

**МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РФ
ФГБОУ ВО "БРЯНСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ"**

Кафедра систем энергообеспечения

Общая энергетика

Учебно-методическое пособие
для выполнения практических работ по дисциплине «Общая энергетика»
для студентов очной и заочной форм обучения

Направления 13.03.02- Электроэнергетика и электротехника
Квалификация бакалавр

Брянск 2015

УДК 621.319
ББК 31.2
М 90

Маркарянц Л.М. Общая энергетика: Учебно-методическое пособие для выполнения практических работ/ Маркарянц Л.М., Грунтович Н.В., Кирдищев Д.В. – Брянск: Издательство Брянского ГАУ, 2015.-90с.

Содержание учебно-методического пособия позволяет студентам подготовиться к выполнению практических работ, использовать приведенные теоретические сведения для проектирования.

Рецензент: д.т.н., профессор Погоньшев В.А.

Рекомендовано методической комиссией факультета энергетике и природопользования Брянского ГАУ, протокол №1 от 16.09.2015г.

© Брянский ГАУ, 2015
© Маркарянц Л.М., 2015
© Грунтович Н. В., 2015
© Кирдищев Д. В., 2015

СОДЕРЖАНИЕ

1.ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МАЛЫХ ГЭС. ТЕОРИЯ ПРИМЕНЕНИЯ МАЛЫХ ГЭС.....	4
1.1 Исходные гидрологические данные для гидроэнергетических расчетов.....	5
1.2 Гидроэнергетический потенциал малых рек.....	8
1.3 Гидроэнергетические ресурсы водохранилищ неэнергетического назначения.....	12
1.4 Проектирование малых ГЭС.....	13
1.5 Основные схемы использования водной энергии.....	13
1.6 Определение основных параметров малых ГЭС.....	18
2. МЕТОДИКА ВЫБОРА И РАСЧЁТА ВЭС.....	23
2.1. Методика выбора ветроэнергетической установки.....	23
2.2. Энергетические показатели использования ветроустановки.....	26
3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОРЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ.....	29
3.1. Источники информации по результатам измерения скорости ветра.....	29
3.2. Определение параметров распределения скоростей ветра	32
3.3. Измерение скорости ветра в зависимости от масштаба класса открытости местности.....	34
3.4. Требования к выбору мест размещения ВЭУ.....	37
3.5. Расчет выработки энергии ВЭУ с использованием данных наблюдений за скоростью ветра на метеостанциях.....	38
4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ГЕЛИОУСТАНОВОК.....	40
4.1 Оценка энергетических показателей системы горячего Водоснабжения.....	47
5 ВИДЫ СОЛНЕЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ.....	50
5.1 Типы солнечных коллекторов для систем отопления.....	50
5.2 Жидкостные коллекторы.....	52
5.3 Воздушные коллекторы	72
5.4 Солнечный пруд	83
5.5 Плавающий коллектор.....	85
5.6 Солнечный коллектор с пирамидальной оптической системой	89

1.ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МАЛЫХ ГЭС. ТЕОРИЯ ПРИМЕНЕНИЯ МАЛЫХ ГЭС

Текущая в естественных условиях вода в реке обладает энергией. Поскольку под влиянием солнечной энергии происходит непрерывный круговорот воды в природе (испарение – осадки – испарение), то гидроэнергетические ресурсы относятся к ресурсам возобновляемым.

В России, как и в других странах, гидроэнергетика основывается на достаточно богатом опыте исследования и использования энергии крупных рек. Исчерпание возможностей освоения крупных водотоков заставило обратить внимание на так называемую малую гидроэнергетику. К этой области гидроэнергетики, имеющей свои технические особенности, относятся ГЭС малой мощности – малые ГЭС, эксплуатирующие сток малых, средних и верховья крупных рек.

В настоящее время единых критериев причисления ГЭС к категории малых не существует. В Австрии, Испании, Индии, Франции, Германии, Канаде, КНР к малым ГЭС относят электростанции мощностью до 5 МВт; в Италии, Норвегии Швейцарии, Венесуэле – до 1...1,5 МВт; в США – до 30 МВт; в России – 25...30 МВт. Некоторые заводы-изготовители определяют малые ГЭС по диаметру рабочего колеса гидротурбины (в нашей стране – до 3 м). По величине используемого напора малые ГЭС можно подразделить на три категории: низконапорные (напор менее 20 м); средненапорные (20...75 м); высоконапорные (свыше 75 м).

Наибольшее распространение получила классификация ООН, подразделяющая малые ГЭС по мощности: микроГЭС – мощностью до 100 кВт, миниГЭС – от 0,1 до 1 МВт и малые ГЭС – от 1 до 10 МВт.

Широкое применение малые ГЭС могут найти для обеспечения электроэнергией изолированных от энергосистемы (или требующих резервирования) потребителей. Параллельная работа маломощного гидроагрегата с энер-

госистемой не вызывает технической сложности, так как в этом случае энергосистема автоматически поддерживает напряжение и частоту тока генератора малой ГЭС на требуемом уровне. Иногда целесообразно применение малой ГЭС в комплексе с ветро-, гелиоустановкой и другими энергоисточниками.

Кроме того, гидравлические турбины небольшой мощности могут выступить в качестве самостоятельных приводов различных механических машин (мельниц, насосов и т.д.).

1.1 Исходные гидрологические данные для гидроэнергетических расчетов

Изучением водоемов земной поверхности занимается наука, называемая гидрологией суши. Сюда составной частью входят гидрология рек, задачей которой является изучение режима рек.

Гидрологической основой гидроэнергетики так же, как и всех водохозяйственных и гидроэнергетических расчетов, являются прежде всего данные о режиме стока, определяемом соответствующими характеристиками. Ниже рассмотрены основные характеристики параметров и режима поверхностных водотоков.

Часть осадков, выпавших на сушу, испаряется, часть стекает в пониженные места в виде ручьев и рек (поверхностный сток) или в виде подземного (грунтового) стока. Площадь, с которой осуществляется сток в данную реку, называется водосборным бассейном этой реки. Линия, отделяющая один бассейн от другого, называется водоразделом.

Сток реки – объем воды, протекающей через данное сечение реки (гидрометрический створ) за определенный промежуток времени (сутки, месяц, сезон, год). Сток изучается путем систематических изменений уровней и расходов (Q , м³/с) в постоянных створах реки:

$$Q = v \cdot \omega, \quad (1.1)$$

где v - средняя скорость потока, измеренная в изучаемом створе, м/с;

ω - площадь поперечного сечения створа, м².

Вычисленные расходы воды публикуются в ежегодных изданиях (водные кадастры) служб, занятых изучением водных ресурсов.

Кроме непосредственно измеренных расходов воды реки, в водных кадастрах помещаются следующие вычисленные характеристики стока:

- среднегодовой расход воды $Q_{ср.г}$.

$$Q_{ср.г} = \frac{\sum_{i=1}^T Q_i}{T}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (1.2)$$

где $\sum_{i=1}^T Q_i$ - сумма среднесуточных расходов воды за год;

T - число суток в году ($T=365$ или 366);

- годовой сток V

$$Q_{ср.г} \cdot 31,54 \cdot 10^6, \text{ м}^3 \quad (1.3)$$

где $31,54 \cdot 10^6$ - число (среднее) секунд в году;

- средний многолетний объем годового стока V_0

$$V_0 = (V_1 + V_2 + \dots + V_n) / n, \text{ м}^3 \quad (1.4)$$

где $V_1, V_2 \dots V_n$ - объемы стока за отдельные годы;

n - число лет периода;

- средний многолетний расход воды Q_0

$$Q_0 = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{ср.г}}{n} = \frac{V_0}{31,54 \cdot 10^6}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (1.5)$$

- модуль среднегодового стока M_0

$$M_0 = \frac{1000 \cdot Q_0}{F} = \frac{1000 \cdot V_0}{31,54 \cdot 10^6 \cdot F}, \text{ л/с} \cdot \text{км}^2, \quad (1.6)$$

где F - площадь водосбора бассейна реки для рассматриваемого створа, км²;

- модульный коэффициент годового стока k_i

$$k_i = \frac{Q_{cp.i}}{Q_0} = \frac{W_i}{W_0}, \quad (1.7)$$

где i - порядковый номер.

При большой длительности ряда величины Q_0 , V_0 и M_0 принимаются за норму стока. Практически за норму стока принимается среднее значение, полученное по ряду 40-60 лет, если в этот ряд входят не менее двух циклов колебаний водности реки при неизменных географических условиях и одинаковом уровне хозяйственной деятельности в бассейне реки. При отсутствии непосредственных измерений характеристик стока нормы определяются по картам изоляций модуля стока, составленных для территории всей страны и помещенных в соответствующих справочниках «Ресурсы поверхностных вод СССР». Процесс формирования речного стока представляет собой весьма сложное многофакторное природное явление. Это такие факторы, как осадки, интенсивность снеготаяния и дождей, влажность и промерзание почвогрунтов, испарение и др. В том случае, если событие или явление возникает под действием суммы или произведения большого числа независимых или слабо-зависимых случайных факторов, то согласно центральной предельной теореме теории вероятностей это событие или процесс является случайным и подчиняется определенному статическому закону. Поэтому для изучения гидрологических характеристик применимы методы математической статистики. Общей задачей гидрологических расчетов при проектировании гидроэнергетических объектов является не только определение нормы стока, но и его возможных колебаний на период эксплуатации установки.

Изменчивость годового стока характеризуется коэффициентом вариации C_v , который представляет собой нормированное среднеквадратичное от-

клонение (σ/M_0) годового стока и служит мерой оценки колебания годового стока относительно его нормы:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum (k_i - 1)^2}{n - 1}}. \quad (1.8)$$

Чем больше колебания стока из года в год, тем больше величина C_v . Для европейской части территории России величина C_v находится в пределах 0,2...0,25. Для определения закона распределения годового стока и расчета вероятности появления той или иной величины стоковой характеристики необходимо определение третьего параметра распределения – коэффициента асимметрии C_s , который характеризует несимметричность ряда исследуемых величин стока относительно их нормы или центра распределения. Как и C_v , значения C_s выражают в относительных единицах, что позволяет сравнивать степень несимметричности рядов отдельных рек:

$$C_s = \frac{\sum (k_i - 1)^3}{n \cdot C_v^3}. \quad (1.9)$$

Вычисление сколько-нибудь надежной величины C_s для годового стока требует натуральных данных о стоке более чем за 60 лет, что не всегда имеется. Поэтому часто принимают величину $C_s = 2 \cdot C_v$. Однако для рек засушливых областей $C_s = (1 \dots 1,5) \cdot C_v$, а для рек, вытекающих из озер, обычно $C_s > 2 \cdot C_v$.

По трем параметрам (M_0 , C_v , C_s) подбирается теоретическая кривая распределения, которая выражается в интегральном виде – в форме кривой обеспеченности. Кривая обеспеченности отвечает на вопрос, какова вероятность превышения, или обеспеченности, того или иного значения исследуемой характеристики стока от общего числа случаев. По кривой обеспеченности определяется расчетный (заданной обеспеченности) расход воды для определения установленной мощности гидроэлектростанции.

1.2 Гидроэнергетический потенциал малых рек

При изучении гидроэнергетики рек выделяют следующие категории энергопотенциала:

- валовой теоретический гидроэнергетический потенциал, или потенциальные гидроэнергетические ресурсы;

- технический гидроэнергетический потенциал, или технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы, - это та часть валового теоретического гидроэнергетического потенциала речного стока, которая технически может быть использована или уже используется;

- экономический гидроэнергетический потенциал - часть технического гидроэнергетического потенциала, использование которого является экономически эффективным.

Для определения количества водной энергии реки используется метод «линейного учета». При применении этого метода каждую реку делят на ряд участков без притоков. Границы расчетных участков устанавливаются в точках перелома продольного профиля реки или в местах резкого нарастания приточности реки, т.е. у устья притока.

Численное значение работы, совершаемой потоком на каждом участке, можно определить следующим образом.

Пусть имеется некоторый участок реки АВ длиной L (рис.1.1) с постоянными уклоном $\sin a$ площадью поперечного сечения ω средней скоростью v . За некоторый промежуток времени t объем воды на участке переместится в направлении движения на расстояние $L=vt$, а точка приложения силы тяжести этого объема $F = mg = vLpg$ сместится в вертикальном направлении на высоту $L\sin a = v\sin at$.

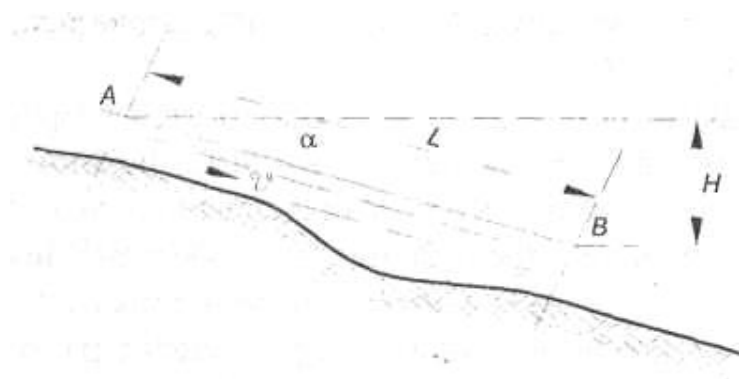


Рис.1.1. К расчету мощности водного потока на участке реки

Работа, совершаемая силой тяжести на участке L за время t определяется по выражению

$$A = \omega L v \cdot \sin \alpha t, \quad (1.10)$$

а мощность

$$P = A/t = \rho g \omega v L \cdot \sin \alpha. \quad (1.11)$$

В выражении (1.11) произведение $\omega v = Q$ и является средним расходом воды в реке на участке AB , а произведение $L \cdot \sin \alpha = H$ - падением реки на этом же участке. Принимая $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$, $g = 9.81 \text{ м/с}^2$ и выражая Q в $\text{м}^3/\text{с}$, H - в метрах, получаем мощность P в кВт:

$$P = 9,81 Q H \quad (1.12)$$

Средний расход воды в реке на рассматриваемом участке находится как средний из расхода в начальном и конечном створах участка.

Если имеются продольный профиль всей реки и данные по ее стоку, то потенциальную мощность от истока до устья (расчетного створа) можно определить по формуле

$$P = 9,81 \sum_{i=1}^n Q_i H_i, \quad (1.13)$$

где Q_i - средний многолетний расход воды на отдельных участках (норма стока), $\text{м}^3/\text{с}$; H - падение реки на участке; n - число участков.

Потенциальные запасы гидроэнергетических ресурсов реки в кВт·ч определяют, исходя из 8760 часов использования потенциальной мощности, по формуле

$$W = 8760 \sum_{i=1}^n 9,81 Q_i H_i = 85940 \sum_{i=1}^n Q_i H_i, \quad (1.14)$$

Для сравнения по мощности бассейнов рек различных физико-географических зон рассчитывается удельная насыщенность гидроэнергоресурсами, т.е. удельная мощность (кВт/км²) или удельная энергия (кВтч/км²) на единицу площади водосбора.

Технический потенциал является величиной переменной, растущей по мере развития технических возможностей использования гидроэнергоресурсов. Однако в гидроэнергетике существенные изменения способов производства электроэнергии на ГЭС наблюдаются крайне редко, поэтому оценки технического потенциала достаточно устойчивы во времени.

Размер технического потенциала зависит от величин потерь, часть которых неизбежна и более или менее постоянна, другая (основная) часть зависит от гидрологических, топографических и других природных условий, которые формируют сток. Эта часть потерь непостоянна, и её величина может колебаться в широких пределах.

Пределы колебаний размеров постоянных потерь невелики, и средняя их величина может отражать порядок величин, присущий всем гидроэлектростанциям. Величина их складывается из потерь напора в подводящих каналах, в напорных трубопроводах и т.п. (2... 10%); из потерь стока через направляющие аппараты, затворы водоподпорных сооружений (1%); из механических потерь при превращении гидравлической энергии в электрическую (11... 13%). Поэтому верхний предел использования валового гидроэнергетического потенциала не может превышать 86%.

Потери, зависящие от природных условий, свои на каждой реке. Они складываются из потерь стока и падения реки из-за неполного использования верховых и низовых участков рек, потерь на фильтрацию и испарение и т.п. В работе под руководством А.Н.Вознесенского выделены группы рек, имеющие различный процент использования валового потенциала. Анализ проводился по изученным рекам и существующим проектам. Исследования показали, что этот процент зависит не только от крупности реки, но и от полноты использования длины реки, её водности, естественной зарегулированности (C_v), внутригодовой неравномерности, рельефа долины, наличия крупных потребителей воды (орошение) и др.

Все реки разделены на четыре группы. Первые две группы рек - это крупные реки с потенциальной энергией выше 1000 млн. кВт·ч.

Третья группа - это средние водотоки с потенциальной энергией от 15 до 1000 млн. кВт·ч, используемой на 40...50%.

Четвертая группа - малые водотоки с потенциальной энергией менее 15 млн. кВт·ч. Вследствие незначительной величины стока большая часть рек группы либо перемерзает в зимний период, либо пересыхает летом. Энергетическое использование малых рек возможно не круглый год. Энергия этих рек используется на 15...20%.

Установить общий экономический потенциал гидроэнергетики малых рек в настоящее время очень сложно, поскольку нет совершенной методики поиска экономичных технических решений по малым ГЭС. Все существующие методики оценок опираются на уже проработанные проекты малых ГЭС.

1.3 Гидроэнергетические ресурсы водохранилищ неэнергетического назначения

На территории бывшего СССР эксплуатируется около 2000 водохранилищ емкостью свыше 1 млн. м³ каждое. Большинство водохранилищ построе-

ны без ГЭС и предназначены для орошения земель, водоснабжения населения и промышленности. Создаваемые плотинами гидроузлов таких водохранилищ напор и попуски в нижний бьеф могут быть использованы для выработки электроэнергии.

Пристройка малых ГЭС к неэнергетическим водохранилищам обеспечивает повышение эффективности комплексного использования водных ресурсов, уменьшит или полностью исключит затраты на создание напорного фронта, водохранилища, водосборных сооружений, на переустройство нижнего бьефа, основание стройплощадки (прокладка дорог, электроснабжение строительства) и др. Эти затраты соизмеримы со стоимостью энергетического тракта малой ГЭС, а зачастую значительно превышают ее.

Пруды и копани объемом меньше 1 млн. м² обладают небольшим энергетическим потенциалом, потому что основной объем воды из них забирается из верхнего бьефа, а сбросы в нижний бьеф состоят только из санитарного попуска, составляющего незначительную величину, устанавливаемую по летнему минимальному стоку 85%-го по обеспеченности году.

Снижение уровней верхнего бьефа, следовательно, и напора, на ряде гидроузлов по отношению к максимальному достигает 50...60%. Эффективное использование гидроэнергетического потенциала таких водохранилищ возможно по таким схемам: применение многоскоростных турбин, соединяемых с генератором через редуктор с постоянной частотой вращения; применение многоскоростных генераторов; установка на одной ГЭС турбин, рассчитанных на разные напоры.

1.4 Проектирование малых ГЭС

Основные, исходные положения при проектировании современных малых ГЭС: малые ГЭС должны быть полностью автоматизированы и работать без постоянного эксплуатационного персонала, что повышает их экономиче-

скую эффективность; проектирование конкретных объектов должно вестись, как правило, на основе унифицированных проектных решений.

Эти условия позволяют снизить стоимость ГЭС и обеспечить быстрый ввод ГЭС после получения заказа на проектирование.

1.5 Основные схемы использования водной энергии

Чтобы превратить энергию текущей воды в электрическую, необходимо, как это следует из (1.12), иметь определенные значения расхода и напора. В естественных условиях концентрированные в определенном месте напоры и гарантированные расходы встречаются крайне редко. Обычно равнинные реки имеют уклоны свободной поверхности i 0,05...0,1‰ (0,05...0,1 м падения высоты на 1 км длины реки), горные - 5... 10‰. Поэтому необходимые для турбины ГЭС напоры создают искусственно.

В зависимости от местных топографических и инженерно-геологических условий, величины напоров, расходов и к.п.д. ГЭС применяют различные схемы гидроузлов и конструкции ГЭС.

По способу создания напора малые ГЭС подразделяются на плотинные, деривационные, смешанные (плотинно - деривационные) и малые ГЭС при готовом напорном фронте (на перепадах каналов, в системах водоснабжения и др.).

В состав ГЭС в зависимости от её типа входят головной узел, деривация (в деривационных и смешанных ГЭС) и силовой узел.

Головной узел представляет собой глухую или водосливную плотину при помощи, которой можно поднять уровень воды в верхнем бьефе до расчетной высоты с целью подачи воды в напорный бассейн ГЭС или в деривацию. Головной узел включает также водоприемник, водосброс и водовыпуск.

Деривация представляет собой группу водопроводящих напорных или безнапорных сооружений (каналы, штольни, трубопроводы и т.д.), при по-

мощи которых вода из реки (водохранилища) подается в напорный бассейн ГЭС.

Силовой узел состоит из напорного трубопровода, берущего начало от напорного бассейна и соединенного с турбинами, здания станции и отводящего канала. В здании ГЭС установлены турбины с генераторами и вспомогательное оборудование.

Плотинные схемы. Это наиболее распространенные схемы энергетического использования равнинных малых рек со сравнительно малыми уклонами. Напор на гидроустановке создается сооружением плотины перегораживающей реку и подпирающей в ней воду (рис 1.2) Водное пространство перед плотиной носит название верхнего бьефа (ВБ), водное пространство ниже плотины называется нижним бьефом (НБ).

Плотинная схема энергетического использования может осуществляться в зависимости от типа речной долины равнинной реки и напора в двух вариантах: без выхода подпорного уровня на пойму и с выходом на неё (рис. 1.3).

Первая схема (рис.1.3, а) рекомендуется для рек с широкой поймой и глубоко врезанным руслом. В этом случае отметка нормального подпорного уровня назначается так, чтобы при возведении плотины вода не выходила из основного русла реки. Для такой схемы характерны русловая компоновка здания ГЭС с небольшими напорами (от 1,5 до 4,5 м) и небольшая мощность станции (от нескольких сотен до одного-двух тысяч киловатт).

