

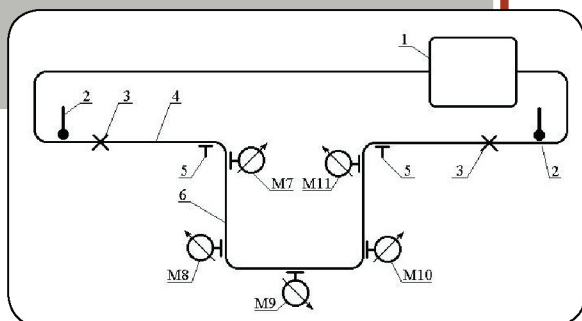
Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Тольяттинский государственный университет  
Архитектурно-строительный институт  
Кафедра «Теплогасоснабжение, вентиляция,  
водоснабжение и водоотведение»

О.А. Сизенко

# ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОТЫ И СЕТИ

Лабораторный  
практикум

© ФГБОУ ВО  
«Тольяттинский  
государственный  
университет», 2019



ISBN 978-5-8259-1403-9



УДК 658.26(075.8)

ББК 31.38я73

Рецензенты:

канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры строительного института  
Уральского федерального университета *Ю.И. Толстова*;  
канд. техн. наук, доцент Тольяттинского государственного  
университета *Е.В. Чиркова*.

Сизенко, О.А. Источники теплоты и сети : лабораторный практикум / О.А. Сизенко. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2019. – 1 оптический диск.

Практикум содержит методические указания, необходимые для выполнения лабораторных работ по источникам теплоты и тепловым сетям. Для каждой работы даны краткие теоретические сведения, методики исследования, намечен порядок выполнения работы, обработки результатов, приведены контрольные вопросы, позволяющие студентам качественно выполнить работу и закрепить на практике теоретический материал.

Предназначен для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавра 08.03.01 «Строительство» (профиль «Теплогазоснабжение и вентиляция»).

Текстовое электронное издание.

Рекомендовано к изданию научно-методическим советом Тольяттинского государственного университета.

Минимальные системные требования: IBM PC-совместимый компьютер: Windows XP/Vista/7/8; ПИИ 500 МГц или эквивалент; 128 Мб ОЗУ; SVGA; CD-ROM; Adobe Acrobat Reader.

Редактор *О.И. Елисеева*  
Технический редактор *Н.П. Крюкова*  
Компьютерная верстка: *Л.В. Сызганцева*  
Художественное оформление,  
компьютерное проектирование: *И.И. Шишкина*

Дата подписания к использованию 29.05.2019.

Объем издания 4,1 Мб.

Комплектация издания:

компакт-диск, первичная упаковка.

Заказ № 1-42-17.

Издательство Тольяттинского государственного университета  
445020, г. Тольятти, ул. Белорусская, 14,  
тел. 8 (8482) 53-91-47, [www.tltsu.ru](http://www.tltsu.ru)

## Содержание

Лабораторная работа 1. Определение характеристик элеватора .....	5
Лабораторная работа 2. Определение содержания влаги в твёрдом топливе .....	13
Лабораторная работа 3. Определение зольности твёрдого топлива .....	20
Лабораторная работа 4. Определение выхода летучих веществ и спекаемости топлива .....	27
Лабораторная работа 5. Определение зерновых характеристик угольной пыли .....	33
Лабораторная работа 6. Испытание водо-водяного скоростного подогревателя .....	39
Лабораторная работа 7. Определение теплопроизводительности водо-водяного подогревателя при нерасчетных условиях .....	46
Лабораторная работа 8. Построение пьезометрического графика двухтрубной водяной сети .....	53
Лабораторная работа 9. Определение компенсирующей способности П-образных компенсаторов .....	61
Лабораторная работа 10. Определение температурного поля в грунте вокруг одноячейкового непроходного канала с двухтрубным теплопроводом .....	72
Лабораторная работа 11. Расчет рассеивания в атмосфере выбросов вредных веществ .....	82
Лабораторная работа 12. Определение общей жесткости воды .....	89
Лабораторная работа 13. Определение температурного поля в грунте вокруг бесканального теплопровода .....	99
Библиографический список .....	109

## **Лабораторная работа 1**

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕВАТОРА**

**Цели работы:** изучение устройства элеватора абонентского ввода, определение характеристик элеватора различными методами и оценка их погрешности.

#### **Краткие теоретические сведения**

Абонентский ввод является узлом управления системой отопления здания и служит для регулирования расхода и параметров теплоносителя в соответствии с режимом теплоснабжения, учета расхода тепла, распределения теплоносителя по отдельным веткам системы отопления, ее заполнения и опорожнения.

Наличие в тепловой сети воды с температурой  $\tau_1$  до 150 °С, т. е. значительно выше расчетной температуры в системе отопления  $\tau_3 = 95$  °С или  $\tau_3 = 105$  °С, требует применения смесительных устройств для снижения температуры теплоносителя, поступающего в местную систему отопления, присоединяемую по зависимой схеме. В качестве смесительного устройства применяют водоструйный элеватор или смесительный насос.

Смесительные насосы применяют тогда, когда применение элеваторов невозможно или нерационально. Подавляющее большинство коммунальных зданий в настоящее время присоединено и продолжает присоединяться к тепловым сетям по зависимой схеме с элеватором.

Водоструйный элеватор представляет собой насос, не имеющий движущихся частей (рис. 1.1).

Элеватор прост, дешев, надежен в эксплуатации, работает бесшумно, не расходует дополнительной электроэнергии, при наличии избытка располагаемого давления регулирует давление теплоносителя.

Наиболее совершенны по конструкции элеваторы типа ВТИ – Теплосети Мосэнерго. Они имеют стандартные размеры по номерам от 1 до 7 (табл. 1.1). Нумерация производится по диаметру камеры смешения от 15 до 59 мм.

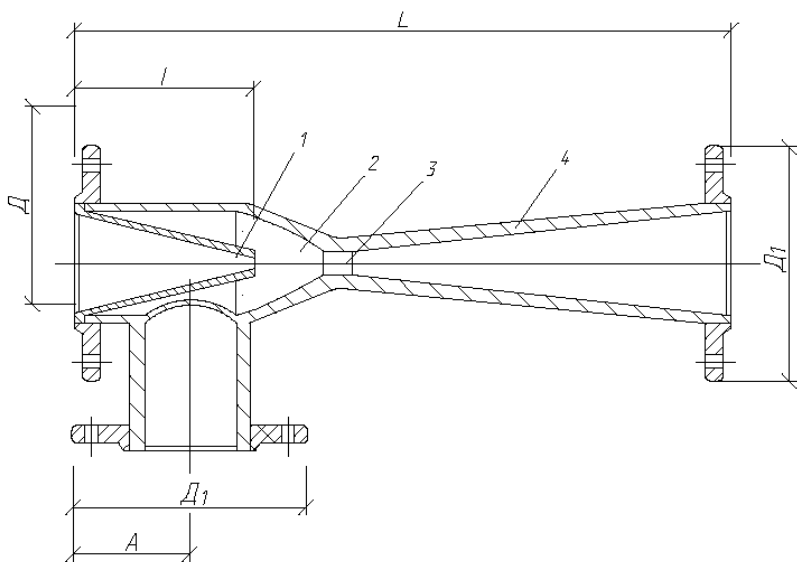


Рис. 1.1. Схема элеватора: 1 – сопло; 2 – предкамера (камера всасывания); 3 – камера смешения (камера выравнивания скорости); 4 – диффузор

Таблица 1.1

Основные размеры (мм) элеваторов конструкции  
ВТИ – Теплосети Мосэнерго

Номер элеватора	$L$	$A$	$l$	$d_r$	$D$	$D_1$
1	425	90	110	15	145	160
2	425	90	100	20	145	160
3	625	135	145	25	160	195
4	625	135	135	30	160	195
5	625	135	125	35	160	195
6	720	180	175	47	195	215
7	720	180	155	59	195	215

Действие элеватора происходит следующим образом. Теплоноситель из подающего теплопровода с более высокими температурой и давлением, по сравнению с обратным теплопроводом, поступает в сопло. Из-за уменьшения диаметра сопла происходит значительное увеличение скорости течения и динамического давления теплоносителя. При этом его статическое давление становится меньше давления воды в обратном теплопроводе, в результате чего в предкамере обратная вода подсасывается струёй воды из подающего теплопровода. В камере смешения происходит смешение теплоносителя из подающего теплопровода и остывшего теплоносителя из обратного теплопровода, скорость смешанного потока выравнивается, давление постоянно. Теплоноситель пониженной температуры и давления поступает в диффузор, в котором его скорость уменьшается по мере увеличения сечения диффузора, а статическое давление увеличивается. Увеличенное давление теплоносителя в конце диффузора будет выше давления воды в обратном теплопроводе, но ниже давления теплоносителя при входе в элеватор.

Таким образом, в подающем теплопроводе за элеватором получается вода более низкой температуры и давления, чем при входе в элеватор. Работа водоструйного элеватора выполняется за счет разности напоров, созданных в подающем и обратном теплопроводах сетевыми насосами системы теплоснабжения. Регулирование работы элеватора обычно осуществляют заменой сопла с увеличением или уменьшением его отверстия в соответствии с изменением фактического располагаемого напора перед элеватором. Однако эта операция является трудоемкой и требует временного прекращения работы системы отопления здания. В последние годы делаются попытки внедрения элеваторов с переменным выходным сечением сопла. Такие элеваторы позволяют в определенных пределах регулировать смешение теплоносителей, что расширяет область их применения.

Характеристиками элеватора являются коэффициент смешения и коэффициент полезного действия.

Коэффициентом смешения называется отношение расхода подмешиваемой (обратной из системы отопления) воды  $G_2$  к расходу горячей воды  $G_1$ , поступающей из подающего теплопровода тепловой сети в элеватор:

$$u = \frac{G_2}{G_1}. \quad (1.1)$$

Величину коэффициента смешения можно определить и другим методом. Воспользуемся для этого уравнением теплового баланса элеваторного ввода

$$G_1\tau_1 + G_2\tau_2 = (G_1 + G_2)\tau_3, \quad (1.2)$$

где  $\tau_1$  – температура горячей воды в подающем теплопроводе тепловой сети;  $\tau_2$  – температура обратной воды местной системы отопления;  $\tau_3$ ,  $G_3$  – температура и расход смешанной воды, поступающей в местную систему отопления.

Разделив в уравнении (1.2) все члены на  $G_1$ , получим

$$\tau_1 + \frac{G_2}{G_1}\tau_2 = \left(1 + \frac{G_2}{G_1}\right)\tau_3 \quad \text{или} \quad \tau_1 + u\tau_2 = (1 + u)\tau_3,$$

откуда

$$u = \frac{\tau_1 - \tau_3}{\tau_3 - \tau_2}. \quad (1.3)$$

Для создания расчетного коэффициента смешения разность напоров в подающем и обратном теплопроводах (располагаемый напор) перед элеватором должна быть не менее

$$\Delta H_{\text{мин.доп}} = 1,4h(1 + u)^2, \text{ м вод. ст.}, \quad (1.4)$$

где  $h$  – величина потерь давления в местной системе отопления, м вод. ст.

Работа элеватора связана с большими потерями напора, что объясняется его низким коэффициентом полезного действия. КПД элеватора определяют по формуле

$$\eta = \frac{hG_3}{\Delta H G_1} = \frac{h}{\Delta H} (1 + u). \quad (1.5)$$



## Порядок выполнения работы

1. Открыть вентили *5, 14, 18, 22* (рис. 1.2), контролируя заполнение системы водой по показаниям манометров.
2. Установить приемлемый перепад давлений местной системы отопления с помощью вентиля *14, 18*, а также вентиля *5, 22*, контролируя действия по показаниям манометров *11* и *16*. Манометры *11, 16* и *9, 19* должны быть установлены на одном горизонтальном уровне.
3. Включить пускателем *3* электроподогреватель *2*.
4. Дождаться установления стационарного теплового режима, ведя контроль по показаниям термометров *8, 12, 15*.
5. Замерить величины давлений по показаниям манометров *9, 11, 16, 19*.
6. Замерить величины температур по показаниям термометров *8, 12, 15*.
7. Замерить величины расходов воды по показаниям водомеров *7, 17, 20* (показание водомера *20* служит для контроля водомера *7*).
8. Провести не менее трех измерений параметров, указанных в п. 5–7. Результаты измерений внести в табл. 1.3.
9. Увеличить располагаемый напор перед элеватором с помощью вентиля *5* и *22*.
10. Повторить п. 5–9 не менее трех раз (в общей сложности не менее пяти раз) до установления максимально возможного располагаемого напора перед элеватором.
11. Вычислить по формулам (1.1) и (1.3) коэффициент смешения элеватора.
12. Определить погрешность примененных методов (табл. 1.2).
13. Определить область постоянных значений коэффициента смешения элеватора.
14. Определить по формуле (1.4) величину располагаемого напора, обеспечивающую постоянство коэффициента смешения исследуемого элеватора, нанести границу на график и сравнить с экспериментальными значениями.
15. Определить по формуле (1.5) КПД элеватора.

