

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Брянский государственный аграрный университет»

Безик В.А., Никитин А.М.

Альтернативная энергетика

Учебно-методическое пособие для практических работ

Брянская область
2021

УДК 620.9 (076)
ББК 31.6
Б 39

Безик, В. А. Альтернативная энергетика: учебно-методическое пособие для практических работ / В. А. Безик, А. М. Никитин. – Брянск: Изд-во Брянский ГАУ, 2021. – 68 с.

Пособие содержат теоретические сведения по разделам, необходимые методики и расчетные формулы, контрольные вопросы и задания. Предназначено для использования на практических занятиях студентами направлений 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника, 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника.

Рецензент:

д.т.н. профессор кафедры электроэнергетики и электротехнологий
Кисель Юрий Евгеньевич (ФГБОУ ВО Брянский ГАУ).

Рекомендовано к изданию решением методической комиссии института энергетики и природопользования Брянского ГАУ, протокол № 2 от 28.09.2021 года.

© Брянский ГАУ, 2021
© Безик В.А., 2021
© Никитин А.М., 2021

Содержание

Введение	4
1. Практическая работа №1 ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАЛЫХ ГЭС	5
2. Практическая работа №2 МЕТОДИКА ВЫБОРА И РАСЧЁТА ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК	14
3. Практическая работа №3 МЕТОДИКА РАСЧЕТА ГЕЛИОУСТАНОВОК	23
4. Практическая работа №4 СОЛНЕЧНЫЕ ЖИДКОСТНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ	31
5. Практическая работа №5 РАСЧЁТ БИОРЕАКТОРА	51
6. Практическая работа №6 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОГО НАСОСА	59
Литература	67

Введение

Ухудшение экологии и истощение природных ресурсов заставляет задумываться о том, как получать электричество и тепло из возобновляемых источников.

Энергия бывает возобновляемой (альтернативной) и невозобновляемой (традиционной).

Альтернативные источники энергии – это обычные природные явления, неисчерпаемые ресурсы, которые вырабатываются естественным образом. Такая энергия ещё называется регенеративной или «зелёной».

Невозобновляемые источники – это нефть, природный газ и уголь. Им ищут замену, потому что они могут закончиться. Ещё их использование связано с выбросом углекислого газа, парниковым эффектом и глобальным потеплением.

Человечество получает энергию, в основном за счёт сжигания ископаемого топлива и работы атомных электростанций. Альтернативная энергетика – это методы, которые отдают энергию более экологичным способом и приносят меньше вреда. Она нужна не только для промышленных целей, но и в простых домах для отопления, горячей воды, освещения, работы электроники.

Мировое потребление энергии растёт. Хотя традиционные производства и сервисы становятся все более энергоэффективными, рост населения планеты и появление новых сервисов приводит к увеличению общего энергопотребления.

Миру нужно больше энергии, причем, по возможности, за меньшие деньги. Чтобы обеспечить растущие глобальные запросы, энергетике нужны качественные изменения. Использование восстанавливаемых источников энергии (ВИЭ), децентрализация генерации и широкое внедрение «умных сетей» приведут к радикальному снижению стоимости электроэнергии.

1. Практическая работа №1

ПРОЕКТИРОВАНИЕ 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 энергосистемой 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.).

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 рас-

смотрены 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

$$Q_0 = \frac{\sum_1^n Q_{cp.z}}{n} = \frac{V_0}{31.54 \cdot 10^6}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (1.5)$$

- 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, км^2 ;

- модульный коэффициент годового стока k_i

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

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 слабозависимых 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 отклонение (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.

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 (рисунок 1.1) с постоянными уклоном $\sin \alpha$ 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 $L \sin \alpha = vsin \alpha t$.

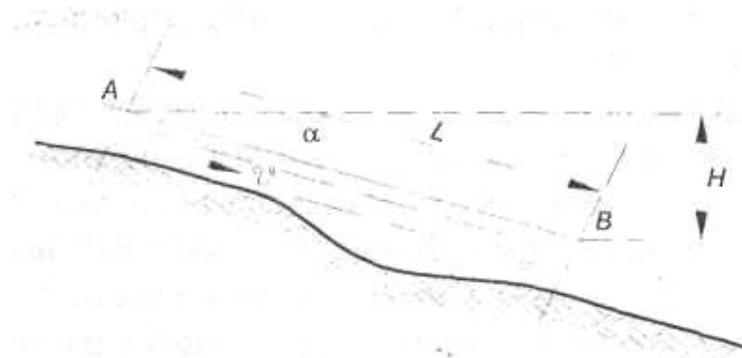


Рисунок 1.1. К расчету мощности водного потока на участке реки

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 АВ, 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 верхних 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 (Cv), 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.

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;

- уровенный 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

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

Значение H_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 микроГЭС. 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;

$\kappa_{p\%}$ - расчетный модульный коэффициент p -% обеспеченности;
 H - напор, м;
 T - число часов работы станции в сутки.

Величину $\kappa_{p\%}$ 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 $\kappa_{p\%}$ 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. Веденеева

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

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 микроГЭС рассчитывать только по стоку летне-осенней межени.

Гидроэнергетические ресурсы водохранилищ неэнергетического назначения

На территории России эксплуатируется около 2000 водохранилищ емкостью свыше 1 млн. м каждое. Большинство водохранилищ построены без ГЭС и предназначены для орошения земель, водоснабжения населения и промышленности. Создаваемые плотинами гидроузлов таких водохранилищ напор и пуски в нижний бьеф могут быть использованы для выработки электроэнергии.

Пристройка малых ГЭС к неэнергетическим водохранилищам обеспечит

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

Пруды и копани объёмом меньше 1 млн. м² обладают небольшим энергетическим потенциалом, потому что основной объём воды из них забирается из верхнего бьефа, а сбросы в нижний бьеф состоят только из санитарного выпуска, 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.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные виды и типы малых ГЭС?
1. На какие категории можно подразделить малые ГЭС?
2. Какие категории энергетического потенциала выделяют при изучении гидроэнергетики рек?
3. Какой метод используется для определения количества водной энергии реки?
4. Достоинства и недостатки малых ГЭС?

2. Практическая работа №2

МЕТОДИКА ВЫБОРА И РАСЧЁТА ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

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:

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

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

$$W_{год} = \beta v_p^3 T t_p \quad (2.3)$$

где T – число часов в расчетный период (месяц, сезон, год);

- 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 энергоэкономическим показателям выбрать оптимальное количество ВЭУ.

Возможное количество вырабатываемой энергии зависит от ресурса энер-

гии ветра и режима работы ВЭУ. Количество энергии с удельной ометаемой площади ВЭУ можно определить по выражению:

$$W_{y\partial} = \int_{v_{\min}}^{v_{\max}} P_{y\partial} t_v dv = \beta T \int_{v_{\min}}^{v_{\max}} v^3 t_v dv, \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2 \quad (2.4)$$

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:

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

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

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

При заданном диаметре ветроколеса вырабатываемая энергия

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

Вырабатываемая энергия за сезон или год

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

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:

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

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:

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

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

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

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

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

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

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:

$$K_{оби} = \frac{W_{нои}}{W_{ни}}, \quad (2.15)$$

$$W_{нои} = W_{ВЭУi} K_{ucni},$$

С учетом формулы можно определить коэффициент обеспеченности:

$$K_{оби} = \frac{W_{ВЭУi} K_{ucni}}{W_{ни}} = \frac{P_n T_i}{W_{ни}} K_{yi} K_{ucni}, \quad (2.16)$$

Коэффициент обеспеченности за сезон или год определяется как среднее значение за все месяцы рассматриваемого периода. Повысить обеспеченность 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 тепло ёмкостный. 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 ветро-

вого затишья включается дублирующий источник энергии. В этом случае эффективность ветроэнергетической установки зависит от количества сэкономленного топлива. Которое определяется по выражению

$$\Delta B_T = \frac{W_{пол}^{c(r)}}{Q_p^u \eta_{эк}} = \frac{\sum_{i=1}^n W_{ВЭУi} K_{уcни}}{Q_p^u \eta_{эк}} = \frac{A_{BK} \sum_{i=1}^n W_{yди} K_{уcни}}{Q_p^u \eta_{эк}}, \quad (2.18)$$

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

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

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 М, предложенного В.Ю. Милевским (см. табл. 4.2).

В качестве исходного материала для анализа использовались данные отчета ВНИГМИ МЦД "Статистико-климатические характеристики ветра", содержащие данные по 550 метеостанциям, отобранным 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:

$$\bar{V} = \sum_{i=1}^{i=n} V_i f_i; \quad \sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^{i=n} (V_i - \bar{V})^2 f_i}; \quad C_v = \frac{\sigma}{\bar{V}}, \quad (2.19)$$

где n - число градаций экспериментального распределения скоростей ветра;
 V_i - значение скорости ветра по градациям в относительных единицах.

Используя уравнение связи $\gamma = C_1^{-1,069}$, полученное Л.Б. Гарцманом [10], для каждой из 550 метеостанций был определен параметр формы распределения Вейбулла γ , а используя соотношение:

$$\bar{V} = \beta \Gamma\left(\frac{1}{\gamma} + 1\right) \quad (2.20)$$

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 рисунке 2.1 (кривая 1) представлена зависимость среднегодовой скорости V_r 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 $M = 2$.

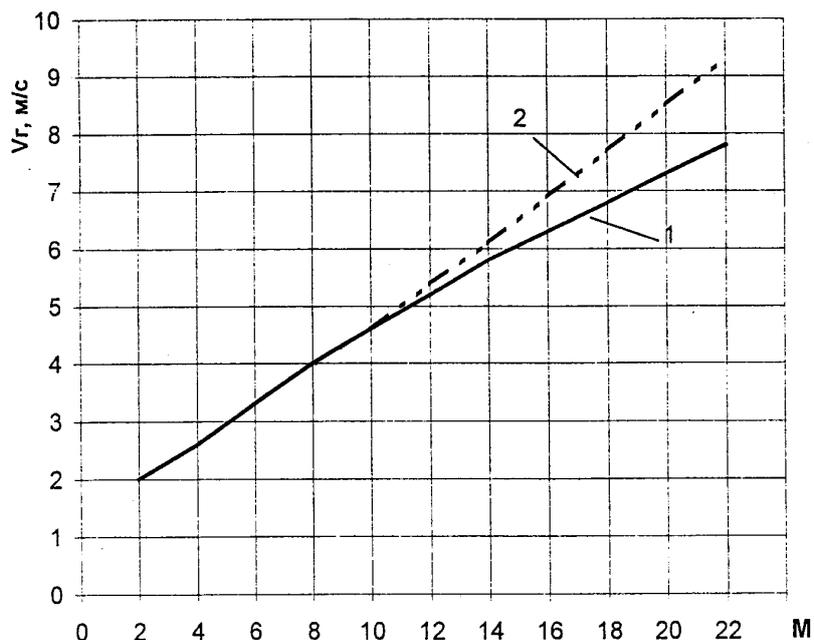


Рисунок 2.1 Приближенная зависимость среднегодовой скорости ветра U_r от масштаба класса открытости местности M :

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 $V_r \approx 3 \text{ м/с}$. С ростом M разница в V_r снижается: при $M=20$ V_r практически повсеместно достигают или превышают уровень 7 м/с.

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 гнездовий.

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

Расчет мощности ветрогенератора

В первую очередь необходимо определиться с мощностью нагрузки, которую будет обеспечивать ветрогенератор. Т.е. понять, сколько он вообще должен вырабатывать электроэнергии в сутки или в месяц, год. Чтобы запитать дом понадобится достаточно мощный ветряк, который будет стоить пока еще астрономическую сумму по нашим меркам. Поэтому, как правило, выделяют некоторую мощность, с которой справился бы небольшой ветрогенератор, т.е. используют его как дополнительный источник снабжения. Чтобы произвести расчет мощности ветрогенератора, нужно определить мощность воздушного потока. В упрощенном варианте мощность воздушного потока рассчитывается по формуле:

$$P=k \cdot R \cdot V^3 \cdot S/2,$$

где $k=0,2 \div 0,5$ - коэффициент эффективности турбины, учитывающий невозможность работы установки на 100%;

R – плотность воздуха, $\text{кг}/\text{м}^3$. При нормальных условиях принимают равной $1,225 \text{ кг}/\text{м}^3$;

V – скорость потока воздуха, $\text{м}/\text{с}$;

$S=\pi D^2/4$ – площадь ветрового потока, м^2 .

