтобы заряжать аккумуляторную батарею? Как будет собрана электрическая цепь?

**Задача № 2**

Горячая вода с температурой  $t_r = 70$  °С и расходом  $V$  л/с поступает после плоского коллектора солнечной энергии на технологические нужды предприятия с восьмичасовым рабочим днём. Возвращается в коллектор вода с температурой  $t_x$  °С. Интенсивность потока солнечного излучения, поступающего на приёмную поверхность коллектора, составляет  $I_k = 20$  МДж/м<sup>2</sup>·день. КПД солнечного коллектора  $\eta_k$  %. Удельная теплоёмкость воды  $C = 4,2$  кДж/(кг·К).

Какая требуется минимальная площадь коллектора солнечной энергии?

**Задача № 3**

При параметрах окружающей среды  $t_o = 0$  °С и  $p_o = 1,013 \cdot 10^5$  Па определить диаметр ветроколеса и частоту его вращения, если мощность, развиваемая на его валу, равна  $P_{vk}$  кВт, скорость ветра составляет  $V$  м/с, быстроходность (число модулей)  $Z$ . Коэффициент использования энергии ветра  $\xi = 0,48$ .

Таблица 11.1

Исходные данные для выполнения расчетно-графического задания

Вариант	Номер задач								
	Задача № 1			Задача № 2			Задача № 3		
	$\tau_0$ , ч	$I_n$ , А	$\tau_n$ , ч	V, л/с	$t_k$ , $^{\circ}\text{C}$	$\eta_k$ , %	$P_{\text{вк}}$ , кВт	V, м/с	Z
0	3	3	3	1	60	50	5	10	3
1	2,5	4	4	1,2	55	45	10	8	4
2	2	5	5	1,5	54	40	15	8,3	5
3	5	2	3	0,5	53	35	20	9	6
4	2	3	4	0,75	50	39	11	9,9	4
5	3	4	5	0,8	52	35	12	9,8	3
6	2	5	3	0,9	51	48	13	9,7	5
7	3,5	6	4	0,6	49	49	14	9,6	4
8	4	3	5	1,3	48	47	16	9,5	6
9	2,5	5	4	1,4	47	46	17	9,4	3
10	2	4	3	0,7	56	44	18	9,3	6
11	3,5	3	5	0,65	57	43	19	9,2	4
12	4	4	4	0,85	58	42	9	9,1	3
13	3,5	5	3	0,95	59	41	8	8,9	5
14	3	6	5	1,05	46	38	7	8,8	6
15	2,5	3	4	0,97	45	37	6	8,7	4
16	4	4	3	0,88	55	36	21	8,6	5
17	3,5	5	4	0,77	54	34	22	8,5	4
18	2,5	6	5	1,03	52	51	23	8,4	6

**Задача № 4**

Как изменится мощность Р малой гидроэлектростанции, если напор водохранилища в засушливый период  $H_{\text{зас}}$  уменьшится в  $n$  раз ( $H_{\text{зас}} = H_{\text{ном}}/n$ ) , а расход воды  $Q_{\text{зас}}$  сократится на  $m$  % [ $Q_{\text{зас}} = (1 - m \cdot 10^{-2})Q_{\text{ном}}$ ]? Потери в гидротехнических сооружениях, водоводах, турбинах и генераторах считать постоянными.

**Задача № 5**

Определить суточный выход биогаза  $V_r$  в установке, утилизирующей навоз от  $n$  коров, мощность  $P$  устройства, использующего биогаз, и объём биогазогенератора  $V_b$ . Время цикла сбраживания  $t = 15$  суток при температуре  $t = 30^{\circ}\text{C}$ . Подача сухого сбраживаемого материала от одного животного идёт со скоростью  $m = 2 \text{ кг/сут}$ . Плотность сбраживаемого сухого материала  $\rho = 50 \text{ кг/м}^3$ . Выход биогаза на 1 кг сбраживаемого сухого материала при нормальных условиях и при расходе 5 кг сухой биомассы на 1 м<sup>3</sup> воды составляет  $v_2 = 0,3 \text{ м}^3/\text{кг}$ . Объёмная доля метана в биогазе составляет  $C_{\text{CH}_4} = 65\%$ , углекислого газа –  $C_{\text{CO}_2} = 35\%$ . КПД горелочного устройства  $\eta \%$ . Жидкая биомасса содержит  $W = 95\%$  воды. Теплота сгорания метана составляет  $Q_n^p = 35,82 \text{ МДж/м}^3$ .

**Задача № 6**

При известном изменении температуры грунта по направлению к земной поверхности (температурном градиенте)  $dT/dz$  определить температуру водоносного пласта  $t_{pl}$  перед началом его эксплуатации и количество пригодной для эксплуатации геотермальной энергии  $E_0$  водоносного пласта толщиной  $h$  км при глубине залегания  $z$  км, если заданы характеристики породы пласта: плотность  $\rho_{rp} = 2700 \text{ кг/м}^3$ ; пористость  $\alpha = 5\%$ ; удельная теплоёмкость  $C_{rp} = 0,84 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К)}$ . Температуру поверхности Земли принять равной  $t_{pz} = 10^{\circ}\text{C}$ . Удельная теплоёмкость воды  $C_w = 4,2 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К)}$ . Плотность воды  $\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3$ . Расчёт вести по отношению к площади поверхности  $F = 1 \text{ км}^2$ . Минимально допустимая температура, при которой можно использовать тепловую энергию пласта, равна  $t_1 = 40^{\circ}\text{C}$ .

**Задача № 7**

Определить действительный КПД  $\eta_d$  и необходимый расход тёплой воды  $Q$  океанской термальной электростанции, работающей по замкнутому циклу, мощностью  $P$  при температуре тёплой воды на

поверхности океана  $t_1 = 0^{\circ}\text{C}$  и холодной на глубине  $t_2 = 4^{\circ}\text{C}$ . Плотность воды  $\rho_b = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ , удельная теплоёмкость воды  $C_b = 4,2 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$ . В качестве рабочего тела предполагается использование легкокипящих веществ (фреон, аммиак и т.п.).