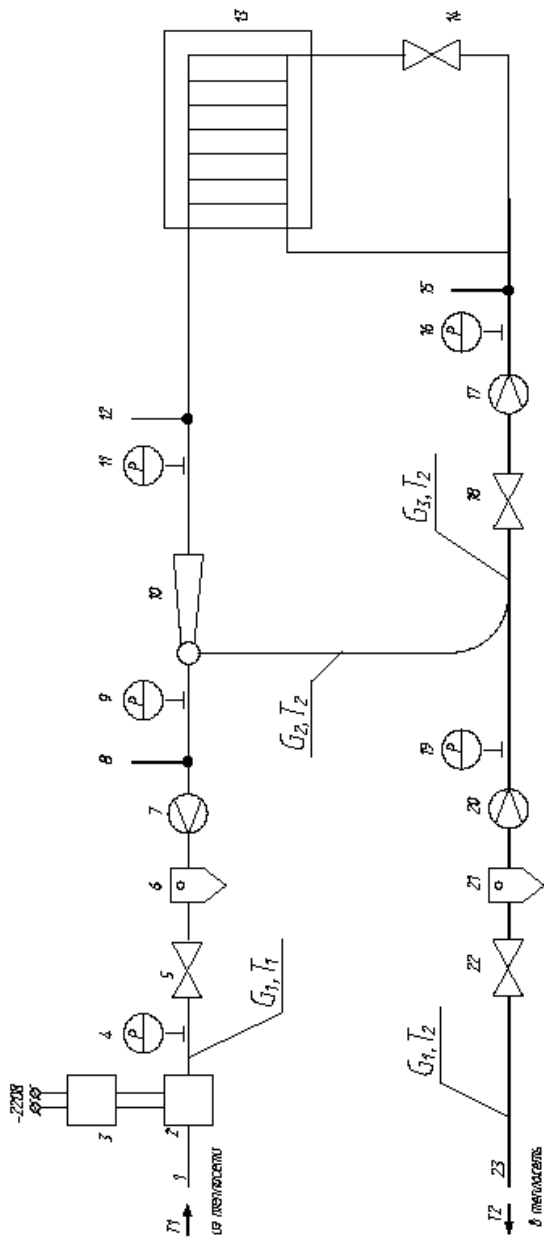


Рис. 1.2. Схема абонентского ввода: 1 – трубопровод холодной воды из сети водопровода; 2 – электронагреватель; 3 – пускатель; 4, 9, 11, 16, 19 – манометры; 5, 14, 18, 22 – вентили; 6, 21 – грязевики; 7, 17, 20 – водомеры; 8, 12, 15 – лабораторные термометры; 10 – водяной элеватор; 13 – модель системы отопления; 23 – дренаж

Таблица 1.2

## Погрешности измерительных приборов

Вид прибора	Относительная погрешность в процентах от верхнего предела
Термометры лабораторные	0,5
Крыльчатые счетчики	2...5
Ротаметры	2
Расходомеры с диафрагмой	2...7
Расходомеры ультразвуковые	4
Расходомеры электромагнитные	1,5
Расходомеры вихревые	1,0

Таблица 1.3

## Определение характеристик элеватора

Номер опыта	Результаты измерений								Результаты обработки данных измерений						
	Показания водомеров		Показания термометров			Показания манометров				$G_2 = G_3 - G_1$	$\Delta H = P_9 - P_{19}$	$h = P_{11} - P_{16}$	$U$ по (1.1)	$U$ по (1.3)	$\eta$
	$G_1$	$G_3$	$\tau_1$	$\tau_2$	$\tau_3$	$P_9$	$P_{11}$	$P_{16}$	$P_{19}$						
1															
2															
3															

## **Содержание отчета**

1. Тема и цель работы.
2. Краткое изложение основных теоретических сведений.
3. Схема лабораторной установки.
4. Таблицы результатов опытов и расчетов, построенный график.
5. Необходимые расчёты (расчет коэффициента смешения, расчет КПД элеватора и т. д.).
6. Выводы по результатам исследования.

## **Контрольные вопросы**

1. Назовите способы присоединения местных систем отопления к тепловым сетям.
2. Назначение водоструйного насоса (элеватора) системы отопления.
3. Устройство элеватора и условия его работы в системе отопления.
4. От каких геометрических размеров элеватора зависит коэффициент смешения?
5. Преимущества и недостатки водоструйных элеваторов, применяемых в качестве смесительного устройства в местных системах отопления.
6. Преимущества и недостатки смесительных насосов по сравнению с элеваторами.
7. Как влияет изменение перепада давлений в сопле элеватора на расход воды через отопительную установку?
8. Как определяется коэффициент смешения элеватора?
9. От чего зависит КПД элеватора?
10. Что такое минимально допустимый напор?

## **Лабораторная работа 2**

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ВЛАГИ В ТВЁРДОМ ТОПЛИВЕ**

**Цели работы:** закрепить знания о содержании и классификации видов влаги в различных твёрдых топливах, о влиянии влаги на свойства топлива, на процесс горения топлива; освоить методы определения влажности в твердом топливе; познакомиться с понятиями «лабораторная проба» и «аналитическая проба», с классификацией видов влаги в твердом топливе; научиться определять влажность в аналитической пробе твердого топлива ускоренным методом и вычислять влажность рабочего топлива.

#### **Краткие теоретические сведения**

##### *Основные понятия*

Все виды твердого топлива в том или ином количестве содержат влагу, являющуюся балластом топлива, так как влага понижает процентное содержание горючей смеси в нём, требует дополнительной затраты тепла на испарение и нагрев водяных паров до температуры уходящих газов. Кроме того, водяные пары, увеличивая объем продуктов сгорания, вызывают необходимость увеличения сечения газопроводов и расхода электроэнергии на создание тяги. Влага значительно ухудшает технологические свойства топлива, затрудняя его воспламенение, замедляя процесс горения, что приводит к понижению температуры горения и в конечном итоге к снижению КПД топки.

Таким образом, влажность является важнейшим показателем качества топлива, поэтому определение влаги входит в объем технического анализа топлива.

В различных видах и марках твердого ископаемого топлива содержание влаги различно и зависит в основном от его химической природы и геологического возраста. Чем выше геологический возраст топлива, тем меньше влаги оно содержит. Так, самое молодое топливо – торф в залежи – может содержать влагу до 40÷80 %; молодые бурые угли – до 50÷60 %; остальные бурые угли – до 20÷40 %, молодые каменные угли (марок Г и Д) содержат 15÷20 % влаги, а старые каменные угли (марки Т) и антрацит – 6÷8 %.

В небольших количествах (от следов до нескольких процентов) влага содержится и в жидком топливе, в том числе в мазуте. Пары воды в малых количествах могут содержаться также в природном горючем газе.

Источником влаги, находящейся в топливе, является, главным образом, внешняя среда (условия залегания); в некотором количестве вода образуется в самом топливе в процессе химических превращений (углефикации) органического вещества топлива.

При хранении на воздухе топливо теряет часть влаги. Топливо с влажностью, установившейся в естественных условиях хранения, принято называть воздушно-сухим.

В зависимости от формы связи с топливом различают два вида влаги: внешнюю (механическую) и внутреннюю.

**Внешняя** — это влага, удерживаемая в твёрдом топливе после контакта его с водой за счет смачивания наружной поверхности кусков. Количество внешней влаги зависит от степени измельчения топлива, его зольности и возрастает с уменьшением размера кусков и ростом зольности.

К внутренней влаге относят капиллярную, коллоидную и гидратную.

**Капиллярная влага** заполняет поры и капилляры топлива. Её количество тем больше, чем выше пористость топлива. При длительном нахождении на воздухе капиллярная влага практически вся улетучивается, кроме той её части (весьма незначительной), которая находится в закрытых порах топлива.

**Коллоидная влага** находится в топливе в связанном состоянии, её поглощают некоторые коллоиды органической массы топлива, увеличиваясь при этом в объеме. Подобных коллоидов много в молодом топливе (торф, бурый уголь) и практически нет в антраците и старых каменных углях.

**Гидратная влага**, входя в состав кристаллов (например, амосиликатов, гипса), связана только с минеральной частью топлива. Содержание гидратной влаги в топливе обычно невелико. Значительное количество её бывает лишь в многозольных топливах. Эта влага удерживается более прочно, чем адсорбционная, и полностью удаляется из топлива при температуре 700÷800 °С.

**Адсорбционная** влага, которая адсорбируется минеральной частью топлива, удаляется из топлива полностью при нагревании его до температуры 102÷105 °С.

При техническом анализе топлива столь тонкой градации разновидностей влаги не проводят, а применяют следующую классификацию ее видов в твердом топливе:

— общая влага топлива в рабочем состоянии (влага рабочая)	$W_p^p$
— внешняя влага топлива в рабочем состоянии	$W_{вн}^p$
— гигроскопическая влага в топливе	$W^{гн}$
— влага в лабораторной пробе топлива	$W^л$
— влага в аналитической пробе топлива	$W^a$
— влага в воздушно-сухом топливе	$W_{вс}^a$

Под *внешней влагой* понимается влага, испарившаяся из лабораторной пробы топлива при её подсушивании при температуре около 50 °С в течение 2–4 часов.

*Гигроскопическая влажность* зависит от адсорбционных свойств топлива (от его природы, состава и пористости), а также от температуры и влажности среды, в которой находится топливо.

*Гигроскопической* называется влага, содержащаяся в топливе, измельченном в порошок и доведенном до воздушно-сухого состояния при температуре  $20 \pm 1$  °С и относительной влажности воздуха  $60 \pm 2$  %. Полученная при этих условиях гигроскопическая влажность является важной характеристикой топлива.

Влажность топлива, измельченного в порошок и доведенного до воздушно-сухого состояния в условиях данной лаборатории, используется для практической характеристики топлива.

Величину влаги в аналитической пробе воздушно-сухого топлива  $W_{вс}^a$  следует отличать от величины влаги в аналитической пробе топлива  $W^a$ , используемой для оперативных анализов топлива и представляющей собой влажность измельченного в порошок топлива, подсушенного, но не полностью доведенного до воздушно-сухого состояния.

### *Методы определения содержания влаги*

Существуют два метода определения влаги в твердом топливе: прямой и косвенный.

При **прямом** методе топливо подогревают в особых условиях. Выделившуюся в виде паров влагу конденсируют, определяют её количество и относят в процентах к массе топлива.

**Косвенные** методы определения влаги основаны или на принципе удаления влаги из топлива, когда её содержание определяется по уменьшению массы топлива, или на принципе замера определенных свойств топлива (например, теплопроводности, диэлектрических свойств и др.), находящихся в однозначной связи с его влажностью.

Из-за простоты и достаточной точности наиболее широкое распространение получил так называемый **ускоренный косвенный метод** определения влаги, который принят как стандартный (ГОСТ 11014-2001). Суть метода заключается в высушивании навески (порции) топлива в воздушном сушильном шкафу при температуре  $160 \pm 5$  °С до постоянного веса и в определении потери веса, которая и принимается за количество влаги, содержащейся в навеске топлива.

При применении ускоренного метода следует иметь в виду два обстоятельства, которые могут исказить результаты анализа:

1) выделение из бурого угля, торфа в процессе сушки кроме влаги также и летучих горючих веществ, приводящее к завышению результатов измерения;

2) окисление органической массы топлива в результате взаимодействия с кислородом воздуха (если кислород усваивается, то результат занижается, если же кислород, соединяясь с углеродом и водородом, отщепляет двуокись углерода и воду, которые удаляются из топлива, то результат завышается).

Влажность определяют в пробах топлива, измельченного до 3 мм (**лабораторная проба**) или измельченного в порошок (**аналитическая проба**).

Полученное содержание влаги в аналитической пробе не представляет собой общей (рабочей) влажности  $W_p^p$ , так как аналитическая проба получается из лабораторной после предварительной ее подсушки до  $40 \div 50$  °С.



Общая влажность  $W_p^p$  может быть подсчитана лишь в том случае, если известна «внешняя» влага, удаленная при предварительной подсушке.

Определение влажности в данной работе проводится стандартным ускоренным методом на аналитической пробе угля, подсушенного до воздушно-сухого состояния. При определении внешней влаги уголь измельчается в порошок с размерами частиц менее 0,2 мм.

### Порядок выполнения работы

1. Взвесить на аналитических весах бюксу с крышкой, в которой будет производиться подсушка навески топлива ( $G_1$ , г).
2. Тщательно перемешать в закрытой банке аналитическую пробу и отобрать в бюксу шпателем из двух-трех мест на разной глубине навеску топлива ( $1 \pm 0,1$  г).
3. Взвесить бюксу с крышкой и навеской угля на аналитических весах с точностью до 0,002 г ( $G_2$ ).
4. Поместить бюксу с топливом, приоткрыв крышку, в предварительно разогретый до температуры  $160 \pm 5$  °С сушильный шкаф. Для каменного угля, антрацита и сланца продолжительность высушивания 5 мин, для бурого угля – 20 мин.
5. По окончании высушивания закрыть бюксу крышкой, вынуть из сушильного шкафа на металлическую подставку и охладить сначала на воздухе в течение 2–3 мин, затем в эксикаторе до комнатной температуры. Продолжительность охлаждения не более 20 мин.
6. Взвесить закрытую охлажденную бюксу с навеской топлива ( $G_3$ , г). Все взвешивания проводятся с точностью до 0,001 г.
7. Заполнить таблицу опытных данных.
8. Определить по общей убыли веса содержание влаги в топливе, взятом на аналитическую пробу:

$$\Delta G = G_2 - G_3.$$

9. Вычислить содержание влаги в аналитической пробе по формуле

$$W^a = \frac{\Delta G}{G_2 - G_1} \cdot 100 = \frac{G_2 - G_3}{G_2 - G_1} \cdot 100, \% \quad (2.1)$$

Все расчёты проводить с точностью до 0,01 %.

10. Вычислить влажность рабочего топлива по формуле

$$W^p = W_{\text{вн}} + W^a \frac{100 - W_{\text{вн}}}{100}, \% \quad (2.2)$$

где  $W_{\text{вн}}$  – внешняя влага топлива в процентах (задается).

11. Вычислить среднее значение количества влаги в аналитической пробе,  $W_{\text{ср}}^p$ .

12. Вычислить расхождение между результатами определения содержания влаги для каждой навески:

$$\Delta W^a = \frac{W_{\text{ср}}^a - W^a}{W_{\text{ср}}^a} \cdot 100, \% \quad (2.3)$$

Допустимое расхождение  $\Delta W_{\text{доп}}^a$  не должно быть более  $\pm 5\%$ . В случае превышения заданного предела результат выбраковывается.