При скорости $5 \text{ м}/\text{с}$ и диаметре лопастей 1 м ($P=0,25 \cdot 1,225 \cdot 5^3 \cdot 3,14 \cdot 1/4=30,05 \text{ Вт}$) генератор сможет выдать только 30 Вт мощности.

Допустим, нам необходимо обеспечить небольшую нагрузку в несколько кВт и среднесуточным потреблением $30 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ посредством ветрогенератора, а скорость ветра на местности, где предполагается установка, равна $5 \text{ м}/\text{с}$. В этом случае обеспечить такую нагрузку способен генератор мощностью $1,25 \text{ кВт}$, работающим 24 часа в сутки. Исходя из таблицы 1, обеспечить мощность $1,25 \text{ кВт}$ (1250 Вт) может ветрогенератор с диаметром лопастей 9 м , при скорости $8 \text{ м}/\text{с}$ – генератор с диаметром 5 м . и т.д. Т.е. в таблице наглядно показано, что выработка эл. энергии посредством ветряков напрямую зависит от диаметра лопастей и скорости ветра.

Отсюда следует вывод: при покупке ветрогенератора заданной мощности еще нет гарантии, что он будет ее вырабатывать. При снижении скорости ветра мощность будет снижаться, однако увеличение диаметра лопастей позволит вырабатывать требуемую мощность и при сниженной скорости ветра.

Таблица 2.1.

Зависимость мощности ветрогенератора от скорости ветра и диаметра лопастей

$V \text{ м}/\text{с}$	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$P \text{ Вт } d=1\text{м}$	3	8	15	27	42	63	90	122	143
$P \text{ Вт } d=2\text{м}$	13	31	61	107	168	250	357	490	650
$P \text{ Вт } d=3\text{м}$	30	71	137	236	376	564	804	1102	1467

Продолжение таблицы 2.1.

P ВТ d= 4м	53	128	245	423	672	1000	1423	1960	2600
P ВТ d= 5м	83	196	383	662	1050	1570	2233	3063	4076
P ВТ d= 6м	120	283	551	953	1513	2258	3215	4410	5866
P ВТ d= 7м	162	384	750	1300	2060	3070	4310	6000	8000
P ВТ d= 8м	212	502	980	1693	2689	4014	5715	7840	10435
P ВТ d= 9м	268	635	1240	2140	3403	5080	7230	9923	13207
P ВТ d=10м	331	784	1531	2646	4200	6270	8930	1225	16300

В сети можно встретить еще несколько упрощенных формул по расчету ветрогенераторов. Результаты немного разнятся, но в принципе их можно использовать. Зачастую небольшие ветрогенераторы изготавливают самостоятельно, без расчетов. В последующих статьях рассмотрим остальные элементы ветроустановок, а также их самостоятельное изготовление. Для того чтобы определить скорость ветра в своем регионе, можно обратиться в метеослужбу, встречаются справочные данные и в интернете.

Контрольные вопросы

1. Основные виды и типы ВЭС?
2. По каким основным энергетическим характеристикам выбираются ветроэнергетические установки для энергоснабжения технологических процессов?
3. Назовите основные элементы ветроустановок?
4. Основные требования к выбору мест размещения ВЭУ?
5. Достоинства и недостатки ветроэнергетики?

3. Практическая работа №3

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

$$H=H_{\Gamma}+H_{\text{д}} \quad (3.1)$$

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

$$H_r = H_0 \left(a + b \frac{\bar{S}}{S_0} \right), \text{ МДж/м}^2 \quad (3.2)$$

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. 3.1 рассчитывается уровень солнечной энергии по месяцам ($1 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 3,6 \text{ МДж}$). Полученные данные заносятся в таблицу 3.2.

Таблица 3.1

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 3.2

Результаты расчета

Величина	Месяц					
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь
a						
b						
$S_0, \text{ ч}$						
Величина	Месяц					
	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
a						
b						
$S_0, \text{ ч}$						

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

$$H_d = H \cdot R_\varphi, \quad (3.3)$$

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

$$R = \left(1 - \frac{H_d}{H} \right) R_b + \frac{H_d}{H} \cdot \frac{1 + \cos(\varphi_k)}{2} + \rho \frac{1 - \cos(\varphi_k)}{2}, \quad (3.4)$$

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. 3.3.

Таблица 3.3

Результаты расчета

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:

$$\bar{Q}_{ВУУ}^{ДН} = F_R [H(\tau\alpha)R - U_L \bar{S}(T_{ВХ} - T_0)3,6 \cdot 10^{-3}] \text{ МДж/м}^2, \quad (3.5)$$

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, - действительная продолжительность солнечного сияния.

Коэффициент F_R зависит от конструкции поглощающей пластины и расхода теплоносителя через коллектор. Значения коэффициента теплопереноса 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:

$$T_{\text{вх}} = \frac{T_0 + T_6}{2}, \quad (3.6)$$

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

Полная эффективность (КПД) коллектора:

$$\eta = \frac{Q_D}{H_T} = F_R \left[(\overline{\tau\alpha}) - \frac{U_L \bar{S}}{H_T} (T_{\text{ср}} - T_0) \right] \quad (3.7)$$

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

$$\begin{aligned} Q^5_{\text{уд}}, \text{ МДж/м}^2; \\ Q^6_{\text{уд}}, \text{ МДж/м}^2; \\ Q^7_{\text{уд}}, \text{ МДж/м}^2; \\ Q^8_{\text{уд}}, \text{ МДж/м}^2; \\ Q^9_{\text{уд}}, \text{ МДж/м}^2. \end{aligned}$$

Аналогичный расчет выполняем для углов наклона гелиоустановки 15, 20, 25 и 30 градусов, результаты сводим в табл.3.4.

Таблица 3.4.

Расчет углов наклона гелиоустановки

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:

$$Q_{\text{п}}^{\text{МЕС}} = N \cdot n_1 \cdot m_1 \cdot C(T_2 - T_1), \quad (3.8)$$

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; $Q_{5П}^{МЕС}$, (МДж); $Q_{6П}^{МЕС}$, (МДж); $Q_{7П}^{МЕС}$, (МДж); $Q_{8П}^{МЕС}$, (МДж); $Q_{9П}^{МЕС}$, (МДж).

Общее потребное количество энергии за сезон МДж:

$$Q_{\text{общ.}} = Q_{5П}^{МЕС} + Q_{6П}^{МЕС} + Q_{7П}^{МЕС} + Q_{8П}^{МЕС} + Q_{9П}^{МЕС}, \text{ (МДж)}.$$

Площадь гелиоустановки:

$$A_i = \frac{Q_i}{Q_a}, \text{ м}^2 \quad (3.9)$$

где $Q_{п}$, $Q_{в}$ - 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

$$Q_n = m \cdot C_p (T_K - T_H), \quad (3.10)$$

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.

$$\bar{Q}_{ВУУ}^{ДН} = F_R [H(\tau\alpha)R - U_L \bar{S}(T_{ВХ} - T_0)3,6 \cdot 10^{-3}] \text{ МДж/м}^2, \quad (3.11)$$

где $T_{ВХ}$ - 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. 3.5.

Таблица 3.5.

Результаты расчета мощности источника тепла

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:

$$\bar{Q}_{ВУУ}^{мес} = F_R \left[H_0 \left(a + b \frac{\bar{S}}{S_0} \right) (\tau\alpha) R - U_L \bar{S} (T_{ВХ} - T_0) 3,6 \cdot 10^{-3} \right] Np(S), \text{ МДж/м}^2 \quad (3.12)$$

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:

$$Q_{ВУУ}^{C(\Gamma)} = \sum_{i=1}^n Q_{ВУУ_i}^{мес} \quad (3.13)$$

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 любом 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.

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.3.5. 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

$$K_{исп}^{пэ} = \frac{\sum_{i=1}^5 H_{y i}}{\sum_{i=1}^5 H_{пот i}} \quad (3.14)$$

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 гелиоустановки. Так, в мае при площади $A=16$ м², вырабатываемой энергии $Q_B=96$ МДж и потребной $Q_n=103$ МДж полезно используемая энергия $Q_{пол}=96$ МДж. Тогда $K_{исп}^{гУ} = 1$. В июне при этой же площади $Q_B=128$ МДж; $Q_n=88$ МДж; $Q_{пол}=88$ МДж; коэффициент использования гелиоустановки $K_{исп}^{гУ} = 0,69$. Подобным образом рассчитываются все варианты. Результаты заносятся в табл.3.6.

Коэффициент обеспеченности потребителя солнечной энергией

Расчеты также ведутся для каждого месяца при различной площади гелиоустановки. Рассмотрим пример расчета коэффициента обеспеченности для площади $A = 16$ м². В мае при $Q_{пол}=96$ МДж и $Q_n=103$ МДж коэффициент обеспеченности составляет

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

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

Все результаты расчетов сводим в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Результаты расчетов

Площадь, м ²	Май		Июнь		Июль		Август		Сентябрь		За сезон	
	К _{исп}	К _{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. 3.7.

Таблица 3.7

Результаты расчетов всех вариантов

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. 3.7). 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.

Контрольные вопросы:

1. Что называется гелиоустановкой, из чего состоит?
2. Типы, принцип действия солнечных коллекторов?
3. Способы преобразования солнечной энергии?
4. Достоинства и недостатки солнечной энергетики?
5. Основные элементы входящие в ФЭС?
6. Основные элементы термодинамические солнечные электростанции?

4. Практическая работа №4

СОЛНЕЧНЫЕ ЖИДКОСТНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

Виды солнечных коллекторов и проектирование коллекторов

Общие сведения: 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.

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 рисунке 4.1. показан типичный коллектор, содержащий все вышеописанные элементы.

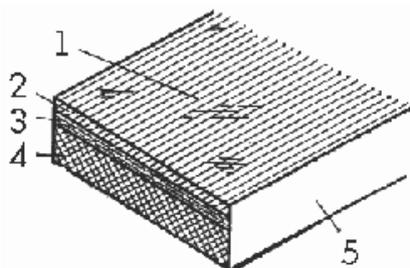


Рисунок 4.1. Прототип плоского солнечного коллектора:

1 - прозрачное покрытие; 2 - пластина, поглощающая солнечную радиацию; 3 - отражающая поверхность; 4 - изоляция; 5 - ящик

Проектирование коллекторов

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 тело 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 теплопроводным 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 $pH=6...7$. 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 Томасона. Неметаллические теплоприемники (стекло, пластмасса) не подвержены коррозии, но имеют более короткий срок службы.

Легкость в обращении. Вес теплоприемной пластины не является реша-

ющим 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.

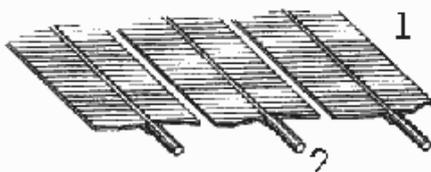


Рисунок 4.2. Способ механического крепления медных труб к алюминиевому листу

1 - ребро алюминиевого теплоприемника; 2 - медная трубка

Стоимость. 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 Томасона с открытой поверхностью (рисунок 4.3.);
- "труба в листе", применяемый в холодильной технике (каналы отформованы в теле теплоприемника);
- наложение труб на пластину с тыльной или передней стороны.

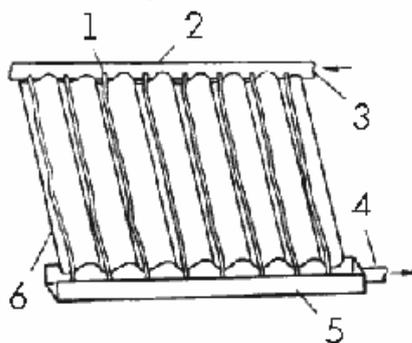


Рисунок 4.3. Плоский коллектор с открытым потоком

1 - отверстия; 2 - гидравлический коллектор; 3 - от аккумулятора; 4 - к ак-

кумулятору; 5 - сборный коллектор; 6 - волнистая кровля, окрашенная в черный цвет (или зачерненный волнистый алюминий).