На равнинных реках с относительно неширокой глубоко врезанной поймой и слаборазвитым руслом целесообразно создавать ГЭС с водохранилищем сезонного регулирования с затоплением поймы (рис.1.3, б).

Деривационные и смешанные схемы. Такие схемы широко применяются в практике строительства малых ГЭС главным образом в горных и предгорных районах. Вода из реки отводится специальным каналом с малым

уклоном, значительно меньшим, чем уклон реки. Благодаря этому вода в конце канала оказывается на более высокой отметке.

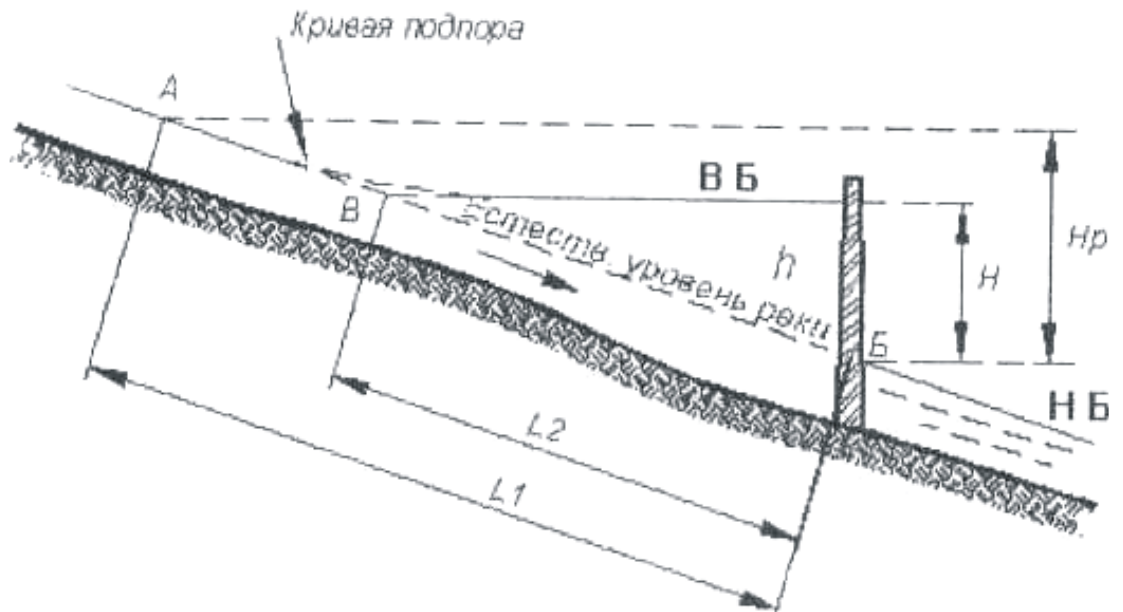


Рис.1.2. Схема создания напора плотиной

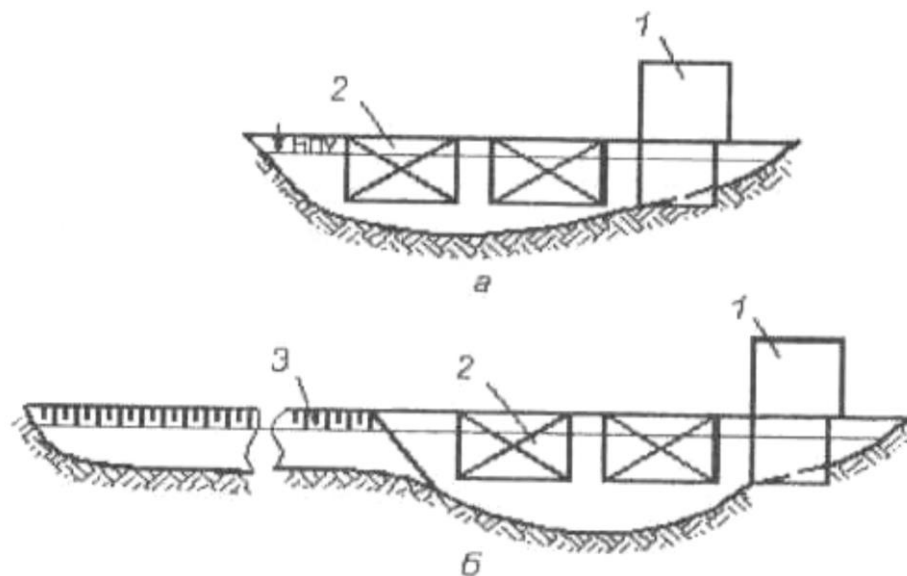


Рис.1.3. Плотинные схемы малых ГЭС: а - без выхода отметок нормального подпорного уровня (НПУ) на пойму; б - с затоплением поймы; 1 - здание ГЭС; 2 - водосбросная плотина; 3 - глухая плотина

Схемы деривационных станций могут быть следующими:

- деривация вдоль реки. Такие схемы применяют на реках со значительными уклонами и скоростями течения (рис.1.4, а);

- деривация на спрямлении русла реки (рис.1.4, б) Спрямя деривацией отдельные излучины реки, можно получить значительные напоры ГЭС даже на реках с небольшим уклоном;

- переброска стока из одной реки в другую (рис.1.4, в). Такие схемы применяют, когда две соседние реки разделены невысоким и коротким водоразделом и имеют разное высотное положение. Это позволяет на короткой деривации, соединяющей обе реки, получить значительный напор. Так построено на Сторожевская МГЭС в Ставропольском крае мощностью 880 кВт на канале, соединяющем реки Кяфар и Бижгон. При длине деривации около 3 км напор ГЭС составляет 31 м.

Схемы малых ГЭС при готовом напорном фронте. В качестве створов с готовым напорным фронтом могут использоваться водохранилища неэнергетического назначения, перепады каналов, трубопроводы систем водоснабжения (коммунально-бытового, промышленного, сельскохозяйственного). По способу создания напора такие малые ГЭС можно отнести либо к плотинным, либо к деривационным.

В состав сооружений большинства неэнергетических водохранилищ входят плотина из грунтовых материалов, паводковый водосброс и водовыпуск для пропуска в нижний бьеф расходов в заданном режиме. Часто водосброс и водовыпуск совмещены в одном сооружении. В гидроузлах на скальном основании водовыпуск устраивается в виде тоннелей в береговых склонах на участке примыкания плотин.

Водовыпуски гидроузлов на нескальном основании устраиваются трубчатыми в теле грунтовых плотин. При таких компоновках гидроузла пристройку ГЭС целесообразно осуществлять путем подключения к концевой части водовыпуска отдельных ниток подводных турбинных водоводов.

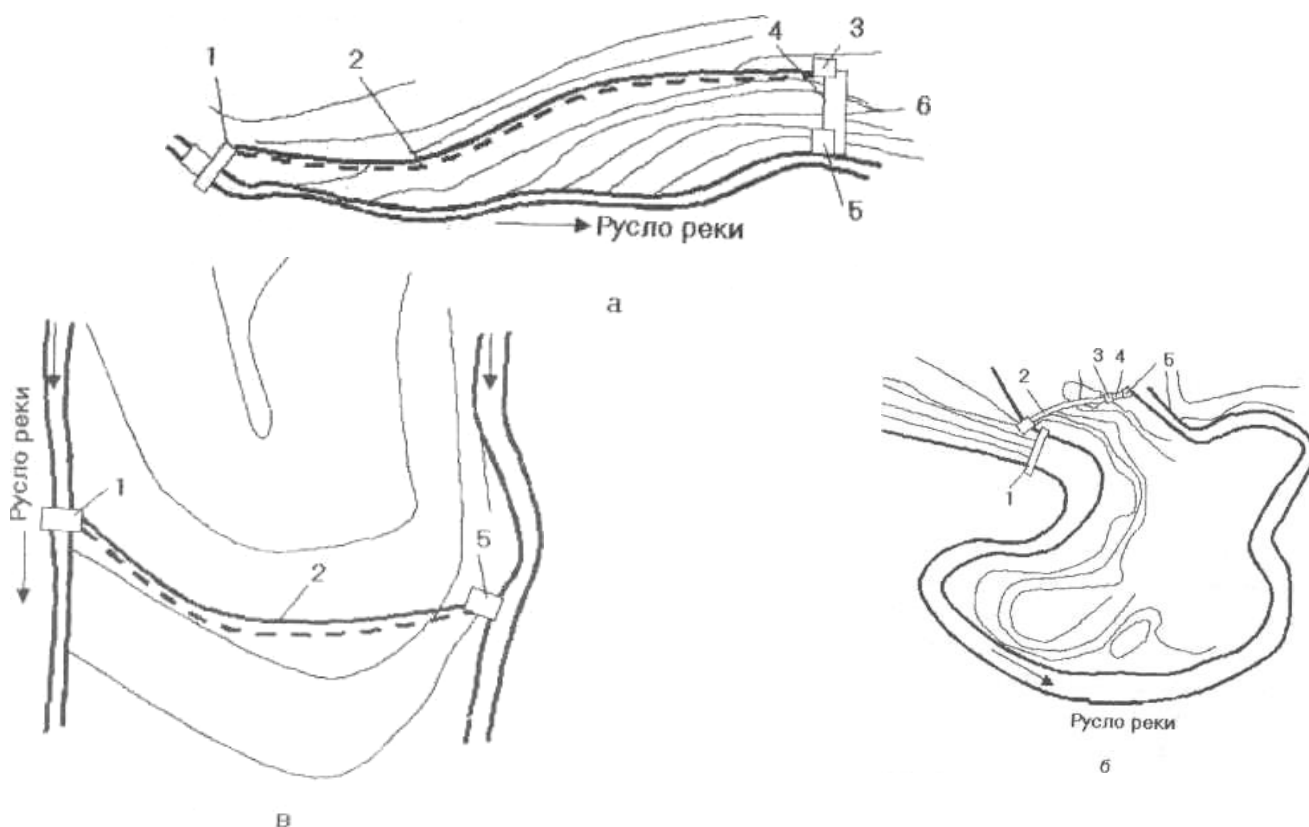


Рис. 1.4. Схемы деривационных малых ГЭС: а - с деривацией вдоль реки; б - на спрямлении русла реки; в - переброска стока из одной реки в другую; 1 - головной узел; 2 - деривация; 3 - напорный бассейн; 4 - напорный трубопровод; 5 - здание ГЭС; 6 - холостой сброс

При существующих и строящихся гидроузлах такое решение позволит построить малую ГЭС без коренной реконструкции водовыпуска и перерыва нормального режима эксплуатации водохранилища.

МГЭС на перепадах каналов целесообразно строить по типу деривационных. На канале перед входом в быстроток (или перепад) происходит переключение расходов из канала в параллельное русло с подводом воды к напорному бассейну и турбинным водоводам. На строящихся каналах целесообразно строительство МГЭС вместо перепадного сооружения.

Таким образом, многообразие возможных схем сооружения МГЭС значительно. Выбор оптимальной схемы требует соответствующего технического и экономического обоснования.

1.6 Определение основных параметров малых ГЭС

Основными энергетическими параметрами малых ГЭС являются установленная мощность и число гидроагрегатов, годовая выработка электроэнергии, расчетный напор, расчетный расход.

Установленная мощность ГЭС определяется номинальной мощностью установленных на ней агрегатов - турбин и генераторов.

Величина установленной мощности зависит от мощности водотока, от возможности вести суточное регулирование стока и той роли, которую будет играть электростанция: будет ли она работать изолированно от других электростанций или войдет в энергетическую систему и т.п.

До настоящего времени нет общепринятой методики для определения этой основной энергетической характеристики МГЭС.

Установленная мощность $P_{уст}$ ГЭС, как правило, определяется с учетом гарантированной (обеспеченной) мощности $P_{гар}$, резервной мощности $P_{рез}$ и дублирующей (сезонной) мощности $P_{сез}$:

$$P_{уст} = P_{гар} + P_{рез} + P_{сез}, \quad (1.15)$$

Все величины определяются исходя из анализа кривой продолжительности мощностей по водотоку, графика суточной электрической нагрузки и возможности суточного регулирования водохранилищем, а также специальных энергоэкономических расчетов для каждого конкретного проекта.

Гарантированную мощность принято рассчитывать на расход 9-месячной обеспеченности либо на средний зимний или декабрьский расход маловодного года. В том случае, если вновь создаваемая ГЭС пристраивается к водохранилищам неэнергетического назначения, гарантируемая мощность определяется по полезной водоотдаче 95-процентной обеспеченности в нижний бьеф.

Для более полного использования стока многоводного периода (паводка, половодья) далее производят энергоэкономические расчеты по размещению на малой ГЭС сезонной мощности.

Если ГЭС работает в энергосистеме, в установленную мощность должна входить также резервная мощность. Последняя складывается из эксплуатационного (2...3% от пика нагрузки), аварийного (10% от пика нагрузки) и ремонтного резерва.

Этот способ определения установленной мощности применим для малых приплотинных ГЭС.

Для определения основных параметров МГЭС, пристраиваемых к водохозяйственным объектам, необходимы следующие исходные данные:

- многолетний ряд наблюдений за стоком в нижнем бьефе или внутригодовое распределение попусков в расчетном маловодном году и году 50%-ной обеспеченности;

- уровненный режим водохранилища;

- кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе $Q=f(z)$.

Основные параметры малых ГЭС определяются исходя из использования на ГЭС попусков в нижний бьеф и установки на унифицированного оборудования. Напоры ГЭС $H_{ГЭС}$ в каждый момент времени определяются как разность уровней верхнего (УВБ) и нижнего (УНБ) бьефов, за вычетом потерь напора в проточном тракте Δh :

$$H_{ГЭС} = УВБ - УНБ - \Delta h. \quad (1.16)$$

Уровень воды в верхнем бьефе в каждый момент времени определяется по графику изменения уровня в водохранилище, уровень воды в нижнем бьефе - расходом воды, поступающей в нижний бьеф (независимо от того, идет ли он через турбины, через водосброс или другие сооружения) по кривой $Q=f(z)$.

За расчетный напор ГЭС H_p принимается средневзвешенный напор

$$N_p = \frac{\sum H_i P_i t_i}{\sum P_i t_i}. \quad (1.17)$$

Значение N_p уточняется при выборе гидротурбин. Мощность P_i в каждый момент времени t_i определяется с учетом КПД гидроагрегата по приведенным формулам.

Большой интерес представляет расчет установленной мощности микро ГЭС. С этой точки зрения наиболее интересно предложение Д.А.Соколовского об учете коэффициента максимального использования водотока, величина которого зависит от характера режима водотока, т.е. только от гидрологического фактора. Экономические соображения и характер нагрузки должны быть учтены дополнительно.

Установленная мощность ГЭС, работающих без регулирующего бьефа с коэффициентом полезного действия гидроэнергетической установки 0,7, может быть определена по формуле

$$P_{уст} = 7 \cdot Q_0 \cdot k_{p\%} \cdot H \quad (1.18)$$

или при наличии бьефа с суточным регулированием:

$$P_{уст} = 7 \cdot Q_0 \cdot k_{p\%} \cdot H \cdot \frac{24}{T}, \quad (1.19)$$

где $P_{уст}$ - установленная мощность, кВт;

Q_0 - норма стока, м³/с;

$k_{p\%}$ - расчетный модульный коэффициент p -% обеспеченности;

H - напор, м;

T - число часов работы станции в сутки.

Величину $k_{p\%}$ Д.А.Соколовский предлагает определять по максимальному коэффициенту использования водотока φ_c . Для определения φ_c необходимо рассмотреть следующие гидрологические характеристики использования водотока: кривые продолжительности средних суточных расходов или модульных коэффициентов, среднюю длительность использования данного расхода.

Кривая продолжительности суточных расходов в многолетнем распределении служит для характеристики гидросиловой мощности реки и возможности выработки энергии.

Так как расчетное значение $Q_{p\%}$ может превышать минимальный расход за период работы МГЭС, можно рекомендовать установленную мощность использовать в нескольких агрегатах. В каждом конкретном случае в зависимости от технологических требований потребителя и шкалы номинальных мощностей МГЭС выбирается то или иное количество агрегатов.

В общем случае можно ориентироваться на характеристики водотока. Тогда число агрегатов определяется по формуле Б.Е.Веденева

$$n = \frac{Q_{p\%}}{Q_{\min}} \cdot m, \quad (1.20)$$

где $Q_{p\%}$ - расчетный расход;

Q_{\min} - расчетный минимальный расход за период работы ГЭС;

m - коэффициент, зависящий от коэффициента быстроходности турбины n_s и определяемый по универсальной характеристике турбины.

Величина Q_{\min} определяется в зависимости от периода работы электростанции. Если она работает в течение года, то Q_{\min} равен среднему зимнему расходу маловодного года 90% обеспеченности или среднему минимуму. Если ГЭС работает только в летне-осеннюю межень, то Q_{\min} определяется как средний минимум за этот период.

Для малых равнинных рек в зимнюю межень характерно перемерзание водотоков, поэтому для этих районов предлагается установленную мощность сельских микро ГЭС рассчитывать только по стоку летне-осенней межени.

2.МЕТОДИКА ВЫБОРА И РАСЧЁТА ВЭС

2.1. Методика выбора ветроэнергетической установки

Для энергоснабжения технологических процессов ветроэнергетические установки выбираются по основным энергетическим характеристикам: мощности; диаметру ветроколеса; минимальной расчетной скорости ветра и по наличию преобразующих (выпрямитель, инвертор) и аккумулирующих устройств. [1]

Расчетная мощность ветроагрегата определяется диаметром ветроколеса, коэффициентом использования энергии ветра и расчетной скоростью ветра:

$$P_{\text{АГО}} = 0,615 \cdot 10^{-3} v^3 \xi \eta_n, \text{ кВт/м}^2 \quad (2.1)$$

Если ветроагрегат работает без дублирующей установки и имеет аккумулирующее устройство, то мощность агрегата должна быть не меньше, чем расчетная нагрузка потребителя, определяемая из графика нагрузки. При этом может потребоваться несколько ветроустановок. При наличии дублирующего источника энергии мощность электроустановки не должна быть меньше той мощности, которая требуется для обеспечения энергией основных потребителей или технологических процессов. Дублирующая установка по мощности должна обеспечивать питание энергией всей нагрузки в дни безветрия. Ясно, что предлагаемые варианты возможны, когда ветроустановка экономически выгодна.

При использовании ВЭС в основе энергосистемы необходимо обеспечивать работу ветроустановки в режиме постоянной частоты вращения, определяемой частотой сети. Выбор режима работы ветроколеса направлен на получение наибольшей выработки электрической энергии за определенный промежуток времени и соответственно наилучшего

использования энергии ветра.

По данным ветроустановки можно определить расчетную частоту вращения генератора, обеспечивающую максимальное значение коэффициента ξ :

$$n_p = \frac{60Z_{H^v p}}{\pi D}, \quad (2.2)$$

Количество вырабатываемой энергии с удельной ометаемой площади ветроустановки при расчетной или более высокой скорости ветра определяют по выражению

$$W_{\text{о\ddot{a}}} = \beta v_p^3 T t_p, \quad (2.3)$$

где T – число часов в расчетный период (месяц, сезон, год); t_p – повторяемость скоростей ветра, равных и больших расчетной, в относительных единицах.

Зная диаметр ветроколеса, несложно определить общее количество вырабатываемой энергии. При использовании нескольких однотипных ветроустановок ометаемую площадь увеличивают на количество установок.

ВЭУ можно эффективно применять для таких технологических процессов, которые не требуют постоянной частоты тока. При проектировании ВЭУ для этих целей решают следующие задачи:

- 1) определить количество вырабатываемой ВЭУ энергии в каждый отдельно взятый месяц при заданных ее параметрах;
- 2) определить количество ВЭУ, необходимых для удовлетворения потребности данного технологического процесса;
- 3) по энергoэкономическим показателям выбрать оптимальное количество ВЭУ.

Возможное количество вырабатываемой энергии зависит от ресурса энергии ветра и режима работы ВЭУ. Количество энергии с удельной ометаемой площади ВЭУ можно определить по выражению:

$$W_{\text{оа}} = \int_{v_{\text{min}}}^{v_{\text{max}}} P_{\text{оа}} t_v dv = \beta T \int_{v_{\text{min}}}^{v_{\text{max}}} v^3 t_v dv, \quad \text{кВт}\cdot\text{ч/м} \quad (2.4)$$

где t_v - время работы ВЭУ при различных скоростях ветра в течение суток, месяца, сезона или года.

Время работы ВЭУ зависит от режима скорости ветра и определяется через повторяемость той или иной скорости ветра в течение месяца:

$$t_v = T_i t_{v_i}, \quad \text{ч} \quad (2.5)$$

где T_i - число часов в i -ом месяце;

t_{v_i} - относительная повторяемость скорости ветра в рассматриваемом месяце.

При определении количества вырабатываемой энергии необходимо учитывать и энергию, получаемую при скорости ветра, меньшей чем расчетная. Тогда согласно режиму работ ветроустановки и условию количество энергии за месяц с удельной ометаемой площади установки

$$W_{\text{оа}}^i = 3,6 \beta T \left[\sum_{v_{\text{min}}}^{v_p} v_i^3 t_{v_i} + v_p^3 \sum_{v_p}^{v_{\text{max}}} t_{v_i} \right], \quad \text{МДж/м}^2 \quad (2.6)$$

При заданном диаметре ветроколеса вырабатываемая энергия

$$W_{\text{ВЭУ}}^M = W_{\text{уд}}^M \frac{\pi D^2}{4}, \quad \text{МДж} \quad (2.7)$$

Вырабатываемая энергия за сезон или год

$$W_{\text{ВЭУ}}^{c,z} = \sum_{i=1}^n W_{\text{ВЭУ}}^M, \quad \text{МДж} \quad (2.8)$$

где n - число месяцев работы ВЭУ.

По графику нагрузки, когда известно необходимое количество энергии, несложно определить потребное количество ВЭУ для каждого месяца. При этом для рассматриваемого сезона или года определенную трудность может составить выбор оптимального количества ВЭУ и потребуются сравнительные расчеты, с оценкой энергетических и экономических показателей каждого рассматриваемого варианта.[1]

2.2. Энергетические показатели использования ветроустановки

Эффективность использования ветроустановки зависит от ее энергетических показателей, которую определяют по различным критериям.