13. Заполнить таблицу расчётных данных.

14. Определить фактическое значение  $W_{\text{ф}}^a$  как среднее из достоверных результатов.

#### Опытные данные

Показатели	Обозначение	Размерность	Бюкса				
			№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
Вес бюксы с крышкой	$G_1$	г					
Вес бюксы с крышкой и топливом: - до нагревания	$G_2$	г					
- после нагревания	$G_3$	г					
Внешняя влага топлива	$W_{\text{вн}}$	%	0	0	0	0	0

#### Расчетные данные

Показатели	Обозначение	Размерность	Расчётные значения для навески				
			№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
Количество влаги в аналитической пробе	$W^a$	%					
Влажность рабочего топлива	$W^p$	%					
Среднее значение влажности топлива		%					
Расхождение	$\Delta W^a$	%					
Фактическое значение количества влаги		%					

## Содержание отчета

1. Тема и цель работы.
2. Краткое изложение основных теоретических сведений.
3. Таблицы результатов опытов и расчетов.
4. Необходимые расчёты.
5. Выводы по результатам исследования.

## Контрольные вопросы

1. Содержание влаги в различных видах твёрдого топлива.
2. Как влияет влага на качество топлива и процесс горения?
3. Какое топливо называется воздушно-сухим?
4. Охарактеризовать внешнюю влагу.
5. Охарактеризовать внутреннюю влагу, назвать её составляющие.
6. Физическая сущность капиллярной влаги.
7. Физическая сущность гидратной влаги.
8. Физическая сущность коллоидной влаги.
9. Понятие адсорбционной влаги.
10. Понятие гигроскопической влаги.
11. Классификация видов влаги при техническом анализе топлива.
12. Какие существуют методы определения влаги?
13. Охарактеризуйте прямой метод определения влаги.
14. Охарактеризуйте косвенный метод определения влаги.
15. Как определяются в работе величины  $W^a$  и  $W^p$ ?

## Лабораторная работа 3

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОЛЬНОСТИ ТВЁРДОГО ТОПЛИВА

**Цели работы:** закрепить знания о содержании и качестве минеральных примесей в твёрдом топливе, о процессе образования золы и шлака, о различиях в сжигании топлива в лабораторных условиях и в топке; освоить методы определения зольности топлива; научиться определять зольность топлива в аналитической пробе ускоренным методом и рассчитывать зольность на рабочую и сухую массу топлива.

#### Краткие теоретические сведения

##### *Основные понятия*

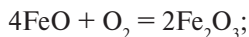
Все виды твердого топлива содержат примесь негорючих минеральных веществ, которые при сгорании топлива образуют золу.

Минеральная часть топлива является **балластом**, снижающим его качество. Содержание минеральных примесей в твердом топливе колеблется в широких пределах: в каменном и буром углях от 5 до 45 %, в горючих сланцах — от 40 до 80 %, в торфе — от 2 до 30 %, в древесине и других видах топлива растительного происхождения — от 0,5 до 5 %, в жидком топливе — не более десятых долей процента.

По составу минеральные примеси представляют собой сложную (обычно механическую) смесь разнообразных веществ. В большинстве случаев основу примесей составляют силикаты алюминия, железа, кальция, магния, натрия, калия (в основном в виде глинистых веществ), а также сульфиды железа, карбоната кальция и магния, сульфиды кальция и железа, закись железа, хлориды и т. д.

Количество минеральных примесей в топливе определяется сжиганием топлива в лабораторном муфеле с последующим прокаливанием полученного остатка при доступе воздуха. При этом минеральные примеси подвергаются следующим превращениям:

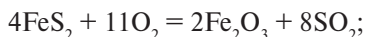
- силикаты полностью теряют свою кристаллогидратную влагу к концу прокаливания, начиная с температуры 100 °С;
- соли закиси железа превращаются в окисные соединения:



- карбонаты разлагаются с выделением углекислого газа начиная с температуры 500 °С по реакциям:



- колчедан начиная с температуры 500 °С окисляется с образованием окиси железа и сернистого ангидрида:

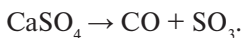


- гипс теряет кристаллогидратную воду при температуре 500 °С и превращается в безводный сульфат кальция;
- щелочи и хлориды начинают улетучиваться при температуре 500 °С и заметно испаряются при температуре выше 800 °С.

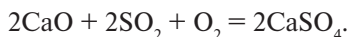
Указанные превращения минеральной массы топлива заканчиваются при температуре 800 °С, приводя к значительному изменению её первоначального химического состава. Поэтому состав и вес образовавшегося при этом твердого остатка (золы) никогда не бывает идентичным составу и весу минеральных примесей.

Таким образом, **золой** называется смесь негорючих веществ, остающихся после полного сгорания всех горючих частей и завершения всех превращений, которые происходят в минеральной массе топлива при свободном доступе воздуха и заданной температуре.

При температуре выше 800 °С начинаются преобразования в самой золе, а также и в других минеральных примесях, в результате чего образуется **шлак**. Так, сульфаты кальция разлагаются при температуре 900÷1000 °С по реакции



Сернистый ангидрид, образовавшийся при окислении колчедана и сгорании органической серы, при температуре 900÷1000 °С взаимодействует с окисью кальция, освободившейся при разложении карбонатов, и кислородом с образованием сульфатов:



При сжигании топлива в топочных устройствах наблюдаются в основном те же превращения в минеральной массе топлива, что и в лабораторном муфеле, однако изменение некоторых условий всё

же оказывает определенное влияние на состав и количество образующейся золы.

Наиболее существенные поправки вносит газовая среда, поскольку сжигание топлива в промышленности, по сравнению с лабораторными условиями, происходит с малым избытком воздуха, что не позволяет завершиться ряду окислительных реакций в зоне горения в топке. Высокая температура в факеле и продолжительность её воздействия на золу также изменяют протекание реакции, вызывая появление продуктов вторичного преобразования золы (шлака).

### *Методы определения зольности*

Согласно ГОСТ 11022-95 предусматривается два метода определения зольности: медленное и ускоренное озоление.

При **медленном** озолении топливо помещается в холодный или нагретый до температуры 300 °С муфель и в течение 1–1,5 часа нагревается до температуры 800÷850 °С, затем выдерживается при этой же температуре в течение 1–2 часов. Контрольные прокаливании проводят в течение 30 минут.

**Ускоренное** озоление топлива проводят в муфеле, предварительно нагретом до температуры 850÷875 °С.

При определении содержания золы в любом виде топлива необходимо соблюдать несколько основных условий.

Сжигание навески топлива должно проводиться при свободном доступе воздуха в фарфоровых лодочках, помещенных в муфель с открытой дверцей и с отверстием в задней стенке. При недостаточном притоке воздуха к озоляемой навеске может иметь место процесс коксования топлива, а кокс труднее выжечь до конца, поскольку для горения его требуется более высокая температура.

Озоление навески должно проводиться медленно, без появления пламени (навеска угля должна тлеть, а не гореть). При появлении пламени происходит унос твердых частиц, в которых содержатся и минеральные примеси. Появление пламени свидетельствует или о чрезмерно высокой температуре озоления, или о большом выходе летучих веществ из топлива. Для предотвращения пламенного сжигания необходимо понизить температуру печи или замедлить продвижение навесок в зону её максимально допустимого нагрева.

Образовавшаяся зола должна быть прокалена до постоянной массы при температуре  $800 \div 830$  °С или  $850 \div 875$  °С в зависимости от вида топлива.

Постоянство веса золы в лодочке достигается повторным контрольным прокаливанием при заданной максимальной температуре с последующим взвешиванием. Это прокаливание повторяется до тех пор, пока разность величин масс при двух последующих взвешиваниях не будет превышать 1 мг.

В данной работе определение зольности проводится методом ускоренного озоления с естественной вентиляцией.

### Порядок выполнения работы

1. Разогреть муфель до температуры  $850 \div 875$  °С.
2. Взвесить на аналитических весах пустую лодочку ( $G_1$ , г). Все взвешивания проводятся с точностью до 0,001 г.
3. Насыпать в предварительно взвешенную лодочку навеску аналитической пробы ( $0,5 \pm 0,1$  г) и произвести взвешивание лодочки вместе с навеской ( $G_2$ , г).
4. Поставить лодочку с навеской на керамическую пластину и поместить на край пода муфеля. В таком положении лодочка выдерживается в течение трех минут (при озолении углей и антрацита).
5. Продвинуть пластину с лодочкой в центр муфеля со скоростью 2 см/мин и закрыть дверцу. Отсчет времени прокаливания начинают при температуре в муфеле не ниже 800 °С. Продолжительность озоления навесок топлива и температура муфельной печи указаны в табл. 3.
6. Вынуть пластину с лодочками из муфеля, охладить сначала на воздухе в течение 5 минут, затем в эксикаторе до комнатной температуры. Взвесить лодочку с зольным остатком ( $G_3$ , г).
7. Заполнить таблицу опытных данных.
8. Определить содержание золы в аналитической пробе по формуле

$$A^a = \frac{G_3 - G_1}{G_2 - G_1} \cdot 100, \% \quad (3.1)$$

Все расчёты производить с точностью до 0,01 %.

9. Вычислить среднее значение количества золы в аналитической пробе,  $A_{\text{ср}}^a$ .

10. Вычислить расхождение между результатами определения содержания золы для каждой навески:

$$\Delta A^a = \frac{A_{\text{ср}}^a - A^a}{A_{\text{ср}}^a} \cdot 100, \% \quad (3.2)$$

Допустимое расхождение  $\Delta A_{\text{доп}}^a$  не должно быть более 5 %.

В случае превышения заданного предела результат выбраковывается.

11. Определить фактическое значение  $A_{\text{ф}}^a$  как среднее из достоверных результатов.

12. Произвести пересчет на содержание золы в рабочем топливе по формуле

$$A^p = A_{\text{ф}}^a \frac{100 - W^p}{100 - W_{\text{ф}}^a}, \% \quad (3.3)$$

13. Определить содержание золы в абсолютно сухой массе топлива по формуле

$$A^c = A_{\text{ф}}^a \frac{100}{100 - W_{\text{ф}}^a}, \% \quad (3.4)$$

14. Заполнить таблицу расчётных данных.

Таблица 3

Продолжительность озоления различных видов твердого топлива

Вид топлива	Температура муфельной печи, °С	Продолжительность озоления	
Угли каменные и антрацит	800÷830	35	35
Угли бурые	800÷830	25	20
Сланцы горючие	850÷875	25	20



### Опытные данные

Показатели	Обо- значе- ние	Раз- мер- ность	Лодочка				
			№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
Вес лодочки	$G_1$	г					
Вес лодочки с навеской топлива: - до нагревания	$G_2$	г					
	$G_3$	г					
Содержание влаги в аналитиче- ской пробе (из лаб. раб. 2)	$W_{\text{ф}}^{\text{a}}$	%					
Содержание влаги на рабочую массу (из лаб. раб. 2)	$W^{\text{p}}$	%					

### Расчетные данные

Показатели	Обо- значе- ние	Раз- мер- ность	Расчётные значения для лодочки				
			№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
Зольность аналитической пробы	$A^{\text{a}}$	%					
Средняя зольность аналитической пробы	$A_{\text{cp}}^{\text{a}}$	%					
Расхождение результатов	$\Delta A^{\text{a}}$	%					
Фактическая зольность аналити- ческой пробы	$A_{\text{ф}}^{\text{a}}$	%					
Зольность на рабочую массу то- плива	$A^{\text{p}}$	%					
Зольность на сухую массу топлива	$A^{\text{c}}$	%					

### Содержание отчета

1. Тема и цель работы.
2. Краткое изложение основных теоретических сведений.
3. Таблицы результатов опытов и расчетов.
4. Необходимые расчёты.
5. Выводы по результатам исследования.

### Контрольные вопросы

1. Содержание минеральных примесей в твердом топливе (в каменных и бурых углях, в горючих сланцах, в торфе).
2. Какие вещества входят в минеральные примеси топлива?
3. Какие происходят изменения в минеральных примесях при нагревании?
4. Что собой представляет зола, когда образуется шлак?
5. Чем отличается зола от шлака?
6. Какие существуют методы определения зольности?
7. Какие существуют различия в процессах образования золы в топках и лабораторных условиях?
8. Каким методом определяется зольность в топках?
9. Назовите стадии режима озоления топлива.
10. Какая проба подвергается озолению?
11. Почему нежелательно появление пламени при озолении?
12. Как определяется содержание золы в аналитической пробе топлива?
13. Как рассчитывается содержание золы в рабочем топливе?
14. Как определяется содержание золы на сухую массу топлива?

## Лабораторная работа 4

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫХОДА ЛЕТУЧИХ ВЕЩЕСТВ И СПЕКАЕМОСТИ ТОПЛИВА

**Цели работы:** закрепить знания о составе летучих веществ и кокса, классификации коксового остатка, о влиянии выхода летучих веществ и спекаемости топлива на выбор котельного оборудования; освоить методику определения выхода летучих веществ в аналитической пробе твердого топлива и методику расчёта выхода летучих на горючую массу топлива.

#### Краткие теоретические сведения

##### *Основные понятия*

При нагревании твердого топлива без доступа воздуха происходит частичное разложение его минеральной и органической частей на **летучие горючие вещества** (парообразные и газообразные продукты) и **твердый остаток** (кокс).

Парообразная часть летучих веществ состоит в основном из конденсирующихся углеводородов, представляющих собой группу маслянистых и смолистых веществ, а также небольшого количества паров воды пирогенетического происхождения (вода разложения). Газообразная часть летучих веществ состоит из углеводородных газов предельного и непредельного рядов, водорода, окиси и двуокиси углерода, летучей серы и других веществ. Так как летучие вещества не находятся в топливе в готовом виде, а только образуются в результате его нагревания, то говорят о **выходе летучих веществ**, а не об их содержании в топливе.