Продолжение таблицы 11.1

Вариант	Номер задач								
	Задача № 4		Задача № 5		Задача № 6			Задача № 7	
	n	m, %	n	η, %	h, км	z, км	dT/dz, $^{\circ}\text{C}/\text{км}$	P, МВт	$t_1, ^{\circ}\text{C}$
0	2,2	40	25	60	0,8	4	60	6	20
1	1,5	55	30	65	0,7	3	75	5	30
2	2	60	35	55	0,6	2	65	7	25
3	1,7	57	40	58	0,5	4,5	45	8	28
4	1,9	52	45	57	0,9	3,5	70	9	21
5	2,5	40	20	50	0,95	3,2	60	10	22
6	2,5	35	50	52	0,85	2,8	72	1	23
7	1,8	56	28	63	0,75	4,1	64	2	24
8	2,3	45	33	48	0,65	3,3	77	3	26
9	2,4	41	42	56	0,55	2,9	69	4	26
10	1,6	60	38	62	0,92	2,7	55	6,5	28
11	2,6	37	29	57	0,82	3,1	54	5,5	29
12	2,7	38	48	51	0,72	3,9	53	7,5	27
13	1,8	50	36	65	0,62	2,6	52	8,5	26
14	1,7	48	46	48	0,52	2,5	51	1,5	24
15	1,5	49	26	58	0,78	3,4	50	2,5	23
16	2,2	44	37	49	0,88	4,2	59	3,5	21
17	2,3	51	44	58	0,76	4,3	58	4,5	25
18	1,9	48	39	63	0,66	4,4	68	5,5	27

## 12. Пример выполнения расчетно-графического задания

### Задача № 1

**Исходные данные:**  $V_b = 12 \text{ В}$ ;  $Q_b = 55 \text{ А}\cdot\text{ч}$ ;  $\eta_a = 0,8$ ;  $\tau_n = 3 \text{ ч}$ ;  $I_n = 6 \text{ А}$ ;  $V_o = 0,5 \text{ В}$ ;  $\tau_o = 3 \text{ ч}$ ;  $\gamma = 2 \cdot 10^{-2} \text{ А}/\text{см}^2$ .

Определить: Какой должна быть фотоэлектрическая энергетическая система, содержащая кремниевые солнечные элементы, чтобы заряжать аккумуляторную батарею? Как будет собрана электрическая цепь?

**Решение.** Задача посвящена использованию фотоэлектрического метода для прямого преобразования солнечной энергии в электрическую. Для того, чтобы зарядить аккумуляторную батарею до 12 В, солнечные элементы должны давать напряжение 15 В. Так как напряжение на одном элементе при пиковой нагрузке  $V_o = 0,5 \text{ В}$ , то, чтобы обеспечить напряжение 15 В, требуется последовательное соединение  $15 \text{ В}/0,5 \text{ В} = 30$  солнечных элементов. Каждый вечер расходуется

$$Q_n = I_n \cdot \tau_n = 6 \text{ А} \cdot 3 \text{ ч} = 18 \text{ А}\cdot\text{ч} \quad (1.1)$$

электроэнергии, поэтому от солнечных элементов требуется ежедневно:

$$Q_{ce} = Q_n / \eta_a = 18 \text{ А}\cdot\text{ч}/0,8 = 22,5 \text{ А}\cdot\text{ч}.$$

Так как фотоэлементы освещены Солнцем каждый день в течение  $\tau_o = 3$  часов, то требуемый ток заряда  $I_3$  аккумуляторной батареи составит:

$$I_3 = Q_{ce} / \tau_o = 22,5 \text{ А}\cdot\text{ч} / 3 \text{ ч} = 7,5 \text{ А}. \quad (1.2)$$

При последовательном соединении солнечных элементов такой ток может быть получен с площади:

$$S = I_3 / \gamma = 7,5 \text{ А} / 2 \cdot 10^{-2} \text{ А}/\text{см}^2 = 375 \text{ см}^2. \quad (1.3)$$

Тогда на каждый из 30 солнечных элементов приходится площадь:

$$S_{ce} = S / 30 = 375 \text{ см}^2 / 30 = 12,5 \text{ см}^2. \quad (1.4)$$

Радиус каждого солнечного элемента:

$$r_{ce} = \sqrt{(S_{ce}/\pi)} = \sqrt{(12,5 \text{ см}^2 / 3,14)} \approx 2 \text{ см}. \quad (1.5)$$

**Ответ.** Таким образом, последовательно соединённых 30 солнечных элементов радиусом 2 см каждый достаточно для зарядки батареи в условиях предполагаемого в задаче радиационного потока.

## Задача № 2

**Исходные данные:**  $t_r = 70^{\circ}\text{C}$ ;  $t_x = 50^{\circ}\text{C}$ ;  $m = 1 \text{ кг/с}$ ;  $\eta_k = 40\%$ ;  $I_k = 20 \text{ МДж/м}^2 \cdot \text{день} = 20000 \text{ кДж/м}^2 \cdot \text{день}$ ;  $c = 4,2 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К)}$ .

Определить: Какая требуется минимальная площадь коллектора солнечной энергии?

**Решение.** Задача посвящена использованию солнечного излучения как источника тепловой энергии. Показателем эффективности коллектора солнечной энергии является его коэффициент полезного действия, равный отношению теплопроизводительности коллектора к количеству солнечной энергии, поступающей на коллектор:

$$\eta_k = Q_k / (I_k A), \quad (2.1)$$

где  $Q_k$  – теплопроизводительность коллектора солнечной энергии;

$I_k$  – количество солнечной энергии, поступающей на  $1 \text{ м}^2$  площади поверхности коллектора солнечной энергии;

$A$  – площадь поверхности коллектора солнечной энергии.

Поток тепла от приёмника солнечного излучения к теплоносителю (теплопроизводительность коллектора) определяется соотношением:

$$Q_k = mc(T_r - T_x), \quad (2.2)$$

где  $m$  – массовый расход воды;

$c$  – удельная теплоемкость воды;

$T_x$  и  $T_r$  – соответственно температура входящей и выходящей из коллектора воды;

Подставив (2.2) в (2.1) получим:

$$A = Q_k / (I_k \eta_k) = mc(T_r - T_x) / (I_k \eta_k). \quad (2.3)$$

Подставив в (2.3) численные значения входящих величин с учётом того, что за восьмичасовой рабочий день расход воды через коллектор составит  $m = 1 \text{ кг/с} = 1 \cdot 8 \cdot 3600 = 28800 \text{ кг/день}$ , получим:

$$A = 28800 \text{ кг/день} \cdot 4,2 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К})(70 - 50)\text{К} / (20000 \text{ кДж/м}^2 \cdot \text{день} \cdot 0,4) \approx \approx 300 \text{ м}^2.$$

**Ответ.** Минимальная площадь плоского коллектора солнечной энергии для заданных условий составляет  $A_{\min} = 300 \text{ м}^2$ .