Метод д-ра Томасона 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 самосливной и не требует защиты от коррозии или замерзания. Холодная вода из бака подается насосом в гидравлический 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 рисунке 4.4 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.

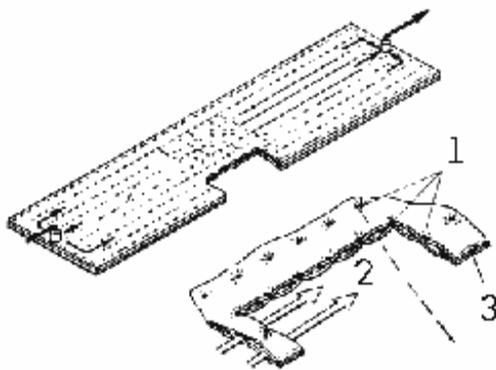


Рисунок 4.4. Раздутый плоский солнечный металлический коллектор
1 - сварные точки; 2 - поток; 3 - торцовые швы, полученные контактной сваркой

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 теп-

ловой 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 пропускательную 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 аккумуляцию 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.

Хоттел 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 промежутки 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 поглотительной 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 с большой порозностью 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 рисунке 4.5.

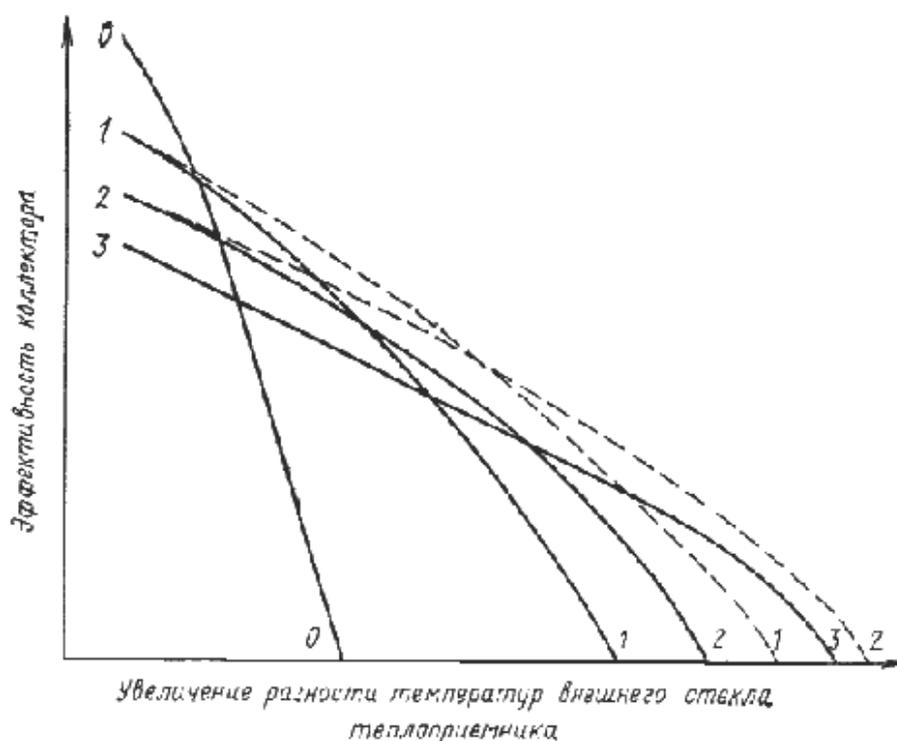


Рисунок 4.5. Влияние свойств покрытия теплоприемника и кратности остекления на КПД коллектора:

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.

ком. 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 стиропомной 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 стоимости 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 рисунке 4.6.

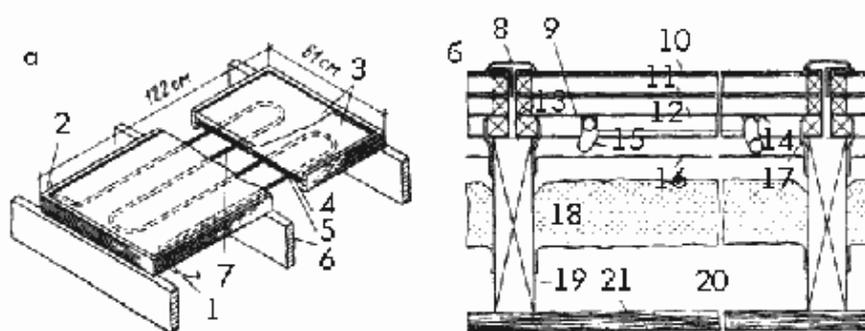


Рисунок 4.6. Солнечный коллектор с двумя стеклянными покрытиями и медным теплоприемником типа "труба в листе" а - коллектор; 1 - поток воды в следующий коллектор; 2 - поток воды из предыдущего коллектора; 3 - два стеклянных покрытия; 4 - медный теплоприемник с верхней поверхностью, окрашенной в черный 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 промежуток 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 рисунке 4.7. показаны три схемы расположения труб:

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

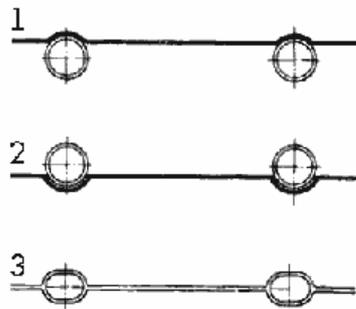


Рисунок 4.7. Конфигурация типа "труба в листе"

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 рисунке 4.8. Два варианта теплоприемника типа "труба в листе" показаны на рисунках 4.9, 4.10. В обоих коллекторах тыльная сторона теплоприемной пластины изолирована пенополиуретаном.

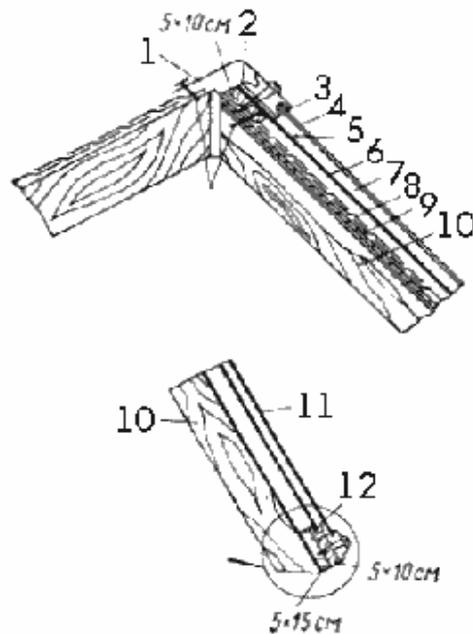


Рисунок 4.8. Детали коллектора "Солярис" Гарри Томасона

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.

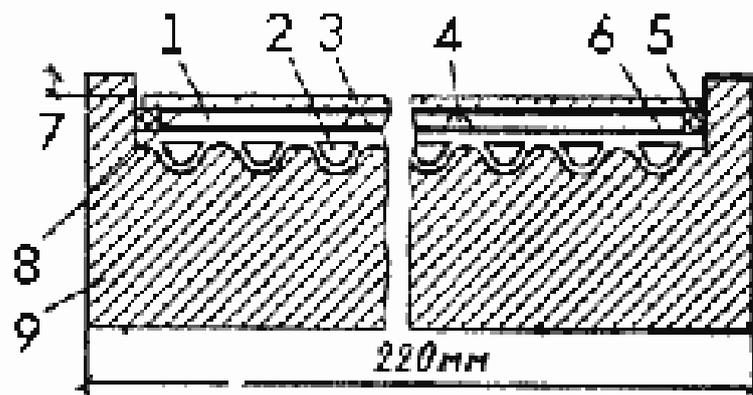


Рисунок 4.9. Прототип дешевого плоского солнечного коллектора: 1 - воздушный промежуток; 2 - каналы для хладагентов; 3 - стеклянное покрытие; 4 - опорные стойки для стеклянного покрытия; 5 - эластомерное уплотнение; 6 - селективное покрытие; 7 - опорный выступ 6,3 мм; 8 - отражающее покрытие (необязательно); 9 - тепловая изоляция.

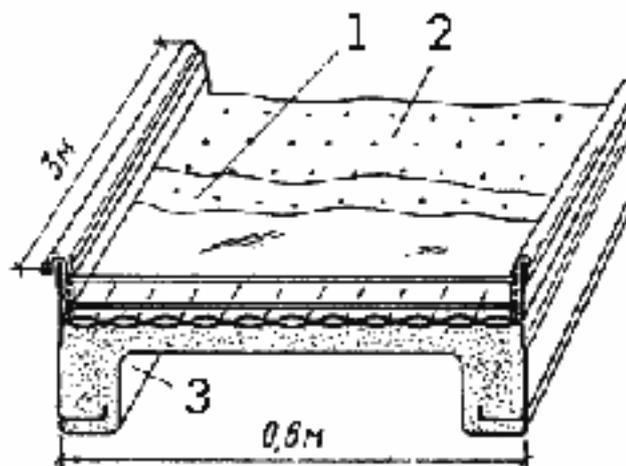


Рисунок 4.10. Солнечный коллектор в сборе: 1 - стеклянное покрытие; 2 - теплоприемная поверхность коллектора; 3 - изоляция.

Коллектор, показанный на рисунке 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.

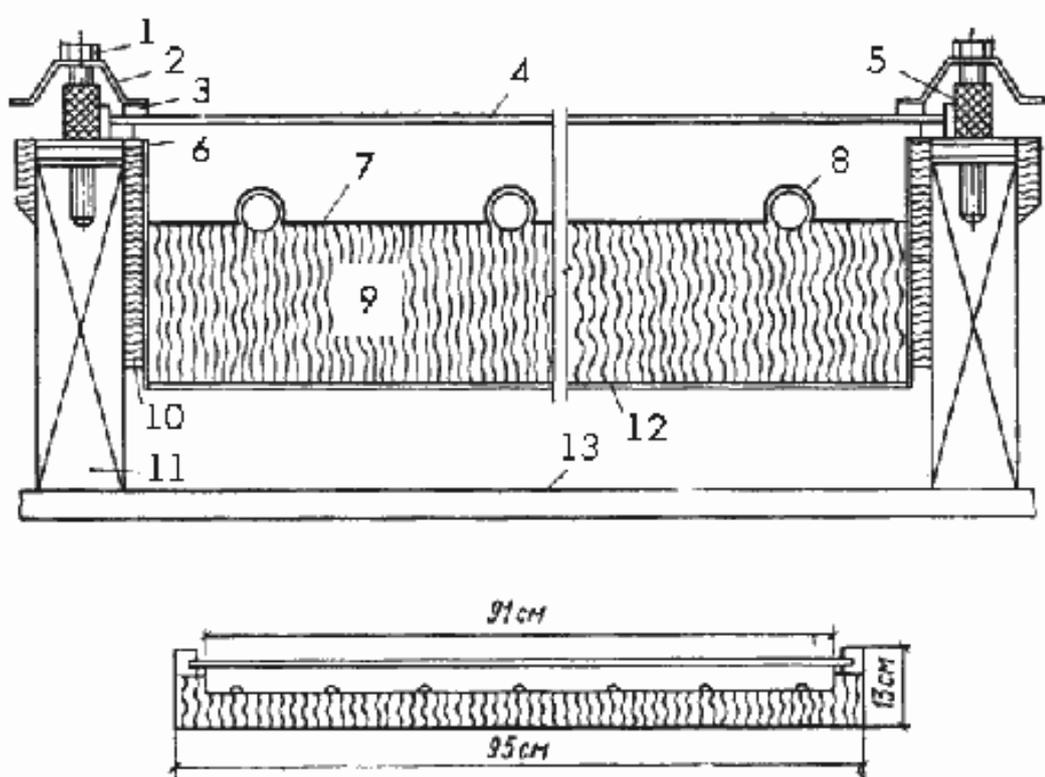


Рисунок 4.11. Коллектор, устанавливаемый вместо участка крыши; конструкция фирмы "Сануоркс корпорейшн": 1 - болт-шайба; 2 - сплошная накладка стропильной балки; 3 - неопреновая прокладка; 4 - стекло; 5 - уплотнение; 6 - желоб; 7 - селективное покрытие; 8 - труба; 9, 10 - изоляция; 11 - стропило; 12 - 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 рисунках 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 монтируемый модуль", который размещается на обычной крыше, обеспечивая жесткость здания и необходимую защиту от проникновения воды.