Основная масса летучих веществ образуется при разложении органического вещества топлива, поэтому количество летучих веществ принято относить к органической или летучей массе ( $V^r$ ).

Выход летучих веществ различных видов топлива колеблется в широких пределах, прогрессивно уменьшаясь по мере старения топлива.

Торф как самое молодое ископаемое топливо на горючую массу дает выход летучих продуктов до 70 % по весу, бурые угли – 30–60 %, каменные – 8–30 %, антрацит – 3–7 %.

Кокс состоит в основном из углерода и незначительного количества прочих элементов топлива: водорода, кислорода, азота. Кроме того, в кокс переходит часть серы и зола топлива.

Торф, бурый уголь, антрацит, полуантрацит и некоторые виды каменного угля имеют порошкообразный коксовый остаток, поэтому относятся к категории **неспекающихся топлив**.

Каменные угли средней степени углефикации (марок *П, К, ПС*) образуют остаток более или менее плотной структуры и относятся к категории спекающихся углей. Более молодые каменные угли (марок *Д и Г*) дают слабо слипшийся коксовый остаток, так же как и угли с высокой степенью углефикации (марки *Т*).

Таким образом, свойство топлив спекаться проявляется на определенной стадии их углефикации и обусловлено способностью органической массы угля при нагревании без доступа воздуха проходить через пластическое состояние. При этом расплавившаяся часть угля пропитывает остальную неплавкую её часть, которая, в свою очередь, набухает и переходит в полужидкое состояние. Температура, при которой уголь становится пластическим, называется **температурой размягчения**. При дальнейшем повышении температуры в результате выделения летучих веществ и обогащения углеродом пластическое состояние угля снова сменяется твердым.

Показатели выхода летучих веществ и спекаемости топлива являются одними из основных при научной и практической классификации топлива, при определении его химического возраста, а также рациональных путей использования. В котельной технике эти показатели необходимы при решении вопроса о способе сжигания топлива, расчете и конструировании топочных устройств, при выборе тонкости размола топлива.

### ***Методика определения выхода летучих веществ***

Для определения выхода летучих веществ топливо нагревают без доступа воздуха и выдерживают при постоянной температуре в течение определенного промежутка времени. В зависимости от изменения этих факторов меняется величина и состав выхода летучих веществ для данного топлива. Поэтому ГОСТ 6382-2001 предусматривает строгую одинаковость условий определения этого показателя.

Навеска топлива готовится из аналитической пробы. Величина навески  $1 \pm 0,1$  г. Для предотвращения возможного уноса твердого вещества при анализе бурых и длиннопламенных каменных углей рекомендуется предварительное брикетирование навески. Навески помещаются в фарфоровые тигли высотой 40 мм с верхним диаметром 30 мм. Точность результата во многом зависит от пригонки крышки к тиглю. Крышка, с одной стороны, не должна препятствовать выходу летучих веществ, с другой – по возможности затруднять проникновение в тигель кислорода из воздуха.

Решающим фактором, обуславливающим выход летучих веществ, является температура нагрева, которая должна поддерживаться в течение всего опыта постоянной. Основная масса летучих веществ выделяется при температуре  $800 \div 850$  °С. При дальнейшем повышении температуры выход летучих веществ увеличивается незначительно.

Согласно стандарту продолжительность нагрева равняется точно 7 минутам. За это время происходит выделение основной массы летучих веществ. Дополнительное их выделение при более длительном нагревании топлива весьма незначительно.

В данной работе определение выхода летучих веществ проводится в соответствии с ГОСТ 6382-2001.

### **Порядок выполнения работы**

1. Разогреть закрытую печь до получения устойчивой температуры  $840 \dots 860$  °С.
2. Взвесить пустой тигель с крышкой ( $G_1$ , г). Все взвешивания производят с точностью до 0,001 г.
3. Поместить аналитическую пробу массой  $1 \pm 0,1$  г в предварительно взвешенный тигель и взвесить тигель с навеской и крышкой ( $G_2$ , г).
4. Установить тигель с навеской и крышкой на специальную подставку и вместе с подставкой быстро поместить в зону устойчивой температуры муфельной печи, нагретой до  $860$  °С.
5. Выдержать тигель в закрытой печи в течение 7 минут. Температура, понизившаяся при установке тигля в печь, должна снова достигнуть  $840 \div 860$  °С не более чем за 3 минуты. В противном случае испытания повторить.

6. По истечении 7 минут подставку с тиглем вынуть из печи и охладить 5 минут на воздухе на металлическом или асбестовом листе. Затем тигель, не снимая крышки, перенести в эксикатор для охлаждения до комнатной температуры.
7. Взвесить охлажденный тигель с навеской топлива ( $G_3$ , г), не снимая крышки.
8. Заполнить таблицу опытных данных.
9. Вычислить по формуле выход летучих веществ в аналитической пробе топлива:

$$V^a = \frac{G_2 - G_3}{G_2 - G_1} \cdot 100 - W^a, \% \quad (4.1)$$

10. Вычислить среднее значение количества летучих веществ в аналитической пробе,  $A_{\text{ср}}^a$ .
11. Вычислить расхождение между результатами определения содержания летучих веществ для каждой навески:

$$\Delta V^a = \frac{V_{\text{ср}}^a - V^a}{V_{\text{ср}}^a} \cdot 100, \% \quad (4.2)$$

Допустимое расхождение  $\Delta V_{\text{доп}}^a$  не должно быть более  $\pm 5 \%$ . В случае превышения заданного предела результат выбраковывается.

12. Определить фактическое значение  $V_{\text{ф}}^a$  как среднее из достоверных результатов.
13. Рассчитать выход летучих веществ на горючую массу топлива по формуле

$$V^{\Gamma} = V_{\text{ф}}^a \frac{100}{100 - W_{\text{ф}}^a - A_{\text{ф}}^a}, \% \quad (4.3)$$

14. Освободить тигель от кокса, осмотреть и по внешнему виду охарактеризовать кокс по следующей классификации:
  - *порошкообразный*;
  - *слипшийся* (при легком нажмем пальцем рассыпается в порошок);
  - *слабоспекшийся* (при легком нажмем пальцем рассыпается на отдельные кусочки);
  - *спекшийся* (при раскалывании на отдельные кусочки необходимо приложить усилия);

- *сплавленный невспученный* (плоская лепешка с серебристым металлическим блеском поверхности);
- *сплавленный вспученный* (вспученный твердый остаток с серебристым металлическим блеском поверхности).

15. Заполнить таблицу расчётных данных.

*Опытные данные*

Показатели	Обозначение	Размерность	Тигель				
			№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
Вес тигля с крышкой	$G_1$	г					
Вес тигля с крышкой и навеской топлива:							
- до нагревания	$G_2$	г					
- после нагревания	$G_3$	г					
Влажность аналитической пробы (из лаб. работы 2)	$W^a$	%					
Зольность аналитической пробы (из лаб. работы 3)	$A^a$	%					

*Расчетные данные*

Показатели	Обозначение	Размерность	Номер формулы	Расчётные значения для навески				
				№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
Выход летучих веществ в аналитической пробе	$V^a$	%	(4.1)					
Среднее значение летучих веществ	$V_{cp}^a$	%	—					
Расхождение результатов опытов	$\Delta V^a$	%	(4.2)					
Фактическое значение выхода летучих веществ	$V_{\phi}^a$	%	—					
Выход летучих веществ на горючую массу топлива	$V_{г}$	%	(4.3)					
Характеристика коксового остатка								

## Содержание отчета

1. Тема и цель работы.
2. Краткое изложение основных теоретических сведений.
3. Таблицы результатов опытов и расчетов.
4. Необходимые расчёты.
5. Выводы по результатам исследования.

## Контрольные вопросы

1. Что такое летучие вещества топлива, и как они классифицируются?
2. Что такое коксовый остаток?
3. Охарактеризовать состав парообразной части летучих веществ. Какие горючие и негорючие вещества туда входят?
4. Охарактеризовать состав газообразной части летучих веществ. Какие горючие и негорючие вещества туда входят?
5. Каков выход летучих веществ различных видов топлива?
6. При какой температуре начинается и заканчивается выход летучих веществ?
7. Какое влияние оказывает выход летучих веществ на процесс горения и качество топлива?
8. Каковы режимные условия проведения опытов?
9. Какие режимные факторы являются решающими при определении выхода летучих веществ?
10. Как вычислить выход летучих веществ в аналитической пробе?
11. Как рассчитать выход летучих веществ на горючую массу топлива?
12. Какой остаток кокса можно считать порошкообразным, слипшимся, слабоспекшимся, сплавленным?



## Лабораторная работа 5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЕРНОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК УГОЛЬНОЙ ПЫЛИ

**Цели работы:** углубить знания о подготовке топлива в системе пылеприготовления, о характеристиках качества пыли и о влиянии их на процесс приготовления и сжигания пыли; освоить методику определения зерновых характеристик угольной пыли; научиться проводить ситовой анализ угольной пыли, строить интегральную зерновую характеристику и рассчитывать полные остатки на ситах с отверстиями 90 и 200 микрометров.

### Краткие теоретические сведения

#### *Основные понятия*

На современных тепловых электростанциях твердое топливо сжигается во взвешенном состоянии в факеле камерной топки. Поэтому твердое топливо проходит процесс подготовки в системе пылеприготовления, заключающийся в предварительном дроблении, подсушке и размоле твердого топлива, в результате чего получается кондиционная угольная пыль необходимой тонины помола.

Угольная пыль представляет собой сухой тонкий полидисперсный порошок с размерами частиц от 0,1 мкм до 300÷500 мкм с обладанием зерен от 20 до 50 мкм.

Свеженасыпанная пыль имеет плотность  $\rho = 500\div 600 \text{ кг/м}^3$ ; со временем пыль слеживается, и плотность увеличивается до 800÷900 кг/м<sup>3</sup>.

В смеси с воздухом пыль обладает высокой текучестью и легко транспортируется по трубопроводам.

Качество пыли характеризуется **тонкостью размола и соотношением фракций**. Угрубление размола топлива обеспечивает экономию электроэнергии на пылеприготовление. Но неизбежное увеличение в такой пыли крупных фракций приводит к росту потерь с недожогом топлива. Поэтому с учетом характеристик топлива существует область оптимальных значений тонкости размола, когда сумма затрат на размол и стоимость потерь от механического недожога будут минимальны.

### **Методика определения зерновых характеристик угольной пыли**

Тонкость размола и соотношение фракций определяют методом ситового анализа. В программу ситового анализа в соответствии с ГОСТ 2093-82 входят рассев пробы топлива на ситах с отверстиями установленных размеров, построение кривой ситового анализа и составление акта, характеризующего результаты ситового анализа.

Для рассева угольной пыли применяют металлические плетёные сита с квадратными ячейками размеров в свету от 2,5 до 0,04 мм. При этом сито принято характеризовать только размером его ячейки в свету, выраженным в микрометрах. Соответственно различают сита 1000, 200, 90 мкм и т. д.

Полный ситовой анализ пыли обычно производят просевом отобранной пробы через комплект из четырех-пяти сит с постоянно убывающим размером ячеек. Остаток на каждом сите называется **фракцией** ( $F_x$ , где  $x$  – номер этого сита). Та часть пыли, которая проходит через сито, называется **проходом**. Проход через последнее сито называется «дно» ( $D_x$ ). Для любого сита **полный остаток** ( $R_x$ ) определяется как сумма частных остатков всех вышележащих сит, включая данное сито. Остаток пыли на самом крупном сите является одновременно и фракционным, и полным остатком. Величины  $R_x$ ,  $F_x$ ,  $D_x$  выражаются в процентах от исходной массы пробы, взятой для рассева. Таким образом, при расसेве, например, на четырех ситах 200, 125, 90 и 71 мкм имеем полный остаток на сите 200:

$$R_{200} = F_{200/125} + F_{125/90} + F_{90/71} + D_{71} = 100 \%. \quad (5.1)$$

В процессе анализа возможно рассеивание мельчайших частиц пыли в окружающее пространство ( $\Delta G$ ), поэтому сумма остатков (фракций) и «дна» обычно составляет 98–99 % (допустимые потери – не более двух процентов).

Образец угольной пыли предварительно высушивается до воздушно-сухого состояния, чтобы пыль не комковалась, не замазывала сита и при расसेве не происходила подсушка пыли, искажающая результаты анализа. Сушка угольной пыли осуществляется в сушильном шкафу при температуре 70 °С.

Для ситового анализа отбирается проба в количестве 25 г. Просеивание пыли происходит механически при помощи специальных

просеивочных машин или ручным способом на ситах 71, 90, 125, 200 и 300 мкм.

При механическом просеивании пыли рассев производят сразу на всех ситах, начиная с самого крупного, устанавливаемого сверху, и кончая мелким – снизу, под которым помещают дно.

На самое верхнее сито высыпают пробу пыли, закрывают его крышкой и весь комплект сит закрепляют на просеивочной машине. Рассев производят 20 мин. После рассева собирают и взвешивают остаток на каждом сите, начиная с самого крупного, и остаток на дне. Перед пересыпанием фракций для взвешивания каждое сито обстукивают, а при пересыпании фракций тщательно очищают сито мягкой кисточкой.

При ручном просеве навеска пыли высыпается первоначально на сито с самой мелкой сеткой и закрывается крышкой и дном. Просев ведется перекидыванием сита с одной руки на другую. При перекидывании сито поворачивают на 90 °С в горизонтальной плоскости.

После рассева сито обстукивают, остаток пыли – фракцию – высыпают на лоток, взвешивают и пересыпают на более крупное сито. Просеивание через следующее сито производится в том же порядке. Рассев пыли заканчивается тем быстрее, чем больше размер сита: на сите 90 мкм просеивание ведется 20 мин; на сите 125 мкм – 10 мин; на сите 200 мкм – 5 мин.