**Задача № 3**

**Исходные данные:**  $t_0 = 0^{\circ}\text{C}$ ;  $p_0 = 1,013 \cdot 10^5 \text{ Па}$ ;  $P_{\text{вк}} = 10 \text{ кВт}$ ;  $V = 10 \text{ м/с}$ ;  $Z = 4$ ;  $\xi = 0,48$ .

Определить: Диаметр ветроколеса и частоту его вращения.

**Решение.** Задача посвящена преобразованию кинетической энергии ветрового потока в энергию вращения ветроколеса. Мощность, развивающаяся на валу ветроколеса, зависит от его диаметра, формы и профиля лопастей и практически не зависит от их числа:

$$P_{\text{вк}} = M \cdot \omega = 0,3925 \cdot 10^{-3} \cdot \rho D^2 V^3 \xi, \quad (3.1)$$

где  $P_{\text{вк}}$  – мощность на валу ветроколеса, кВт;

$\rho$  - плотность воздуха,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$V$  - скорость ветра,  $\text{м}/\text{с}$ ;

$D$  – диаметр ветроколеса, м;

$\xi$  – коэффициент использования энергии ветра;

$M$  – момент, развиваемый ветродвигателем;

$\omega$  – частота вращения ветроколеса.

Из уравнения (3.1) находим диаметр ветроколеса:

$$D = \sqrt{2548 \cdot P_{\text{вк}} / (\rho V^3 \xi)}. \quad (3.2)$$

При параметрах окружающей среды  $t_0 = 0^{\circ}\text{C}$  и  $p_0 = 1,013 \cdot 10^5 \text{ Па}$  находим по теплотехническому справочнику плотность воздуха  $\rho = 1,293 \text{ кг}/\text{м}^3$ . Подставив в (3.2) численные значения входящих величин, получим:

$$D = \sqrt{2548 \cdot 10 / (1,293 \cdot 1000 \cdot 0,48)} = 6,41 \text{ м.}$$

Быстроходность ветроколеса оценивается числом модулей  $Z$ , равным отношению окружной скорости  $\omega D/2$  внешнего конца лопасти радиусом  $D/2$ , вращающейся с частотой  $\omega$ , к скорости  $V$  ветра:

$$Z = \omega D / (2V). \quad (3.3)$$

Из (3.3) получим:

$$\omega = 2VZ/D = 2 \cdot 10 \cdot 4 / 6,41 = 12,48 \text{ рад/с.}$$

**Ответ.** Диаметр ветроколеса при заданных условиях равен  $D = 6,41 \text{ м}$ , а частоту его вращения -  $\omega = 12,48 \text{ рад/с.}$

**Задача № 4**

**Исходные данные:**  $H_{зас} = H_{ном}/2$ ;  $Q_{зас} = (1 - 50 \cdot 10^{-2})Q_{ном}$ ;  $\eta_{гэс} = \text{const}$ .

Определить: Изменение мощности малой гидроэлектростанции, т. е. определить  $P_{ном}/P_{зас}$  при колебаниях расхода воды и напора.

**Решение.** Задача посвящена преобразованию энергии падающей воды в механическую энергию вращающейся гидротурбины. Мощность гидроэлектростанции определяется по формуле:

$$(4.1) \quad P = \rho \cdot Q \cdot g \cdot H \cdot \eta_{гэс},$$

где  $\rho$  – плотность воды,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$Q$  – объемный расход воды в единицу времени,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м}/\text{с}^2$ ;

$H$  – высота падения жидкости (напор), м;

$\eta_{гэс}$  – КПД гидроэлектростанции, учитывающий потери в гидравлических сооружениях, водоводах, турбинах, генераторах. Для малых гидроэлектростанций  $\eta_{гэс} \approx 0,5$ .

Используя уравнение (4.1), найдём изменение мощности малой гидроэлектростанции при колебаниях расхода воды и напора:

$$\begin{aligned} P_{ном}/P_{зас} &= \rho \cdot Q_{ном} \cdot g \cdot H_{ном} \cdot \eta_{гэс} / \rho \cdot Q_{зас} \cdot g \cdot H_{зас} \cdot \eta_{гэс} = \\ &= Q_{ном} \cdot H_{ном} / [(1 - 50 \cdot 10^{-2})Q_{ном} \cdot H_{ном}/2] = 2/0,5 = 4. \end{aligned}$$

**Ответ.** Мощность малой гидроэлектростанции уменьшится в засушливый период в 4-е раза при заданных условиях.

**Задача № 5**

**Исходные данные:**  $\pi = 20$ ;  $\tau = 15$  сут;  $t = 30^{\circ}\text{C}$ ;  $m = 2 \text{ кг}/\text{сут}$ ;  $V_g = 0,3 \text{ м}^3/\text{кг}$ ;  $C_{CH_4} = 65\%$ ;  $C_{CO_2} = 35\%$ ;  $\rho = 50 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;  $Q_h^p = 35,82 \text{ МДж}/\text{м}^3$ ,  $\eta = 65\%$ .

Определить: Суточный выход биогаза в метантенке, тепловую мощность устройства, использующего биогаз и объём биогазогенератора.,

**Решение.** Задача посвящена преобразованию энергии биомассы в биогаз. Суточный выход сухого материала от 20 коров для сбраживания

в метантенке определяется по формуле:

$$m_{\text{сух}} = m \cdot n = 2 \text{ кг/сут} \cdot 20 = 40 \text{ кг/сут.} \quad (5.1)$$

Выход биогаза при полном разложении (сбраживании):

$$V_r = v_e \cdot m_{\text{сух}} = 0,3 \text{ м}^3/\text{кг} \cdot 40 \text{ кг/сутки} = 12 \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (5.2)$$

Энергия биогаза, вырабатываемая на протяжении суток:

$$\begin{aligned} Q_{\text{бт}} &= V_r \cdot Q_h^p \cdot C_{\text{CH}_4} \cdot 10^{-2} = \\ &12 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot 35,82 \text{ МДж/м}^3 \cdot 65 \cdot 10^{-2} = 279,4 \text{ МДж/сут.} \end{aligned} \quad (5.3)$$