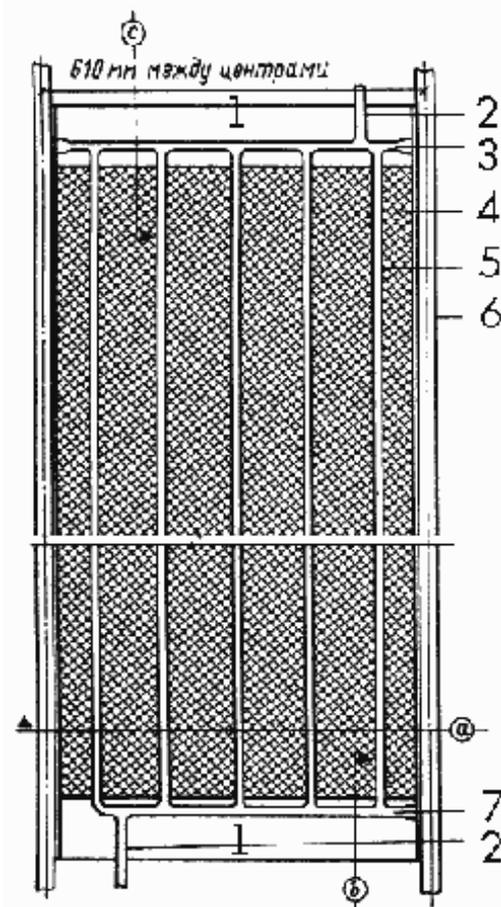


Рисунок 4.12. Детали: модуль, смонтированный вместо участка крыши; конструкция фирмы "Сануоркс корпорейшн"

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

Фирма "ППДжи индастриз" выпустила более дешевый коллектор, правда, несколько худшего качества (рисунки 4.13 и 4.14). В этой конструкции для пластины теплоприемника был применен алюминий.

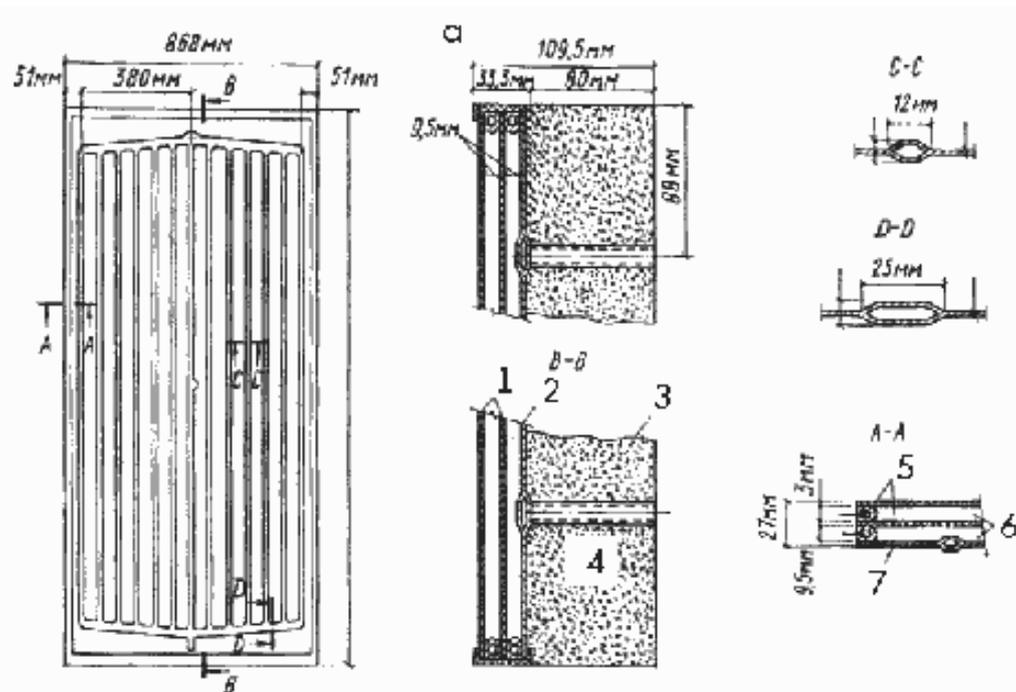


Рисунок 4.13. Прототип солнечного коллектора фирмы "ППДжи индастриз". а - конструкция теплоприемника; 1 - закаленное стекло "Геркулит" 3,2 мм; 2 - алюминиевый теплоприемник; 3 - изоляция; 4 - трубы, наружный диаметр 12,7 мм; 5 - два слоя закаленного стекла "Геркулит" толщиной 3,2 мм; 6 - воздушный промежуток; 7 - панель теплоприемника толщиной 1,5 мм из алюминия типа 1100 (типичная конструкция устройств с двойным промежуток).

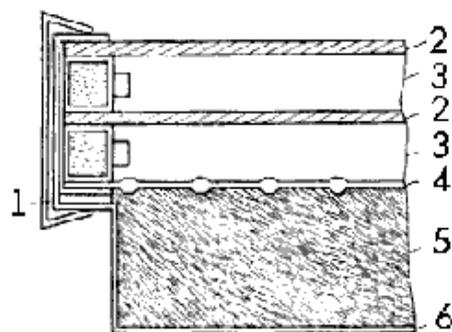


Рисунок 4.14. Прототип солнечного коллектора фирмы "ППДжи индастриз" с необязательным тыльным защитным кожухом 1 - изолента; 2 - закаленное стекло "Геркулит" толщиной 3,2 мм; 3 - воздушный промежуток 9,5 мм; 4 - алюминиевый теплоприемник; 5 - стекловолокнистая изоляция; 6 - оцинкованный кожух, предохраняющий 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 рисунке 4.15. показана конструкция коллектора, разработанная фирмой "Сан-Эрс, инк.". Его отличительной чертой является то, что, горизонтальная труба встроена в коллектор.

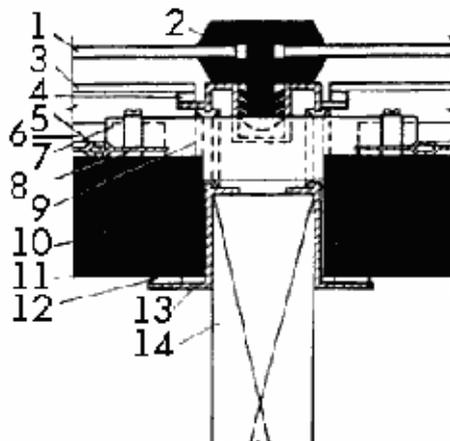


Рисунок 4.15. Конструкция коллектора фирмы "Сан-Эрс Констракшн Ко."

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 рисунке 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.

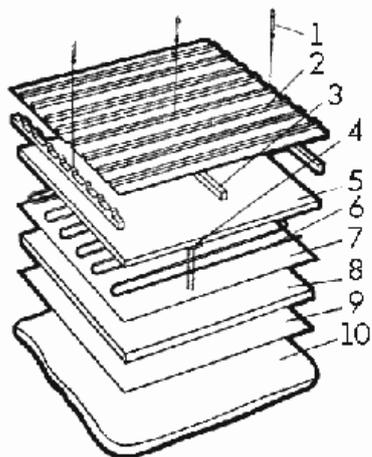


Рисунок 4.16. Солнечный водонагреватель "Соларсан" Уильяма Эдмундсона

1 - алюминиевые кровельные гвозди; 2 - стекловолоконная 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.

При использовании солнечных коллекторов (СК) в системе горячего водоснабжения необходимо правильно определить их количество или площадь: от этого зависит производительность. Расчет солнечного коллектора любого типа базируется на потребностях, которые известны заранее.

Расчет плоского солнечного коллектора

Практика показывает, что на квадратный метр поверхности, установленной перпендикулярно ярким солнечным лучам, приходится в среднем 900 Вт тепловой энергии (при безоблачном небе). Расчет СК будем производить на основе модели площадью 1 м². Лицевая сторона – матовая, черная (обладает близким к 100% поглощением тепловой энергии). Тыльная сторона утеплена 10 см слоем пенополистирола.

Требуется рассчитать теплопотери, которые происходят на обратной, теневой стороне. Коэффициент теплоизоляции пенополистирола – 0,05 Вт/м × град. Зная толщину и предположив, что разница температур на противоположных сторонах материала – в пределах 50 градусов, высчитаем теплопотери:

$$0,05/0,1 \times 50 = 25 \text{ Вт.}$$

Такие же приблизительно потери ожидаются со стороны торцов и труб, то есть суммарное количество составит 50 Вт.

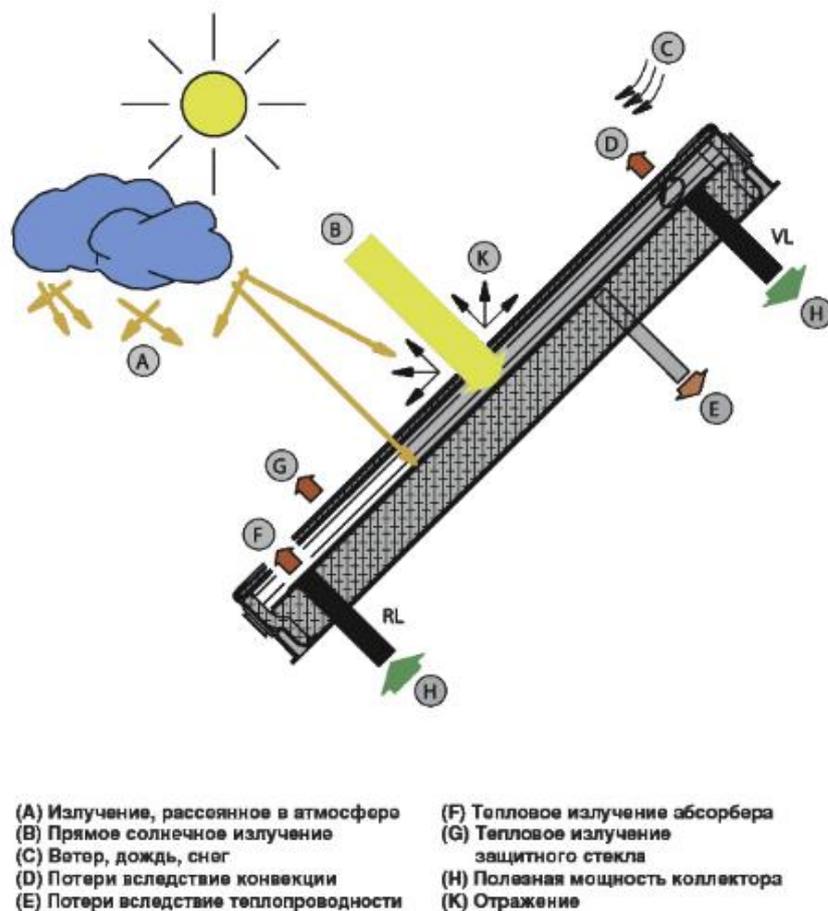


Рисунок 4.17. К расчету солнечного коллектора.

Безоблачным небо бывает редко, кроме того следует учитывать влияние налета грязи на коллекторе. Поэтому снизим количество тепловой энергии, приходящейся на 1 м², до 800 Вт. Вода, используемая в качестве теплоносителя в плоских СК, обладает теплоемкостью, равной 4200 Дж/кг × град или 1,16 Вт/кг × град. Это означает, что для того, чтобы повысить температуру одного литра воды на один градус, потребуется затратить 1,16 Вт энергии.