Для наглядности и удобства использования результаты рассева пыли изображают графически в виде зерновой характеристики пыли (кривой ситового анализа).

Если отложить по оси абсцисс размеры ячеек сита  $x$ , а по оси ординат – суммарные остатки на ситах  $R_x$  и соединить полученные точки, то получится кривая, которая называется интегральной зерновой характеристикой (рис. 5.1).

Анализ многочисленных зерновых характеристик размола различных видов топлива показал, что все кривые описываются уравнением

$$R_x = 100 \cdot e^{-bx^n}, \quad (5.2)$$

где  $b$  и  $n$  – коэффициенты, характеризующие соответственно тонкость измельчения и равномерность зернового состава;  $e$  – основание натурального логарифма.

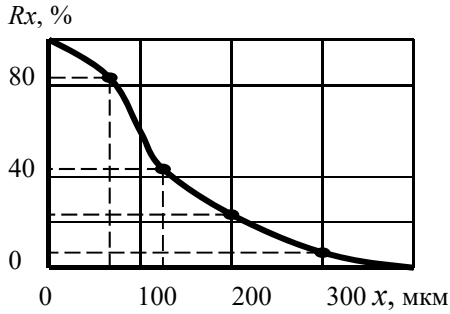


Рис. 5.1. Интегральная зерновая характеристика угольной пыли

Коэффициенты  $b$  и  $n$  могут быть определены по экспериментальным значениям  $R_{xi}$  и  $x_i$  с использованием методов наименьших квадратов, для чего уравнение (5.2) приводят к виду, соответствующему уравнению прямой:

$$\ln\left(\ln \frac{100}{R_{xi}}\right) = \ln b + n \cdot \ln x_i, \quad (5.3)$$

При  $k$  известных значений  $R_{xi}$  и  $x_i$  коэффициенты  $b$  и  $n$  определяются из следующих выражений:

$$b = \exp \left[ \frac{\sum_i^k y_i - n \sum_i^k z_i}{k} \right]; \quad (5.4)$$

$$n = \frac{k \cdot \sum_i^k y_i \cdot z_i - \left(\sum_i^k y_i\right) \cdot \left(\sum_i^k z_i\right)}{k \cdot \sum_i^k z_i^2 - \left(\sum_i^k z_i\right)^2}, \quad (5.5)$$

где  $y_i = \ln\left(\ln \frac{100}{R_{xi}}\right)$ ;  $z_i = \ln x_i$ .

В энергетике тонкость помола угля характеризуется полными остатками  $R_{90}$  и  $R_{200}$ . В эксплуатационных условиях определение тонкости помола ведется в ряде случаев на комплекте сит, в которых отсутствуют сита на 90 и 200 мкм. По имеющимся полным остаткам на других ситах можно по формулам (5.4) и (5.5) определить  $b$  и  $n$ , а затем по уравнению (5.2) рассчитать полные остатки на недостающих ситах с отверстиями 90 и 200 мкм.

### Порядок выполнения работы

1. Подготовить бумажные лоточки, взвесить их, пронумеровать и указать вес лотка  $G_1$ , г.
2. Подготовить набор сит (по указанию преподавателя).
3. Отобрать пробу в количестве 25 г (пробу взвешивать на лотке).
4. Высыпать пробу на верхнее сито и закрыть крышкой.
5. Произвести рассев пыли в течение 20 мин (при одновременном просеве на всех ситах).
6. Высыпать фракцию с каждого сита на отдельный лоток, обстучивая сито и обметая его мягкой кисточкой. Написать на лотке номер фракции.
7. Взвесить каждую фракцию с лотком  $G_2$ , г.
8. Заполнить таблицу опытных данных.
9. Определить в процентах потери в окружающую среду  $\Delta G$ , используя исходную массу пробы и табличные данные. Сравнить полученные результаты с допустимыми значениями.
10. Построить график интегральной зерновой характеристики угольной пыли (см. рис. 5.1).
11. Рассчитать по формулам (5.4, 5.5) значения коэффициентов  $b$  и  $n$ .
12. Определить по формуле (5.2) полные остатки на ситах с отверстиями 90 и 200 мкм ( $R_{90}$  и  $R_{200}$ ).
13. Нанести расчётные значения на построенный график.

#### Опытные данные

Но- мер сита	Размер отверстия сита $x$ , мм	Вес лотка $G_1$ , г	Вес фракции с лотком $G_2$ , г	Вес фракции $F$		Полный остаток на сите $R_x$	
				г	%	г	%
1							
2							
3							
4							
5							
Дно							

## Содержание отчета

1. Краткое описание ситового анализа.
2. Перечень производимых операций.
3. Таблица результатов опытов.
4. График интегральной зерновой характеристики угольной пыли.
5. Расчёты полных остатков на ситах с отверстиями 90 и 200 мкм.
6. Выводы по результатам исследования.

## Контрольные вопросы

1. Для чего нужен ситовый анализ топливной пыли?
2. Описать схему подготовки топлива к пылевидному сжиганию с промежуточным бункером.
3. Описать схему подготовки топлива к пылевидному сжиганию при подаче непосредственно к горелкам котла.
4. Что собой представляет угольная пыль?
5. Каковы размеры частиц пылевидного топлива?
6. Что такое насыпная плотность? Как она измеряется? Какова насыпная плотность пыли?
7. Изменяется ли насыпная плотность пыли со временем, и как это влияет на работу котельного агрегата?
8. Чем характеризуется качество пыли?
9. Как зависит экономичность работы котельной от тонины помола пыли?
10. Как определяется оптимальная тонкость помола?
11. Как определяют номер сита?
12. Что называется фракцией, проходом и полным остатком на сите?
13. Написать выражение, характеризующее результаты отсева.
14. Что называется интегральной зерновой характеристикой пыли?
15. Как рассчитать полный остаток на сите с использованием интегральной характеристики и опытных данных отсева?
16. Как готовится топливо к ситовому анализу?
17. Как проводится ситовый анализ?

## Лабораторная работа 6

# ИСПЫТАНИЕ ВОДО-ВОДЯНОГО СКОРОСТНОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ

**Цель работы** — ознакомление с методом испытаний водо-водяного скоростного подогревателя и определение основных его показателей: коэффициента теплопередачи, коэффициента полезного действия и гидравлического сопротивления.

### Краткие теоретические сведения

#### *Последовательность определения показателей*

Водо-водяные скоростные подогреватели применяют в системах горячего водоснабжения и отопления на абонентских вводах.

Температура теплоносителей изменяется по длине подогревателей (рис. 6.1).

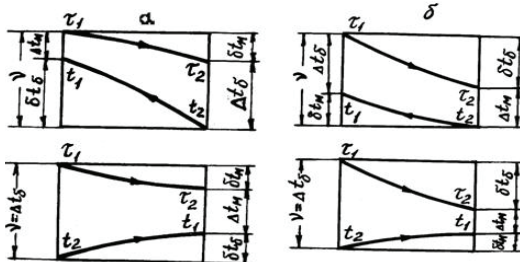


Рис. 6.1.\* Изменение температур теплоносителей в противоточных и прямоточных аппаратах: а — при  $W_{\text{п}}/W_{\text{в}} > 1$ ; б — при  $W_{\text{п}}/W_{\text{в}} < 1$ ;  $W_{\text{п}}$  — водяной эквивалент первичного (греющего) теплоносителя;  $W_{\text{в}}$  — водяной эквивалент вторичного (нагреваемого) теплоносителя

Важнейшим элементом всего теплового расчета подогревателей является коэффициент теплопередачи, который можно определить как тепловой поток от первичного теплоносителя ко вторичному теплоносителю через единицу площади границы при разности температур теплоносителей в один градус.

Коэффициент теплопередачи подогревателя зависит от скорости движения и температуры теплоносителя, от термического со-

\* Источник: Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети : учебник для вузов [21].

противления загрязнений, отлагающихся с обеих сторон на поверхности нагрева.

Для определения коэффициента теплопередачи водо-водяного подогревателя применяют уравнение теплового баланса

$$Q = k \cdot F \cdot \Delta t_{\text{cp}}, \quad (6.1)$$

где  $Q$  – количество тепла, воспринимаемое вторичным теплоносителем, Вт;  $k$  – коэффициент теплопередачи водо-водяного подогревателя, Вт/(м<sup>2</sup> · град);  $F$  – поверхность нагрева подогревателя, м<sup>2</sup>;  $\Delta t_{\text{cp}}$  – средняя разность температур первичного и вторичного теплоносителей, град.

Так как изменение температур теплоносителей при их движении вдоль поверхности нагрева происходит нелинейно, то среднюю разность температур следует определять по логарифмической формуле

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_6}{\Delta t_m}}, \text{ град.} \quad (6.2)$$

Выражение (6.2) в развернутом виде для противоточного подогревателя (рис. 6.1, а) примет вид

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{(\tau_2 - t_2) - (\tau_1 - t_1)}{\ln \frac{\tau_2 - t_2}{\tau_1 - t_1}}, \text{ град,} \quad (6.2a)$$

или (см. рис. 6.1, б)

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{(\tau_1 - t_1) - (\tau_2 - t_2)}{\ln \frac{\tau_1 - t_1}{\tau_2 - t_2}}, \text{ град,} \quad (6.2б)$$

где  $\tau_1, \tau_2$  и  $t_1, t_2$  – соответственно температуры первичного и вторичного теплоносителей на входе в подогреватель и выходе из него, °С.

Количество тепла, воспринимаемое вторичным теплоносителем, определяют по формуле

$$Q = \frac{G_{\text{нач}} - G_{\text{кон}}}{\tau} \cdot c(t_1 - t_2), \quad (6.3)$$

где  $G_{\text{нач}}, G_{\text{кон}}$  – вес мерного бака соответственно в начале и конце эксперимента, кг;  $\tau$  – время наблюдения, с;  $c$  – теплоемкость воды, Дж/(кг · град). Для расчетов принимается  $c = 4190$  Дж/(кг · град).



Решая уравнение (6.1) относительно искомой величины  $k$ , получаем формулу для определения коэффициента теплопередачи водоводяного скоростного подогревателя:

$$k = \frac{Q}{F \cdot \Delta t_{\text{ср}}}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{град}). \quad (6.4)$$

Коэффициент полезного действия подогревателя

$$\eta = \frac{Q}{Q_1}. \quad (6.5)$$

Количество тепла, отдаваемое первичным теплоносителем,

$$Q_1 = \frac{G'_{\text{нач}} - G'_{\text{кон}}}{\tau} \cdot c(\tau_1 - \tau_2), \quad (6.6)$$

где  $G'_{\text{нач}}$ ,  $G'_{\text{кон}}$  – вес мерного бака соответственно в начале и конце эксперимента, кг;  $\tau$  – время наблюдения, с.

Гидравлическое сопротивление подогревателя оценивается величинами уменьшения напора первичного ( $H_1$ , мм вод. ст.) и вторичного ( $H_2$ , мм вод. ст.) теплоносителей при прохождении через подогреватель.

### *Экспериментальная установка*

Холодная водопроводная вода через вентиль 3 (рис. 6.2) поступает в электронагреватель 2. Первичный теплоноситель, нагретый в электронагревателе, поступает в водо-водяной подогреватель 6 с температурой  $\tau_1$ . Отдав свое тепло вторичному теплоносителю, охлажденный первичный теплоноситель покидает подогреватель 6 с температурой  $\tau_2$  и через вентиль 9 поступает в мерный бак 10.

Вторичный теплоноситель (холодная водопроводная вода) через вентиль 7 (вентиль 5 закрыт) поступает в подогреватель 6 с температурой  $t_2$ , нагревается через стенку трубы до температуры  $t_1$  и через вентиль 14 (вентиль 13 закрыт) поступает в мерный бак 11. При такой схеме движения теплоносителей на экспериментальной установке реализуется противоточный скоростной подогреватель. В том случае, когда открыты вентили 5 и 13, а вентили 7 и 14 закрыты, на экспериментальной установке реализуется прямоточный скоростной подогреватель.

Измерение температур теплоносителей осуществляют с помощью лабораторных термометров. Термометры 15 и 8 показывают температуры на входе и выходе первичного теплоносителя, а термометры 4 и 12 — температуры на входе и выходе вторичного теплоносителя.

Дифференциальные манометры 16 и 17 измеряют гидравлическое сопротивление подогревателя по первичному ( $H_1$ ) и вторичному ( $H_2$ ) теплоносителям.

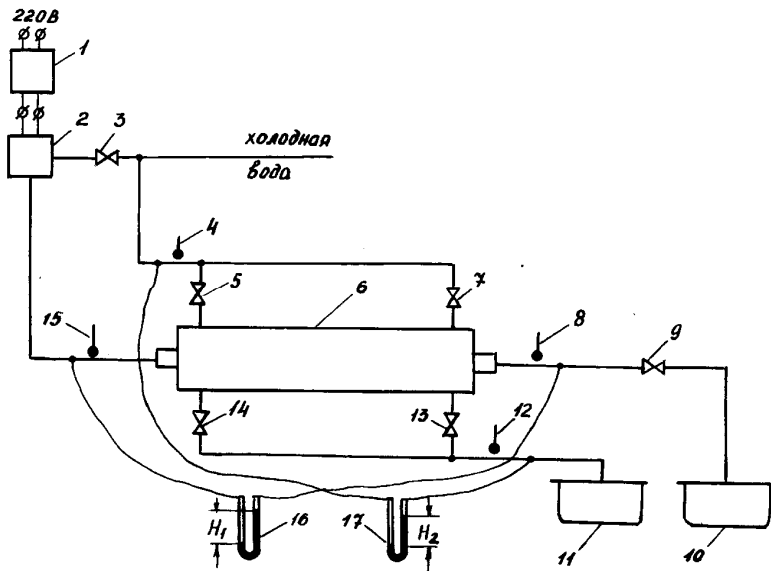


Рис. 6.2. Экспериментальная установка для испытания водо-водяного подогревателя

### Порядок выполнения работы

1. Получить от преподавателя указания и приборы.
2. Установить мерные баки 10 и 11.
3. Открытием вентилей 3 и 9, 7 и 14 установить противоточное движение первичного и вторичного теплоносителей через водо-водяной подогреватель 6.
4. Пускателем 1 включить электроподогреватель 2.