Мощность устройства, использующего биогаз:

$$P = \eta \cdot 10^{-2} \cdot Q_{\text{бт}} = 65 \cdot 10^{-2} \cdot 279,4 \text{ МДж/сут} = 181,6 \text{ МДж/сут.} \quad (5.4)$$

Масса влажного материала, подаваемого в метантенк на сбраживание:

$$m_{\text{вл}} = m_{\text{сух}} [100/(100 - W)] = 40 \text{ кг/сут} [100/(100 - 95)] = 800 \text{ кг/сут.} \quad (5.5)$$

Объём биогазогенератора при полной загрузке:

$$V_6 = m_{\text{вл}} / (\tau_{\text{сут}} \cdot \rho_m), \quad (5.6)$$

где  $\tau_{\text{сут}}$  – число загрузки метантенка за сутки;

$\rho_m$  – плотность жидкой массы в метантенке.

При однократной загрузке метантенка за 15 суток и плотности жидкой массы в метантенке, практически равной плотности воды  $\rho_m = 1000 \text{ кг/м}^3$  (так как влажность жидкой массы равна 95%), получим:

$$V_6 = 800 \text{ кг/сут} / (1000 \text{ кг/м}^3 / 15 \text{ сут}) = 12 \text{ м}^3. \quad (5.7)$$

**Ответ.** Суточный выход биогаза в метантенке составляет  $12 \text{ м}^3/\text{сут}$ ; тепловая мощность устройства, использующего биогаз равна  $181,6 \text{ МДж/сут}$ ; объём биогазогенератора –  $12 \text{ м}^3$ .

## Задача № 6

**Исходные данные:**  $dT/dz = 60 \text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$ ;  $h = 0,6 \text{ км}$ ;  $z = 3 \text{ км}$ ;  $\rho_{\text{тр}} = 2700 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;  $\alpha = 5\%$ ;  $C_{\text{тр}} = 0,84 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$ ;  $t_{\text{пз}} = 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $C_{\text{в}} = 4,2 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$ ;  $\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;  $F = 1 \text{ км}^2$ ;  $t_1 = 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Определить: Температуру водоносного пласта перед началом его эксплуатации и количество пригодной для эксплуатации геотермальной энергии водоносного пласта

**Решение.** Задача посвящена использованию геотермальной энергии, сосредоточенной в естественных водоносных горизонтах. Температура водоносного пласта перед началом его эксплуатации определяется по формуле:

$$t_{\text{пл}} = t_{\text{пз}} + (dT/dz) \cdot z = 10 \text{ }^{\circ}\text{C} + 60 \text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км} \cdot 3 \text{ км} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}. \quad (6.1)$$

Теплоёмкость водоносного пласта определяется из выражения:

$$\begin{aligned} C_{\text{пл}} &= [\alpha \cdot 10^{-2} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot C_{\text{в}} + (1 - \alpha \cdot 10^{-2}) \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot C_{\text{тр}}] \cdot h \cdot F = \\ &= [5 \cdot 10^{-2} \cdot 1000 \text{ кг}/\text{м}^3 \cdot 4,2 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К}) + \\ &+ (1 - 5 \cdot 10^{-2}) \cdot 2700 \text{ кг}/\text{м}^3 \cdot 0,84 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К})] \cdot 600 \text{ м} \cdot 10^6 \text{ м}^2 = \\ &= 1,42 \cdot 10^{12} \text{ кДж}/\text{К} = 1,42 \cdot 10^9 \text{ МДж}/\text{К}. \end{aligned} \quad (6.2)$$

Количество пригодной для эксплуатации геотермальной энергии водоносного пласта определяется по формуле:

$$E_o = C_{\text{пл}} \cdot (t_{\text{пл}} - t_1) = 1,42 \cdot 10^9 \text{ МДж}/\text{К} \cdot (70 - 40) \text{ К} = 4,26 \cdot 10^{10} \text{ МДж}. \quad (6.3)$$

**Ответ.** Температура водоносного пласта равна  $70 \text{ }^{\circ}\text{C}$ , количество пригодной для эксплуатации геотермальной энергии -  $4,26 \cdot 10^{10} \text{ МДж}$ .

### Задача № 7

**Исходные данные:**  $P = 5 \text{ МВт}$ ;  $t_1 = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $t_2 = 4 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;  $C_{\text{в}} = 4,2 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$ .

Определить: Действительный КПД и необходимый расход воды океанской термальной электростанции

**Решение.** Задача посвящена использованию тепловой энергии океана для получения электроэнергии на океанской термальной электростанции, работающей по циклу Ренкина.

Мощность  $P$ , отдаваемая тёплой водой в идеальной системе, в предположении, что теплообменник также идеальный, определится по формуле:

$$P_o = \rho_b C_b Q \Delta T, \quad (7.1)$$

где  $\rho_b$  – плотность воды;

$C_b$  – удельная теплоёмкость воды;

$Q$  – объёмный расход тёплой воды;

$\Delta T = (T_1 - T_2)$  – разность температур между поверхностью и глубинами океана.

На основании второго закона термодинамики максимальная механическая мощность, которую можно получить от преобразования теплового потока:

$$P = \eta_k P_o, \quad (7.2)$$

где  $\eta_k = \Delta T / T_1$  – КПД идеальной тепловой машины, работающей при перепаде температур между  $T_1$  и  $T_2$ .

Безусловно, выход в случае реальной системы будет существенно ниже, чем  $P$ . Реальные тепловые машины работают не по циклу Карно, их цикл ближе к идеальному циклу паровой турбины Ренкина.

Согласно (7.1) и (7.2) идеальная механическая выходная мощность преобразователя тепловой энергии океана (океанской термальной электростанции) равна:

$$P = \rho_b C_b Q (\Delta T)^2 / T_1. \quad (7.3)$$

КПД идеальной тепловой машины для приведенных условий равен:

$$\eta_k = \Delta T / T_1 = (T_1 - T_2) / T_1 = (25 - 4) K / (273 + 25) K = 0,07 = 7\%. \quad (7.4)$$

Действительный КПД установки, работающей по циклу Ренкина, будет примерно вдвое меньше, т.е.  $\eta_d = 3,5\%$ .