Учитывая эти расчеты, получаем следующую величину для нашей модели солнечного коллектора 1 м² площади:

$$800/1,16 = 689,65.$$

Округляем для удобства до 700 /кг × град. Это выражение обозначает количество воды, которое можно нагреть в коллекторе (модель площадью 1 м²) в течение часа. При этом не учитываются потери тепла с лицевой стороны, которые будут возрастать по мере разогрева. Эти потери будут ограничивать разогрев теплоносителя в солнечном коллекторе в пределах 70-90 градусов. В связи с этим, величина 700 может быть применена к низким температурам (от 10 до 60 градусов).

Расчет солнечного коллектора показывает, что система площадью 1 м² способна нагреть 10 литров воды на 70 градусов, что вполне достаточно для обеспечения дома горячей водой. Можно уменьшить время нагревания воды за

счет уменьшения объема солнечного коллектора при сохранении его площади. Если же количество проживающих в доме требует большего объема воды – следует применить несколько коллекторов такой площади, которые соединяют в одну систему.

Для того чтобы солнечный свет воздействовал на радиатор максимально эффективно, коллектор необходимо ориентировать под углом к линии горизонта, равным широте местности. Об этом уже говорилось в статье Как рассчитать мощность солнечных батарей, действует тот же самый принцип.

В среднем, для обеспечения жизнедеятельности одного человека необходимо 50 л горячей воды. Учитывая, что вода до подогрева имеет температуру около 10 °С, разница температур составляет $70 - 10 = 60$ °С. Количество тепла для подогрева воды необходимо следующее:

$$W=Q \times V \times T_p \quad (4.1)$$

$$W=Q \times V \times T_p = 1,16 \times 50 \times 60 = 3,48 \text{ кВт энергии.}$$

Разделив W на количество солнечной энергии, приходящейся на 1 м² поверхности в данной местности (данные гидрометцентров), получим площадь коллектора.

Расчет солнечного коллектора для отопления производится аналогично. Но объем воды (теплоносителя) необходим больший, что зависит от объема обогреваемого помещения. Можно сделать вывод, что улучшения эффективности водонагревательной системы такого типа возможно достичь методом уменьшения объема и одновременном увеличении площади.

Расчет вакуумного солнечного коллектора

Проектирование системы должно проводиться с учетом:

- особенностей климата в данной местности;
- объема отапливаемого помещения и этажности здания;
- количества проживающих (работающих) людей;
- типа установленных отопительных приборов;
- коэффициента теплопроводности стен (определяется исходя из толщины и материала);
- места размещения теплообменника и т.п.

Проектные работы выполняются в два этапа. Первый предполагает расчет солнечного коллектора для отопления, а именно определение их количества, необходимого для отопления. Второй этап – привязка полученных результатов к существующей системе отопления.

Подробнее о первом этапе: определяем количество энергии, которое вырабатывается коллектором за день. Для этого следует использовать данные о среднемесячном уровне солнечного излучения (сведения из гидрометцентра) в данной местности. Умножив это значение на площадь коллектора и его КПД (примем равным 0,8), получим:

$$E_k = E_c \times S_p \times 0,8 \text{ (кВт/день)} \quad (4.2)$$

Затем определяем количество расходуемой воды ($V_{\text{дн}}$, л.), которая нагреется коллектором в течение дня. Это зависит от параметров отопительной системы.

Известно, что для повышения температуры 1л воды на 1 градус требуется затратить 1,16 Вт мощности. Разделив числовое значение количества вырабатываемой энергии за день на теплоемкость воды, получим температуру, до которой солнечный коллектор данной модели может нагреть теплоноситель.

$$T_k = E_k / (V_{\text{дн}} \times c), \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.3)$$

Если расчеты показывают, что полученная температура является недостаточно высокой, для ее увеличения необходимо изменить площадь СК: установить дополнительные вакуумные трубки или панели.

Контрольные вопросы

1. Виды солнечных коллекторов?
2. Типы солнечных коллекторов для систем отопления?
3. Типы теплоприемников жидкостных систем?
4. Селективные покрытия, эффективность селективной поверхности, селективные покрытия оцениваются?
5. Технологии нанесения селективных покрытий?

5. Практическая работа №5

РАСЧЁТ БИОРЕАКТОРА

Рассчитать биореактор установки периодического аэробного культивирования дрожжей на глюкозе при следующих данных:

- производительность по сухой биомассе, $G_{\text{сyx}} = 160 \frac{\text{кг}}{\text{сут}}$;
- максимальная удельная скорость роста, $\mu_{\text{max}} = 0,47 \text{ ч}^{-1}$;
- константа Михаэлиса $K_s \cdot 10^5 = 17 \frac{\text{МОЛЬ}}{\text{л}}$;
- экономический коэффициент $y = 0,53$;
- концентрация глюкозы (субстрата) в питательной среде:
- начальная $S_0 = 22 \frac{\text{г}}{\text{л}}$;
- остаточная $S = 0,094 \frac{\text{г}}{\text{л}}$;
- время вспомогательных операций совместно с лаг-фазой $t_{\text{всп}} = 4,8 \text{ ч}$;

- начальная концентрация биомассы (дрожжей)

в питательной среде

$$X_0 = 0,2 \frac{\text{г}}{\text{л}}$$

- степень заполнения аппарата

$$\varphi = 0,75;$$

- соотношение высоты и диаметра биореактора

$$k = 3;$$

- избыточное давление

$$P_{\text{изб}} = 50 \text{кПа};$$

- температура биосинтеза

$$t_c = 24^\circ \text{C}.$$

Требуется определить:

- номинальный объём биореактора, м³

$$V_{\text{н}};$$

- удельный расход воздуха на биосинтез, м³/(мин·м³)

$$v_{\text{г}};$$

- мощность двигателя привода мешалки, Вт

$$N_{\text{дв}};$$

- диаметр барботёра, м

$$d_{\text{бв}};$$

- расход кислорода на биосинтез, кг/ч

$$G_{\text{O}_2}.$$

1. Определение номинального объёма биореактора

1.1. Объёмная производительность биореактора по питательной среде

V_0 ($\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$) определяется из уравнения материального баланса биореактора по биомассе

$$G_{\text{сгх}} = V_0 \cdot y \cdot (S_0 - S), \quad (5.1)$$

$$V_0 = \frac{G_{\text{сгх}}}{y \cdot (S_0 - S)} = \frac{160}{0,55 \cdot (22,000 - 0,094)} = 13,78 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}. \quad (5.2)$$

1.2. Концентрация биомассы (дрожжей) в конце культивирования X ($\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$)

определяется из выражения экономического коэффициента $y = \frac{X - X_0}{S_0 - S}$,

$$X = y(S_0 - S) + X_0 = 0,55(22,000 - 0,094) + 0,2 = 0,012 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}. \quad (5.3)$$

1.3. Максимально возможная концентрация биомассы (дрожжей) в конце культивирования

$$X_{\text{max}} = X_0 + y \cdot S_0 = 0,2 + 0,55 \cdot 0,094 = 0,25 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}. \quad (5.4)$$

1.4. Время роста биомассы

$$t_{\text{осн}} = \frac{1}{\mu_{\text{max}}} \left[\frac{y \cdot K_s}{X_{\text{max}}} \cdot \ln \frac{y \cdot S_0}{X_{\text{max}} \cdot X} + \left(1 + \frac{y \cdot K_s}{X_{\text{max}}} \right) \cdot \ln \frac{X}{X_0} \right] = \quad (5.5)$$

$$= \frac{1}{0,47} \left[\frac{0,55 \cdot 17}{0,25} \cdot \ln \frac{0,55 \cdot 22}{0,25 \cdot 11,81} + \left(1 + \frac{0,55 \cdot 17}{0,25} \right) \cdot \ln \frac{11,81}{0,2} \right] = 296 \text{ ч.}$$

1.5. Общее время культивирования (время цикла)

$$t_{\text{общ}} = t_{\text{осн}} + t_{\text{всп}} = 256 + 4,8 = 300,8 \text{ ч.} \quad (5.6)$$

1.6. Временной КПД биореактора

$$\eta = \frac{296}{300,8} = 0,98.$$

1.7. Число биореакторов установки принимаем

$$z \leq \frac{1}{1-\eta} = \frac{1}{1-0,98} \leq 50.$$

1.8. Необходимый объём одного биореактора

$$V_p = \frac{V_0 \cdot (1 + \alpha) \cdot t_{\text{общ}}}{24 \cdot z \cdot \varphi} = \frac{13,78(1 + 0,15) \cdot 300,8}{24 \cdot 50 \cdot 0,75} = 5,3 \text{ м}^3, \quad (5.7)$$

где α – коэффициент, учитывающий длительность ремонта биореактора, $\alpha = 0,15$.

1.9. Расчётный диаметр биореактора

$$D_p = \sqrt[3]{\frac{V_p}{0,785 \cdot k}} = \sqrt[3]{\frac{5,3}{0,785 \cdot 3}} = 1,3 \text{ м.} \quad (5.8)$$

1.10. Расчётная высота биореактора

$$H_p = k \cdot D_p = 3 \cdot 1,3 = 4 \text{ м.} \quad (5.9)$$

1.11. По полученным значениям D_p и H_p , используя данные приложения А [4], принимаем биореактор с номинальным объёмом $V_n = 3,2 \text{ м}^3$, имеющим характеристики:

- диаметр аппарата $D = 1300 \text{ мм}$;
- высота уровня жидкости $H_{\text{ж}} = 1,6 \text{ м}$;
- диаметр вала мешалки $d_{\text{в}} = 80 \text{ мм}$.

2. Определение расхода воздуха на биосинтез

2.1. Объёмный расход воздуха на биосинтез

$$V_{\Gamma} = 0,785 \cdot D^2 \cdot w_{\Gamma} = 0,785 \cdot 1,3^2 \cdot 0,05 = 0,051 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (5.10)$$

где w_{Γ} – приведённая скорость воздуха в реакторе, принимаем $w_{\Gamma} = 0,05$ м/с.

2.2. Удельный расход воздуха на биосинтез

$$v_{\Gamma} = \frac{60 \cdot V_{\Gamma}}{\varphi \cdot V_H} = \frac{60 \cdot 0,051}{0,75 \cdot 3,2} = 1,25 \frac{\text{м}^3}{\text{мин} \cdot \text{м}^3}. \quad (5.11)$$

3. Определение параметров мешалки

В ферментерах в качестве перемешивающего устройства наибольшее применение нашли турбинные мешалки.

3.1. Определяем параметры турбинной мешалки:

- число мешалок $z_m \geq \frac{H_{жс}}{D} = \frac{1,6}{1,3} = 1,23 \geq 1$;
- диаметр мешалки $d_m = 0,33 \cdot D = 0,33 \cdot 1,3 = 0,43 \text{ м}$;
- частота вращения мешалки $n \geq \frac{4 \cdot V_{\Gamma}}{d_m^3} = \frac{4 \cdot 0,051}{0,43^3} = 2,6 \text{ с}^{-1}$, принимаем $n = 3 \text{ с}^{-1}$;
- центробежный критерий Рейнольдса

$$Re_{\eta} = \frac{n \cdot d_m^2 \cdot \rho}{\mu}, \quad (5.12)$$

где ρ – плотность культуральной жидкости, согласно приложению Г при $t_c = 24^{\circ}\text{C}$ $\rho = 997,26 \text{ кг/м}^3$;

μ – динамическая вязкость культуральной жидкости, при $t_c = 24^{\circ}\text{C}$ $\mu = 0,0009102 \text{ Па}\cdot\text{с}$,

$$Re_{\eta} = \frac{3 \cdot 0,43^2 \cdot 997,26}{0,0009102} = 607356$$

критерий мощности k_N для турбинной мешалки с перегородками определяем по графику $k_N = f(Re_{\eta})$ в приложении Д [4], $k_N = 0,8$, т.к. $\frac{d_m}{D} = 0,333$.