5. Дождаться установления стационарного температурного режима, что характеризуется незначительным колебанием температур теплоносителей.
6. Одновременно заменить мерные баки *10* и *11* на пустые и включить секундомер.
7. Определить по термометрам *15* и *8* показания температур  $\tau_1$  и  $\tau_2$  первичного теплоносителя, а по термометрам *4* и *12* – показания температур вторичного теплоносителя ( $t_1$  и  $t_2$ ) через 30 секунд. Снимается не менее 10 показаний по каждой температуре.
8. Одновременно с п. 7 снять показания дифференциальных манометров *16* и *17*.
9. Одновременно заменить мерные баки *10* и *11* на пустые и выключить секундомер.
10. Определить весовым методом вес первичного теплоносителя, собранного в баке *10*, и вторичного теплоносителя, собранного в баке *11*.
11. Определить по секундомеру время наблюдения  $\tau$ .
12. Установить с помощью вентиляей *3* и *9*, *7* и *14* большой расход теплоносителей.
13. Повторить п. 6–12.
14. Провести испытания на трех расходах теплоносителей при противоточном и прямоточном их движении.
15. Выключить пускателем электронагреватель *2*.
16. Закрыть вентили *5*, *7* и *13*, *14*, а через 2 минуты – вентили *3* и *9*.
17. Заполнить таблицу измерений.
18. Вычислить по формулам (6.2а) или (6.2б) среднелогарифмическую разность температур  $\Delta t_{cp}$ ; по (6.3) – количество тепла, воспринятое вторичным теплоносителем; по (6.4) – коэффициент теплопередачи водоподогревателя; по (6.6) – количество тепла, отданное первичным теплоносителем; по (6.5) – коэффициент полезного действия подогревателя. Полученные данные занести в таблицу.

Определение коэффициентов теплопередачи, полезного действия и гидравлического сопротивления подогревателя

Номер опыта	Данные измерений										Результаты обработки данных измерений						
	$F, \text{ м}^2$	$\tau, \text{ с}$	$G_{\text{пар}}, \text{ кг}$	$G_{\text{кон}}, \text{ кг}$	$G'_{\text{пар}}, \text{ кг}$	$G'_{\text{кон}}, \text{ кг}$	$\tau_1, \text{ }^\circ\text{C}$	$\tau_2, \text{ }^\circ\text{C}$	$t_1, \text{ }^\circ\text{C}$	$t_2, \text{ }^\circ\text{C}$	$\Delta t_{\text{ср}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$\frac{Q_1}{V\tau}, \text{ Вт}$	$k, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{ }^\circ\text{C})$	$\frac{Q_1}{V\tau}, \text{ Вт}$	$\eta$	$H_1, \text{ мм вод. ст.}$	$H_2, \text{ мм вод. ст.}$
1																	
2																	
.																	
.																	
.																	
10																	
ср. знач.																	

## Содержание отчета

1. Тема и цель работы.
2. Краткое изложение основных теоретических сведений.
3. Схема экспериментальной установки.
4. Таблицы результатов опытов и расчетов.
5. Необходимые расчёты.
6. Выводы по результатам исследования.

## Контрольные вопросы

1. Назовите типы подогревателей, применяемых в системах теплоснабжения (полная классификация).
2. Как изменяется температура теплоносителей в прямоточных подогревателях?
3. Как изменяется температура теплоносителей в противоточных подогревателях?
4. Что такое температурный напор?
5. Как определяется температурный напор при прямоточном движении теплоносителей?
6. Как определяется температурный напор при противоточном движении теплоносителей?
7. Как влияет скорость движения теплоносителей на коэффициент теплопередачи подогревателя?
8. Как влияет температура теплоносителя на коэффициент теплопередачи?
9. Как влияют загрязнения, отлагающиеся на поверхности нагрева, на коэффициент теплопередачи?
10. Рекомендуемые скорости движения теплоносителя в трубках водо-водяных скоростных подогревателей.

## Лабораторная работа 7

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДО-ВОДЯНОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ ПРИ НЕРАСЧЕТНЫХ УСЛОВИЯХ

**Цель работы** – ознакомление с методом определения теплопроизводительности водо-водяного скоростного подогревателя при нерасчетных условиях и оценка точности предложенного метода.

#### Краткие теоретические сведения

Теплопроизводительность водоподогревателей для расчетных условий можно определить по известному выражению

$$Q = k \cdot F \cdot \Delta t_{cp}, \quad (7.1)$$

где  $k$  – коэффициент теплопередачи подогревателя, Вт/(м<sup>2</sup> · град);  $F$  – поверхность нагрева подогревателя, м<sup>2</sup>;  $\Delta t_{cp}$  – среднелогарифмическая разность температур между первичным и вторичным теплоносителями, град.

При расчете режимов регулирования систем теплоснабжения необходимо определять теплопроизводительность водоподогревателя при нерасчетных условиях. В этом случае известны температуры первичного и вторичного теплоносителей только на входе в водоподогреватель, а температуры теплоносителей на выходе из водоподогревателя неизвестны. Неизвестные значения температур приходится определять методом последовательных приближений. В связи с этим расчет теплопроизводительности водоподогревателей по формуле (7.1) затруднен.

Решение задачи упрощается, если заменить среднелогарифмическую разность температур  $\Delta t_{cp}$  линейной зависимостью:

$$\Delta t = v - a \cdot \delta t_m - b \cdot \delta t_6, \quad (7.2)$$

где  $v = t_1 - t_2$  – максимальная разность температур первичного и вторичного теплоносителей на входе в водоподогреватель (см. рис. 6.1), град;  $\delta t_m$ ,  $\delta t_6$  – наименьший и наибольший перепады температур первичного и вторичного теплоносителей (см. рис. 6.1), град;  $a$ ,  $b$  – постоянные коэффициенты, зависящие от схемы движения теплоносителей:

– при противотоке  $a = 0,35$ ;  $b = 0,65$ ;

– при прямотоке  $a = b = 0,65$ .

Тогда удельная теплопроизводительность водоподогревателя в Вт/град

$$q = \frac{Q}{V}, \quad (7.3)$$

или

$$q = \frac{Q}{a \cdot \delta t_M + b \cdot \delta t_6 + \Delta t}. \quad (7.4)$$

Разделив числитель и знаменатель в формуле (7.4) на  $Q$ , получим

$$q = \frac{1}{\frac{a \cdot \delta t_M}{Q} + \frac{b \cdot \delta t_6}{Q} + \frac{\Delta t}{Q}}. \quad (7.5)$$

Для упрощения уравнения (7.5) воспользуемся уравнением теплового баланса:

$$Q = G_n \cdot c(\tau_1 - \tau_2) = G_b \cdot c(t_1 - t_2) = k \cdot F \cdot \Delta t. \quad (7.6)$$

Уравнение (7.6) может быть представлено в виде:

$$Q = W_6 \cdot \delta t_M = W_M \cdot \delta t_6 = k \cdot F \cdot \Delta t, \quad (7.7)$$

где  $W_M$ ,  $W_6$  – меньшее и большее значения водяных эквивалентов теплообменивающихся сред, Вт/град.  $W = Gc$  – водяной эквивалент теплоносителя, представляющий собой произведение массового расхода теплоносителя  $G$ , кг/с, на его удельную теплоемкость  $c$ , Дж/(кг · град).

Подставив вместо  $Q$  в первом члене знаменателя уравнения (7.5) значение из уравнения (7.7)  $Q = W_6 \cdot \delta t_M$ , во втором члене  $Q = W_M \cdot \delta t_6$ , в третьем члене  $Q = k \cdot F \cdot \Delta t$ , получим

$$q = \frac{1}{\frac{a \cdot \delta t_M}{W_6 \cdot \delta t_M} + \frac{b \cdot \delta t_6}{W_M \cdot \delta t_6} + \frac{\Delta t}{k \cdot F \cdot \Delta t}}.$$

Проведя сокращение, получим

$$q = \frac{1}{\frac{a}{W_6} + \frac{b}{W_M} + \frac{1}{k \cdot F}}. \quad (7.8)$$

Перейдем к безразмерной удельной теплопроизводительности подогревателя:

$$\varepsilon = \frac{q}{W_M} \quad (7.9)$$

или

$$\varepsilon = \frac{1}{a \frac{W_M}{W_6} + b + \frac{W_M}{k \cdot F}}. \quad (7.10)$$

Обозначим  $\omega = \frac{k \cdot F}{W_M}$ , тогда:

$$\varepsilon = \frac{1}{a \frac{W_M}{W_6} + b + \frac{1}{\omega}} \leq \varepsilon'. \quad (7.11)$$

Величина  $\varepsilon'$  представляет собой безразмерную удельную теплопроизводительность подогревателя с бесконечно большой поверхностью нагрева, поэтому значение  $\varepsilon$  не должно превышать  $\varepsilon'$ . Если при расчете величина  $\varepsilon$  получается больше  $\varepsilon'$ , то для дальнейших расчетов необходимо принять величину  $\varepsilon'$ . Для противоточных подогревателей  $\varepsilon' = 1$ , для прямоточных величину  $\varepsilon'$  вычисляют по формуле

$$\varepsilon' = \frac{1}{1 + \frac{W_M}{W_6}}. \quad (7.12)$$

Режимный коэффициент для водо-водяных подогревателей определяют по формуле

$$\omega = \Phi \sqrt{\frac{W_6}{W_M}}, \quad (7.13)$$

где  $\Phi$  – параметр водо-водяных подогревателей, определяемый по формуле

$$\Phi = \frac{k \cdot F}{\sqrt{W_M \cdot W_6}} \quad (7.14)$$

На основании вышеизложенного (формулы (7.3), (7.9)) теплопроизводительность подогревателя находим из выражения

$$Q = \varepsilon \cdot W_M \cdot v. \quad (7.15)$$



Задачей экспериментальной части работы является определение параметра  $\Phi$  водо-водяного скоростного подогревателя на экспериментальной установке (рис. 6.2), подсчет теплопроизводительности подогревателя и оценка точности предложенного метода по сравнению с аналитическим решением.

### Порядок выполнения работы

1. Получить от преподавателя или лаборанта методические указания и приборы.
2. Начертить схему экспериментальной установки для испытаний водо-водяного скоростного подогревателя.
3. Установить мерные баки *10* и *11*.
4. Открытием вентилей *3* и *9*, *7* и *14* установить противоточное движение первичного и вторичного теплоносителей через водо-водяной подогреватель *6*.
5. Пускателем *1* включить электроподогреватель *2*.
6. Дождаться установления стационарного температурного режима, что характеризуется незначительным колебанием температур теплоносителей.
7. Одновременно заменить мерные баки *10* и *11* на пустые и включить секундомер.
8. Определить по термометрам *15* и *8* показания температур  $\tau_1$  и  $\tau_2$  первичного теплоносителя, а по термометрам *4* и *12* – показания температур  $t_2$  и  $t_1$  вторичного теплоносителя через 30 секунд. Снимается не менее 10 показаний по каждой температуре.
9. Одновременно заменить мерные баки *10* и *11* на пустые и включить секундомер.
10. Весовым методом определить вес первичного теплоносителя, собранного в баке *10*, и вторичного теплоносителя, собранного в баке *11*.
11. По секундомеру определить время наблюдения  $\tau$ .
12. Открыть вентили *5* и *13*, закрыть вентили *7* и *14*, тем самым установить прямоточное движение первичного и вторичного теплоносителей.
13. Повторить п. 7–12.

14. Пускателем 1 выключить электроподогреватель 2.
15. Закрыть вентили 5, 7, 13 и 14, а через 2 минуты – вентили 3 и 9.
16. Занести в таблицу данные измерений.
17. Вычислить по формуле (7.2) разность температур.
18. Вычислить значения водяных эквивалентов теплоносителей по формулам:

$$W_m = G_m \cdot c \text{ и } W_6 = G_6 \cdot c.$$

19. Вычислить по формуле (7.7) количество тепла, воспринятое вторичным теплоносителем  $Q$ .
20. Вычислить по формуле (6.4) коэффициент теплопередачи водоподогревателя  $k$  для одного режима при прямотоке и для одного режима при противотоке.
21. Вычислить значение параметра  $\Phi$  водоподогревателя по формуле (7.14).
22. Вычислить безразмерную удельную теплопроизводительность водоподогревателя по формуле (7.11).
23. Вычислить по формуле (7.15) значение теплопроизводительности  $Q_{15}$  водоподогревателя.
24. Вычислить по формуле (7.7) значение теплопроизводительности  $Q_7$  водоподогревателя.
25. Вычислить погрешности в нахождении теплопроизводительности водоподогревателя по предложенному методу:

$$\frac{Q_7 - Q_{15}}{Q_7} \cdot 100 \%$$

26. Полученные данные занести в таблицу.
27. Оформить отчет о проделанных исследованиях.

Определение теплопроизводительности водо-водяного скоростного подогревателя при нерасчетных условиях

Режимы включения подогревателя	Измеренные величины						Вычисленные величины							
	$G_{вс}$ кг/с	$G_6$ кг/с	$W_{вс}$ Вт/град	$W_6$ Вт/град	$\tau_1$ °C	$\tau_2$ °C	$t_1$ °C	$t_2$ °C	$\Delta t$ °C	$k$ Вт/(м <sup>2</sup> ·град)	$Q_7$ Вт	$\Phi$ $\varepsilon$	$Q_{15}$ Вт	$\frac{Q_7 - Q_{15}}{Q_7} \cdot 100$ , %
Прямой ток														
1.														
2.														
3.														
Противоток														
1.														
2.														
3.														