Необходимый расход тёплой воды океанской термальной электростанции определим из (7.3):

$$\begin{aligned} Q &= PT_1 / \rho_b C_b (\Delta T)^2 = \\ &= 5000 \text{ кВт} \cdot (273 + 25) K / 1000 \text{ кг/m}^3 \cdot 4,2 \text{ кДж/(кг·К)} \cdot (25 - 4)^2 K^2 = \\ &= 0,804 \text{ м}^3/\text{с} = 2894,4 \text{ м}^3/\text{ч} \approx 2900 \text{ т/ч}. \end{aligned} \quad (7.5)$$

**Ответ.** Действительный КПД океанской термальной электростанции

равен 3,5%, а необходимый расход тёплой воды – 2900 т/ч.

## 13. Итоговые тесты для контроля знаний

1. Какая температура внешних неактивными слоёв Солнца?
  - 1) 10000 К;
  - 2) 5900 К;
  - 3) 3800 К.
2. Какая длина волны у видимого солнечного излучения?
  - 1)  $\lambda = 0,4 - 0,7 \text{ мкм}$ ;
  - 2)  $\lambda = 0,2 - 0,4 \text{ мкм}$ ;
  - 3)  $\lambda > 0,7 \text{ мкм}$ .
3. Из чего состоит поток поступающего на Землю солнечного излучения?
  - 1) как из прямого потока, так и из рассеянного атмосферой излучения;
  - 2) только из прямого потока;
  - 3) только из рассеянного атмосферой излучения.
4. Чему равна наибольшая интегральная плотность потока солнечного излучения, приходящего на Землю?
  - 1)  $E \approx 3 \text{ кВт/м}^2$ ;
  - 2)  $E \approx 2 \text{ кВт/м}^2$ ;
  - 3)  $E \approx 1 \text{ кВт/м}^2$ .
5. Чему равна энергия фотонов в максимуме спектрального распределения солнечного излучения?
  - 1)  $hv = 1,24/\lambda \approx 2 \text{ эВ}$ ;
  - 2)  $hv = 1,24/\lambda \approx 3 \text{ эВ}$ ;
  - 3)  $hv = 1,24/\lambda \approx 4 \text{ эВ}$ .
6. Сколько процентов общего годового энергопотребления расходуется на отопление, горячее водоснабжение и кондиционирование воздуха?
  - 1) 20 - 25%;
  - 2) 30 - 35%;
  - 3) 40 - 45%.
7. Какие способы использования солнечного излучения применяются для отопления?
  - 1) только активные;
  - 2) только пассивные;
  - 3) активные и пассивные.
8. До каких температур преобразовывает солнечное излучение в теплоту

плоский коллектор солнечной энергии?

- 1) до 300 °C;
- 2) до 200 °C;
- 3) до 100 °C.

9. Какой коэффициент поглощения солнечного излучения имеет слой селективного покрытия в плоских солнечных коллекторах?

- 1)  $\alpha_\lambda = 0,90 - 0,92$ ;
- 2)  $\alpha_\lambda = 0,94 - 0,96$ ;
- 3)  $\alpha_\lambda = 0,97 - 0,99$ .

10. Какое солнечное излучение улавливает плоский коллектор солнечной энергии?

- 1) только рассеянное;
- 2) прямое и рассеянное;
- 3) только прямое.

11. Чему равен диапазон типичных значений коэффициента теплопотерь плоского коллектора солнечной энергии?

- 1)  $K_k = 1,2 - 10 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ;
- 2)  $K_k = 0,6 - 1,0 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ;
- 3)  $K_k = 0,2 - 0,4 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ .

12. Чему равен средний годовой эксплуатационный КПД плоского коллектора солнечной энергии?

- 1) 10-20%;
- 2) 30-50%;
- 3) 60-90%.

13. Какая производительность солнечного оросителя типа «горячий ящик»?

- 1) 10-12 л/м<sup>2</sup>·сутки;
- 2) 6-9 л/м<sup>2</sup>·сутки;
- 3) 3-5 л/м<sup>2</sup>·сутки.

14. Как осуществляется движение теплоносителя (воздуха) в пассивных системах отопления?

- 1) за счёт вынужденного движения;
- 2) за счёт естественной конвекции;
- 3) за счёт вынужденного движения и естественной конвекции.

15. До какой температуры можно нагреть небольшой участок, на котором концентрируются солнечные лучи гелиоконцентраторами?

- 1) до 3600 °C;
- 2) до 2600 °C;
- 3) до 5600 °C.

16. На основе какого материала изготавливаются солнечные элементы?
- 1) на основе лития;
  - 2) на основе хрома;
  - 3) на основе кремния.
17. При освещении каким светом возникает фотоэлектрический эффект в солнечном элементе?
- 1) в видимой и ближней инфракрасной областях;
  - 2) в ультрафиолетовой и дальней инфракрасной областях;
  - 3) в ультрафиолетовой области.
18. Чему равен КПД современных промышленных фотопреобразователей?
- 1) 6 – 8%;
  - 2) 10 – 12%;
  - 3) 16 – 18%.
19. Какая ширина запрещённой зоны у арсенида галлия?
- 1)  $E_g = 1,43 \text{ эВ}$ ;
  - 2)  $E_g = 2,43 \text{ эВ}$ ;
  - 3)  $E_g = 3,43 \text{ эВ}$ .
20. Чему равен КПД лучших солнечных термоэлектрических генераторов?
- 1) около 10%;
  - 2) около 15%;
  - 3) около 20%.
21. В какое время года скорость ветра обычно выше?
- 1) в весенние месяцы;
  - 2) в летние месяцы;
  - 3) в зимние месяцы.
22. От чего зависит кинетическая энергия ветра?
- 1) от его массы и скорости;
  - 2) от его массы;
  - 3) от его скорости.
23. Какой может быть скорость потока за ветроколесом?
- 1) может быть любой;
  - 2) может быть равна нулю;
  - 3) не может быть равна нулю.
24. Чему равен коэффициент использования энергии ветра для лучших быстроходных ветродвигателей?
- 1)  $\xi = 0,38$ ;
  - 2)  $\xi = 0,48$ ;

3)  $\xi = 0,58$ .

25. Какие ветродвигатели получили преимущественное распространение?

- 1) карусельные, у которых ось ветроколеса вертикальна;
- 2) крыльчатые, у которых ось ветроколеса горизонтальна;
- 3) барабанные, у которых ось ветроколеса вертикальна.