Коэффициент использования установленной мощности. Этот коэффициент определяется отношением фактически выработанной энергии за определенный период к возможной при условии, что за данный период времени ВЭУ работает с установленной мощностью:

$$K_y = \frac{W_{BЭУ}}{P_n T}, \quad (2.9)$$

При помощи этого коэффициента можно определить количество вырабатываемой энергии за любой период времени T (сутки, месяц, сезон или год) в данном районе:

$$W_{BЭУ} = P_n T K_y \quad (2.10)$$

Коэффициент использования установленной мощности, с другой стороны, определяет долю времени использования установленной мощности или расчетной скорости ветра за определенный период:

$$\hat{E}_{\hat{o}_i} = \frac{\sum_{v_p}^{v_p} v_i^3 t v_i + v_p^3 \sum_{v_p}^{v_{\max}} t v_i}{v_p^3}, \quad (2.11)$$

Достаточным условием считается, если $K_{y_i} = 0,2 \dots 0,25$. Однако этот коэффициент определяет не полезно используемую энергию, а долю используемой энергии воздушного потока.

Коэффициент использования вырабатываемой энергии показывает долю вырабатываемой энергии, используемой потребителем. Определяется он отношением полезно используемой энергии к количеству возможной выработки:

$$K_{исп} = \frac{W_{полj}}{W_{ВЭУj}}, \quad (2.12)$$

где $W_{полj}$ - полезно используемая энергия в j - м месяце.

Полезно используемая энергия определяется величиной потребной энергии и принимается из следующих условий:

$$W_{пол} = \begin{cases} W_n \\ W_{ВЭУ} \end{cases}, \quad (2.13)$$

Коэффициент использования ветроустановки, если, так как вся вырабатываемая энергия полезно используется в технологическом процессе. Коэффициент использования ветроустановки за сезон или год определяется по выражению

$$K_{исп} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{испi}}{n}, \quad (2.14)$$

Завышение мощности ВЭУ приводит к появлению «излишек» энергии и соответственно к снижению коэффициента использования и эффективности ветроустановки. Снижение мощности установки улучшит ее используемость, однако в дальнейшем повлияет на энергоснабжение потребителя, на ее обеспеченность и количество сэкономленного топлива.

Коэффициент обеспеченности потребителя показывает долю потребной энергии, получаемой от ветроустановки; определяется отношением полезно используемой энергии к потребной:

$$K_{об} = \frac{W_{полi}}{W_{ni}}, \quad (2.15)$$

$$W_{полi} = W_{ВЭУi} K_{испi},$$

С учетом формулы можно определить коэффициент обеспеченности:

$$K_{об} = \frac{W_{ВЭУi} K_{испi}}{W_{ni}} = \frac{P_n T_i}{W_{ni}} K_{yi} K_{испi}, \quad (2.16)$$

Коэффициент обеспеченности за сезон или год определяется как среднее значение за все месяцы рассматриваемого периода. Повысить обеспечен-

ность потребителя энергией от ВЭУ можно путем увеличения площади ометаемой поверхности, в том числе увеличением числа параллельно работающих ветроустановок. Однако при этом снижается эффективность использования этих установок. Поэтому необходимо согласовывать количество вырабатываемой и потребной энергии. Для согласования этих режимов следует установить аккумулятор энергии и в первую очередь теплоемкостный. Наличие тепловых аккумуляторов снизит возможные потери энергии и повысит не только обеспеченность потребителя необходимой энергией, но количество замещаемого органического топлива.

Коэффициент замещения потребной энергии в целом определяется коэффициентом обеспеченности:

$$f_{ВЭУ} = K_{об}, \quad (2.17)$$

По кривой обеспеченности или таблице повторяемости можно определить среднюю продолжительность работы ВЭУ в течение месяца. В дни ветрового затишья включается дублирующий источник энергии. В этом случае эффективность ветроэнергетической установки зависит от количества сэкономленного топлива. Которое определяется по выражению

$$\Delta B_T = \frac{W_{пол}^{c(r)}}{Q_p^n \eta_{эк}} = \frac{\sum_{i=1}^n W_{ВЭУ} K_{исп}^{ни}}{Q_p^n \eta_{эк}} = \frac{A_{БК} \sum_{i=1}^n W_{yoi} K_{исп}^{ни}}{Q_p^n \eta_{эк}}, \quad (2.17)$$

где $A_{БК}$ - площадь, ометаемая ветроколесом одной или нескольких ветроустановок.

Для окончательного определения оптимальной площади следует оценить экономическую эффективность каждого варианта.[1]

3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОРЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

3.1. Источники информации по результатам измерения скорости ветра

В бывшем Советском Союзе насчитывалось более 4 тыс. метеорологических станций, регистрирующих характеристики скорости ветра, температуру воздуха, атмосферное давление и другие данные.

На сегодняшний день на территории Орловской области насчитывается 5 крупных Гидрометеорологических станций, такие, как Болховская, Верховская, Мценская, Ливенская, Дмитровск – Орловская; а так же имеются метеорологические посты в других населенных пунктах, которые так же регистрируют изменение климатических условий в области.

Вся информация по климату направляется в Областной центр гидрометеорологии и мониторинга окружающей среды, где вся информация обрабатывается и передается во Всероссийские Гидрометеоцентры.

С 1966 гг. на метеостанциях области снимаются результаты наблюдений 8 раз в сутки (0; 3; 6; 9; 12; 15; 18 и 21 ч) московского декретного времени.

Результаты ежедневных метеорологических наблюдений заносятся в таблицы месячной отчетности, которые хранятся в местном управлениях Госкомгидромета. На основании многолетних наблюдений составляются многолетние таблицы (табл. 3.1, 3.2.) и карты ветров, которые затем входят в Российские справочники и карты.

Таблица. 3.1 – Преимущественные направления ветра

Румбы	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Преобладает ветер
% повторяемости за год	11	11	8	12	16	16	13	13	Зимой ЮЗ Летом СЗ

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Таблица 3.2 - Скорость ветра, м/с

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	За год
Средняя скорость	5,9	6,2	5,7	5,0	4,7	4,2	3,8	3,7	4,2	5,0	6,0	6,1	5,1

Данные измерений скорости ветра на метеостанциях относятся к конкретному местоположению - к условиям площадки, на которой размещены ветроизмерительные приборы. Степень открытости места установки анемометра действию ветра определяют по классификации местоположения, разработанной В.Ю. Милевским. Каждая метеостанция характеризуется по степени открытости в восьми направлениях (румбах). Классификация В.Ю. Милевского, принятая в качестве обязательной для всех метеостанций, приведена в таблице 2. При этом имеется возможность характеризовать степень открытости местоположения в баллах одной интегральной цифрой – масштабом класса открытости М [б]. В табл. 3.3, масштаб класса открытости М, выраженный в баллах (от 0 до 23) для каждого местоположения, приведен в скобках.

Таблица 3.3 - Классификация местоположения метеостанции по В.Ю.

Милевскому

Степень открытости ветроизмерительного прибора	Форма рельефа		
	Выпуклая (а)	Плоская (б)	Вогнутая (в)
Вблизи от водной поверхности			
Открытое побережье: океана или открытого (внешнего) моря	12а (23)	11б (21)	10в (18)
закрытого (внутреннего) моря	11а (22)	10б (19)	9в (15)
залива, большого озера	10а (20)	9б (16)	8в (12)
большой реки	9а (17)	8б (13)	7в (9)
Вдали от водной поверхности			
Прибор выше окружающих предметов: нет эле-	8а (14)	7б (10)	6в (6)

ментов защищенности			
отдельные элементы защищенности	7а (11)	6б (7)	5в (4)
среди элементов защищенности	6а (8)	5б (5)	4в (3)
Прибор ниже окружающих предметов: среди элементов защищенности	4а (2)	4б (1)	4γ (0)

Примечание. Элементами защищенности могут считаться холмы, строения, деревья, если расстояния от них до ветроизмерительного прибора меньше 20-кратной их высоты (Труды ГГО. 1960, вып. 113).

Метеостанции являются практически единственным источником информации о ветровых условиях района. К сожалению, законом не предписаны требования к классу открытости метеостанций. В результате место размещения многих метеостанций недостаточно точно отражает ветровые условия конкретного района.

Из литературы известно, что надежными данными по ветровым условиям обладают метеостанции, имеющие степень открытости не ниже 6б (М = 7). К сожалению, таких метеостанций мало, в результате чего для уточнения ветровых условий конкретных мест размещения ВЭУ целесообразно проводить хотя бы краткосрочные сопоставительные синхронные измерения скорости ветра на ближайшей метеостанции и на участке, где предполагается установка ВЭУ. Эта процедура позволяет получить корреляционные зависимости между ветровыми данными метеостанции и места размещения ВЭУ, что дает возможность исключить грубые ошибки в выборе мест размещения ВЭУ.

В последние годы выполнена большая дополнительная работа по обобщению ветровых условий России в виде атласов ГГО имени А.И. Воейкова и "Атласа ветров России", выполненного Российско-датским институтом энергетической эффективности.

3.2. Определение параметров распределения скоростей ветра

Имеется ряд способов расчета параметров распределения Вейбулла, в том числе метод, опубликованный в "Рекомендациях по определению климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов"[12], основанный на графическом построении экспериментальных данных интегральной повторяемости скорости ветра в логарифмических координатах и последующих вычислений.

В данном проекте используется приближенный метод определения параметров распределения Вейбулла, разработанный в датском институте Riso и изложенный в Европейском ветровом атласе. Для наглядности использования данного метода выполним расчет параметров Вейбулла, имея в качестве исходного материала экспериментальные данные повторяемости скоростей ветра за многолетний период.

Таблица 3.4 - Экспериментальные данные повторяемости скоростей ветра

Диапазон скоростей ветра, м/с	0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15
Частота повторяемости, f (о.е.)	0,354	0,33	0,22	0,07	0,02	0,0053	0,0005	0,0002

Величину среднего значения скорости ветра \bar{V} определяем по формуле:

$$\bar{V} = f_1V_1 + f_2V_2 + \dots + f_8V_8, \quad (3.1)$$

Определяем среднеквадратическое значение скорости ветра по зонам V_i^2 :

$$V_i^2 = f_1V_1^2 + f_2V_2^2 + \dots + f_8V_8^2, \quad (3.2)$$

Параметры распределения γ и β могут быть найдены из следующих зависимостей, приведенных в Европейском ветровом атласе [8].

$$\frac{\bar{V}^2}{V_i^2} = \frac{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{2}{\gamma}\right)}; \quad \bar{V} = \beta \Gamma\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right) \quad (3.3)$$

Для упрощения определения параметров γ и β распределения Вейбулла предполагается использовать не табличные данные вспомогательных функций, по которым производится определение параметров, а графические зависимости, построенные на базе результатов расчета цифровых значений функций с использованием справочных данных по гамма-функции [3]. Для определения параметра формы γ используем данные рис.3.2

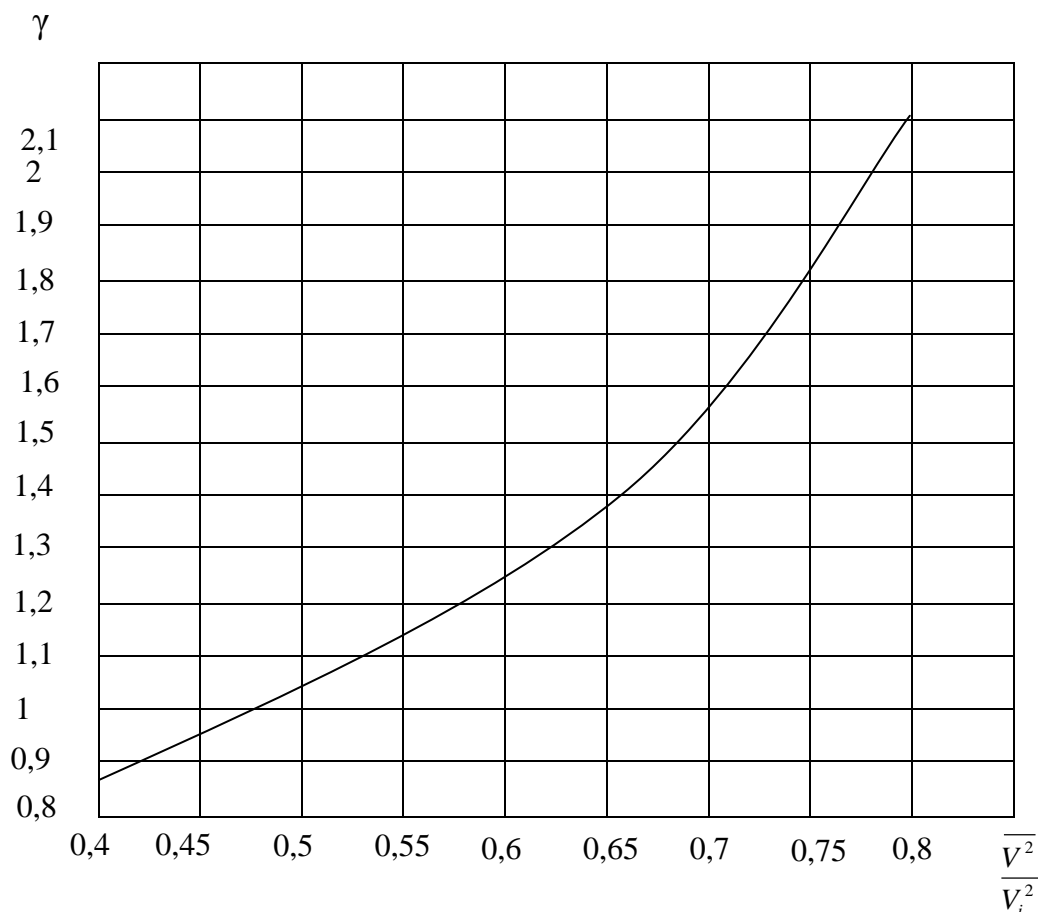


Рис. 3.2 Параметр формы γ -функции распределения повторяемостей по Вейбуллу.

Из рисунка 3.2 следует, что указанному значению $\frac{\bar{V}^2}{V_i^2}$ соответствует значение $\gamma = 1,27$.

Второй параметр распределения β определяем с помощью рис 3.3, из которого для найденного значения $\gamma = 1,27$ находим величину

$$\frac{\beta}{\bar{V}} = 1,076$$

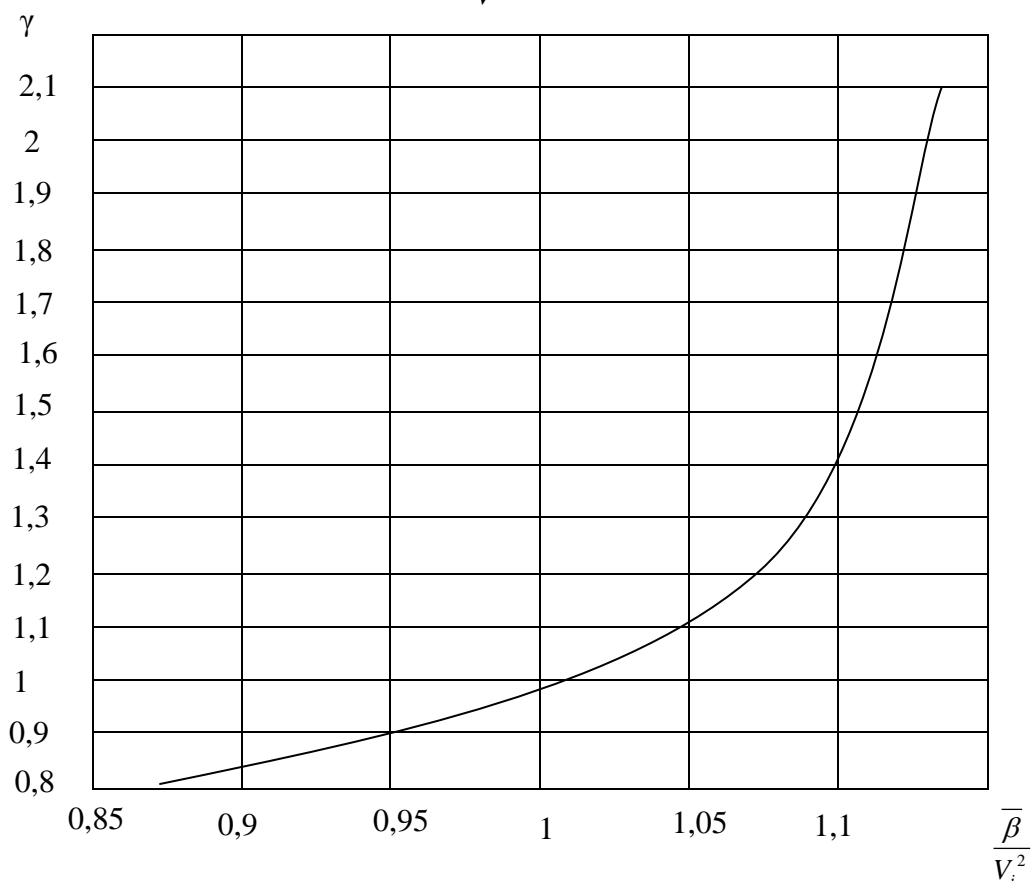


Рис. 3.3 Определение параметра распределения β по известной величине γ и среднему значению ветра \bar{V}

3.3. Измерение скорости ветра в зависимости от масштаба класса открытости местности

С целью определения влияния степени открытости местности на величину средней скорости ветра в ГНУ ВИЭСХ выполнено обобщение статистико-климатических характеристик ветра на территории СССР в зависимости от масштаба класса открытости M , предложенного В.Ю. Милевским

(см. табл. 2).

В качестве исходного материала для анализа использовались данные отчета ВНИГМИ МЦД " Статистико-климатические характеристики ветра", содержащие данные по 550 метеостанциям, отобраным ВНИГМИ МЦД из числа наиболее достоверных.

Среди приведенных в указанном отчете параметров использовались следующие: средняя скорость ветра \bar{V} , среднеквадратическое отклонение σ , коэффициент вариации C_v . Расчет этих параметров проводился ВНИГМИ МЦД по стандартным формулам математической статистики:

$$\bar{V} = \sum_{i=1}^{i=n} V_i f_i ; \quad \sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^{i=n} (V_i - \bar{V})^2 f_i} ; \quad C_v = \frac{\sigma}{\bar{V}}, \quad (3.3)$$

где n - число градаций экспериментального распределения скоростей ветра;

V_i - значение скорости ветра по градациям в относительных единицах.

Используя уравнение связи $\gamma = C_v^{-1,069}$, полученное Л.Б. Гарцманом [10], для каждой из 550 метеостанций был определен параметр формы распределения Вейбулла γ , а используя соотношение:

$$\bar{V} = \beta \Gamma\left(\frac{1}{\gamma} + 1\right) \quad (3.4)$$

были рассчитаны значения параметра масштаба β распределения Вейбулла.

Кроме того, была выполнена трудоемкая работа по определению для каждой из 550 метеостанций масштаба класса открытости M на основе паспортных данных открытости метеостанций по 8 румбам направлений, приведенных в Справочнике по климату СССР.

При обработке статистического материала весь массив данных был разбит на следующие градации параметра M : 1-3; 3,1-5; 5,1-7; 7,1-10; 10,1-12; 12,1-14; 14,1-16; 16,1-18; 18,1-21 и 21,1-23.

Первичный анализ данных показал, что для районов Дальнего Востока, Якутии, Чукотки, Камчатки, Хабаровского и Приморского краев характерны существенно меньшие значения параметра формы u , чем для остальной части страны. Поэтому определение взаимосвязи параметров скорости ветра от масштаба класса открытости M проводилось для указанных регионов отдельно. Принимая средние значения среднегодовой скорости для указанных выше градаций параметра M , получены приближенные корреляционные зависимости между среднегодовой скоростью ветра на высоте 10 м от уровня земли и масштабом класса открытости местности

На рис. 3.4 (кривая 1) представлена зависимость среднегодовой скорости V , от параметра M для большинства районов России, Казахстана, Прибалтики, Белоруссии, Украины, исключая участки горной местности. Кривая 2 действительна для острова Сахалин: для диапазона M от 2 до 10 она совпадает с кривой 1, а при $M > 10$ идет несколько выше.

Какие основные выводы можно сделать из выполненного анализа результатов наблюдений, проведенных на большом массиве метеостанций: главный вывод - это наличие отчетливой корреляционной зависимости между среднегодовой скоростью и масштабом класса открытости. Максимальные значения скорости ветра 8-9 м/с приходятся на $M = 22$. Минимальные значения скорости ветра 1-2 м/с соответствуют закрытым участкам местности с $M = 2$.

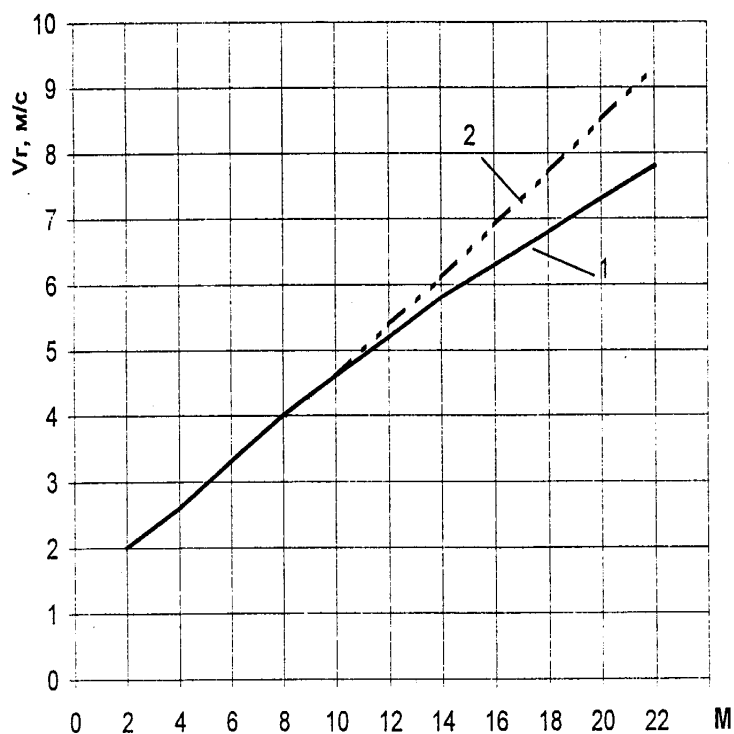


Рис. 3.4 Приближенная зависимость среднегодовой скорости ветра V_g , от масштаба класса открытости местности M :

1 - для России, Казахстана, Прибалтики, Белоруссии, Украины, исключая участки горной местности; 2-для О.Сахалин.