## Содержание отчета

1. Тема и цель работы.
2. Краткое изложение основных теоретических сведений.
3. Схема экспериментальной установки.
4. Таблицы результатов опытов и расчетов.
5. Необходимые расчёты.
6. Выводы по результатам исследования.

## Контрольные вопросы

1. Как определяется теплопроизводительность водоподогревателей?
2. Как выглядит основное уравнение регулирования?
3. Что такое качественное регулирование?
4. Что такое количественное регулирование?
5. Как изменяется температура теплоносителя при качественном регулировании по отопительной нагрузке для различного типа потребителей?
6. Как изменяется расход теплоносителя при качественном регулировании по отопительной нагрузке для различного типа потребителей?
7. Что дает линеаризация разности температур теплоносителей при тепловых расчетах подогревателей?
8. Как определяется удельная теплопроизводительность водоподогревателя?
9. Что такое водяной эквивалент?
10. Какова погрешность исследовательского метода определения теплопроизводительности теплообменных аппаратов?
11. Недостатки и преимущества прямоточных и противоточных подогревателей.
12. Рекомендуемый тип водо-водяного секционного подогревателя для систем горячего водоснабжения и отопления.

## **Лабораторная работа 8**

### **ПОСТРОЕНИЕ ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКОГО ГРАФИКА ДВУХТРУБНОЙ ВОДЯНОЙ СЕТИ**

**Цели работы:** экспериментальное снятие пьезометрического графика тепловой сети при разных режимах, определение изменения пьезометрического графика при отключении потребителей.

#### **Краткие теоретические сведения**

##### *Гидравлический режим тепловых сетей*

Гидравлическим режимом определяется взаимосвязь между расходом теплоносителя и давлением в различных точках системы в данный момент времени.

Расчетный гидравлический режим характеризуется распределением теплоносителя в соответствии с расчетной тепловой нагрузкой абонентов. Давление в узловых точках сети и на абонентных вводах равно расчетному.

Однако в процессе эксплуатации расход воды в системе изменяется. Переменный расход вызывается неравномерностью потребления горячей воды, наличием местного количественного регулирования разнородной нагрузки, а также различными переключениями в сети. Изменение расхода воды и связанное с ним изменение давления приводят к нарушению как гидравлического, так и теплового режима абонентов. Расчет гидравлического режима дает возможность определить перераспределение расходов и давлений в сети и установить пределы допустимого изменения нагрузки, обеспечивающие безаварийную эксплуатацию системы.

Гидравлические режимы разрабатываются для отопительного и летнего периодов времени. В открытых системах теплоснабжения дополнительно рассчитывается гидравлический режим при максимальном водоразборе из обратного и подающего трубопроводов.

В тепловых сетях принято различать 3 вида напора: полный напор  $H_n$  — напор, отсчитываемый от условно выбранного уровня 0-0; пьезометрический напор  $H_{\text{пвез}}$  — напор, отсчитываемый от оси трубопровода; располагаемый напор  $H$  — разность пьезометрических напоров в прямой и обратной линиях теплосети; падение напора

$\Delta H$  – разность пьезометрических напоров в начале трубопровода и у абонента.

Расчет гидравлического режима базируется на основных уравнениях гидродинамики. В тепловых сетях, как правило, имеет место квадратичная зависимость падения давления  $\Delta P$  от расхода:

$$\Delta P = S \cdot V^2, \quad (8.1)$$

где  $S$  – характеристика сопротивления, представляющая собой падение давления при единице расхода теплоносителя, Па/(м<sup>3</sup>/ч)<sup>2</sup>;  $V$  – расход теплоносителя, м<sup>3</sup>/ч.

При работе тепловой сети в отдельных точках сети и в абонентных системах создаются различные давления (напоры). Давление  $P$  – сила, приходящаяся на единицу площади. Напор  $H$  представляет собой давление, выраженное в линейных единицах столба той жидкости, которая передается по трубопроводу.

Давление и напор связаны между собой зависимостью

$$H = \frac{P}{\gamma}, \text{ м столба жидкости,} \quad (8.2)$$

где  $P$  – давление жидкости в трубопроводе, Н/м<sup>2</sup>;  $\gamma$  – удельный вес жидкости в трубопроводе, Н/м<sup>3</sup>.

При движении жидкости по трубопроводу происходит падение давления (напора) по длине трубопровода в результате линейных потерь и потерь в местных сопротивлениях:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{м}}. \quad (8.3)$$

Линейные потери давления  $\Delta P_{\text{л}}$  представляют собой падение давления на прямолинейных участках трубопровода за счет трения, а падение давления в местных сопротивлениях  $\Delta P_{\text{м}}$  – это падение давления в арматуре, размещенной неравномерно по длине трубопровода (колени, шайбы, переходы).

Для изображения характера изменения располагаемого напора по длине тепловой сети служат пьезометрические графики. По оси абсцисс откладываются в масштабе расстояния по сети от сетевого насоса до абонента, а по оси ординат – геодезические отметки теплопровода, отметки систем потребителей и давления в этих системах.

### *Описание лабораторной установки*

Лабораторная установка является моделью закрытой системы теплоснабжения (рис. 8.1). Гидродинамический стенд состоит из напорного бака 11, заполненного водой, который имитирует работу сетевого насоса в динамическом режиме и подпиточного насоса в статическом режиме.

Бак заполняется водой из водопровода. По мерному стеклу 14 можно определить уровень воды в баке, при помощи переливной трубки 13 в баке поддерживается постоянный уровень. При закрытом вентиле 16 и открытом – 18 в системе создается статический режим с напором  $H_{ст}$ .

При открытых вентилях 18, 16 и некоторых абонентов в системе создается динамический режим. Подключая ту или иную систему потребителей (А, Б, В, Г), можно создать разный динамический режим системы. Это будет видно по уровням воды в пьезометрических трубках 10.

Узел Д имитирует сопротивление источника тепла.

Трубопровод, обозначенный сплошной широкой линией, представляет подающий трубопровод системы теплоснабжения, а пунктирной – обратный.

Вентили А, Б, В, Г представляют абоненты потребителей, присоединенные к тепловой сети по зависимой схеме, между собой – параллельно. С помощью мерного бака 14 определяются расходы воды в системе в единицу времени. Расход воды в системе регулируется вентилем 16. Сброс воды осуществляется в канализацию.

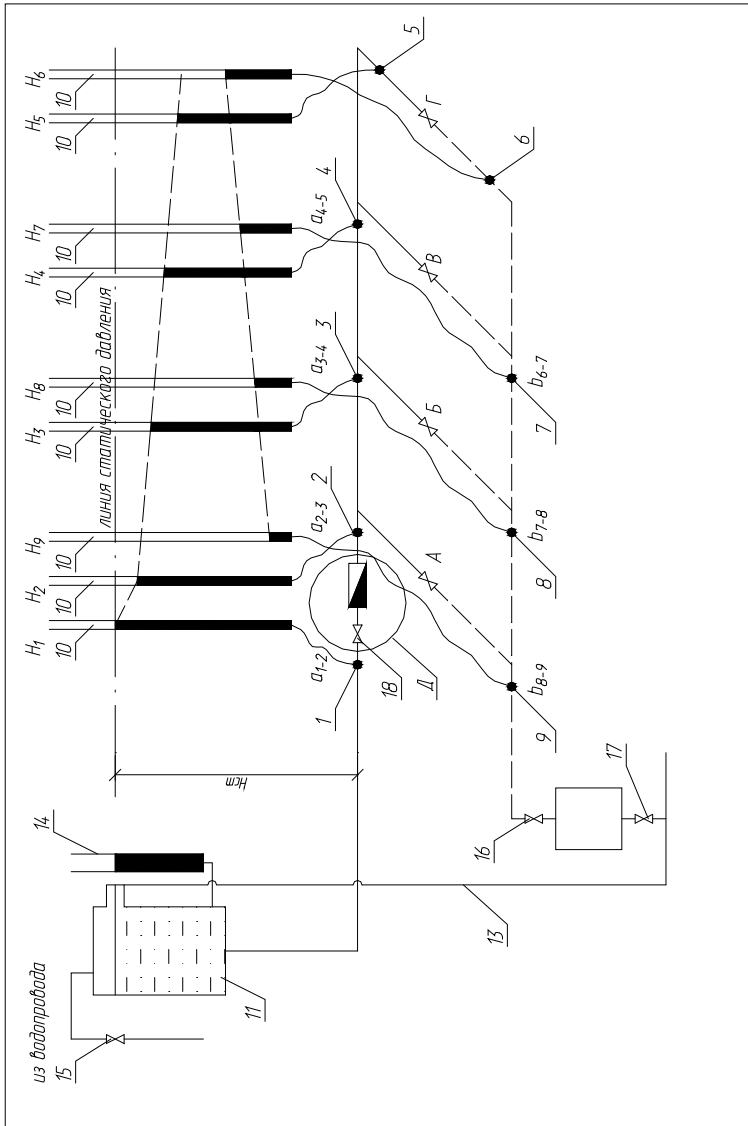


Рис. 8.1. Схема установки



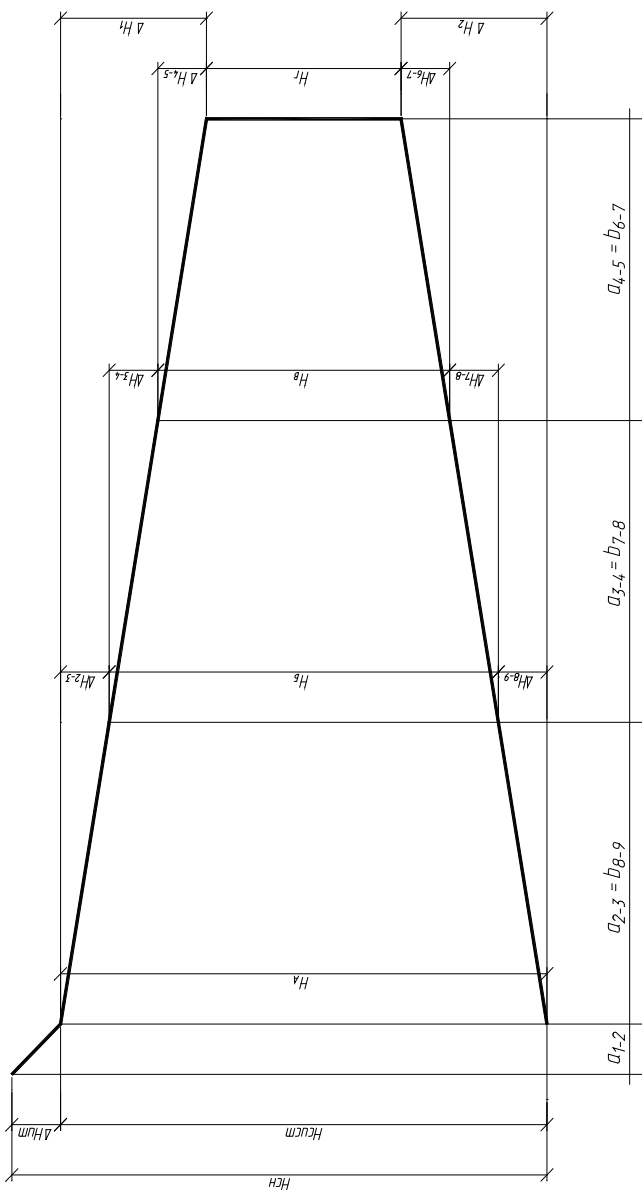


Рис. 8.2. Пьезометрический график

## Порядок выполнения работы

1. Режим I. Система заполняется водой. Вентиль 15 открыт, вентиль 16 закрыт. Вода из водопровода поступает в бак 11. После появления воды в переливной трубке 13 в системе устанавливается статический режим. Снять показания  $H_{ст}$  с пьезометрических трубок.
2. Режим II. Открыть вентили А, Б, В, Г (включая абоненты), открыть вентиль 16. Включить секундомер на время заполнения мерного бака 14 до отметки 6 или 9 л. Снять показания с пьезометрических трубок 10. Закрыть вентиль 16, открыть – 17.
3. Режим III. Создать новый гидравлический режим закрытием некоторых абонентов. Закрыть вентиль 17. С открытием вентиля 16 выключить секундомер на время заполнения мерного бака до отметки 6 или 9 л. Снять показания с пьезометрических трубок 10. Закрыть вентиль 15, открыть – 17. Опорожнить систему.
4. Определить располагаемый напор в системе  $H_{сн} = H_1 - H_9$  (рис. 8.1, 8.2).
5. Определить напор, развиваемый насосом  $H_1$ .
6. Определить напор в подающем трубопроводе  $H_2$ .
7. Определить потери напора на источнике тепла  $H_{ит} = H_1 - H_2$ .
8. Определить располагаемые напоры у абонентов:
  - А:  $H_A = H_2 - H_9$ ;
  - Б:  $H_B = H_3 - H_8$ ;
  - В:  $H_B = H_4 - H_7$ ;
  - Г:  $H_G = H_5 - H_6$ .
9. Определить потери напора в подающем трубопроводе  $H_1 = H_2 - H_3$ .
10. Определить потери напора в обратном трубопроводе  $H_2 = H_6 - H_9$ .
11. Определить потери напора на участках:
  - $a_{2-3}: \Delta H_{2-3} = H_2 - H_3$ ;
  - $a_{3-4}: \Delta H_{3-4} = H_3 - H_4$ ;
  - $a_{4-5}: \Delta H_{4-5} = H_4 - H_5$ ;
  - $a_{5-6}: \Delta H_{5-6} = H_5 - H_6$ ;
  - $b_{6-7}: \Delta H_{6-7} = H_6 - H_7$ ;
  - $b_{7-8}: \Delta H_{7-8} = H_7 - H_8$ ;
  - $b_{8-9}: \Delta H_{8-9} = H_8 - H_9$ .