26. Зависит ли мощность, развиваемая ветроколесом, от его диаметра?

- 1) не зависит;
- 2) не всегда зависит;
- 3) зависит.

27. Сколько электроэнергии производят гидроэлектростанции России?

- 1) 13%;
- 2) 23%;
- 3) 33%.

28. Какие гидроэнергетические агрегаты относят к малым ГЭС?

- 1) от 100 кВт до 10 МВт;
- 2) от 20 МВт до 30 МВт;
- 3) от 40 МВт до 50 МВт.

29. Какого значения достигает КПД гидротурбин?

- 1) 50%;
- 2) 70%;
- 3) 90%.

30. Как подводится вода к рабочему колесу в активных гидротурбинах?

- 1) через направляющий аппарат;
- 2) через сопла;
- 3) частично через направляющий аппарат, а частично – через сопла.

31. Когда целесообразно применять реактивные гидротурбины?

- 1) при больших напорах и небольших расходах воды в реке;
- 2) при больших напорах и больших расходах воды в реке;
- 3) при небольших напорах и больших расходах воды в реке.

32. В каких гидротурбинах может возникнуть кавитация?

- 1) в реактивных;
- 2) в активных;
- 3) в реативных и активных.

33. Какую долю потребляемой энергии обеспечивает биомасса?

- 1) 32%;
- 2) 22%;
- 3) 12%.

34. Какое количество твёрдых бытовых отходов образуется ежегодно в

России?

- 1) 40 млн т;
- 2) 60 млн т;
- 3) 80 млн т.

35. Сколько воды содержится в высушенной в течение нескольких лет древесине?

- 1) от 5 до 10% воды в клеточной структуре;
- 2) от 15 до 20% воды в клеточной структуре;
- 3) от 25 до 30% воды в клеточной структуре.

36. Какого размера делают древесные гранулы для сжигания в котлах?

- 1) 7–9 см в длину и около 3 см в диаметре;
- 2) 4–6 см в длину и около 2 см в диаметре;
- 3) 1–3 см в длину и около 1 см в диаметре.

37. Сколько тонн древесины требуется для производства 1 т древесного угля?

- 1) 4-10 т;
- 2) 2-3 т;
- 3) 1,5- 2 т.

38. Каких значений достигает КПД пиролиза в лучших установках?

- 1) 40-50%;
- 2) 60-70%;
- 3) 80-90%.

39. Сколько литров этилового спирта получают методом гидролиза из одной тонны древесного сырья?

- 1) 75 литров;
- 2) 175 литров;
- 3) 275 литров.

40. При какой концентрации этилового спирта погибают дрожжи?

- 1) выше 10%;
- 2) выше 15%;
- 3) выше 20%.

41. Сколько метана и углекислого газа содержится в биогазе?

- 1) в среднем 70% метана и 30% углекислого газа;
- 2) в среднем 60% метана и 40% углекислого газа;
- 3) в среднем 50% метана и 50% углекислого газа.

42. Чему равен КПД превращения энергии органических веществ в биогаз?

- 1) 40-50%;
- 2) 60-70%;

3) 80-90%.

43. Чему равен средний поток геотермального тепла через земную поверхность?

- 1) 0,06 Вт/м<sup>2</sup>;
- 2) 0,6 Вт/м<sup>2</sup>;
- 3) 6 Вт/м<sup>2</sup>.

44. Какой должна быть температура воды для отопления и горячего водоснабжения?

- 1) не ниже 50<sup>0</sup>C;
- 2) не ниже 60<sup>0</sup>C;
- 3) не ниже 70<sup>0</sup>C.

45. Какую долю котельно-печного топлива потребляют отопительные котельные?

- 1) более половины всего котельно-печного топлива;
- 2) менее половины всего котельно-печного топлива;
- 3) более трёх четвертей всего котельно-печного топлива.

46. Сколько потребляет энергии компрессор теплового насоса по сравнению с энергией, которую он подаёт в систему отопления?

- 1) потребляет в 1,5-2 раза меньше, чем подаёт;
- 2) потребляет в 3-5 раз меньше, чем подаёт;
- 3) потребляет в 6-7 раз меньше, чем подаёт.

47. Какие рабочие тела (хладагенты) наиболее распространены в тепловых насосах?

- 1) аммиак;
- 2) фреоны;
- 3) пропан.

48. Какая температура грунта постоянно держится на глубине более 15 метров?

- 1) 8-10<sup>0</sup>C;
- 2) 12-14<sup>0</sup>C;
- 3) 16-18<sup>0</sup>C.

49. Чему равен КПД преобразования энергии приливного течения в электрическую энергию?

- 1) 80%;
- 2) 60%;
- 3) 40%.

50. Во сколько раз удельная плотность энергии морских волн больше энергии ветра?

- 1) в 5 раз;

2) в 10 раз;

3) в 15 раз.

51. Как движется каждая частица жидкости в волне?

1) по синусоиде;

2) по эллипсу;

3) по окружности.

52. От чего зависит мощность, переносимая волнами?

1) прямо пропорциональна квадрату амплитуды и периоду;

2) обратно пропорциональна квадрату амплитуды и периоду;

3) обратно пропорциональна амплитуде и периоду.

53. При какой удельной мощности волн могут эффективно работать волновые станции?

1) около 60 кВт/м;

2) около 80 кВт/м;

3) около 100 кВт/м.

54. За счёт каких процессов прогреваются первые 10 м водной толщи, поглощающей солнечное излучение?

1) за счёт теплопроводности;

2) за счёт турбулентного перемешивания;

3) за счёт теплопроводности и турбулентного перемешивания.

55. Чему равна максимальная разность температур между поверхностными и придонными водами?

1) около 20  $^{\circ}\text{C}$ ;

2) около 30  $^{\circ}\text{C}$ ;

3) около 40  $^{\circ}\text{C}$ .

56. Какая температура воды подо льдом в Арктике?

1) +6 - +7  $^{\circ}\text{C}$ ;

2) +4 - +5  $^{\circ}\text{C}$ ;

3) +2 - +3  $^{\circ}\text{C}$ .

57. Чему равен максимальный теоретический КПД океанской термальной электростанции, работающей по замкнутому циклу?

1) 2-4%;

2) 5-9%;

3) 10-14%.

58. До каких глубин сказывается волновое движение в океане?