Обращает на себя внимание тот факт, что в восточных регионах России (кроме острова Сахалин) при заданных величинах M среднегодовые скорости ветра существенно ниже, чем в западных регионах. Так, при $M = 10$ среднегодовая скорость ветра для западных регионов России составляет 4,5 м/с, а для восточных $V_r \approx 3$ м/с. С ростом M разница в V_r снижается: при $M=20$ V_r практически повсеместно достигают или превышают уровень 7 м/с.

3.4. Требования к выбору мест размещения ВЭУ

Выбор мест размещения ВЭУ должен производиться в районах с благоприятными ветровыми условиями, обеспечивающими экономическую целесообразность использования энергии ветра. В районах со среднегодовыми

скоростями ветра от 6 м/с и выше использование энергии ветра становится выгодным для ВЭУ любого назначения в широком диапазоне мощностей.

Проектирование ветроэнергетических систем для районов со среднегодовыми скоростями ветра ниже 6 м/с требует дополнительного обоснования с расчетом ожидаемой выработки энергии и ее сопоставления с расчетом потребности и оценкой приемлемости полученных результатов по экономическим показателям для конкретных потребителей.

Наиболее благоприятными местами считаются возвышенные и равнинные участки, места, близкие к морским побережьям, долинам больших рек и водоемов.

Следует избегать мест с вогнутой формой рельефа, а также вблизи леса, жилых домов и производственных объектов, которые могут помешать беспрепятственному подходу воздушных масс к ветроустановке.

При этом необходимо обратить внимание на исключение помех на пути ветра в направлениях, несущих преобладающую часть энергии.

Проект ВЭУ должен предусматривать размещение на огражденной территории, недоступной для посторонних лиц. В противном случае предусматривается ограждение вокруг ветроагрегата, причем входная дверь ограждения должна быть закрыта на замок, и на ней, а также на башне ветроагрегата должны быть установлены предупреждающие плакаты техники безопасности.

Ветроустановка должна быть удалена от жилых помещений, лечебных учреждений, школ и домов отдыха на расстояние, обеспечивающее снижение уровня шума, создаваемого работающей ВЭУ, до уровня 45 дБ.

Место для сооружения ветроустановок должно находиться вне отведенной территории расположения железных дорог и автомобильных трасс, линий электропередач, магистральных газопроводов, кабельных и водопроводных трасс.

ВЭУ не должны устанавливаться на пути основных трасс перелетных птиц, а также размещаться вблизи их массовых гнездовых.

Выбранное место для сооружения ветроустановок должно быть согласовано с местной администрацией района размещения ВЭУ.

3.5. Расчет выработки энергии ВЭУ с использованием данных наблюдений за скоростью ветра на метеостанциях

Оценка ветровых условий проводится на основе анализа результатов наблюдений на ближайших метеостанциях района предполагаемого использования ВЭУ.

Данные наблюдений можно получить в территориальных управлениях по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, найти в "Справочнике по климату СССР" или в "Новом аэроклиматическом справочнике" [12,14]. При ознакомлении с данными конкретной метеостанции, кроме данных по ветру, необходимо получить сведения о рельефе местности и степени открытости площадки метеостанции действию ветров разных направлений. Каждая метеостанция имеет такую характеристику, опубликованную в "Справочнике по климату СССР", выполненную в соответствии с классификацией В.Ю. Милевского по 8 направлениям.

На практике используются два варианта расчета возможной выработки энергии. Первый - с использованием результатов наблюдений на метеостанциях, в которых повторяемость скоростей ветра приводится по градациям: 2-5;6-9;10-13;14-17;18-20 и более 20 м/с.

Второй вариант расчета основан на использовании аппроксимации экспериментальных данных повторяемости скоростей ветра двухпараметрическим распределением Вейбулла.

Данные по скорости ветра для метеостанций относятся к высоте 10 м над уровнем поверхности земли и нормальным климатическим условиям: ат-

мосферному давлению 760 мм рт. столба и температуре воздуха +15°C. Для расчета выработки энергии ВЭУ, имеющих высоту башни больше или меньше 10 м, средняя скорость ветра следует пересчитать:

$$V = V_{10} (H / 10)^m \quad (3.5)$$

В табл. 3.5 приведены данные Главной геофизической обсерватории, рекомендуемые для пересчета скорости ветра от уровня размещения анемометра (10 м) на высоту размещения ветроколеса ВЭУ. Данные таблицы применимы для Европейской территории России, для Казахстана и Сибири.

Таблица 3.5 - Возрастание скорости ветра в нижнем 100-метровом слое атмосферы

Времена года	Высота, м						Показатель степени m
	10	20	40	60	80	100	
Зима	1	1,12	1,26	1,35	1,43	1,50	0,17
Весна	1	1,17	1,36	1,50	1,59	1,66	0,22
Лето	1	1,18	1,40	1,55	1,67	1,76	0,24
Осень	1	1,12	1,26	1,35	1,43	1,50	0,17
ГОД	1	1,15	1,32	1,44	1,53	1,60	0,20

4.МЕТОДИКА РАСЧЕТА ГЕЛИОУСТАНОВОК

Расчет гелиоустановки выполняется для схемы с естественной циркуляцией и параллельно-последовательным соединением солнечных коллекторов. Каждый параллельный контур имеет два последовательно соединенных коллектора.

Суммарная солнечная радиация, поступающая на горизонтальную и наклонную поверхности

$$H=H_I+H_d \quad (4.1)$$

Величина солнечной энергии, поступающей на горизонтальную поверхность, в среднем за день данного месяца

$$H_r = H_0 \left(a + b \frac{\bar{S}}{S_0} \right), \text{МДж/м}^2 \quad (4.2)$$

где H_0 – эталонное (условное) значение суммарной энергии (лучше использовать внеатмосферное (в космосе) значение солнечной энергии); \bar{S} и S_0 – действительная и возможная продолжительность солнечного сияния соответственно; a , b – постоянные коэффициенты.

По данным табл.4.1 рассчитывается уровень солнечной энергии по месяцам (1 кВт-ч=3,6 МДж). Полученные данные заносятся в таблицу 4.2.

Таблица 4.1 Количество солнечных часов по месяцам года

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь
\bar{S} Кол-во солнечных часов в месяце	10,8	30,7	98,8	185,4	214,2	235,6
	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
\bar{S} Кол-во солнечных часов в месяце	271,5	298,0	174,7	83,4	67,3	6,9

Таблица 4.2 Результаты расчета

Величина	Месяц					
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь
a						
b						
S ₀ , ч						
Величина	Месяц					
	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
a						
b						
S ₀ , ч						

Уровень солнечной энергии, поступающей на наклонную поверхность в среднем за день данного месяца:

$$H_d = H \cdot R_\varphi, \quad (4.3)$$

где R_φ - отношение среднемесячных дневных приходов суммарной энергии на наклонную и горизонтальную поверхности.

$$R = \left(1 - \frac{H_d}{H}\right) R_b + \frac{H_d}{H} \cdot \frac{1 + \cos(\varphi_k)}{2} + \rho \frac{1 - \cos(\varphi_k)}{2}, \quad (4.4)$$

где R_b - отношение среднемесячных приходов прямой энергии на наклонную и горизонтальную поверхности; φ_k - угол наклона коллектора к горизонту; ρ - отражательная способность Земли, $\rho=0,2...0,7$.

Поскольку R зависит от угла наклона поверхности гелиоустановки к горизонтальной плоскости, расчет следует провести для всех возможных углов наклона. Для определения оптимального угла наклона достаточно просчитать искомые значения для углов наклона от 10 до 30°, когда ожидается максимум солнечной энергии в рассматриваемые месяцы. Результаты расчета сведены в табл.4.3

Таблица 4.3

Угол наклона, °	Интенсивность солнечной энергии на наклонной поверхности в среднем за день месяца H_T , МДж/м ²				
	май	июнь	июль	август	сентябрь
10					
15					
20					
25					
30					

Предварительно оптимальный угол наклона можно определить уже по этим данным, но так как в рассматриваемом периоде времени (май - сентябрь) разное количество дней в месяце и разная обеспеченность продолжительности солнечного сияния, то для более точного расчета величины оптимального угла следует просуммировать теплопроизводительность гелиоустановки за все месяцы.

Дневная удельная теплопроизводительность гелиоустановки в 1-м месяце рассчитывается:

$$\bar{Q}_{\text{ВУУ}}^{\text{дн}} = F_R [H(\tau\alpha)R - U_L \bar{S}(T_{\text{ВХ}} - T_0)3,6 \cdot 10^{-3}] \text{ МДж/м}^2, \quad (4.5)$$

где F_R - коэффициент, связанный с эффективностью переноса тепла от пластины коллектора к жидкости, отводящей тепло; $(\tau\alpha)$ - приведенная поглощательная способность, учитывающая результирующее влияние оптических свойств материалов коллектора; U_L - коэффициент тепловых потерь, учитывающий возможные суммарные потери с единицы площади коллектора, \bar{S} - действительная продолжительность солнечного сияния.

Коэффициент F_R зависит от конструкции поглощающей пластины и расхода теплоносителя через коллектор. Значения коэффициента теплопередачи составляют 0,88...0,9.

Принимаю: $F_R=0,89$; $\alpha=0,9$, $(\tau\alpha) \approx 0,7$; $U_L=6 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°К)}$; температуру окружающего воздуха T^0 для мая и сентября принимают 288°К (15°С), для июня-августа - 293°К (20°С).

Температуру на входе в коллектор определяют по выражению:

$$T_{\text{вх}} = \frac{T_0 + T_6}{2}, \quad (4.6)$$

где T_6 - температура воды в баке-аккумуляторе к концу дня.

Полная эффективность (КПД) коллектора:

$$\eta = \frac{Q_D}{H_T} = F_R \left[(\overline{\tau\alpha}) - \frac{U_L \bar{S}}{H_T} (T_{\text{ср}} - T_0) \right] \quad (4.7)$$

Тогда дневная выработка тепловой энергии гелиоустановкой с углом ее наклона $\varphi=10^\circ$:

$$Q^5_{\text{уд}}, \text{ МДж/м}^2;$$

$$Q^6_{\text{уд}}, \text{ МДж/м}^2;$$

$$Q^7_{\text{уд}}, \text{ МДж/м}^2;$$

$$Q^8_{\text{уд}}, \text{ МДж/м}^2;$$

$$Q^9_{\text{уд}}, \text{ МДж/м}^2.$$

Аналогичный расчет выполняем для углов наклона гелиоустановки 15, 20, 25 и 30 градусов, результаты сводим в табл.4.4.

Таблица 4.4.

Угол наклона, град	Дневная удельная теплопроизводительность гелиоустановки, МДж/м ²					
	май	июнь	июль	август	сентябрь	за сезон
10						
15						
20						
25						
30						

Для выбора оптимального угла наклона гелиоустановки сравниваем ее теплопроизводительность за сезон при различных углах наклона и определяем ее максимальное значение. Анализ полученных данных показывает, что для рассматриваемой задачи оптимальным углом наклона следует считать 20° . При этом удельная суммарная за сезон теплопроизводительность гелиоустановки составляет 646 МДж/м^2 .

Потребное количество энергии для нагрева воды за месяц:

$$Q_{\Pi}^{\text{MEC}} = N \cdot n_1 \cdot m_1 \cdot C(T_2 - T_1), \quad (4.8)$$

где N - число дней в месяце; n_1 - количество людей в бригаде; m_1 -суточная норма расхода воды на 1 человека, кг; $C = 4,19$ кДж/кг $^{\circ}$ К -теплоемкость воды; T_2 - температура нагретой воды; T_0 - температура окружающего воздуха; $Q_{5\Pi}^{\text{MEC}}$, (МДж); $Q_{6\Pi}^{\text{MEC}}$, (МДж); $Q_{7\Pi}^{\text{MEC}}$, (МДж); $Q_{8\Pi}^{\text{MEC}}$, (МДж); $Q_{9\Pi}^{\text{MEC}}$, (МДж).

Общее потребное количество энергии за сезон МДж:

$$Q_{\text{общ.}} = Q_{5\Pi}^{\text{MEC}} + Q_{6\Pi}^{\text{MEC}} + Q_{7\Pi}^{\text{MEC}} + Q_{8\Pi}^{\text{MEC}} + Q_{9\Pi}^{\text{MEC}}, \quad (4.9)$$

Площадь гелиоустановки:

$$A_i = \frac{Q_i}{Q_a}, \text{ м}^2 \quad (4.10)$$

где Q_{Π} , $Q_{\text{в}}$ - потребная и вырабатываемая энергии соответственно.

По потребной площади гелиоустановки определяем количество солнечных коллекторов, принимая во внимание, что один коллектор, отопительного оборудования имеет площадь $0,8 \text{ м}^2$. Желательно принимать четное количество коллекторов для соединения их по параллельно-последовательной схеме.

Потребная мощность определяется по известной методике. Например, для горячего водоснабжения

$$Q_n = m \cdot C_p (T_K - T_H), \quad (4.10)$$

где m – масса необходимой горячей воды, кг; C_p – теплоемкость воды, Дж/кг $^{\circ}$ К; T_K , T_H – конечная и начальная температура воды соответственно, $^{\circ}$ К.

$$\bar{Q}_{\text{ВВУ}}^{\text{ДН}} = F_R [H(\tau\alpha)R - U_L \bar{S}(T_{\text{ВХ}} - T_0)3,6 \cdot 10^{-3}] \text{ МДж/м}^2, \quad (4.11)$$

где $T_{\text{ВХ}}$ - температура на входе в солнечный коллектор.

При определении необходимой площади гелиоустановки следует задаваться двумя условиями:

- возможностью обеспечить объект тепловой энергией в любой месяц; в более северных широтах в холодное время года солнечное теплоснабжение может быть неэффективным;

- режимом наибольшей экономии топлива.

При использовании установки для отопления мощность источника тепла определяется из теплового баланса, методика составления которого изучается в специальных курсах «Основы теплотехники» и «Применение теплоты в сельском хозяйстве». Результаты расчета сводим в табл.4.5

Таблица 4.5.

Показатели	Месяц					За сезон
	май	июнь	июль	август	сентябрь	
Потребное количество энергии за месяц Q_n , МДж						
Дневная потребность в энергии $Q_n^{дн}$, МДж						
Дневная удельная теплопроизводительность гелиоустановки, МДж/м ²						
Потребная площадь гелиоустановки, м ²						
Выбранное количество коллекторов, шт.						
Площадь коллекторов, м ²						

Удельная теплопроизводительность гелиоустановки за месяц:

$$\bar{Q}_{ВУУ}^{мес} = F_R \left[H_0 \left(a + b \frac{\bar{S}}{S_0} \right) (\tau\alpha)R - U_L \bar{S} (T_{ВХ} - T_0) 3,6 \cdot 10^{-3} \right] Np(S), \text{ МДж/м}^2 \quad (4.12)$$

где N - число дней данного месяца; $p(S)$ - обеспеченность (вероятность) солнечного сияния в данный месяц.

Выработка энергии за сезон или год определяется суммированием теплопроизводительности по месяцам:

$$Q_{ВУУ}^{с(г)} = \sum_{i=1}^n Q_{ВУУ_i}^{мес} \quad (4.13)$$

где n - количество месяцев работы установки.

Оптимальным считается объем бака $K_6=60...120$ л/м² гелиоустановки.

В системе горячего водоснабжения предусматривается дополнительное, дублирующее устройство. Заметим, что дублер необходим в лю-

бом варианте, так как возможны дни, когда интенсивность солнечной радиации окажется недостаточной для нагрева необходимого количества воды до требуемой температуры. Мощность дублирующего источника выбирается из условия полного отсутствия нагрева за счет солнечной энергии.

4.1 Оценка энергетических показателей системы горячего водоснабжения

Для выбора оптимальной площади производится оценка энергетических показателей каждого варианта, т.е. необходимо рассмотреть энергетические показатели для каждой площади, рекомендуемой в табл.4.5. Коэффициент использования потенциальной энергии служит для выбора оптимального угла наклона гелиоустановки. Поскольку угол наклона принят из условия максимальной выработки тепловой энергии, то при оптимизации площади гелиоустановки использование потенциальной энергии не исследуется. Оценим долю потенциальной энергии, используемой гелиоустановкой при принятых градусах угла наклона:

Коэффициент использования потенциальной энергии

$$K_{исп\ i}^{пэ} = \frac{\sum_{i=1}^5 H_{y\ i}}{\sum_{i=1}^5 H_{пот\ i}} \quad (4.14)$$

где $H_{y\ i}$ – утилизируемая суммарная солнечная энергия в i -м месяце под определенным углом наклона гелиоустановки; $H_{пот\ i}$ – суммарная солнечная энергия в эти же месяцы, под углом наклона установки, обеспечивающим ее максимальное поступление.

Угол наклона необходимо выбрать для обеспечения наилучшего использования потенциальной энергии. Изменение оптимального угла наклона приведет к снижению коэффициента использования потенциальной энергии.

Коэффициент использования энергии, вырабатываемой гелиоустановкой рассчитывается для каждого месяца при различной площади гелиоуста-

новки. Так, в мае при площади $A=16 \text{ м}^2$, вырабатываемой энергии $Q_B=96$ МДж и потребной $Q_n=103$ МДж полезно используемая энергия $Q_{\text{пол}}=96$ МДж. Тогда $K_{\text{исп}}^{\text{ГУ}} = 1$. В июне при этой же площади $Q_B=128$ МДж; $Q_n=88$ МДж; $Q_{\text{пол}}=88$ МДж; коэффициент использования гелиоустановки $K_{\text{исп}}^{\text{ГУ}} = 0,69$. Подобным образом рассчитываются все варианты. Результаты заносятся в табл.4.6.

Коэффициент обеспеченности потребителя солнечной энергией

Расчеты также ведутся для каждого месяца при различной площади гелиоустановки. Рассмотрим пример расчета коэффициента обеспеченности для площади $A = 16 \text{ м}^2$. В мае при $Q_{\text{пол}}=96$ МДж и $Q_n=103$ МДж коэффициент обеспеченности составляет

$$K_{\text{об}}^{\text{ГУ}} = \frac{Q_{\text{пол}}}{Q_n} = \frac{96}{103} = 0,93$$

В июне $Q_{\text{пол}}=Q_n=88$ МДж, коэффициент обеспеченности $K_{\text{об}}^{\text{ГУ}} = 1$.

Все результаты расчетов сводим в табл.4.6.

Таблица 4.6

Площадь, м^2	Май		Июнь		Июль		Август		Сентябрь	
	$K_{\text{исп}}$	$K_{\text{об}}$	$K_{\text{исп}}$	$K_{\text{об}}$	$K_{\text{исп}}$	$K_{\text{об}}$	$K_{\text{исп}}$	$K_{\text{об}}$	$K_{\text{исп}}$	$K_{\text{об}}$

Полученные результаты показывают, что с ростом площади установки и вырабатываемой энергии в отдельные месяцы рассматриваемого сезона появляются избытки энергии и снижается коэффициент использования гелиоустановки, а обеспеченность энергией - увеличивается. В целом за сезон снижение коэффициента использования и рост обеспеченности происходят не линейно, т.к. в отдельные месяцы наблюдается избыток, а в другие - недостаток энергии от гелиоустановки.

Коэффициент замещения потребной энергии:

Использование солнечной энергии не позволяет полностью заменить традиционный источник энергии и отказаться от органического топлива из-за непостоянного количества поступающей энергии. Коэффициент замещения для каждого месяца при различной площади гелиоустановки рассчитывается с учетом вероятности солнечного сияния.

В мае, например, продолжительность солнечного сияния $\bar{S} \geq 9$ часов ожидается с вероятностью $p(s)=0,6$ и коэффициент замещения f при площади гелиоустановки $A=9,6$ м² составляет $0,56 \cdot 0,6=0,34$, а при площади $A=16$ м², $f=0,56$. Результаты расчетов всех вариантов заносим в табл.4.7

Таблица 4.7

Площадь, м ²	Май $p(s)=0,60$	Июнь $P(s)=0,52$	Июль $p(s)=0,5$	Август $p(s)=0,55$	Сентябрь $p(s)=0,6$	За сезон

Из анализа данных видно, что гелиоустановка при потребной максимальной площади сможет замещать традиционный источник энергии за сезон на 53%, причем вырабатываемая энергия используется на 80% (табл. 4.7). При минимальной площади $A=9,6$ м², когда вырабатываемая энергия используется полностью, доля замещения потребной энергии составляет 42%.

Таким образом, энергетические показатели гелиоустановки позволяют объективно оценить возможности использования солнечной энергии с учетом ее режимов поступления и требований, предъявляемых потребителем. Эти показатели - основные, но не достаточные факторы для оптимизации параметров системы солнечного теплоснабжения. Окончательное техническое решение принимается на основе сравнительного анализа экономических показателей различных вариантов использования гелиоустановки.

5 ВИДЫ СОЛНЕЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ

Солнечный коллектор, являясь основным компонентом солнечной энергетической системы, преобразует лучистую энергию солнца в полезную тепловую энергию и отдает это тепло теплоносителю. Теплоноситель переносит тепло в здание или в аккумулятор для дальнейшего использования. Его также можно использовать в цикле охлаждения (кондиционирования воздуха) или в нагреве воды для хозяйственных нужд.