3.2. Мощность, затрачиваемая на перемешивание

$$N = z_m \cdot k_N \cdot \rho \cdot n^3 \cdot d_m^5 = 1 \cdot 0,8 \cdot 997,26 \cdot 3^3 \cdot 0,43^5 = 107,7 \text{ Вт}. \quad (5.13)$$

3.3. Мощность, теряемая в одинарном торцовом уплотнении вала мешалки

$$N_{\text{упл.}} = 6020 \cdot d_m^{1,3} = 6020 \cdot 0,43^{1,3} = 2004 \text{ Вт}.$$

3.4. Эффективная мощность привода мешалки рассчитываем с учётом различных видов затрат энергии

$$N_{\text{э}} = \frac{\prod_{i=1}^n k_i \cdot N + N_{\text{унл.}}}{\eta}, \quad (5.14)$$

где η – КПД привода, принимаем $\eta = 0,85$;

$\prod_{i=1}^n k_i$ - произведение коэффициентов, учитывающих влияние разных факторов на мощность перемешивания:

- коэффициент, учитывающий перегрузку при пуске турбинной мешалки, $k_1 = 1,0$;

- коэффициент, учитывающий наличие отражательных перегородок, $k_2 = 1,25$;

- коэффициент, учитывающий гильзу термопары, $k_3 = 1,15$;

- коэффициент, учитывающий наличие уровнемера, $k_4 = 1,15$;

- коэффициент, учитывающий отношение высоты уровня жидкости $H_{\text{жс}}$ к

диаметру аппарата D , $k = \left(\frac{H_{\text{жс}}}{D}\right)^{0,5} = \left(\frac{1,6}{1,3}\right)^{0,5} = 1,1$.

$$N_{\text{э}} = \frac{1 \cdot 1,25 \cdot 1,15 \cdot 1,15 \cdot 1,1 \cdot 107,7 + 2004}{0,85} = 2586 \text{ Вт.}$$

3.5. Мощность двигателя привода мешалки с учётом пускового момента

$$N_{\text{дв}} = \beta \cdot N_{\text{э}}, \quad (5.15)$$

где β – коэффициент запаса мощности, принимаем $\beta = 1,2$;

$$N_{\text{дв}} = 1,2 \cdot 2586 = 3000 \text{ Вт.}$$

4. Определение параметров барботёра

Скорость воздуха в трубе барботёра $w_B = 25 \frac{\text{м}}{\text{с}}$.

4.1. Внутренний диаметр трубы барботёра

$$d_{\text{БВ}} = \sqrt{\frac{V_{\Gamma}}{0,785 \cdot w_B}} = \sqrt{\frac{0,051}{0,785 \cdot 25}} = 0,05 \text{ м.} \quad (5.16)$$

4.2. Средний диаметр барботёра для подачи воздуха в биореактор определяется по соотношению

$$D_{\text{ср}} = (0,5 - 1) \cdot d_{\text{м}} = (0,5 - 1) \cdot 0,43 = (0,22 - 0,43) \text{ м.} \quad (5.17)$$

4.3. Абсолютное давление воздуха в барботёре

$$P_{abc} = P_{атм} + P_{изб} + \frac{\rho \cdot g \cdot H_{жс}}{1000} = 100 + 50 + \frac{997,26 \cdot 9,81 \cdot 1,6}{1000} = 165 \text{ кПа}. \quad (5.18)$$

4.4. Плотность воздуха при рабочих условиях

$$\rho_{\Gamma} = 1,293 \cdot \frac{P_{abc}}{101,3} \cdot \frac{273}{273+24} = 1,293 \cdot \frac{165}{101,3} \cdot \frac{273}{273+24} = 1,78 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}. \quad (5.19)$$

4.5. Скорость воздуха в отверстиях барботёра

$$w_o = 3,4 \cdot \sqrt{\frac{d_{БВ} \cdot \rho}{\rho_{\Gamma}}} = 3,4 \cdot \sqrt{\frac{0,05 \cdot 997,26}{1,78}} = 18 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (5.20)$$

4.6. Число отверстий при диаметре отверстий $d_o = 0,005 \text{ м}$

$$z_o = \frac{V_{\Gamma}}{0,785 \cdot d_o^2 \cdot w_o} = \frac{0,051}{0,785 \cdot 0,005^2 \cdot 18} = 128. \quad (5.21)$$

4.7. Шаг расположения отверстий

$$t_o = \frac{\pi \cdot D_{cp}}{z_o} = \frac{\pi \cdot 0,43}{128} = 0,01 \text{ м}. \quad (5.22)$$

5. Определение расхода кислорода на биосинтез

5.1. Для определения газосодержания культуральной жидкости в биореакторе определяется коэффициент

$$A = \left(\frac{V_{\Gamma} \cdot \rho \cdot g}{\sigma} \right)^{0,2 \ln \sqrt{d_m}} \cdot \left(\frac{H_{жс}}{D} \right)^{0,4}, \quad (5.23)$$

где σ – поверхностное натяжение культуральной жидкости, согласно приложению Г $\sigma = 0,0721 \text{ Н/м}$;

$$0,2 \cdot \ln \sqrt{d_m} = 0,2 \cdot \ln \sqrt{0,43} = -0,086;$$

$$A = \left(\frac{0,051 \cdot 997,26 \cdot 9,81}{0,0721} \right)^{-0,086} \cdot \left(\frac{1,6}{1,3} \right)^{0,4} = 0,57.$$

5.2. Газосодержание культуральной жидкости

$$\varphi_{\Gamma} = C \cdot A^n. \quad (5.24)$$

Т.к. $A \leq 18$, то $C = 0,0094$ и $n = 0,62$, значит

$$\varphi_{\Gamma} = 0,0094 \cdot 0,57^{0,62} = 0,0067.$$

5.3. Мощность диссипируемая в биореакторе

$$E = \frac{V \cdot (1 - \varphi_{\Gamma})}{\varphi \cdot V_{\Gamma} \cdot \rho} = \frac{107,7 \cdot (1 - 0,0067)}{0,75 \cdot 0,051 \cdot 997,26} = 2,79 \frac{\text{Вт}}{\text{кг}}. \quad (5.25)$$

5.4. Коэффициент диффузии кислорода в культуральной жидкости при температуре биосинтеза

$$D_{\text{жс}} = D_{\text{жс}20} \cdot [1 + b \cdot (t - 20)], \quad (5.26)$$

где $D_{\text{жс}20}$ – коэффициент диффузии кислорода в воде при температуре $t = 20^{\circ}\text{C}$,
 $D_{\text{жс}20} = 2,1 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}$,

$$D_{\text{жс}} = 2,1 \cdot 10^{-9} \cdot [1 + 1 \cdot (24 - 20)] = 10,5 \cdot 10^{-9} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}.$$

5.5. Объёмный коэффициент массоотдачи в культуральной жидкости

$$\beta_{\text{жс}V} = 3 \cdot 10^4 \cdot E^{0,64} \cdot w_{\Gamma}^{0,6} \cdot D_{\text{жс}}^{0,5} = 3 \cdot 10^4 \cdot 2,79^{0,64} \cdot 0,05^{0,6} \cdot (10,5 \cdot 10^{-9})^{0,5} = 0,98 \text{ с}^{-1}. \quad (5.27)$$

5.6. Абсолютное давление в биореакторе на глубине $0,5 \cdot H_{\text{жс}}$

$$P = P_{\text{атм}} + P_{\text{изб}} + \frac{0,5 \cdot \rho \cdot g \cdot H_{\text{жс}}}{1000} = 100 + 50 + 7,5 = 157,5 \text{ кПа}. \quad (5.28)$$

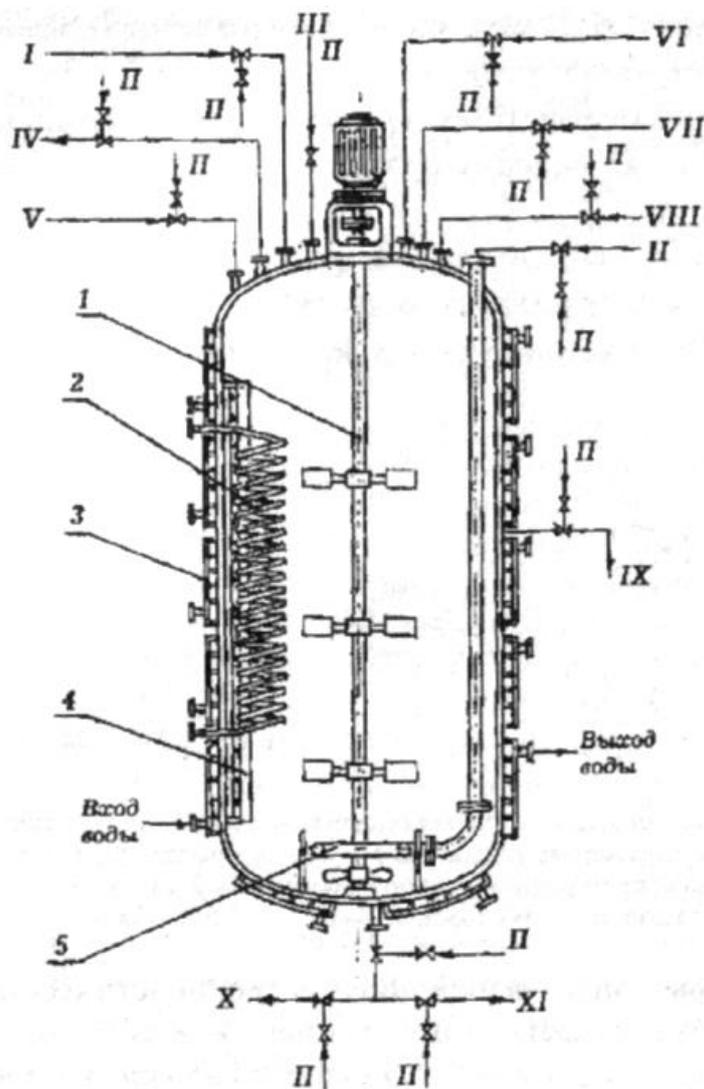


Рисунок 5.1. Конструкция биореактора

1 – турбинная мешалка, 2 – охлаждающий змеевик. 3 – секционная рубашка. 4 – отражательная перегородка. 5 - барботёр. П - пар; I-XI – материальные и вспомогательные трубопроводы с запорно-регулирующими устройствами (I – посевная линия. II – подача стерильного сжатого воздуха. III – подача пара. IV – удаление отработанного воздуха. V – загрузочная линия. VI – линия введения добавок. VII подача пеногасителя. VIII – подача моющего раствора. IX – пробоотборник. X – выдача продукта. XI – выдача в канализацию через нижний спуск.).

5.7. Равновесная концентрация кислорода границе раздела фаз

$$C_X^* = \frac{y_{O_2} \cdot P \cdot \rho}{m \cdot M_{жс}}, \quad (5.29)$$

где y_{O_2} – объёмная концентрация кислорода в воздухе, $y_{O_2} = 0,2095$;

m – константа фазового равновесия при растворении кислорода в воде, согласно приложению Ж [4] $m = 4439 \text{ МПа}$;

$M_{жс}$ – мольная масса культуральной жидкости, $M_{жс} = 18 \text{ кг/кмоль}$.

$$C_X^* = \frac{0,2095 \cdot 157,5 \cdot 997,26}{4439 \cdot 18} = 0,4 \frac{\text{кмоль}}{\text{м}^3}.$$

5.8. Количество кислорода пошедшего на биосинтез

$$G_{O_2} = 3600 \cdot \beta_{жВ} \cdot V_n \cdot C_X^* \cdot M_{O_2} = 3600 \cdot 0,98 \cdot 0,75 \cdot 0,4 \cdot 32 = 108380 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}. \quad (5.30)$$

Контрольные вопросы

1. Методы биологической конверсии?
2. Основные направления биоэнергетики?
3. Биогаз, состав и качество биогаза?
4. Достоинства и недостатки биоэнергетики?

6. Практическая работа №6

РАСЧЕТ ТЕПЛОВОГО НАСОСА

Теплонасос- это оборудование, способное перенести тепло от источника к потребителю. Рассмотрим принцип его действия на примере первой практической реализации идеи. Принцип работы геотермальных насосов стал известен еще в 50-х годах XIX века. На практике эти принципы реализовали только в середине прошлого века. Однажды, экспериментатор по фамилии Вебер, разбирался с морозилкой и случайно прикоснулся к обжигающей трубе конденсатора. Ему пришла в голову идея, почему тепло уходит в никуда и не приносит никакой пользы? Недолго думая, он удлинил трубу и уложил ее в бак для подогрева воды. Горячей воды, получившейся в результате этого, стало столько, что он не знал куда ее девать. Нужно было идти дальше — как обогреть с помощью этой нехитрой системы воздух? Решение оказалось очень простым и от этого не менее гениальным.