1) примерно до 10 м;

2) примерно до 15 м;

3) примерно до 20 м.

59. Какой способ получения водорода самый распространённый?

- 1) химические реакции;
  - 2) электролиз;
  - 3) термическое разложение воды.
60. За счёт чего ожидается повышение эффективности электролиза?
- 1) за счёт применения катализаторов;
  - 2) за счёт применения газогенераторов;
  - 3) за счёт применения газоанализаторов.
61. До какой температуры нагревают биомассу при термохимическом методе получения водорода?
- 1) до 150-400  $^{\circ}\text{C}$ ;
  - 2) до 500-800  $^{\circ}\text{C}$ ;
  - 3) до 850-900  $^{\circ}\text{C}$ .
62. При какой температуре водород может быть сжижен?
- 1) при 40 К;
  - 2) при 30 К;
  - 3) при 20 К.
63. Подпадает ли под ограничения второго закона термодинамики эффективность топливных элементов?
- 1) всегда подпадает;
  - 2) иногда подпадает;
  - 3) не подпадает.
64. Какие вещества используют в своей работе топливные элементы?
- 1) водород и кислород;
  - 2) пропан и кислород;
  - 3) этилен и кислород.
65. Из какого внешнего источника топлива выделяют водород при использовании топливных элементов на транспорте?
- 1) из этанола;
  - 2) из метанола;
  - 3) из сахарозы.
66. Какие вещества являются продуктами работы топливного элемента?
- 1) тепло и углекислый газ;
  - 2) только тепло;
  - 3) тепло и вода.
67. Какое напряжение возникает на отдельном топливном элементе?
- 1) не превышает 1,1 вольта;
  - 2) не превышает 2,1 вольта;
  - 3) не превышает 3,1 вольта.
68. Что выступает в роли источника водорода в теле человека и

животных?

- 1) вода;
- 2) воздух;
- 3) пища.

69. Чему равен КПД топливных элементов с ионообменной мембраной?

- 1) 20-30%;
- 2) 40-50%;
- 3) 60-70%.

70. Какую рабочую температуру имеют топливные элементы с твёрдым электролитом (SOFC)?

- 1) от 800 до 1000  $^{\circ}\text{C}$ ;
- 2) от 600 до 700  $^{\circ}\text{C}$ ;
- 3) от 400 до 500  $^{\circ}\text{C}$ .

## 14. Экзаменационные вопросы

1. Характеристика ультрафиолетового, видимого и инфракрасного излучения.
2. Спектральное распределение солнечного излучения.
3. Уство и работа плоского коллектора солнечной энергии.
4. Уство и работа солнечной водонагревательной установки с принудительной циркуляцией.
5. Уство и работа солнечной сушильной установки.
6. Уство и работа солнечного дистиллятора.
7. Работа пассивных устройств при использовании солнечного тепла для отопления домов.
8. Характеристика и применение гелиоконцентраторов.
9. Уство и работа солнечной электростанции.
10. Уство и работа солнечного элемента с р-п переходом.
11. Преимущества и недостатки фотоэлектрических преобразователей.
12. Принцип действия солнечного термоэлектрического генератора.
13. Уство и работа солнечной термоэмиссионной установки.
14. Мощность воздушного потока, проходящего через ветроколесо.
15. Почему в механическую работу можно превратить только часть энергии потока, протекающего через ветроколесо?
16. Уство и работа ветроэнергетической установки.
17. Потенциальные источники энергии для малой гидроэнергетики.
18. В каких случаях применяют и как работает активная гидротурбина?
19. В каких случаях применяют и как работает реактивная гидротурбина?
20. Почему в реактивных гидротурбинах может возникнуть кавитация?
21. Уство типичной гидроэлектростанции.
22. Химический состав биомассы.
23. Виды биомассы, используемые в качестве источника энергии.
24. Типы котлов с автоматической подачей для щепы и гранул.
25. Процесс получения древесного угля с помощью пиролиза.
26. Химические реакции окисления углерода при газификации биотоплив.
27. Процесс образования горючего газа в газогенераторе.
28. Гидролиз растительных материалов.

29. Опишите процесс спиртовой ферментации.
30. Получение метана из органических отходов при анаэробном сбраживании.
31. Источники геотермальной энергии.
32. Как работает геотермальная электростанция с конденсационной турбиной?
33. Как работает геотермальная электростанция с бинарным циклом?
34. Как работает система геотермального теплоснабжения с теплообменниками?
35. Какие естественные и искусственные источники низкопотенциального тепла могут быть использованы для отопления и горячего водоснабжения?
36. Устройство и принцип действия теплового насоса.
37. Почему для тепловых насосов подбирают рабочие тела, изменяющие агрегатное состояние при необходимых температурах и давлениях?
38. Каким образом тепловой насос может снабжать холодом систему кондиционирования?
39. Какие способы применяют для прокладки труб в земле, если она служит источником тепла для тепловых насосов?
40. Как осуществляется прокладка труб при использовании тепловых насосов с горизонтальным коллектором?
41. Опишите схему отопления при использовании тепловыми насосами тепла водоёмов.
42. Причины возникновения приливов.
43. Как работает однобассейновая приливная электростанция двустороннего действия?
44. Какую часть мощности волнения можно преобразовать в механическую энергию?
45. Опишите работу волновой установки с пневматическим преобразователем.
46. Как работает промышленная волновая электростанция в Португалии?
47. Приведите и объясните схему океанской термальной электростанции, работающей по замкнутому циклу.
48. Приведите и объясните схему океанской термальной электростанции, работающей по открытому циклу Клода.
49. Приведите и объясните схему арктической океанской термальной электростанции, работающей на перепаде температур океан-атмосфера.

50. Приведите и объясните схему океанской термальной электростанции с прямым преобразованием тепловой энергии в электрическую.
51. Какими способами производится водород?
52. Как работает топливный элемент?
53. Какие применяются типы топливных элементов?
54. Где могут использоваться топливные элементы?
55. Почему топливные элементы являются самыми эффективными преобразователями водорода?
56. Перечислите преимущества топливных элементов по сравнению с другими источниками энергии.