Существует весьма много моделей простых и эффективных коллекторов. Среди пассивных систем такими устройствами являются окна и сочетание коллектор-аккумулятор. Системы активного использования солнечной энергии отличаются тем, что функции солнечного отопления или охлаждения осуществляются с помощью разных средств. *"Водные бассейны"* на крышах Гарольда Хэя выполняют одновременно функции поглощения, хранения и переноса тепла в помещение, нуждающееся в обогреве. Однако в традиционном смысле солнечный коллектор представляет собой специальное устройство, которое придается зданию. Большинство коллекторов, используемых для отопления и охлаждения зданий, являются *"плоскими"* коллекторами. Эти коллекторы могут быть жидкостного или воздушного типа в зависимости от вида циркулирующего через них теплоносителя.

5.1. Типы солнечных коллекторов для систем отопления

- Жидкостной плоский коллектор
- Воздушный коллектор
- Солнечный пруд
- Плавающий коллектор
- Солнечный коллектор с пирамидальной оптической системой

Основным элементом коллектора является поглощающая пластина (теплоприемник), которая задерживает солнечный свет, преобразует его в тепло и передает его теплоносителю. Поверхность теплоприемника обычно окрашена в черный цвет. Для уменьшения потери тепла с поверхности пластины над ней устанавливается прозрачное покрытие. Потери тепла с тыльной стороны теплоприемника уменьшают при помощи тепловой изоляции. Все эти элементы обычно помещаются в деревянные или металлические контейнеры. На рис. 5.1. показан типичный коллектор, содержащий все вышеописанные элементы.

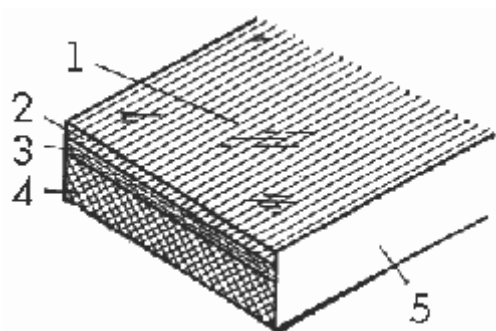


Рис. 5.1. Прототип плоского солнечного коллектора:
1 - прозрачное покрытие; 2 - пластина, поглощающая солнечную радиацию; 3 - отражающая поверхность; 4 - изоляция; 5 - ящик.

5.2 Жидкостные коллекторы

- Теплоприемные пластины
- Типы теплоприемников жидкостных систем
- Дополнительные факторы проектирования коллекторов
- Примеры коллекторов и детали конструкции

Обычно поглотители для жидкостных систем изготавливаются из меди, алюминия или стали. При выборе материала для теплоприемника следует учитывать следующие факторы:

- наличие материала;
- энергию и ресурсы, необходимые для производства;

- теплопроводность (и другие тепловые характеристики);
- долговечность, легкость в обращении;
- стоимость.

Наличие материала. Медь всегда имеется в наличии, но ее запасы на Земле сокращаются, а цены продолжают расти. Алюминий и сталь доступнее, но даже запасы алюминия постепенно истощаются.

Энергия и ресурсы, необходимые для производства. Поскольку наши энергетические запасы сокращаются, и экономия энергии становится все более жизненно важной для общества, выбор металла также производится с учетом количества энергии, необходимого для производства. Для производства алюминия, например, требуется значительно больше энергии на единицу веса, чем для производства стали.

На Земле просто не хватит меди для обеспечения каждого здания медным солнечным коллектором, даже если срок службы такого теплоприемника будет 50 лет, и медь затем пойдет в переработку. То же ограничение может оказаться справедливым и для алюминия. По сути дела, все металлы могут применяться только после тщательного рассмотрения возможных альтернатив. *Системы, не требующие металлических теплоприемников, должны применяться, где только возможно.*

Теплопроводность. Металлический теплоприемник можно не применять, если теплоноситель непосредственно соприкасается с любой поверхностью, на которую падает солнечный свет. Однако почти во всех применяемых сейчас жидкостных системах жидкость протекает обычно по трубам, прикрепленным к поглощающей пластине. Тепло должно передаваться к трубам от тех участков пластины, которые не соприкасаются с теплоносителем. Если теплопроводность пластины недостаточно высока, то тепло уйдет из коллектора прежде, чем оно будет подведено к трубам. Пластина из металлов с высокой теплопроводностью, например, из меди, может быть тоньше, а трубы на ней могут располагаться с большими промежутками. Наиболее теп-

лопроводным металлом является медь, за ней следует алюминий. Чтобы получить аналогичные результаты при всех прочих равных условиях, алюминиевый лист должен быть вдвое, а стальной - в 9 раз толще медного.

Долговечность металлов ограничена действием коррозии. Медь противостоит коррозии лучше, чем алюминий или сталь, но при определенных условиях вода и антифриз могут вызвать коррозию всех этих металлов. Высокие рабочие температуры солнечных коллекторов также ускоряют коррозию. Тем не менее, существуют методы уменьшения влияния коррозии. Например, если теплоприемник осушается для предупреждения замерзания, то доступ воздуха в систему повышает потенциальную возможность коррозии. Таким образом, необходимо закрыть путь в систему кислороду воздуха, вызывающему коррозию.

Особые меры необходимо принимать для предупреждения коррозии алюминия; вода из плавательных бассейнов может вызвать протечку алюминиевых теплоприемников уже через несколько месяцев после монтажа. Сталь должна быть оцинкованной, либо нержавеющей. Коррозию также можно уменьшить путем добавления в воду или антифриз *ингибиторов*, содержащих соли хромовой кислоты. Рекомендуется применение мягкой воды с низким содержанием минеральных веществ и металлов. Внутренние поверхности алюминиевых труб или других каналов для жидкости можно обрабатывать при помощи процесса гальванического цинкования, но он довольно дорог и не везде возможен.

Наиболее критическим аспектом коррозии является показатель концентрации водородных ионов в растворе. Для алюминия $\text{pH}=6\text{...}7$. Необходимо постоянно контролировать уровень pH , т.к. любое отклонение в меньшую (кислотное) или в большую (щелочное) сторону значительно увеличивает коррозию.

Все упомянутые методы обработки лишь снижают область коррозии, но не дают никакой гарантии успеха. Пока не решена проблема борьбы с

коррозией, существует очень мало заменителей меди для жидкостных теплоприемников. В какой-то мере исключениями здесь являются стекло и волнистый алюминиевый или стальной лист с открытой поверхностью, примененные в системе д-ра Томсона. Неметаллические теплоприемники (стекло, пластмасса) не подвержены коррозии, но имеют более короткий срок службы.

Легкость в обращении. Вес теплоприемной пластины не является решающим фактором в конструкции солнечного коллектора, но он играет роль в простоте изготовления коллектора и обращении с ним. Общая масса коллекторов обычно составляет менее 25 кг/м^2 , где на долю теплоприемника приходится, как правило, около 5 кг/м^2 .

При работе с медью могут возникнуть затруднения, так как она твердеет (гартуется) при формовке и изгибании. Все металлические поверхности теплоприемников требуют тщательной очистки до нанесения черной краски на поверхность. Медь с большим трудом поддается окраске.

При креплении труб к теплоприемной пластине нужно учитывать трудности пайки или сварки. Припаивание медных труб к медным пластинам осуществляется сравнительно легко, а алюминий нельзя припаять или приварить к любому металлу без применения специальных средств, но достаточно успешно применяются механические соединения.

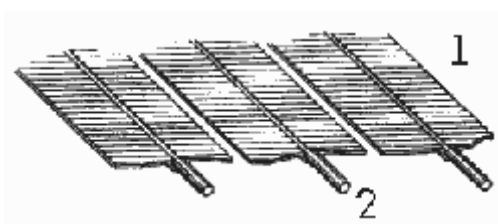


Рис. 5.2. Способ механического крепления медных труб к алюминиевому листу

1 - ребро алюминиевого теплоприемника; 2 - медная трубка.

Стоимость теплоприемной пластины необходимо рассматривать совместно с тепловыми характеристиками. Эти характеристики для различных материалов показывают, что при существующих несоответствиях стоимости меди, алюминия, стали и нержавеющей стали, лучшим из них следует считать алюминий. К сожалению, совершенно не решенные проблемы борьбы с коррозией алюминия препятствуют его широкому использованию.

Существуют три основных конструкции, обеспечивающие контакт жидкости с теплоприемником с целью отбора тепла:

- волнистый лист Томсона с открытой поверхностью (рис. 5.3.);
- "труба в листе", применяемый в холодильной технике (каналы отформованы в теле теплоприемника);
- наложение труб на пластину с тыльной или передней стороны.

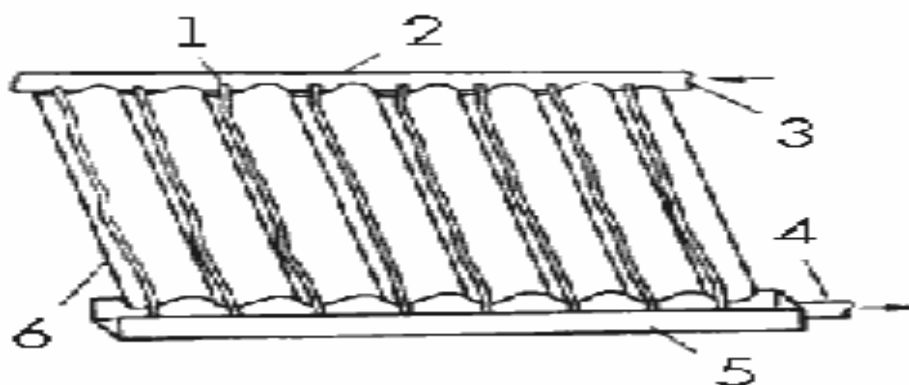


Рис. 5.3. Плоский коллектор с открытым потоком

1 - отверстия; 2 - гидравлический коллектор; 3 - от аккумулятора; 4 - к аккумулятору; 5 - сборный коллектор; 6 - волнистая кровля, окрашенная в черный цвет (или зачерненный волнистый алюминий).

Метод д-ра Томсона имеет много преимуществ. При низких температурах (ниже 45°C) характеристики этого теплоприемника конкурентоспособны с характеристиками трубчатых конструкций, однако его КПД резко падает при более высоких температурах. Несомненным достоинством такого теплоприемника является то, что он самосливно и не требует защиты от коррозии или замерзания. Холодная вода из бака подается насосом в гидравличе-

ский коллектор в верхней части конструкции. В этой коллекторной трубе просверлены отверстия диаметром 0,8 мм, расположенные напротив впадин волнистого листа. Нагретая вода собирается в желоб у основания конструкции и самотеком поступает обратно в бак -аккумулятор.

На рис. 5.4 изображен теплоприемник типа "труба в листе". Трубы формируются в таком теплоприемнике при соединении двух листов. Схема расположения труб выдавливается на листах до процесса сварки; образование труб происходит при раздутии под давлением. В случае применения стали, два листа соединяются методом точечной сварки, жидкость будет проходить через зазор, образовавшийся между листами.

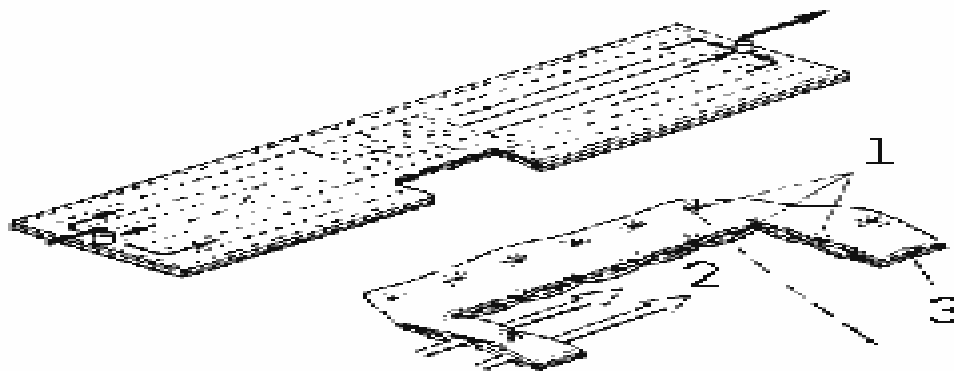


Рис. 5.4. Раздутый плоский солнечный металлический коллектор

1 - сварные точки; 2 - поток; 3 - торцовые швы, полученные контактной сваркой.

Поверхности теплоприемника (внешняя) и прозрачные покрытия над ней должны рассматриваться одновременно. Их функции сходны, и выбор покрытий связан с типом поверхности теплоприемника. Например, применение селективной поверхности в сочетании с одним прозрачным покрытием является более эффективным, чем черной краски на плоской поверхности с двумя покрытиями.

Главная функция поверхности теплоприемника заключается в увеличении процента поглощаемой энергии солнечного света. По определению, абсолютно черное тело является превосходным поглотителем излучения; волны всех длин при любом угле падения будут поглощаться абсолютно черным телом. Однако реальные тела всегда будут отражать часть излучения, причем в возрастающей степени при увеличении угла падения.

Абсолютно черное тело является также превосходным излучателем тепловой радиации. Хотя в природе не существует совершенных излучателей, большинство черных цветов поглощает столько же энергии, сколько они одновременно и излучают - 90...95%. Идеальной поверхностью теплоприемника будет та, которая не отражает коротковолнового светового излучения (она его полностью поглощает) и полностью отражает длинноволновое излучение (совершенно его не излучает). Такая идеальная поверхность называется селективной поверхностью.

К сожалению, селективные поверхности пока еще дороги. Однако для обычных целей можно использовать черную матовую краску. Прежде всего, поверхность теплоприемника должна быть тщательно очищена, для этой цели можно прибегнуть даже к кислой ванне. Различные черные краски можно проверить путем измерения температур поверхностей, покрытых этими красками и находящихся под солнечными лучами.

Остекление. Термин "остекление" является общим обозначением довольно большой группы прозрачных материалов, которые применяются для ограждения поверхности теплоприемника. Солнечный свет проникает через прозрачный (для солнечного света) материал, попадает на теплоприемную поверхность, поглощается ею и превращается в длинноволновое инфракрасное излучение. Ранее прозрачный материал теперь в определенной мере непрозрачен для длинных волн, и тепло удерживается внутри.

В качестве испытанного покрытия стекло является одним из наиболее предпочтительных материалов. Оно:

- доступно;
- имеет хорошую пропускную способность;
- непроницаемо для длинноволнового теплового излучения;
- термически устойчиво при повышенных температурах;
- обладает сравнительно хорошим сопротивлением царапанью и воздействию атмосферных факторов;

Недостатки стекла:

- трудность в транспортировке, хранении, необходимость монтажа в коллектор на месте его установки по причине хрупкости;
- неспособность перекрывать большие площади;
- необходимость применения множества сложных и дорогостоящих деталей крепления вследствие размерных ограничений;
- высокая стоимость.

При использовании стекла необходимо предусмотреть возможность для термического расширения и сжатия внутри рамы при одновременном обеспечении герметичности против инфильтрации влаги и воздуха. Оно не должно непосредственно контактировать с металлом из-за возможного перегрева. Стекло также выбирают по условию минимального содержания железа для увеличения светопропускания.

В системах с двойным остеклением промежуток между слоями должен вентилироваться для удаления воды в результате возможной протечки и конденсации влаги.

Выбор количества покрытий является исключительно важным фактором. Вообще, чем ниже требуемая температура коллектора, тем меньше нужно покрытий. Например, подогреватели воды в плавательных бассейнах могут совсем не нуждаться в покрытии.

Чем больше число покрытий, тем больше они поглощают и отражают солнечной энергии и тем меньшая доля энергии солнечного света достигает поверхности теплоприемника. Это особенно проявляется при острых углах падения. Чем ниже температура наружного воздуха, тем большее число покрытий требуется для получения нужных рабочих температур коллектора без снижения его КПД.

При использовании коллектора для ночного радиационного охлаждения, при котором теплоноситель циркулирует через коллектор, охлаждаясь вследствие излучения в окружающее пространство, никакого стеклянного покрытия не требуется.

Дополнительное покрытие может обеспечить более высокий КПД, но дополнительная стоимость установки может не оправдать его применения. Помимо монтажа покрытия существуют дополнительные издержки на аккумулярование тепла. Два покрытия обеспечат более высокую температуру аккумулятора, повысив величину эффективной емкости аккумулятора без увеличения затрат на установку; одно стеклянное покрытие может привести к увеличению размеров не только аккумулятора, но и элементов всей системы отопления, чтобы обеспечить эффективность работы при более низких температурах аккумулятора.

Хотел утверждает: "Оптимальное число слоев стекла тем больше, чем выше требуемая рабочая температура черной пластины. Для бытового горячего водоснабжения оптимальным обычно будет один слой. Для отопления помещения обычно оправдано применение двух слоев стекла".

Конечно, это только приблизительные указания. Реальное решение должно основываться на стоимостных и других соображениях:

- конфигурации коллектора;
- материалов, из которых он изготовлен;
- конструкции оборудования и аккумулятора.

Зазор между покрытиями выбирается главным образом исходя из его влияния на КПД коллектора и стоимости монтажа. КПД коллектора зависит от тени, отбрасываемой переплетом покрытия на поверхность поглотителя, и от разницы изолирующих способностей воздушного промежутка разной толщины; наиболее эффективны промежутка 12...25 мм.

Селективные покрытия

Идеальной поверхностью теплоприемника будет та, которая не отражает коротковолнового светового излучения (она его полностью поглощает) и полностью отражает длинноволновое излучение (совершенно его не излучает). Такая идеальная поверхность называется селективной поверхностью.

Эффективность селективной поверхности измеряется:

- коэффициентом поглощения солнечной энергии;
- относительной излучательной способностью длинноволновой тепловой радиации;
- отношением поглощательной способности к излучательной.

Применение селективно-поглощающих покрытий - наиболее эффективный способ повышения КПД плоских коллекторов. Самый распространенный тип селективных покрытий - тонкие пленки на металлической основе, поглощающие видимый свет и пропускающие инфракрасное излучение (ИК). К ним относятся покрытия из черного хрома и черного никеля, наносимые электрохимическим способом на подложку из никеля, цинка, олова или меди. Селективные краски получают из прозрачных в ИК-области полупроводников в виде мелкого порошка для снижения эффективного коэффициента отражения поверхности.

Селективные покрытия оцениваются по:

- возможности их нанесения на определенный материал;
- стоимости;
- наличию;
- долговечности.

Каждое покрытие предназначено для нанесения на определенный материал (покрытие, пригодное для меди, необязательно годится для алюминия). Стоимость является важным фактором, поскольку применение селективных покрытий либо снижает затраты на другие элементы коллектора (например, устраняет необходимость в двойном остеклении), либо значительно улучшает характеристики коллектора (а это оправдывает затраты) путем повышения рабочей температуры, получаемой от коллектора, или путем увеличения общего количества поглощаемой энергии.

Покрытие черным хромом наиболее перспективно для получения требуемых оптических свойств и высокой термической стабильности. Но плотность электрического тока при нанесении черного хрома почти в 100 раз выше, чем для черного никеля, отсюда и высокая стоимость селективных поверхностей с черным хромом.

Не все селективные покрытия легко доступны. Иногда эти трудности связаны с высокими транспортными расходами до завода, где наносится покрытие, и обратно до потребителя. Ограничивает их применение и сложный процесс нанесения, требующий контроля качества. Обычными методами нанесения покрытий являются ванны:

- гальванические;
- химические;
- пароосадительные.

Долговечность является ключевым фактором при выборе типа покрытия.

Среди разрушительных факторов следует отметить:

- влагу;
- высокие температуры;
- солнечный свет.

Примерное сравнение характеристик черных матовых красок и селективных покрытий представлено на рис. 5.5.

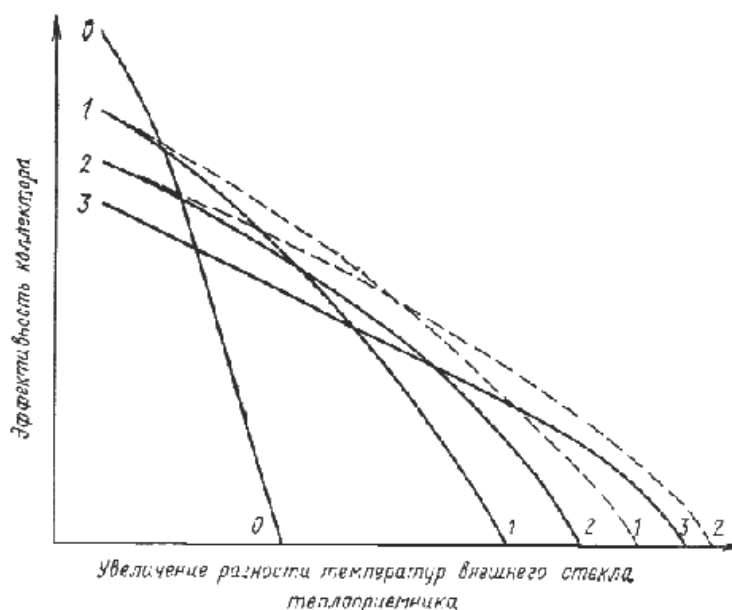


Рис. 5.5. Влияние свойств покрытия теплоприемника и кратности остекления на КПД коллектора:

Сплошная линия - черная матовая краска;

Пунктир - селективное покрытие;

0 - отсутствие остекления;

1 - однослойное остекление;

2 - двухслойное остекление;

3 - трехслойное остекление.

Теплоприемник с черной матовой поверхностью и двумя прозрачными покрытиями имеет примерно те же характеристики, что и с селективным покрытием и одним стеклом. При температурах коллектора ниже 65°C второе стекло поверх селективной поверхности существенно не влияет на рабочие характеристики коллектора. Однако при температурах достаточно высоких для приведения в действие абсорбционного охлаждающего оборудования (80°C), может потребоваться второе покрытие. При низких рабочих температурах (ниже 40°C), с другой стороны, применение селективного покрытия может не приводить к повышению КПД. В настоящее время затраты на селективные покрытия лишь иногда вызывают увеличение общей стоимости.