Горячая вода прогоняется по спирали через змеевик, а затем вентилятором теплый воздух раздувается по дому. Все гениальное — просто! Вебер был человеком размеренным, и со временем ему пришла мысль, как обойтись без морозильной камеры. Надо извлекать тепло из земли! Закопав трубы из меди и накачав их фреоном (тот же газ, который используется в холодильниках) он стал получать тепловую энергию уже из недр. Думаем, что на таком примере каждый поймет принцип работы теплового насоса.

Основные разновидности

воздух-воздух – это, по сути своей, обычный кондиционер; воздух-вода – добавляем к кондиционеру теплообменник и мы уже греем воду; земля-вода — закапываем коллектор из труб в землю, а на выходе подогреваем воду; вода-вода – трубы размещаются в открытом или подземном

КПД и COP

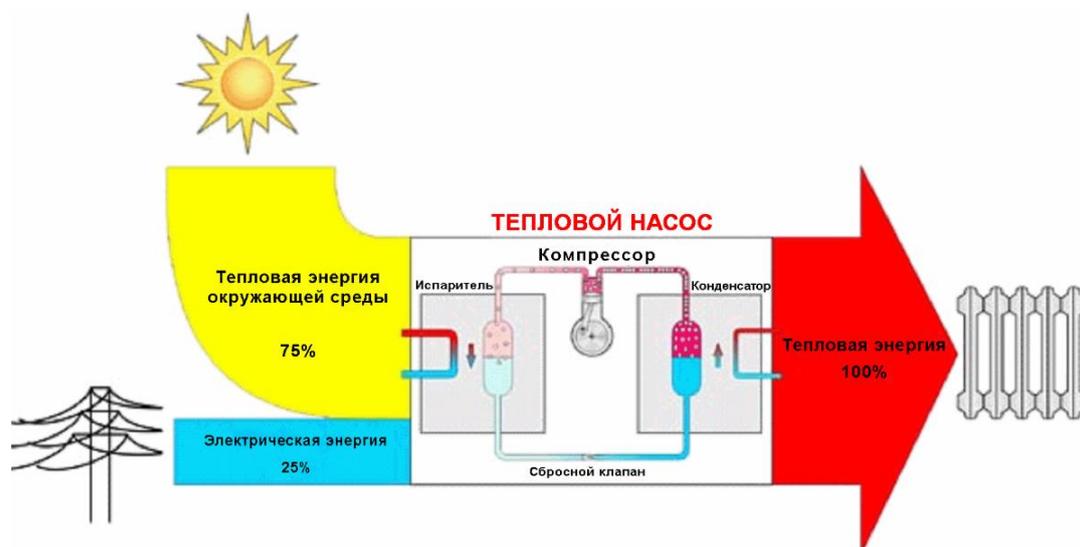


Рисунок 6.1. К принципу работы теплового насоса

Здесь наглядно показано что $\frac{3}{4}$ части энергии мы получаем из бесплатных источников. (Для начала определимся в терминах: КПД – коэффициент полезного действия, т.е. сколько полезной энергии получается в процентном соотношении от энергии, затраченной на действие системы; COP – коэффициент эффективности трансформации (англ. – coefficient of performance). Такой показатель, как КПД, часто используют в рекламных целях: «КПД нашего насоса 500%!». Вроде и правду говорят – на 1 кВт потраченной энергии (для полноценной работы всех систем и агрегатов) произвели 5 кВт тепловой энергии. Однако помните, что КПД не бывает выше 100% (этот показатель рассчитывается для замкнутых систем), поэтому логичнее будет использовать показатель COP (применяется для расчетов открытых систем), который показывает коэффициент преобразования использованной энергии в полезную. Обычно COP измеряется в цифрах от 1 до 7. Чем выше цифра тем более эффективный теплонасос. В примере, приведенном выше (с КПД 500%), COP равняется 5.

Принцип работы тепловых насосов В любом ТН имеется рабочая среда, именуемая хладагентом. Обычно в этом качестве выступает фреон, реже – аммиак. Само устройство состоит всего из трех компонентов: испаритель; компрессор; конденсатор. Испаритель и конденсатор – это два резервуара, имеющие вид длинных изогнутых трубок – змеевиков. Конденсатор одним концом присоединяется к выходному патрубку компрессора, а испаритель – ко входному. Концы змеевиков стыкуются и в месте соединения между ними устанавливается редукционный клапан. Испаритель контактирует – непосредственно или косвенно – со средой-источником, а конденсатор – с системой отопления или ГВС.

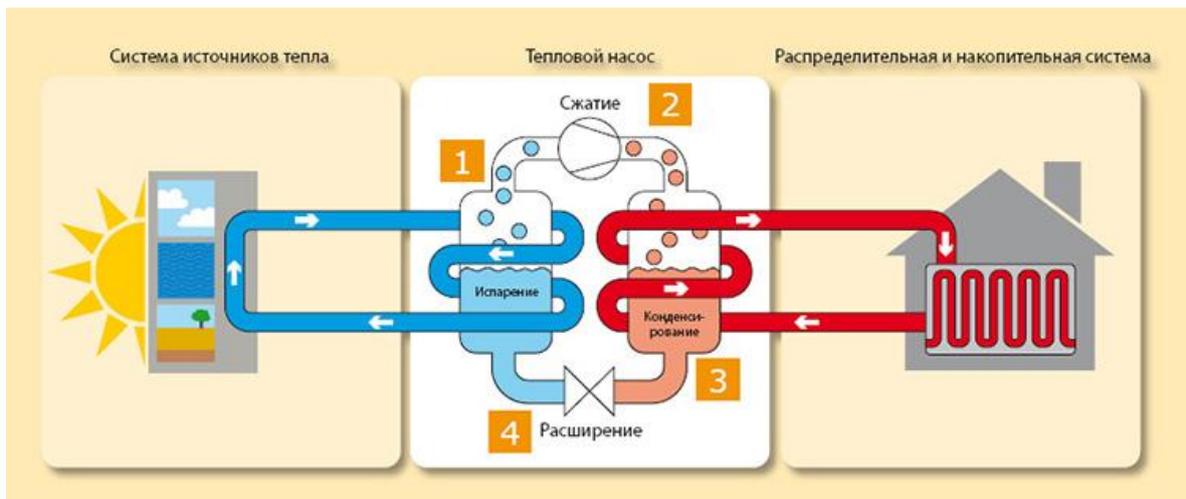


Рисунок 6.2. Принцип работы теплового насоса

Принцип работы теплового насоса Работа ТН основана на взаимозависимости объема, давления и температуры газа. Вот что происходит внутри агрегата: Аммиак, фреон или другой хладагент, двигаясь по испарителю, нагревается от среды-источника, допустим, до температуры $+5$ градусов. Пройдя испаритель, газ достигает компрессора, который перекачивает его в конденсатор. Нагнетаемый компрессором хладагент удерживается в конденсаторе редукционным клапаном, поэтому его давление здесь выше, чем в испарителе. Как известно, с ростом давления температура любого газа увеличивается. Именно это происходит с хладагентом – он разогревается до $60 - 70$ градусов. Поскольку конденсатор омывается циркулирующим в системе отопления теплоносителем, последний также нагревается. Через редукционный клапан хладагент небольшими порциями сбрасывается в испаритель, где его давление снова падает. Газ расширяется и остывает, а поскольку часть внутренней энергии была потеряна им в результате теплообмена на предыдущем этапе, его температура опускается ниже изначальных $+5$ градусов. Следуя по испарителю, он снова нагревается, далее закачивается в конденсатор компрессором – и так по кругу. По-научному этот процесс называется циклом Карно. Главная особенность ТН состоит в том, что тепловая энергия берется из окружающей среды буквально даром. Правда, для ее добычи необходимо потратить некоторое количество электроэнергии (для компрессора и циркуляционного насоса/вентилятора). Но ТН все-равно остается очень выгодным: за каждый потраченный кВт*ч электроэнергии удастся получить от 3 до 5 кВт*ч тепла. Теплонасосы типа «вода – вода» и «грунт – вода» для отбора тепла используют так называемый наружный теплообменник или, как его еще называют, коллектор.

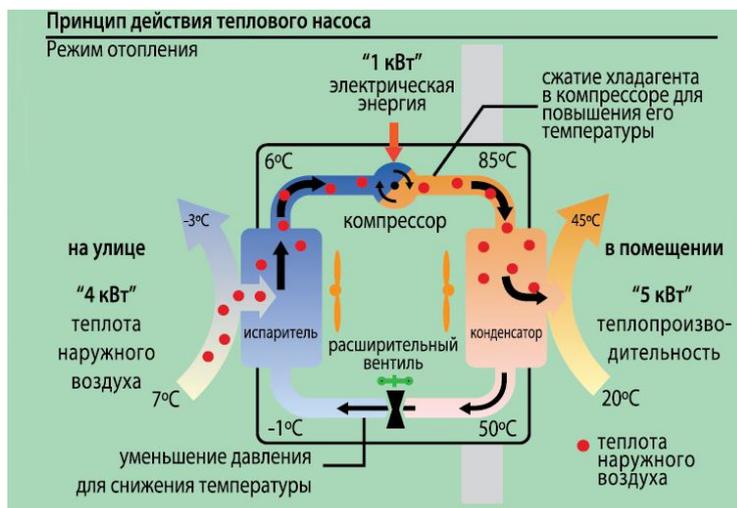


Рисунок 6.3. Принцип работы теплового насоса

Это длинная закольцованная труба, как правило, пластиковая, по которой циркулирует жидкая среда, омывающая испаритель. Обе разновидности ТН представляют собой одно и то же устройство: в одном случае коллектор погружается на дно поверхностного водоема, а во втором – в грунт. Конденсатор такого ТН расположен в теплообменнике, подключаемом к системе водяного отопления. Подключение ТН по схеме «вода – вода» является гораздо менее трудоемким, чем «грунт — вода», поскольку отпадает необходимость в проведении земляных работ. На дно водоема труба укладывается в виде спирали. Разумеется, для данной схемы подойдет только такой водоем, который зимой не промерзает до дна.

Формула для подсчета

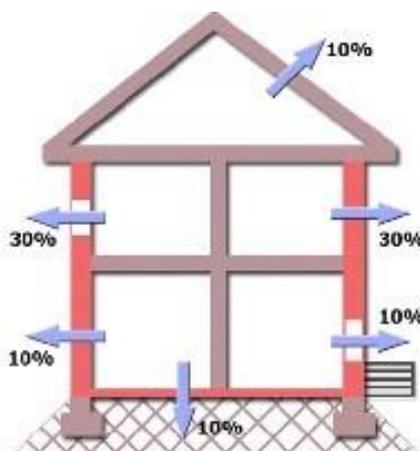


Рисунок 6.4. Тепловые потери здания

Тепловой насос способен полностью справиться с отоплением помещений. Чтобы выбрать подходящий вам агрегат, следует рассчитать его необходимую мощность. В первую очередь нужно понимать баланс тепла в здании. Для этих расчетов можно воспользоваться услугами специалистов, онлайн-калькулятором или самостоятельно с помощью несложной формулы:

$R = (k \times V \times T) / 860$, в которой: R – потребляемая мощность помещения (кВт/час); k – средний коэффициент потерь тепла зданием: например, равно 1 – отлично утепленное здание, а 4 – барак из досок; V – суммарный объем всего

отапливаемого помещения, в куб.м.; T – максимальный перепад температуры между улицей и внутри помещения. 860 – значение, необходимое для перевода полученных ккал в кВт. В случае с геотермальным тепловым насосом типа «вода-вода» нужно еще рассчитать необходимую длину контура, который будет находиться в водоеме. Здесь расчет еще проще. Известно, что 1 метр коллектора дает примерно 30 Вт. Другими словами 1 кВт мощности насоса требует 22 метра труб. Зная требуемую мощность насоса, мы без труда рассчитаем сколько нам нужно труб для изготовления контура. Расчет на примере системы вода-вода. Рассчитаем для примера дом со следующими исходными данными: отапливаемая площадь 300 кв. м.; высота потолков 2,8 м; здание хорошо утеплено; минимальная температура зимой на улице -25 градусов; комфортная температура в помещении +22 градуса. В первую очередь высчитываем отапливаемый объем помещения: 300 кв.м. x 2,8 м = 840 куб.м. Затем вычисляем значение « T »: 22 — (-25) = 45 градусов. Подставляем эти данные в формулу: $R = (1 \times 840 \times 45) / 860 = 43,9$ кВт/час

Мы получили требуемую мощность теплового насоса в 44 кВт/час. Без труда определяем, что для его функционирования нам потребуется коллектор общей длиной не менее 968 метров. Т.о. для хорошо утепленного помещения площадью 300 кв.м. подойдет насос с мощностью не менее 44 кВт. Как и везде, лучше сделать запас по мощности хотя бы в 10%. Следовательно, приобретать лучше агрегат на 48-49 кВт. Рано или поздно мы все придем к использованию альтернативной энергетики и можно сделать первый шаг уже сегодня. Используя тепловые насосы, вы уменьшите свои затраты на отопление, станете независимым от поставщиков газа или угля, сохраните экологию родной планеты. С помощью этой статьи сможете рассчитать параметры геотермального оборудования, которые подойдут вашему помещению. Но не забывайте, что лучше всего справятся со своей задачей профессионалы. Да и у вас всегда будет с кого спросить, в случае неправильной работы системы.