## Список рекомендуемой литературы

1. Гужулов Э.П., Горюнов В.Н., Лаптий А.П. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии: Монография. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2004. – 272 с.
2. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии: Пер. с англ.- М.: Энергоатомиздат, 1990. – 392 с.
3. Васильев Ю.С., Хрисанов Н.И. Экология использования возобновляющихся энергоисточников. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1991. – 343 с.
4. Системы солнечного тепло- и хладоснабжения /Р.Р. Авезов, М.А. Барский-Зорин, И.М. Васильева и др.; Под ред. Э.В. Сарнацкого и С.А. Чистовича. - М.: Стройиздат, 1990. – 328 с.
5. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 200 с.
6. Вымороков Б.М. Геотермальные электростанции. – М.-Л.: Энергия, 1966. – 112 с.
7. Геотермальное теплоснабжение /А.Г. Гаджиев, Ю.Н. Султанов, П.Н. Ригер и др. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 120 с.
8. Малая гидроэнергетика /Под ред. Б.Н. Фельдмана. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 180 с.
9. Биомасса - как источник энергии Под ред. С. Соуфера, О. Зaborски. Пер. с англ. – М.: Мир, 1985. – 368 с.
10. Рей Д., Макмайл Д. Тепловые насосы: Пер. с англ. – М.: Энергоиздат, 1982. – 224 с.
11. Бартош Е.Т. Тепловые насосы в энергетике железнодорожного транспорта. – М.: Транспорт, 1985. – 280 с.
12. Бернштейн Л.Б., Силаков В.Н., Гульфер С.П. и др. Приливные электростанции. – М.: Энергоиздат, 1987. – 296 с.
13. Андрющенко А.И. Основы термодинамики циклов теплоэнергетических установок: Учеб. пособие для вузов. – М.: Высшая школа, 1985. – 319 с.
14. Коробков В.А. Преобразование энергии океана. – Л.: Судостроение, 1986. – 280 с.
15. Сичкарёв В.И., Акуличев В.А. Волновые энергетические станции в океане. – М.: Наука, 1989. – 132 с.
16. Мак-Кормик М. Преобразование энергии волн: Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 137 с.
17. Бокрис Дж.О'М., Везироглу Т.Н., Смит Д.Л. Солнечно-

водородная энергия. Сила, способная спасти мир / Пер. с англ. Д.О. Дуникова. - М.: Издательство М ЭИ , 2002. – 164 с.

18. Андреев В.М., Грилихес В.А., Румянцев В. Д. Фотоэлектрическое преобразование концентрированного солнечного излучения. – Л.: Наука, 1989. – 310 с.

19. Перспективы и проблемы развития водородной энергетики и топливных элементов. Горно-металлургическая компания «Норильский никель». – [www.nornik.ru/\\_upload/listrec\\_land/031110\\_Presentation\\_cells\\_1\(2\).pdf](http://www.nornik.ru/_upload/listrec_land/031110_Presentation_cells_1(2).pdf)

20. Водородная энергетика и топливные элементы. Заключительный отчёт экспертной группы Европейской комиссии.–Брюссель, 2003.–36 с. [www.europa.eu.int/comm./energy\\_transport/en/cut\\_en.html](http://www.europa.eu.int/comm./energy_transport/en/cut_en.html).

21. Берман Э. Геотермальная энергия: Пер. с англ. – М.: Мир, 1978. – 416 с.

# Оглавление

Введение .....	3
1. Солнечная энергия .....	9
1.1. Общая характеристика солнечного излучения .....	9
1.2. Использование солнечного излучения как источника тепловой энергии .....	13
1.2.1. Системы солнечного теплоснабжения .....	13
1.2.2. Солнечные электростанции .....	26
1.3. Прямые методы преобразования солнечной энергии в электрическую .....	28
1.3.1. Фотоэлектрический метод .....	28
1.3.2. Термоэлектрический и термоэмиссионный методы .....	33
2. Энергия ветра .....	38
2.1. Краткие сведения об энергии ветра .....	38
2.2. Ветроэнергетические установки. Ветродвигатели .....	41
3. Малая гидроэнергетика .....	49
3.1. Состояние и развитие малой гидроэнергетики .....	49
3.2. Гидротурбины .....	52
3.3. Гидроэлектростанции .....	61
4. Энергия биомассы .....	66
4.1. Особенности ресурсов .....	66
4.2. Технологии получения энергии из биомассы .....	69
4.2.1. Сжигание биотоплива для получения тепла .....	70
4.2.2. Пиролиз и газификация растительных материалов .....	77
4.2.3. Гидролиз растительных материалов .....	81
4.2.4. Спиртовая ферментация (брожение) .....	83
4.2.5. Получение биогаза путём анаэробного сбраживания .....	85
5. Геотермальная энергия .....	92
5.1. Распространение ресурсов .....	92
5.2. Состояние геотермальной энергетики в России .....	95
5.3. Геотермальные электростанции .....	98
5.4. Системы геотермального теплоснабжения .....	104
6. Использование низкопотенциального тепла в сочетании с тепловыми насосами .....	109
6.1. Характеристика ресурсов .....	109
6.2. Принцип действия и рабочие тела тепловых насосов .....	113
6.3. Способы сбора низкопотенциального тепла тепловыми насосами .....	119
7. Энергия приливов .....	127

7.1. Общие сведения о приливах.....	127
7.2. Приливные электростанции.....	131
8. Энергия волн.....	139
8.1. Основы преобразования энергии волн.....	139
8.2. Устройства для преобразования энергии волн.....	143
9. Тепловая энергия океана.....	149
9.1. Общие сведения.....	149
9.2. Преобразователи тепловой энергии океана.....	157
10. Водородная энергетика и топливные элементы.....	163
11. Методические указания для выполнения расчёто- графического задания.....	186
12. Пример выполнения расчёто-графического задания.....	191
13. Итоговые тесты для контроля знаний.....	198
14. Экзаменационные вопросы.....	207
Список рекомендуемой литературы.....	210
Оглавление.....	212

Учебное издание

**Кравченко Евгений Андреевич**

**НЕТРАДИЦИОННЫЕ И  
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ  
ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

Учебное пособие для студентов заочной формы обучения  
с применением дистанционных технологий специальности  
140105- Энергетика теплотехнологий

Подписано в печать                   Формат 60x84/16 Усл.печ.л.   Уч.-изд.л.  
Тираж   экз.                           Заказ                                   Цена  
Отпечатано в Белгородском государственном технологическом  
университете им. В.Г. Шухова  
308012, г. Белгород, ул. Костюкова, 46