Технологии нанесения селективных покрытий:

- черный никель;
- черный хром;
- окись меди на алюминии;
- окись меди на меди

Изоляция. Для уменьшения потери тепла теплоприемником к тыльной его поверхности крепится слой изоляции. Если коллектор устанавливается на ограждающей конструкции здания (стене, крыше), то тепло не теряется, а передается самому зданию. Зимой это является преимуществом, а летом - недостатком. За исключением районов с низкими летними температурами, коллектор должен иметь изоляцию для сведения к минимуму этого *"добавочного тепла"* и повышения его КПД. Обычным для коллекторов, устанавливаемых на крыше, является слой стекловолоконистой или эквивалентной изоляции толщиной до 150 мм; для вертикальных коллекторов толщину ее можно уменьшить до 100 мм. Если же коллектор представляет собой отдельно стоящее сооружение, то толщина изоляции должна составлять 150...200 мм.

Стекловолоконистая изоляция предпочтительнее стирофомной или уретановой благодаря устойчивости при повышенных температурах. Некоторые виды уретанов деформируются, вспучиваются и выделяют потенциально токсичные газы. Воспламеняемость также должна приниматься во внимание.

По возможности изоляция должна быть отделена от поверхности теплоприемной пластины поглотителя воздушным промежутком. Благодаря этому тепло отражается обратно к теплоприемнику, снижая температуру изоляции и повышая КПД коллектора.

Кромки поверхности коллектора по периметру необходимо изолировать для уменьшения концевых потерь. Не следует злоупотреблять изоляцией, если она уменьшает потенциальную поверхность коллектора.

Для коллекторов, которые отделены от зданий или прикреплены своей собственной конструкцией к кровле, ветровые нагрузки являются основным фактором в конструктивном расчете опорной системы. Для уменьшения сто-

имости конструктивной системы и парусности коллектора площади поверхности должны быть небольшими, чтобы обеспечить низкий аэродинамический профиль. Этого можно добиться, расположив длинные низкие коллекторы друг за другом.

Удобство осмотра и обслуживания. Поверхности больших коллекторов могут потребовать большего ухода, чем обычные стены и крыши; кроме того, их труднее обслуживать из-за сравнительно скользких и хрупких поверхностей покрытий. Проблемы доступа к коллекторам могут быть частично решены путем устройства длинных и низких коллекторов. Там, где местные атмосферные и климатические условия требуют частого мытья окон, удобство обслуживания приобретает еще большее значение. Во всяком случае, при проектировании элементов покрытий необходимо учитывать массу обслуживающего персонала.

Прототип солнечного коллектора показан на рис. 5.6.

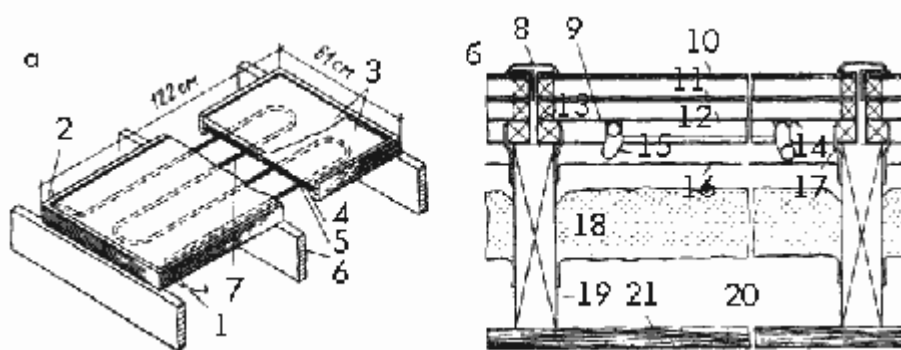


Рис. 5.6. Солнечный коллектор с двумя стеклянными покрытиями и медным теплоприемником типа "труба в листе"

а - коллектор; 1 - поток воды в следующий коллектор; 2 - поток воды из предыдущего коллектора; 3 - два стеклянных покрытия; 4 - медный теплоприемник с верхней поверхностью, окрашенной в черный цвет; 5 - паяное соединение; 6 - стропила размером 50X200 мм с расстоянием между центрами 610 мм; 7 - медные трубы; 8 - разрез коллектора: стекло не должно содержать железа, пропускательная способность через один слой должна быть более 90%; 8 - алюминиевая накладка, закрывающая заполненный мастикой про-

межуток между коллекторами; 9 - медная пластина толщиной 0,5 мм; 10 - стекло толщиной до 5 мм; 11 - стекло толщиной 3,2 мм; 12 - окрашено в черный цвет; 13 - зазор; 14 - пайка; 15 - медная труба диаметром 12,5 мм; 16 - алюминиевая фольга; 17 - крепежные накладки; 18 - изоляция (110 мм); 19 - стропила размером 50X200 мм с расстоянием между центрами 610 мм; 20 - пространство, вентилирующееся летом для охлаждения потока; 21 - изоляционная плита. Остин Уиллер исследовал эффект теплопроводности соединений и сделал вывод, что стальные трубы не уступают медным, если соединение между трубой и пластиной имеет хорошую теплопроводность. Теплопроводность соединений может находиться в пределах от 1,7 кВт/(м·град) для надежно припаянной трубы, до 5,5 кВт/(м·град) для плохо закрепленной или ненадежно припаянной трубы. Штампованные пластины с трубными профилями являются наилучшим вариантом по своим характеристикам, но они требуют оборудования для массового производства, чтобы получить экономический эффект.

На рис. 5.7. показаны три схемы расположения труб:

- под пластиной;
- над пластиной;
- составляющие одно целое с пластиной.

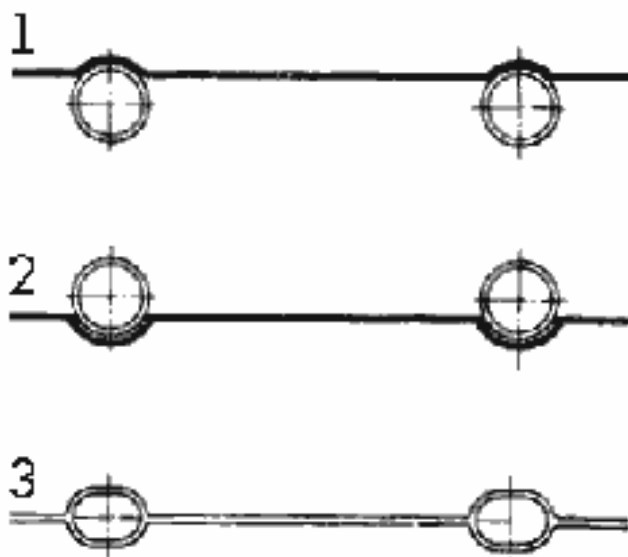


Рис. 5.7. Конфигурация типа "труба в листе"

1 - трубы под пластиной; 2 - трубы над пластиной; 3 - трубы, объединенные с пластиной.

Система "Солярис" Гарри Томасона, в которой вода стекает по поверхности волнистого листа из алюминия или оцинкованной стали, не сталкивается со многими проблемами замерзания, которые связаны с коллекторами трубчатого типа. Детали конька и водосточного желоба его системы показаны на рис. 4.8. Два варианта теплоприемника типа "труба в листе" показаны на рис.4.9, 4.10. В обоих коллекторах тыльная сторона теплоприемной пластины изолирована пенополиуретаном.

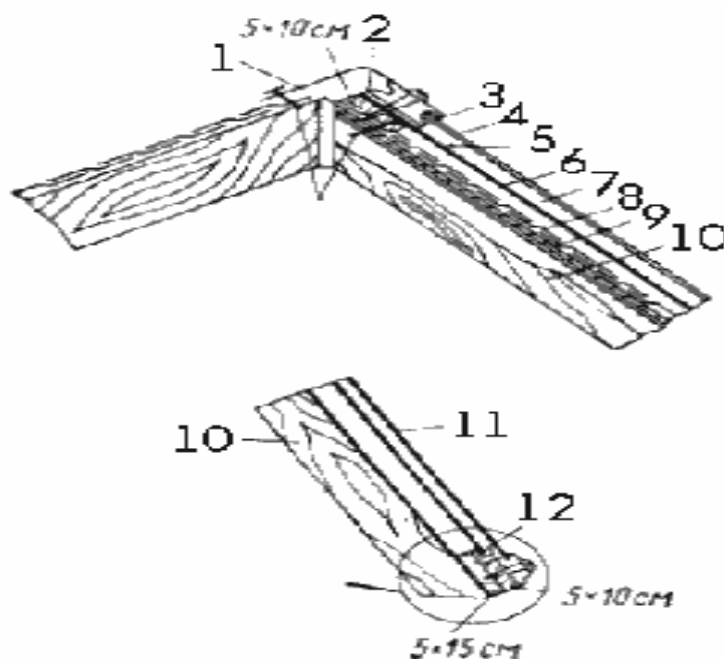


Рис. 5.8. Детали коллектора "Солярис" Гарри Томасона

1 - алюминиевый фартук; 2 - полоска из резины или винила; 3 - резиновая

или виниловая прокладка; 4 - стекло (один или два слоя); 5 - медная труба диаметром 12,5 мм, отверстия диаметром 0,8 мм; 6 - волнистый алюминиевый лист; 7 - стекловолокнистая изоляция; 8 - кровля; 9 - обрешетка; 10 - стропила; 11 - стекло; 12 - желоб коллектора.

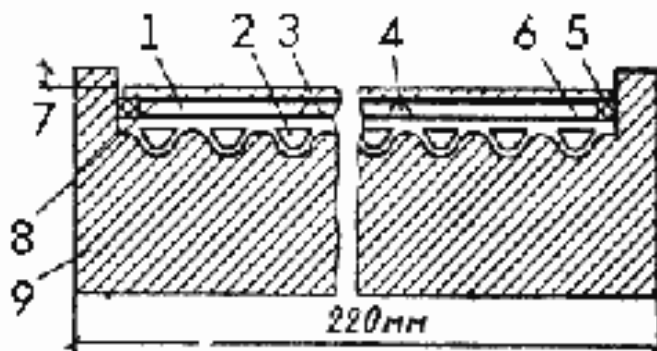


Рис. 5.9. Прототип дешевого плоского солнечного коллектора: 1 - воздушный промежуток; 2 - каналы для хладагентов; 3 - стеклянное покрытие; 4 - опорные стойки для стеклянного покрытия; 5 - эластомерное уплотнение; 6 - селективное покрытие; 7 - опорный выступ 6,3 мм; 8 - отражающее покрытие (необязательно); 9 - теплоизоляционная изоляция.

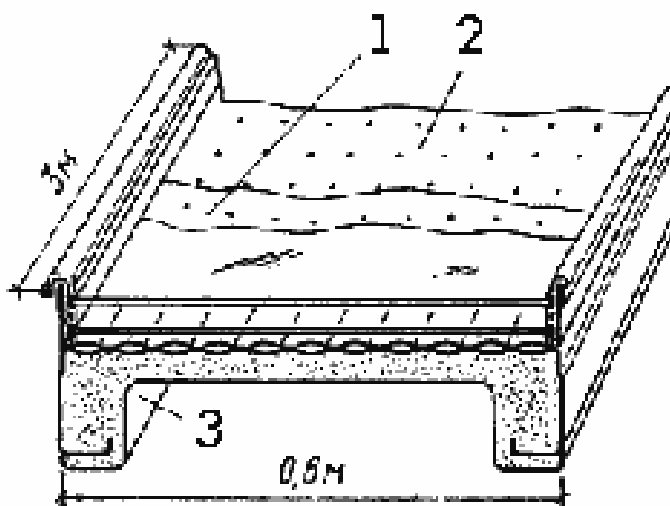


Рис. 5.10. Солнечный коллектор в сборе: 1 - стеклянное покрытие; 2 - теплоприемная поверхность коллектора; 3 - изоляция.

Коллектор, показанный на рис. 4.10, сам по себе является конструктивным элементом. Он может заменить собой любой элемент типовой крыши, в том числе стропила, утеплитель и кровлю. Теплоприемник состоит из двух сваренных друг с другом листов металла; высокое давление в трубах требует высококачественного сварного шва.

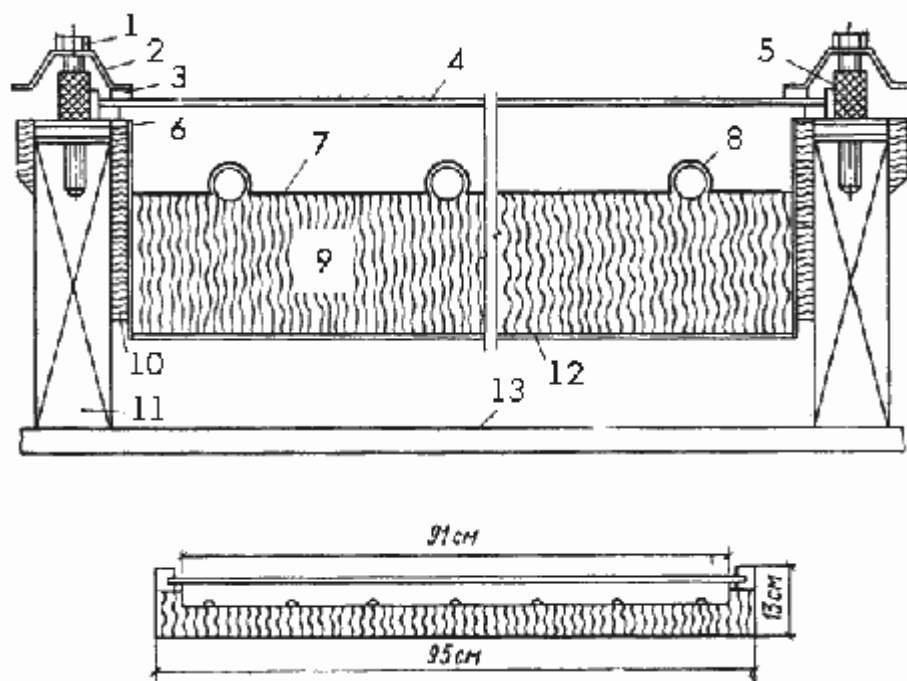


Рис. 5.11. Коллектор, устанавливаемый вместо участка крыши; конструкция фирмы "Сануоркс корпорейшн": 1 - болт-шайба; 2 - сплошная накладка стропильной балки; 3 - неопреновая прокладка; 4 - стекло; 5 - уплотнение; 6 - желоб; 7 - селективное покрытие; 8 - труба; 9, 10 - изоляция; 11 - стропило; 12 - штампованный металлический кожух; 13 - пароизоляция.

Один из первых промышленно выпускаемых солнечных коллекторов для отопления зданий в США был спроектирован в 1973 г. Эвереттом Барбером (Гилфорд, Коннектикут). Первые варианты, показанные на рис. 4.11 и 4.12, были применены в нескольких домах. Так называемый "встроенный модуль" был предназначен для установки между стропилами, заменяя собой утеплитель, обрешетку и кровлю. На смену этой модели пришел "наружно

монтажный модуль", который размещается на обычной крыше, обеспечивая жесткость здания и необходимую защиту от проникновения воды.

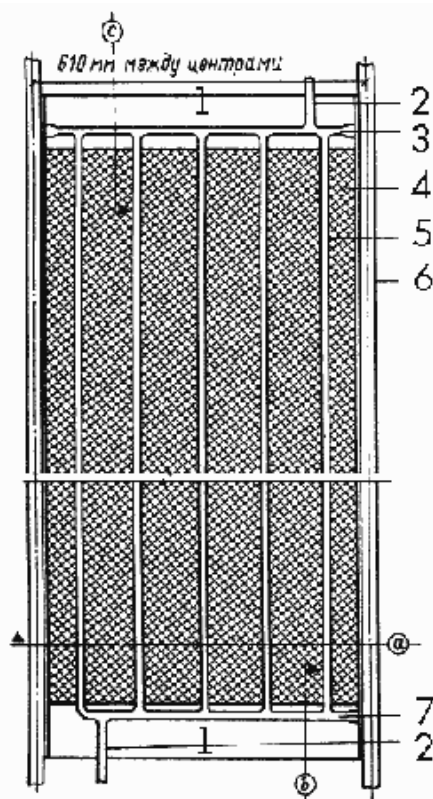


Рис. 5.12. Детали: модуль, смонтированный вместо участка крыши; конструкция фирмы "Сануоркс корпорейшн"

1 - слой изоляции; 2 - к горизонтальной трубе; 3 - обратная труба; 4 - селективное покрытие; 5 - труба; 6 - стропило; 7 - питающая труба.

Барбер считает, что проверенные и испытанные материалы дают наилучшие долговременные результаты и, следовательно, лучшую долговременную окупаемость. Трубы для теплоносителя и пластина теплоприемника, к которой они припаяны, полностью выполнены из меди.

Этот вариант обеспечивает долгий срок службы по сравнению с любым другим материалом, имеющимся в настоящее время для теплоприемника такого типа. На медный лист наносится селективный слой, а поверх устанавливается стеклянное покрытие. Все устройство помещается в контейнер из листового металла. Независимые испытания, проведенные НАСА и другими ор-

ганизациями, показывают, что этот коллектор имеет очень хорошие рабочие характеристики в широком диапазоне температур.

Фирма "ППДжи индастриз" выпустила более дешевый коллектор, правда, несколько худшего качества (рис. 5.13 и 5.14). В этой конструкции для пластины теплоприемника был применен алюминий.

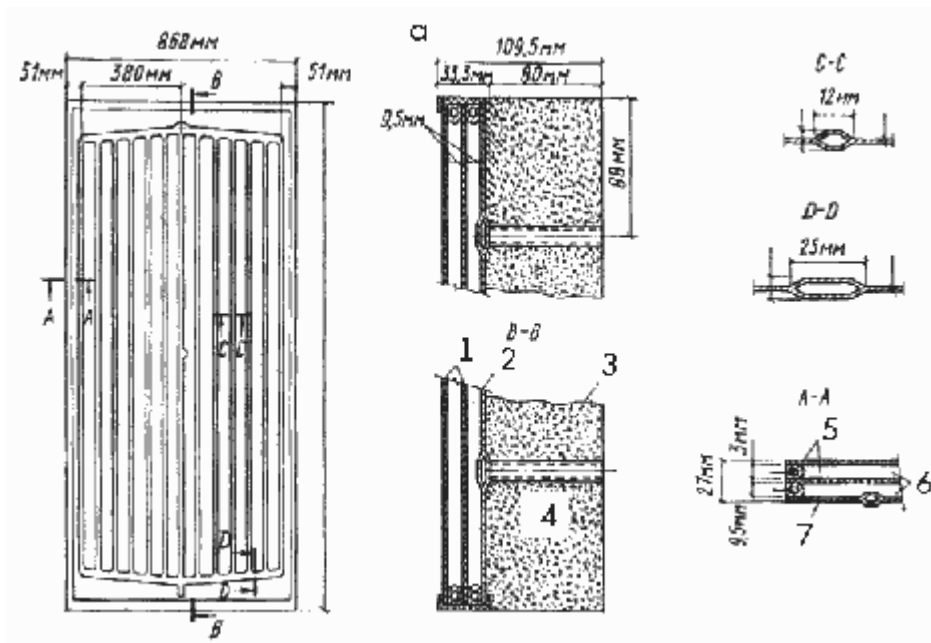


Рис. 5.13. Прототип солнечного коллектора фирмы "ППДжи индастриз"
 а - конструкция теплоприемника; 1 - закаленное стекло "Геркулит" 3,2 мм; 2 - алюминиевый теплоприемник; 3 - изоляция; 4 - трубы, наружный диаметр 12,7 мм; 5 - два слоя закаленного стекла "Геркулит" толщиной 3,2 мм; 6 - воздушный промежуток; 7 - панель теплоприемника толщиной 1,5 мм из алюминия типа 1100 (типичная конструкция устройств с двойным промежутком).

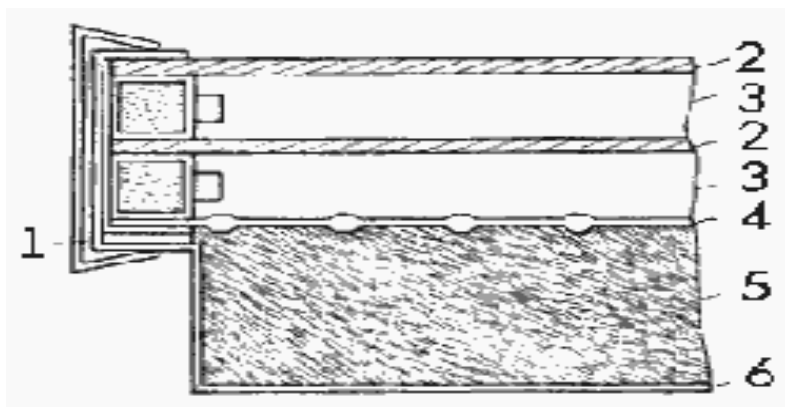


Рис. 5.14. Прототип солнечного коллектора фирмы "ППДжи индастриз" с необязательным тыльным защитным кожухом

1 - изоленга; 2 - закаленное стекло "Геркулит" толщиной 3,2 мм; 3 - воздушный промежуток 9,5 мм; 4 - алюминиевый теплоприемник; 5 - стекловолоконная изоляция; 6 - оцинкованный кожух, предохраняющий изоляцию.

С другой стороны, панель "ППДжи индастриз" имеет очевидные преимущества. Вместо труб, прикрепленных к листу, алюминиевый теплоприемник имеет уже отформованные в нем трубы (технология "Ролл-Бонд"). Поверхность теплоприемника покрыта черной матовой краской, а не селективным слоем, имеет два покрытия из закаленного изолирующего стекла "Геркулит К" фирмы "ППДжи индастриз". Эти узлы выпускаются в разных вариантах: с изоляцией или кожухом с тыльной стороны теплоприемника или же без них. Сейчас в основном производстве фирма "ППДжи индастриз" все же переключилась на выпуск медных теплоприемников.

На рис.5.15. показана конструкция коллектора, разработанная фирмой "Сан-Эрс, инк.". Его отличительной чертой является то, что, горизонтальная труба встроена в коллектор.