Расчет горизонтального коллектора теплового насоса

Эффективность горизонтального коллектора зависит от температуры среды, в которую он погружен, ее теплопроводности, а также площади контакта с поверхностью трубы. Методика расчета достаточно сложна, поэтому в большинстве случаев пользуются усредненными данными. Считается, что каждый метр теплообменника обеспечивает ТН следующую тепловую мощность: 10 Вт – при заглублении в сухой песчаный или каменистый грунт; 20 Вт – в сухом глинистом грунте; 25 Вт – во влажном глинистом грунте; 35 Вт – в очень сыром глинистом грунте. Таким образом, для расчета длины коллектора (L) следует потребную тепловую мощность (Q) разделить на теплотворную способность грунта (p): $L = Q / p$. Приведенные значения можно считать действительными только при соблюдении следующих условий: Участок земли над коллектором не застроен, не затенен и не засажен деревьями или кустами. Расстояние между соседними витками спирали или участками «змейки» составляет не менее 0,7 м. При расчете коллектора следует учитывать, что температура грунта после первого года эксплуатации понижается на несколько градусов.



Рисунок 6.5. Горизонтальный коллектор теплового насоса

Вертикальный вариант Трубы коллектора в виде петель, имеющих форму литеры «U», погружаются в скважины глубиной от 20 до 100 м. При необходимости можно построить несколько таких скважин. После установки труб скважины заливают цементным раствором. Достоинство вертикального коллектора состоит в том, что для его строительства нужен совсем небольшой участок. Однако, пробурить скважины глубиной более 20 м самостоятельно нет никакой возможности – придется нанимать бригаду бурильщиков.

Комбинированный вариант Этот коллектор можно считать разновидностью горизонтального, но для его строительства потребуется гораздо меньше места. На участке выкапывается круглый колодец глубиной от 2-х м. Трубы теплообменника укладываются спиралью, так что контур представляет собой как бы вертикально установленную пружину. По завершении монтажных работ колодец засыпают. Как и в случае с горизонтальным теплообменником, весь необходимый объем работ можно произвести своими руками. Коллектор заполняется антифризом – тосолом или раствором этиленгликоля. Для обеспечения его циркуляции в контур врезается специальный насос. Вобрав в себя тепло грунта, антифриз поступает к испарителю, где происходит теплообмен между ним и хладагентом. Следует учесть, что неограниченный отбор тепла из грунта, особенно при вертикальном расположении коллектора, может привести к нежелательным последствиям для геологии и экологии участка. Поэтому в летний период ТН типа «грунт – вода» весьма желательно эксплуатировать в реверсивном режиме – кондиционирование. Газовая система отопления имеет массу преимуществ и одно из главных – низкая стоимость газа.

Как обустроить обогрев жилища газом, вам подскажет схема отопления частного дома с газовым котлом. Рассмотрим проект отопительной системы и требования к замещению. Об особенностях выбора солнечных батарей для отопления дома читайте в этой теме. Расчет горизонтального коллектора теплового насоса Эффективность горизонтального коллектора зависит от температуры среды, в которую он погружен, ее теплопроводности, а также площади контакта с поверхностью трубы. Методика расчета достаточно сложна, поэтому в большинстве случаев пользуются усредненными данными. Считается, что каждый метр теплообменника обеспечивает ТН следующую тепловую мощность:

10 Вт – при заглублении в сухой песчаный или каменистый грунт; 20 Вт – в сухом глинистом грунте; 25 Вт – во влажном глинистом грунте; 35 Вт – в очень сыром глинистом грунте. Таким образом, для расчета длины коллектора (L) следует потребную тепловую мощность (Q) разделить на теплотворную способность грунта (p): $L = Q / p$. Приведенные значения можно считать действительными только при соблюдении следующих условий: Участок земли над коллектором не застроен, не затенен и не засажен деревьями или кустами. Расстояние между соседними витками спирали или участками «змейки» составляет не менее 0,7 м. При расчете коллектора следует учитывать, что температура грунта после первого года эксплуатации понижается на несколько градусов. Пример расчета теплового насоса Подберем ТН для системы отопления одноэтажного дома общей площадью 70 кв. м со стандартной высотой потолка (2,5 м), рациональной архитектурой и теплоизоляцией ограждающих конструкций, соответствующей требованиям современных строительных норм. На обогрев 1-го кв. м такого объекта по общепринятым нормам приходится тратить 100 Вт тепла. Таким образом, для отопления всего дома понадобится: $Q = 70 \times 100 = 7000 \text{ Вт} = 7 \text{ кВт}$ тепловой энергии.

Расчет коллектора Грунт на отведенном под строительство коллектора участке – глинистый, уровень грунтовых вод высокий (принимаем теплотворную способность $p = 35 \text{ Вт/м}$). Мощность коллектора определяем по формуле: $Q_k = W - N = 7,7 - 2,5 = 5,2 \text{ кВт}$. Определяем длину трубы коллектора: $L = 5200 / 35 = 148.5 \text{ м}$ (приблизительно). Исходя из того факта, что укладывать контур длиной более 100 м нерационально из-за чрезмерно высокого гидравлического сопротивления, принимаем следующее: коллектор теплового насоса будет состоять из двух контуров — длиной 100 м и 50 м. Площадь участка, который необходимо будет отвести под коллектор, определим по формуле: $S = L \times A$, Где A – шаг между соседними участками контура. Принимаем: $A = 0,8 \text{ м}$. Тогда $S = 150 \times 0.8 = 120 \text{ кв. м}$. Расчет вертикального коллектора На глубине свыше 15 м температура грунта стабильно держится на отметке +10 градусов круглый год. Поэтому эффективность вертикального коллектора является более высокой – в среднем с метрового участка удастся снимать до 50 Вт тепла. Для расчета длины теплообменника также необходимо учитывать тип среды. Так, с 1-го метра трубы удастся получить такую тепловую мощность: 20 Вт – при погружении в осадочный грунт (сухой); 50 Вт – в каменистом либо влажном осадочном грунте; 70 Вт – твердые породы (камень); 80 Вт – подземные воды.

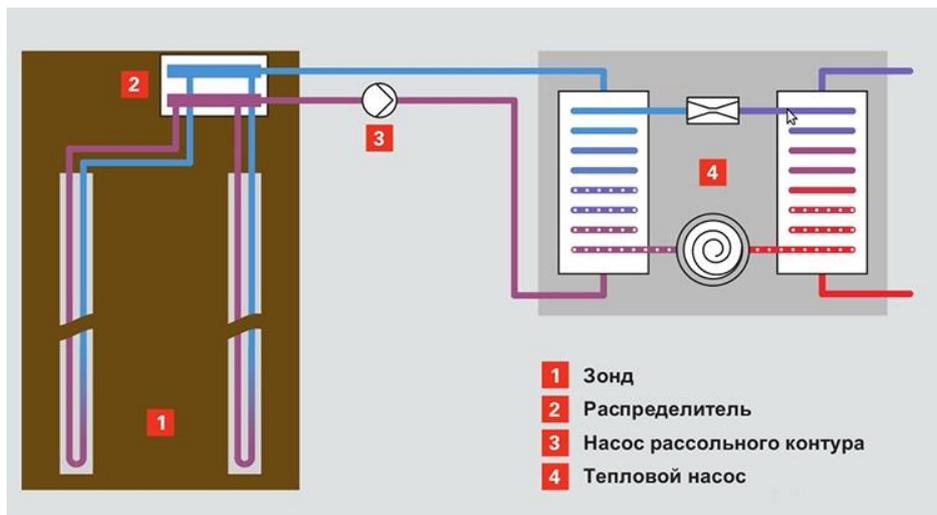


Рисунок 6.6. Вертикальный зонд для теплового насоса

Применение вертикального зонда для теплового насоса При строительстве скважин следует соблюдать условие: расстояние между ними должно составлять не менее 5 м. Для работы теплового насоса из вышеприведенного примера понадобится коллектор длиной $L = 5200 / 50 = 140$ м. Следовательно, для обустройства коллектора потребуется пробурить две скважины глубиной 70 м. В каждой из них нужно будет установить по две U-образные петли, для чего необходимо будет закупить $4 \times 140 = 560$ м труб.

Литература

1. Кавецкий Г.Д., Касьяненко В.П. Процессы и аппараты пищевых технологий. М.: КолосС, 2008.
2. Кавецкий Г.Д. Кинетика биохимических процессов продуктов питания: краткий курс лекций. М.: МГУТУ, 2004.
3. Технология пищевых производств / под ред. А.П. Нечаева. М.: КолосС, 2005.
4. Рузанов С.Р. Кинетика биохимических процессов продуктов питания: метод. указ. и задания к контрольной работе по направлению 260800 заочной полной и сокращённой форм обучения. Нижний Новгород: Нижегородский ин-т технологий и управления им. К. Г. Разумовского, 2012.
5. <http://microklimat.pro/otopitelnoe-oborudovanie/otopitelnye-pribory/teplovoj-nasos-dlya-otopleniya-doma.html>
6. Поникарпов И.И., Поникарпов С.И., Рачковский С.В. Расчеты машин и аппаратов химических производств и биотехнологии. М.: Альфа-М, 2011. 718 с.
7. Бирюков В.В. Основы промышленной. М.: Химия, 2004. 296 с.
8. Игнатович Э. Химическая техника. Процессы и аппараты. М.: Техносфера, 2007. 656 с.
9. Романков П.Г., Фролов В.Ф., Флисюк О.М. Массообменные процессы химической технологии. М.: Химиздат, 2011. 468 с.
10. <https://realsolar.ru/on-line-calc/>
11. <http://www.rushydro.ru/industry/FACF55F/FACF58B>
12. Биогазовая технология - будущее экологической энергетики / В.И. Шерстнев, Е.В. Бородихина, И.Д. Мифтахутдинов, Д.В. Токманцев // Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: материалы Всерос. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых с междунар. участием, Екатеринбург, 16-19 дек., 2014 г. Екатеринбург, 2015. Т. 2. С. 274-277.
13. Грушников В.А. Альтернативная топливная энергетика и транспорт. Трансп.: Наука, техн., упр. ВИНТИ РАН, 2015. № 6. С. 39-45.

Учебное издание

Безик Валерий Александрович
Никитин Антон Михайлович

Альтернативная энергетика

Учебное пособие

Редактор Осипова Е.Н.

Подписано к печати 09.11.2021 г. Формат 60x84. 1/16.
Бумага офсетная. Усл. п. 3,95. Тираж 50 экз. Изд. № 7058.

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