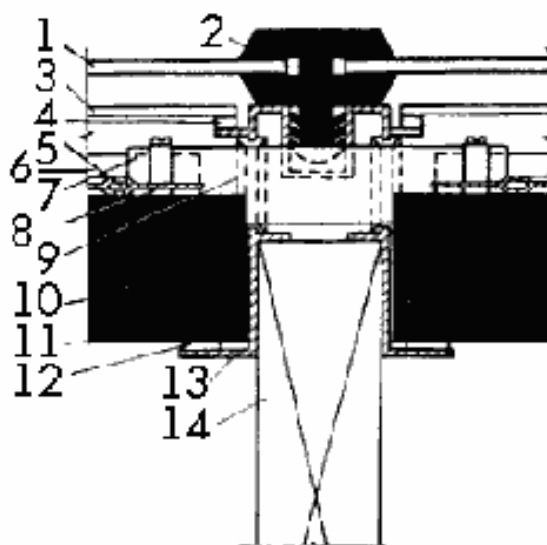


Рис. 5.15. Конструкция коллектора фирмы "Сан-Эрс Констракшн Ко."

1 - наружное стекло; 2 - неопреновая прокладка для остекления; 3 - внутреннее стекло; 4 - теплостойкая лента для остекления; 5 - пластина с циркулирующим теплоносителем; 6 - распределительная труба; 7 - гибкий шланг; 8 - хомут шланга; 9 - уплотняющая прокладка и сиккатив; 10 - жесткая стекловолоконная изоляция; 11 - пароизоляционная подкладка; 12 - слой герметика; 13 - штампованная алюминиевая рама; 14 - опорная конструкция (из дерева или другого материала).

Солнечный коллектор "Соларсан", показанный на рис. 4.16, был разработан Уильямом Эдмондсоном, редактором ежемесячного информационного бюллетеня по солнечной энергии "Солар энерджи дайджест". Хотя коллектор был задуман как солнечный водонагреватель, его легко можно приспособить к системе отопления здания. Действительно, поскольку им предполагалось заменить часть крыши, разумнее построить этот коллектор размером во всю крышу, используя его как для отопления, так и для приготовления горячей воды. Так как стоимость нескольких компонентов можно сравнить с крышей, реальная стоимость материалов коллектора может быть сравнительно невелика.

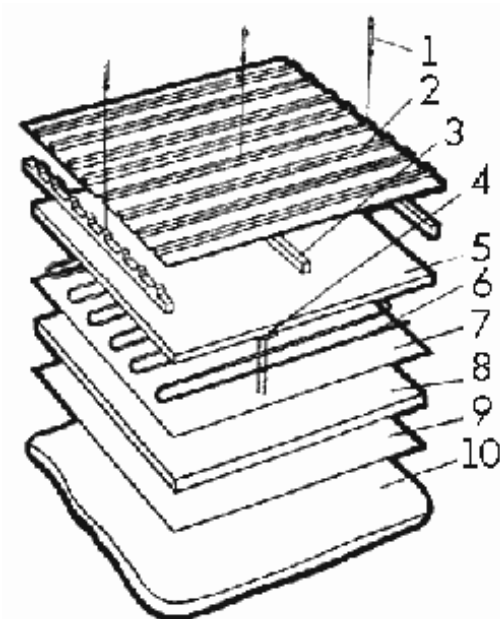


Рис. 5.16. Солнечный водонагреватель "Соларсан" Уильяма Эдмундсона

1 - алюминиевые кровельные гвозди; 2 - стекловолокнистая панель "Тедлар" или эквивалентный материал; 3 - рейка для забивки гвоздей; 4 - скобы; 5 - фильтрующий материал (необязательно); 6 - медные трубы; 7 - зеркальная мягкая алюминиевая фольга толщиной 0,08 мм или более; 8 - стекловолокно типа 703 или 704; 9 - фольга или специальная бумага; 10 - деревянный настил крыши

5.3 Воздушные коллекторы

Системы сбора солнечного тепла с использованием в качестве теплоносителя воздуха приемлемы для отопления помещений всех типов, особенно в тех случаях, когда не предусматривается или в незначительной степени используется охлаждение или подогрев воды для бытовых нужд.

Воздушные системы выглядят привлекательнее жидкостных, так как требуют меньше трубопроводов и деталей и поэтому менее дороги. Причиной сложностей с жидкостными системами являются:

- проблемы возможного замерзания жидкости в коллекторе;
- необходимость учитывать расширение жидкости при ее нагреве в системе, включая возможность мгновенного перехода жидкости в газообразное состояние;
- возможность протечки системы;
- коррозия металлических водопроводных труб.

Сравнительная простота воздушных систем притягательна для людей, желающих построить свою собственную систему, но, как со всеми системами сбора, хранения и использования солнечной энергии, их точный расчет труден, поэтому все системы, за исключением простейших, должны проектироваться человеком, сведущим в вопросах механики и теплообмена. Тем не менее, воздушные коллекторы сравнительно легко содержать и ремонтировать.

вать. Вентиляторы, приводы демпферов и органы управления могут отказаться, однако крупные узлы, в том числе коллектор, аккумулятор тепла и воздухо- воды должны иметь длительный срок службы.

Изготовление воздушных коллекторов и связанных с ними узлов и систем сравнительно просто, если сопоставить со слесарно-водопроводными работами и попытками найти пластину теплоприемника, пригодную для жидкостных систем. За исключением конструкции д-ра Гарри Томасона, в которой вода стекает по волнистому металлическому листу, в большинстве конструкций теплоприемника трубы крепятся к ним или составляют с ними одно целое, причем обращаться с этими узлами непросто даже для квалифицированных рабочих. Легче содержать теплоприемник в системе воздушного коллектора; поскольку они не соединены с водопроводной системой, которая должна быть герметичной, и поскольку они не требуют строгого учета расширения и сжатия, нет нужды изготавливать их с большой точностью.

По сути дела, для коллекторов воздушного типа теплоприемник необязательно должен быть металлическим. Так как во многих типах коллекторов воздух соприкасается с поверхностью любого материала, нагреваемого солнцем, тепло необязательно должно передаваться от одного участка поверхности теплоприемника к другому, как в случае жидкостных коллекторов. Почти любая зачерненная поверхность, которая нагревается солнцем, будет передавать тепло воздуху, обтекающему ее. Такой механизм теплообмена открывает множество вариантов выбора поглотителей.

Р. Блисс и М. Донован использовали черный четырехслойный хлопчатобумажный экран для изготовления теплоприемников, а д-р Дж. Леф применил зачерненные стеклянные пластины в своем доме в Колорадо (рис. 5.17); стеклянные пластины (0,45 м) на две трети перекрывают друг друга. Каждая пластина состоит из двух частей: черной и прозрачной. Черное покрытие получают путем нанесения черного стеклошлака на обычное оконное стекло и выдерживания его в отжиговой печи. Пластины закрываются сверху

двумя слоями стекла. Четыре секции по 1,2 м располагаются в ряд с наклоном 60° от горизонтали. Первоначально из-за неправильного способа закрепления кромок стекло растрескивалось при расширении и сжатии. Способ закрепления был изменен и стекло не разбивалось. Если кромки стекла не защищены, пластина будет трескаться и, в конечном счете, раскалываться.

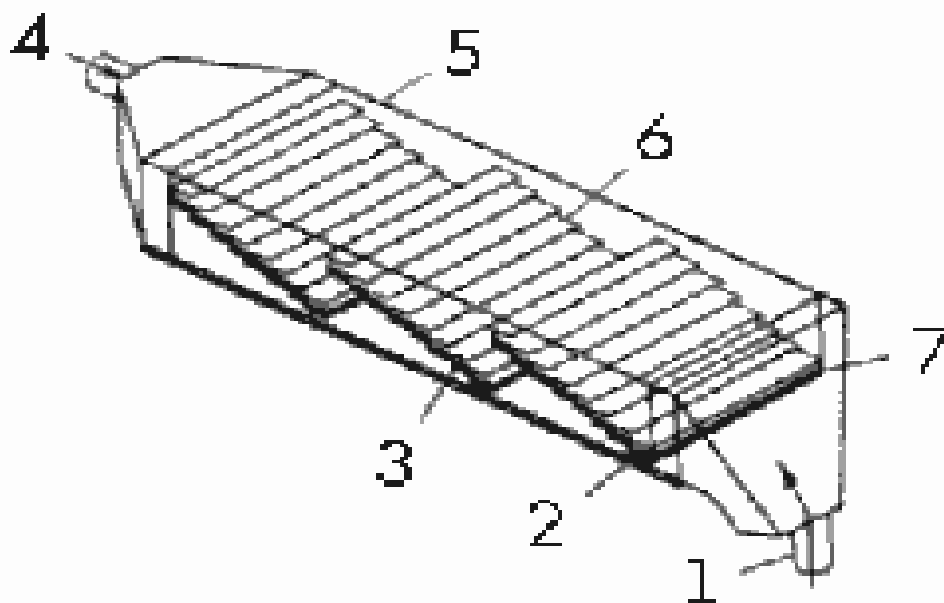


Рис. 5.17. Воздушный солнечный коллектор Дж. Лефа

1 - выпуск холодного воздуха; 2 - изолированное днище; 3 - черное покрытие; 4 - выпуск горячего воздуха; 5 - верхнее стеклянное покрытие; 6 - прозрачное стекло; 7 - промежуток в 6,3 мм.

Разумеется, можно применять для теплоприемника и металлические пластины. Понятно, что не только металл является долговечным и эффективным, но он предпочтительнее для тех случаев, когда солнечная радиация поступает не на всю поверхность теплоприемника, соприкасающегося с движущимся воздухом. Металл также способствует устранению "горячих мест", вызванных неравномерным потоком воздуха над поверхностью, распределяя избыточное скопление тепла на другие поверхности, а от них к воздуху. В своих исследованиях Дж. Д. Клоуз определил относительные преимущества размещения воздухопроводов по отношению к светонепроницаемым металличе-

ским пластинам теплоприемников. Три основных конфигурации показаны на рис. 4.18:

- тип I, в котором воздуховод помещен между пластиковым покрытием и поверхностью теплоприемника;
- тип II, в котором дополнительный воздуховод располагается позади пластины теплоприемника;
- тип III, в котором отсутствует верхний воздуховод, а используется только воздуховод, расположенный за пластиной теплоприемника.

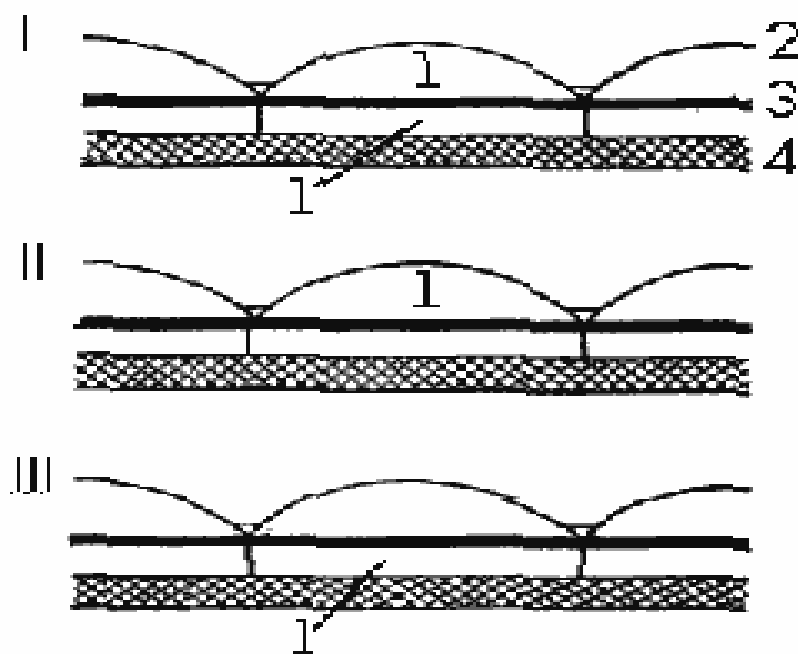


Рис. 5.18. Три конфигурации воздуховодов коллектора: 1 - воздуховод; 2 - пластиковое покрытие; 3 - теплоприемник; 4 - изоляция.

Воздухоподогреватель типа II имеет более высокий КПД, чем другие два типа, когда содержащийся в нем воздух и наружный воздух имеют примерно одну и ту же температуру. Однако при увеличении разности между температурой коллектора и температурой наружного воздуха лучшие характеристики будет иметь устройство типа III. Примерная схема воздушного коллектора, примененного в солнечном экспериментальном доме Института экономии энергии при университете шт. Делавэр, показана на рис. 5.19.

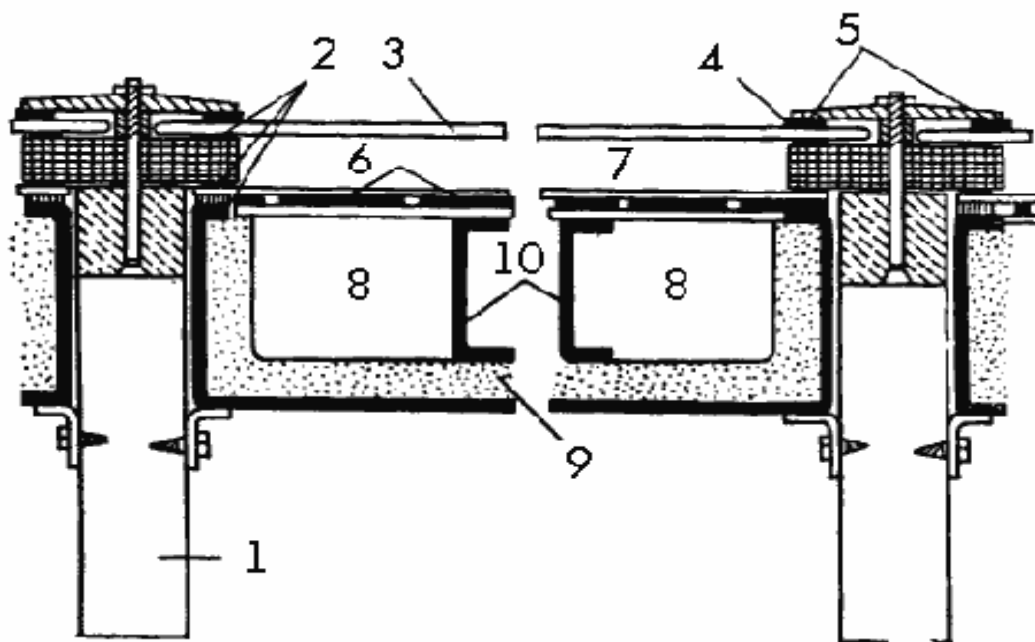


Рис. 5.19. Поперечный разрез плоского электротеплового коллектора для солнечного дома при университете шт. Делавэр

1 - стропила; 2 - уплотнения; 3 - плексиглас с абситовым покрытием; 4 - эластичный клей; 5 - бутиловый каучук; 6 - солнечные элементы; 7 - герметичное уплотнение; 8 - воздуховод; 9 - изоляция; 10 - распорки, обеспечивающие равномерный воздушный поток.

Дж. Д. Клоуз сделал также вывод, что чем выше рабочая температура коллектора, тем большее значение приобретает коэффициент теплообмена между поверхностью теплоприемника и воздухом. В летний период, когда температура коллектора может быть лишь на 15...20°C выше температуры наружного воздуха, эффективность одного ровного металлического листа можно сравнить с эффективностью ребристой пластины или поверхности с V-образной волнистостью (рис. 5.20). Однако в районах с прохладным и холодным климатом, где разность температур коллектора и внешней среды может достигать 55°C, ребристая пластина (рис. 5.21) на 5...10% эффективнее плоской пластины, а пластина с V-образной волнистостью - на 10...15%.

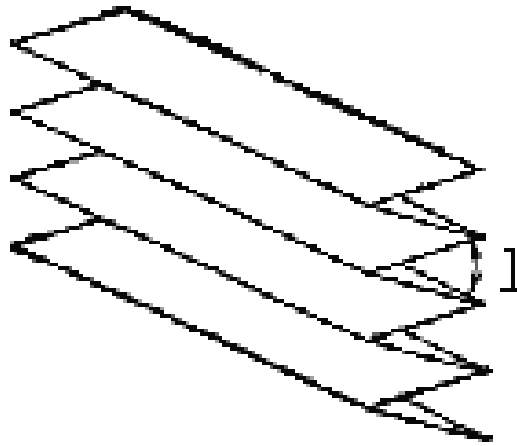


Рис. 5.20. Пластина теплоприемника с V-образными волнами: 1 - угол раскрытия V-образной волнистости 60° .

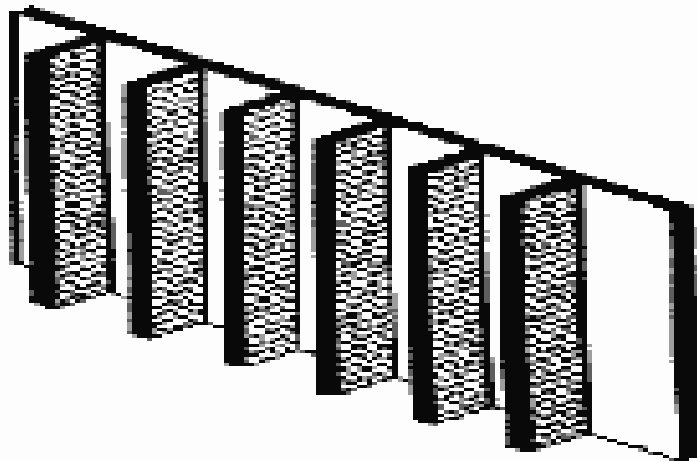


Рис. 5.21. Ребристая пластина теплоприемника.

Задняя сторона пластины теплоприемника должна быть окрашена в черный цвет, если ее обтекает воздух. Поверхность, отделяющая задний воздуховод от изоляции, должна быть покрыта отражающей фольгой; однако, если применяется перфорированная пластина, отделяющая поверхность должна быть черной и служить в качестве еще одной поверхности теплообмена.

Уиллиер показал, что при замене обычной сплошной пластины теплоприемника зачерненной проволочной или пластиковой сеткой, дающей возможность нижележащей поверхности воздуховода поглощать половину из-

лучения, можно удвоить величину h (эффективный коэффициент теплопередачи между теплообменником и воздушным потоком), обеспечив увеличение отвода тепла на 10...15%. Удовлетворительные значения h находятся в пределах 34...68 Вт/(м²*град). Предпочтительнее более высокие значения h при условии, что затраты на подкачку воздуха не становятся слишком высокими. Другие способы увеличения эффективной площади поверхности теплоприемника, а, следовательно, и повышения коэффициента теплопередачи представлены на рис. 4.22, 4.23, 4.24.



Рис. 5.22. Волнистая пластина теплоприемника

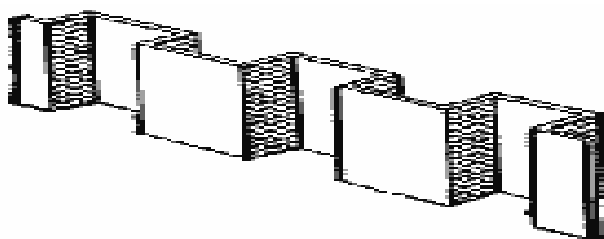


Рис. 5.23. Металлическая пластина теплоприемника прямоугольного сечения

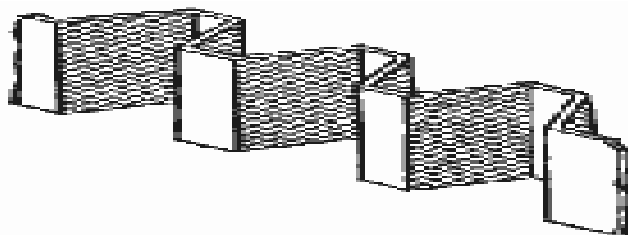


Рис. 5.24. Стальная пластина теплоприемника с усеченными V-образными волнистостями

Поскольку теплоприемник можно изготовить из неметаллических материалов, вполне вероятно значительное снижение стоимости солнечных коллекторов, что стимулирует изготовителей исследовать эту альтернативу жидкостным системам с целью производства изделия, более конкурентоспо-

собного по стоимости. К сожалению, с воздушными коллекторами проводилось сравнительно мало исследований. Это объясняется главным образом традиционной приверженностью к жидкостным системам. Изготовители заваливаются информацией по жидкостным системам и считают их наиболее легко осуществимыми. Из-за обилия такой информации дальнейшие исследования проводятся в основном с жидкостными системами, поэтому дисбаланс только углубляется.

Независимо от того, изготовлены теплоприемники из металла, или нет, важно, чтобы движение воздуха через промежуток над поверхностью теплообмена было турбулентным. Обычно воздушный поток является ламинарным, т.е. воздух, прилегающий к поверхности, сравнительно неподвижен, в то время как воздух над поверхностью движется спокойными ненарушенными слоями. Такой режим течения обеспечивает плохую теплопередачу: неподвижный воздух вблизи поверхности теплоприемника нагревается, а движущийся над неподвижным слоем воздух не соприкасается с поверхностью теплообмена.

Устранить этот недостаток можно с помощью турбулентного потока, который рассматривается в двух масштабах. В макромасштабе турбулентный поток можно проиллюстрировать завихрениями дыма, вдуваемого в какой-либо объем; эти завихрения легко наблюдать визуально. В микромасштабе тот же эффект должен иметь место непосредственно у поверхности теплоприемника.

Чтобы создать турбулентность в макромасштабе, теплоприемник не должен быть плоским, а должен быть как можно более шероховатым, заставляя воздух двигаться во всех направлениях. Эту функцию хорошо выполняют ребристая пластина и V-образные волнистости.

Чтобы создать турбулентность в микромасштабе, поверхность также должна быть шероховатой с как можно большим количеством острых выступов. Примерами таких грубых поверхностей могут служить:

- слой, подобный мелкому гравиям (рис. 5.25);
- воздушные фильтры для печей;
- ткань;
- сетка;

пластина с пробитыми отверстиями (рис. 5.26).

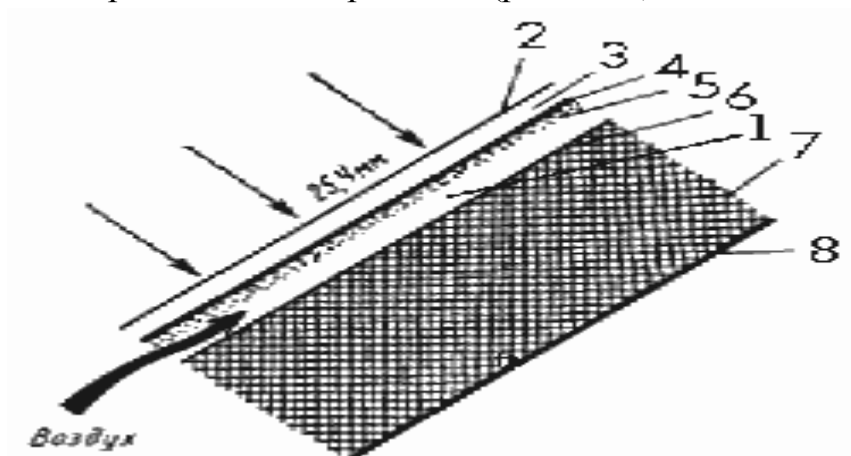


Рис. 5.25. Возможная организация потока воздуха через охлаждаемые воздухом коллекторы

1 - воздушный промежуток в 25...50 мм; 2 - полиэфирная смола, армированная стекловолокном; 3 - светопроницаемая изоляция (или второе стеклянное покрытие); 4 - черный металлический лист; 5 - пластмассовое покрытие; 6 - отражающая поверхность; 7 - стекловолокнистая изоляция толщиной 150...250 мм; 8 - декоративное покрытие.

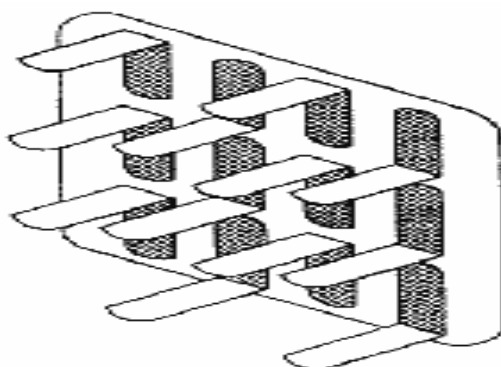


Рис. 5.26. Металлическая пластина теплоприемника с пробитыми отверстиями.

Если к алюминиевому листу прикрепить тысячи миниатюрных волосков (или прямых шпилек, заделанных в его поверхность), эффективность

теплопередачи еще более увеличиться благодаря большей площади поверхности и созданию микротурбулентности самими волосками. Еще больший эффект достигается, если алюминиевая пластина с волосками состоит из ряда отдельных секций, вызывающих макротурбулентность воздушного потока.

При турбулентности возникает перепад давления в коллекторе. Сложная конфигурация поверхности и множество препятствий воздушному потоку требуют установки достаточно мощного вентилятора, а, следовательно, и большего расхода энергии для создания воздушного потока. Необходимая для этого энергия может свести на нет экономию от использования солнечной энергии, особенно, если вентилятор работает на электричестве и, если учитывается количество топлива, сожженное на электростанции для производства этой электроэнергии. Р. Блисс и М. Донован решили эту проблему, продуванием воздуха через четыре слоя черной сетки (рис. 5.27).

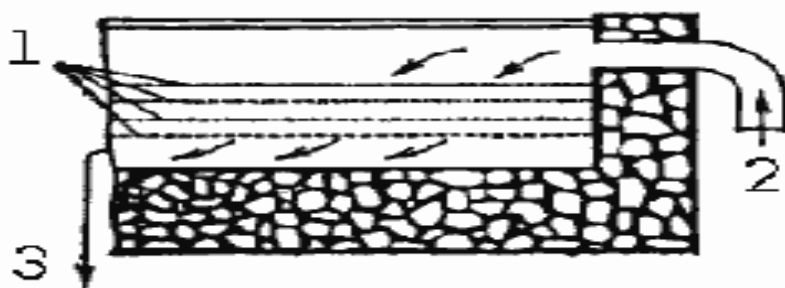


Рис. 5.27. Солнечный коллектор Р. Блисс и М. Донован с черной сеткой. 1 - черная сетка; 2 - впуск воздуха; 3 - выпуск воздуха.

Для воздушных коллекторов факторы, влияющие на выбор краски для теплоприемника, селективных поверхностей и покрытий, аналогичны уже рассмотренным выше жидкостным коллекторам. Однако следует сделать несколько замечаний. Пожалуй, один из основных недостатков неметаллических поглотителей для воздушных коллекторов заключается в относительной трудности нанесения селективных покрытий. Пока не усовершенствуется технология нанесения таких покрытий, будут преобладать металлические теплоприемники.

Клоуз продемонстрировал значение селективных покрытий для воздушных коллекторов. При прочих равных условиях для теплоприемника с селективным покрытием эффективность его работы повышается от 50 до 65% при низких рабочих температурах и от 15 до 35% - при повышенных температурах.

Важным соображением при конструировании коллектора является предупреждение утечки воздуха. Поскольку, нагретый солнцем воздух, подается вентилятором под давлением, существует возможность утечки даже через небольшие щели, а также засасывание в эти щели холодного наружного воздуха. Многие конструкторы считают, что предупреждение утечки важно для жидкостных систем, но это имеет не меньшее значение для повышения КПД воздушных коллекторов. Воздухонепроницаемость является важнейшим фактором в конструкции всей системы воздушного потока, включая воздуховоды и демпферы. Особая тщательность должна быть соблюдена при устройстве переплетов остекления во избежание утечки воздуха; использование больших листов пластика значительно уменьшает число стыков при остеклении. Подобно вторым оконным рамам, уменьшающим проникновение воздуха в здание, второе и третье прозрачное покрытие уменьшает утечку воздуха в коллекторах воздушного типа.

Если коллектор будет изготавливаться и собираться на месте, то в конструктивных элементах, отделяющих отсеки теплоприемника друг от друга, можно сделать перфорации, позволяющие воздуху поступать из одного отсека в другой, выравнивая тем самым давление и воздушный поток через разные панели. По сравнению с жидкостями, предсказание и равномерное распределение потока газов или воздуха представляет собой более трудную задачу. В случае панелей заводского изготовления, которые собираются на площадке, в конструкции должен предусматриваться допуск на изменение и регулирование воздушного потока. Трудность предсказания и контроля над

движением воздуха является одной из основных причин предпочтения инженерами жидкостных систем.

Серьезными проблемами при создании воздушного коллектора являются:

низкая удельная теплоемкость воздуха;

- малая плотность.

Ввиду низкой теплоемкости воздуха появляется необходимость создавать габаритные рабочие объемы, где он может циркулировать, даже в самом коллекторе. Воздушные промежутки в коллекторах (например, между пластиной теплоприемника и прозрачным покрытием) составляют 40...150 мм. Вообще, чем больше размер воздуховода, тем меньше перепад давления (сопротивление движению воздуха), но тем хуже теплопередача от теплоприемника к воздуху.

5.4 Солнечный пруд

Солнечный пруд - водоем, поглощающий и аккумулирующий тепло солнечной радиации круглый год. Таким образом, он служит одновременно коллектором и аккумулятором теплоты и отличается низкой стоимостью по сравнению с обычными коллекторами солнечной энергии. Требуемый размер зависит от:

- климата;
- типа здания;
- конструкции системы.

Схема солнечного пруда и график изменения температуры по его глубине даны на рис. 5.28.

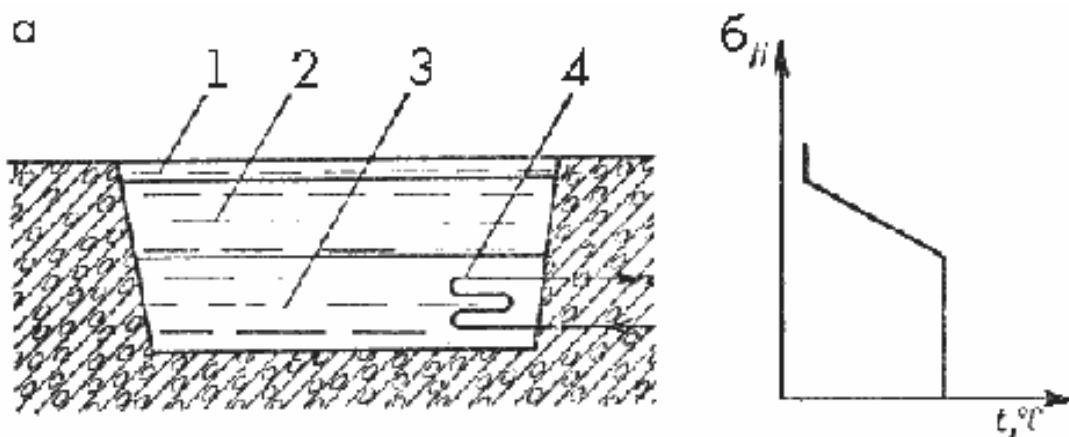


Рис. 5.28. Схема солнечного пруда (а) и изменение температуры (б) жидкости по высоте пруда: 1 - пресная вода; 2 - изолирующий слой с увеличивающейся книзу концентрацией; 3 - слой горячего раствора; 4 - теплообменник.

В солнечном пруду происходит одновременно улавливание и накопление солнечной энергии в большом объеме жидкости. Обнаружено, что в некоторых естественных соленых озерах температура воды у дна может достигать 70°C . Это обусловлено высокой концентрацией соли. В обычном водоеме поглощаемая солнечная энергия нагревает в основном поверхностный слой и эта теплота довольно быстро теряется, особенно в ночные часы и при холодной ненастной погоде из-за испарения воды и теплообмена с окружающим воздухом. Солнечная энергия, проникая через всю массу жидкости в солнечном пруду, поглощается окрашенным в темный цвет дном и нагревает прилегающие слои жидкости, в результате чего температура ее может достигать $90\text{...}100^{\circ}\text{C}$, в то время, как температура поверхностного слоя остается на уровне 20°C . Благодаря высокой теплоемкости воды в солнечном пруду за летний сезон накапливается большое количество теплоты, и вследствие низких тепловых потерь падение температуры в нижнем слое в холодный период года происходит медленно, так что солнечный пруд служит сезонным аккумулятором энергии. Теплота к потребителю отводится из нижней зоны пруда.

Обычно глубина пруда составляет 1...3 м. На 1 м² площади пруда требуется 500...1000 кг поваренной соли, ее можно заменить хлоридом магния.

Вышеописанный эффект достигается благодаря тому, что по глубине солнечного пруда поддерживается градиент концентрации соли, направленный сверху вниз, т.е. весь объем жидкости как бы разделен на 3 зоны, концентрация соли в которых возрастает от поверхности к дну. Верхний тонкий слой (10...20 мм) практически пресной воды граничит с неконвективным слоем жидкости большой толщины, в котором концентрация соли по глубине постепенно увеличивается и достигает максимального значения на нижнем уровне. Толщина этого слоя составляет 2/3 общей глубины водоема. В нижнем конвективном слое концентрация соли максимальна и равномерно распределена в объеме жидкости. Итак, плотность жидкости максимальна у дна пруда и минимальна у его поверхности в соответствии с распределением концентрации соли. Отвод теплоты из солнечного пруда может осуществляться либо посредством змеевика, размещенного в нижнем слое жидкости, либо путем отвода жидкости из этого слоя в теплообменник, в котором циркулирует теплоноситель. При первом способе меньше нарушается температурное расслоение жидкости в пруду, а второй способ теплотехнический более эффективен и экономичен.

Солнечные пруды могут быть использованы в гелиосистемах отопления и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий, для получения технологической теплоты, в системах кондиционирования воздуха абсорбционного типа, для производства электроэнергии.

При сопоставлении с проточными коллекторами стоимость систем с плавающими коллекторами и солнечных прудов оказывается в 2 раза ниже.

5.5 Плавающий коллектор

Разработан плавающий коллектор, который позволяет использовать даже естественные водоемы в качестве приемника солнечной энергии.

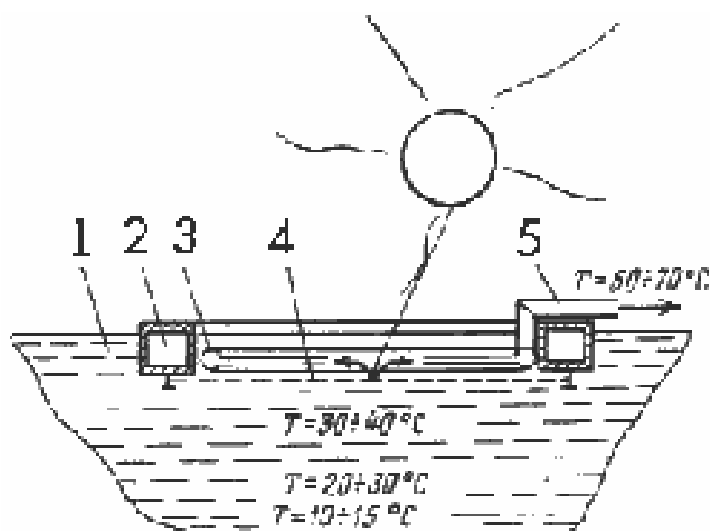


Рис. 5.29. Схема плавающего коллектора

1 - вода в водоеме; 2 - плавающий каркас; 3 - труба с щелевым пазом для отсоса нагретой воды; 4 - радиатор; 5 - трубопровод горячей воды.

Конструкция включает в себя плавающую раму, на которой на глубине 5...6 см от зеркала воды имеется непрозрачная лучевоспринимающая поверхность - радиатор. Солнечные лучи, проходя через верхний слой воды над радиатором, попадают на него и, трансформируясь в тепловую энергию, нагревают этот верхний слой. Подогретая вода через щелевой слив отводится в систему теплоиспользования. Поскольку подогревается только верхний слой воды, который становится легче основной массы, не происходит конвективного перемешивания. В данном варианте нижележащие слои воды являются теплоизолятором.

Плавающий коллектор может быть без остекления, как это делается у простейших проточных коллекторов, но при этом повышенное испарение подогретой воды снижает его эффективность. Данные об эффективности плавающих коллекторов - 87,9%, восприятия полезной энергии - 721 кВт*ч/м² при среднегодовом потоке 866 кВт*ч/м² - возможно и завышены, но тем не менее, простота конструкции и эксплуатации свидетельствуют о перспективности этого устройства.

При данном варианте коллектора требуется тщательный отбор подогретой воды из тонкого ее слоя, исключающий смешивание подогретой воды с основной ее массой. Но, с другой стороны, на работу такого коллектора не влияют прозрачность воды, глубина бассейна. Именно поэтому он и предложен в сочетании с естественными водоемами. В качестве плавающего каркаса могут применяться достаточно дешевые деревянные конструкции.

При сопоставлении с проточными коллекторами стоимость систем с плавающими коллекторами и солнечных прудов оказывается в 2 раза ниже.

5.6 Солнечный коллектор с пирамидальной оптической системой

Основной путь улучшения рабочих характеристик солнечного коллектора заключается в создании условий, позволяющих увеличить количество солнечной энергии, поступающей на коллектор.

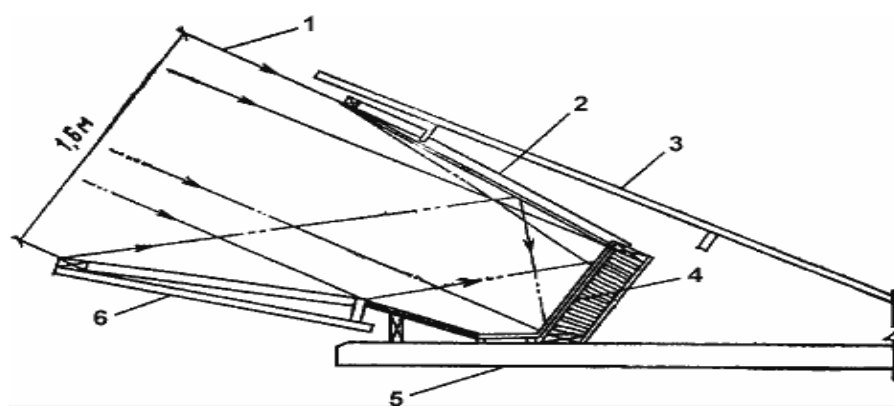


Рис. 5.30. Пирамидальная оптическая система

1 - лучи полуденного солнца; 2 - угол верхней грани пирамиды к горизонтали 35° ; 3 - угол крыши к горизонтали $27,5^\circ$; 4 - поверхность коллектора размером $0,6 \times 2,5$ м; 5 - потолочные балки; 6 - угол панели, оптимизированный для 21 января.

Модифицированный плоский солнечный коллектор, разработанный Джеральдом Фалбелом, концентрирует солнечную энергию при помощи от-

ражающей пирамидальной оптики. В результате можно уменьшить необходимые размеры обычно дорогостоящей пластины теплоприемника. В основании пирамиды устроена крышка с плоским зеркалом на петлях, которую можно закрывать во время облачной погоды.

В солнечную погоду наклон крышки можно регулировать, чтобы получить максимальное отражение через раскрытый зев на поверхность поглотителя. Можно достигнуть концентрации, в 2...4 раза превышающей обычную плотность солнечной радиации.

Хотя конструкция и корпус меньшего по размерам теплоприемника могут оказаться дороже, но, пожалуй, одним из преимуществ такой конструкции является потенциальная возможность устранения проблемы замерзания коллекторов водяного типа с помощью закрывающейся шарнирной панели, когда солнца нет; это может снизить стоимость коллектора и системы. Кроме того, можно получить более высокие температуры теплоносителя без уменьшения КПД коллектора.

В холодное время года в помещении всегда бывает теплее чем, на улице. Чем лучше теплозащитные качества дома, тем уютнее человек чувствует себя в нем.

На рисунке 5.31. изображен стенд для изучения солнечного коллектора

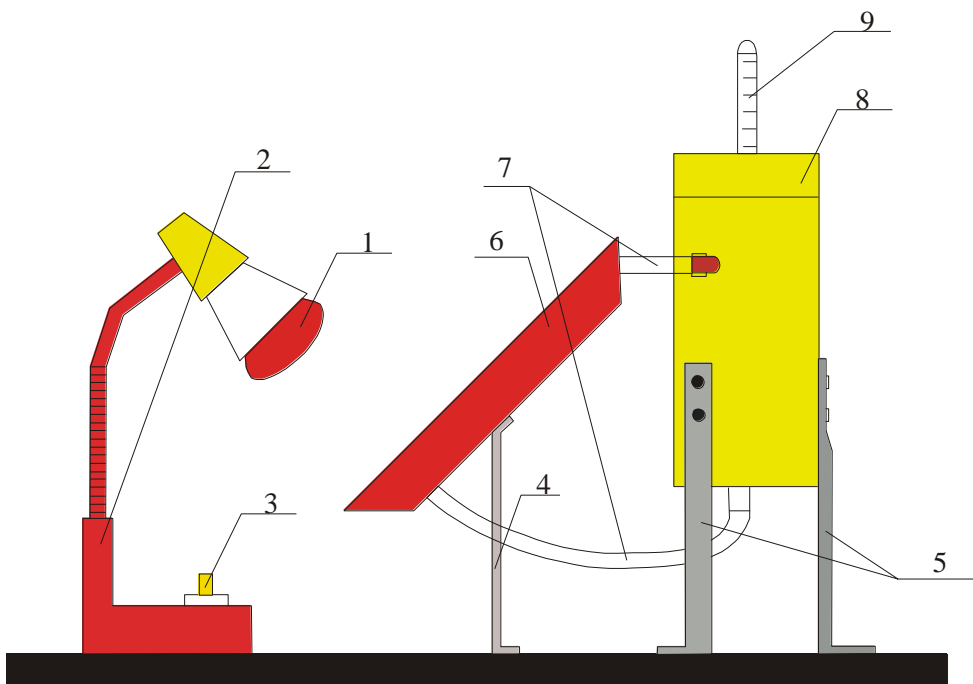


Рис. 5.31. Стенд для изучения солнечных коллекторов

1. лампа накаливания (инфракрасного излучения);
2. держатель;
3. кнопка подачи и отключения электричества;
4. опоры солнечного коллектора;
5. опоры
6. коллектор
7. соединительные трубки;
8. крышка бака;
9. термометр.

Порядок выполнения опыта:

1. Заполнить емкость бака водой выше отметки, так чтобы в системе труб не создавать воздушные пробки.
2. Замерить температуру воды в баке с помощью термометра.
3. Закрыть крышку бака.
4. Подать питание на стенд.
5. Включить лампу накаливания, при этом отметить время включения.

6. С помощью люксметра измерить освещенность на коллекторе, E , лк.

7. Измерить расстояние (l , см) от лампы до коллектора.

8. Каждые 10 минут измерять температуру воды в баке и полученные данные занести в таблицу №1.

Длина от лампы до коллектора l , см	Освещенность на коллекторе E , лк	Время нагрева t , мин.	Температура T , $^{\circ}\text{C}$
		0	
		10	
		20	
		30	
		40	
		50	
		60	
		70	
		80	

9. Построить график изменения $t=f(T)$

Контрольные вопросы

1. Назовите особенности конструкций жидкостных коллекторов солнечного излучения.
2. Назовите особенности конструкций воздушных коллекторов солнечного излучения.
3. Назовите особенности конструкций солнечного пруда.
4. Назовите особенности конструкций плавающего коллектора солнечного излучения.
5. Укажите недостатки применения солнечной энергии для отопления.
6. Укажите преимущества применения солнечной энергии для теплоснабжения.

Учебное издание

**Маркарянц Лариса Михайловна
Грунтович Надежда Владимировна
Кирдищев Дмитрий Владимирович**

ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Редактор Павлютина И.П.

Подписано к печати 9.12.2015 г. Формат 60x84 ¹/₁₆.

Бумага печатная. Усл. п. л. 5,23. Тираж 200 экз. Изд. №4173

Издательство Брянского государственного аграрного университета.
243365 Брянская обл., Выгоничский район, с. Кокино, Брянский ГАУ