12. Заполнить таблицы результатов.

*Результаты измерений пьезометрических напоров*

Номер режима	$V$ , л	$\tau$ , с	Напоры										
			$H_1$	$H_2$	$H_3$	$H_4$	$H_5$	$H_6$	$H_7$	$H_8$	$H_9$		
I (I) статический													
II (I, A, Б, В, Г) динамический													
III (I, A, Б, В) динамический													
IV (I, Г, В) динамический													
V (I, Б, А) динамический													

Подключение абонентов задает преподаватель.

*Результаты обработки данных измерений*

Номер режима	Часовой расход циркуляционной воды		м	м/с	Напоры									
	л/с	м <sup>3</sup> /ч			$H_{ст}$	$\Delta H_{ит}$	$H_{сист}$	$H_A$	$H_B$	$H_V$	$H_\Gamma$	$\Delta H_1$	$\Delta H_2$	
I														
II														
III														
IV														
V														

## **Содержание отчета**

1. Тема и цель работы.
2. Краткое изложение основных теоретических сведений.
3. Схема экспериментальной установки.
4. Таблицы результатов опытов и расчетов.
5. Необходимые расчёты.
6. Пьезометрический график испытаний системы для трех режимов (статический № 1, динамический № 2, № 3).
7. Выводы по результатам исследования.

## **Контрольные вопросы**

1. Назначение пьезометрического графика.
2. Взаимосвязь пьезометров гидравлического режима.
3. Оборудование для поддержания статического и динамического режимов системы.
4. Ограничения по давлению, накладываемые на подающую магистраль.
5. Ограничения по давлению, накладываемые на обратную магистраль.
6. Влияние статического напора на способ подключения потребителей.
7. Различие понятий «давление» и «напор».
8. Определение располагаемого напора для абонента.
9. Необходимый напор сетевого насоса.
10. Оборудование для подсоединения потребителей по зависимой схеме.
11. Оборудование для подсоединения потребителей по независимой схеме.
12. Особенности открытой и закрытой системы теплоснабжения.

## **Лабораторная работа 9**

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОМПЕНСИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ П-ОБРАЗНЫХ КОМПЕНСАТОРОВ**

**Цель работы** – определение теплового удлинения расчетного участка теплопровода и компенсирующей способности П-образных компенсаторов.

#### **Краткие теоретические сведения**

##### *Виды и назначение компенсаторов*

Теплопроводы тепловых сетей через определенные расстояния закрепляют в неподвижных опорах. В то же время из-за изменения температуры теплоносителя и окружающей среды теплопроводы подвержены температурным деформациям: с увеличением нагрева они удлиняются, с уменьшением – укорачиваются.

Полное тепловое удлинение расчетного участка теплопровода определяют по формуле

$$\Delta l = \alpha \cdot L(\tau - t_0), \quad (9.1)$$

где  $\alpha$  – средний коэффициент линейного расширения теплопровода при нагреве от 0 до  $t$ , °С, мм/(м · град); определяется по табл. 9.1;  $L$  – расстояние между неподвижными опорами теплопровода, м;  $\tau$  – максимальная температура теплоносителя, °С;  $t_0$  – температура окружающей среды, °С, принимается минимальной и равной:

– при надземной прокладке сетей на открытом воздухе – расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления;

– при канальной прокладке сетей – расчетной температуре воздуха в канале;

– при бесканальной прокладке сетей – температуре грунта на глубине заложения теплопроводов при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления.

Таблица 9.1

Значения коэффициентов линейного расширения и модулей упругости для углеродистых трубных сталей

Температура трубы, °С	20	75	100	125	150	175
Коэффициент линейного расширения, мм/(м · град)	0,0118	0,012	0,0122	0,0124	0,0125	0,0127
Модуль упругости, МПа · 10 <sup>5</sup>	2,011	1,952	1,938	1,913	1,893	1,879

Вследствие теплового удлинения в закрепленном с обеих сторон участке теплопровода возникают значительные горизонтальные усилия, которые оказывают давление на неподвижные опоры. Эти усилия настолько значительны, что могут вызвать продольный изгиб теплопровода, разрушить неподвижные опоры или фланцевые и сварные соединения.

Для защиты теплопроводов от дополнительных нагрузок, возникающих при изменении температуры, используют гибкость труб на поворотах трассы тепловых сетей (естественную компенсацию) и специальные устройства – компенсаторы. Соединение компенсаторов с теплопроводами осуществляется сваркой. Естественная компенсация не требует установки специальных устройств, поэтому ее необходимо использовать в первую очередь.

Компенсаторы по принципу работы подразделяются на осевые и радиальные.

К *осевым* относятся сальниковые, линзовые, сильфонные и манжетные компенсаторы, в которых удлинения теплопроводов воспринимаются соответственно перемещением стакана внутри корпуса или сжатием упругих элементов (линз, гофр). Осевые компенсаторы устанавливаются только на прямолинейных участках теплопроводов с рабочими параметрами теплоносителя, допускаемыми для данных типов компенсаторов стандартами и техническими условиями.

К *радиальным* относятся волнистые шарнирного типа и гибкие компенсаторы. Гибкие компенсаторы устанавливаются при любой конфигурации трассы тепловой сети, независимо от параметров те-

плоносителя, способ прокладки сети и диаметров труб. В гибких компенсаторах температурные деформации трубопроводов устраняются при помощи изгибов и кручения специально согнутых или плоносителя, способ прокладки сети и диаметров труб. В гибких сваренных участках труб различной конфигурации: П- и S-образных, лирообразных, омегаобразных и др. (рис. 9.1). Диаметр, толщину стенки и марку стали труб для гнутых компенсаторов принимают такими же, как и для соответствующих участков теплопроводов.

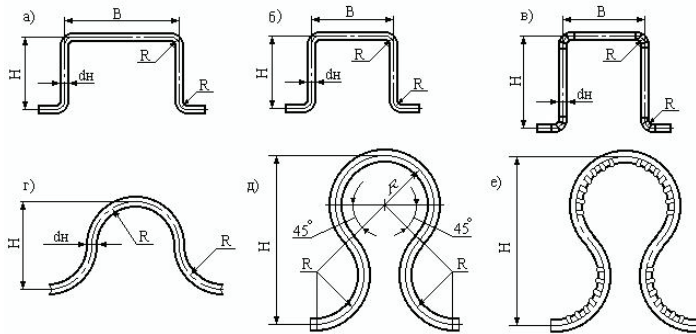


Рис. 9.1.\* Типы гибких компенсаторов: *a* – П-образный с большой спинкой; *б* – то же, равносторонний ( $B = H$ ); *в* – П-образный со сварными коленами; *г* – омегаобразный; *д* – лирообразный гладкозагнутый; *е* – лирообразный со складками

Лирообразные компенсаторы, особенно со складками, из всех гибких компенсаторов обладают наибольшей эластичностью, но применяются редко вследствие усиленной коррозии металла в складках и повышенного по сравнению с осевыми гидравлического сопротивления.

П-образные компенсаторы со складками по указанным выше причинам применяются также редко.

### ***П-образные компенсаторы***

Наибольшее распространение получили П-образные компенсаторы со сварными и гладкими коленами. Основные достоинства П-образных компенсаторов: просты в изготовлении, не нуждаются в обслуживании, для их укладки в нишах не требуется сооружения

\* Рис. 9.1–9.3, 10.1, 10.2, 13.1, 13.2: Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей : справочник [13].

камер, на неподвижные опоры передаются только реакции распоров, обладают большой компенсирующей способностью. Недостатками П-образных компенсаторов по сравнению с осевыми являются повышенное гидравлическое сопротивление, увеличенный расход труб, большие габариты, затрудняющие их применение в городских прокладках при насыщенности трассы городскими подземными коммуникациями.

*Компенсирующей способностью* П-образного компенсатора называется способность к деформации под действием теплового удлинения теплопровода в пределах допустимых изгибающих напряжений. Тепловое удлинение  $\Delta l_k$  между неподвижными опорами вызывает изгиб вылетов и спинки компенсатора (рис. 9.2). Вылет, изгибаясь, смещается на величину  $\Delta l_k/2$ , а спинка — на величину  $y$ . Максимальные изгибающие напряжения возникают в спинке компенсатора. При этом на внешней стороне спинки возникают растягивающие напряжения, а на внутренней — сжимающие.

На основании теории упругости компенсирующую способность П-образного симметричного компенсатора (рис. 9.2) можно определить по формуле

$$\Delta l_k = [\sigma] \frac{A}{E \cdot d_n \cdot H_n \cdot m'}, \quad (9.2)$$

где  $[\sigma_n]$  — допустимое напряжение изгиба в спинке компенсатора (в приближенных расчетах допускается принимать  $[\sigma_n] \leq 110$  МПа);  $E$  — модуль упругости металла компенсатора, МПа (определяется по табл. 9.1);  $d_n$  — наружный диаметр трубы компенсатора, мм;

$$A = 2 \cdot \left[ \frac{1}{K(3,14 \cdot R \cdot H^2 - 2,28 \cdot R^2 \cdot H + 1,4 \cdot R^3)} + 0,67 \cdot H^3 + B \cdot H^2 - 4 \cdot R \cdot H^2 + 2 \cdot R^2 \cdot H - 1,33R^3 \right];$$

$H$  — длина вылета компенсатора (расстояние от оси трубопровода до оси спинки), мм;  $B$  — длина спинки, мм;  $R$  — радиус изгиба колена компенсатора, мм;  $m$  — поправочный коэффициент напряжения изгиба; для сварных колен  $m = 1$ , для гладких колен  $m = 0,9/h^{0,66}$ ;  $h$  — геометрическая характеристика колена;  $h = SR/r_c^2$ ;  $S$  — толщина стенки колена, мм;  $r_c$  — средний радиус колена, мм;  $r_c = (d_n - S)/2$ ;



$k$  – коэффициент жесткости колена: для сварных колен  $k = 1$ , для гладких колен при  $h \leq 1$   $k = h/1,65$ ; при  $h > 1$   $k = (1 + 12h^2)/(10 + 12h^2)$ .

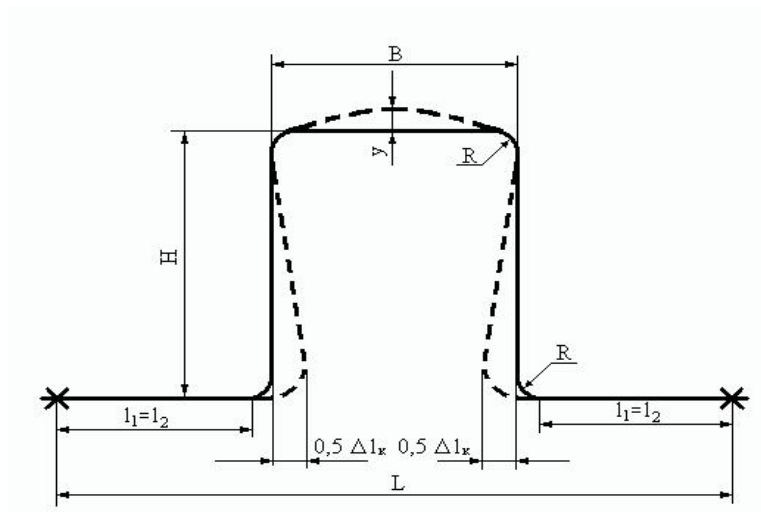


Рис. 9.2. Схема П-образного компенсатора:  $H$  – плечо (вылет) компенсатора;  $B$  – спинка компенсатора

При выводе выражения (9.2) влияние гибкости трубопроводов между неподвижными опорами не учитывалось. Поэтому при расчете П-образных компенсаторов с короткими прямыми участками  $l_1(l_2) < 40 D_y$  вводятся поправки (табл. 9.2).

В трубопроводе с компенсатором, смещенным от середины пролета в сторону одной из неподвижных опор ( $l_1 > l_2$  или  $l_1 < l_2$ ), сила, действующая по оси теплопровода, и напряжения изгиба увеличатся примерно на 20–40 % по сравнению с симметрично расположенным компенсатором ( $l_1 = l_2$ ).

Таблица 9.2

Значения поправочных коэффициентов для расчета П-образных компенсаторов

Длина прямого участка	Коэффициент поправки	
	к компенсирующей способности	к силе деформации
40 $D_v$	1	1
10 $D_v$	0,9	1,3
0 $D_v$	0,8	1,7

*Примечание.* При других значениях длин прямого участка поправочные коэффициенты определяются интерполяцией

Для увеличения компенсирующей способности и уменьшения компенсационных напряжений компенсатор устанавливают с предварительной (монтажной) растяжкой. В компенсаторе с предварительной растяжкой в холодном состоянии на величину  $\Delta l_k / 2$  на внешней стороне спинки возникают сжимающие напряжения, а на внутренней – растягивающие (рис. 9.3, б). Спинка изогнута внутрь и испытывает такие же по абсолютной величине изгибающие напряжения, как и компенсатор без предварительной растяжки в рабочем (нагретом) состоянии (рис. 9.3, а). При тепловом удлинении теплопровода компенсатор приходит сначала в ненапряженное состояние, а затем уже спинка изгибается наружу и в ней возникают изгибающие напряжения обратного знака. Если в крайних положениях, т. е. при предварительной растяжке и в рабочем состоянии, достигаются предельно допустимые напряжения, то компенсирующая способность компенсатора увеличивается вдвое по сравнению с компенсатором без предварительной растяжки:

$$\Delta l_k = [\sigma_{и}] \frac{A}{E \cdot d_{н} \cdot H \cdot m \cdot \varepsilon}, \quad (9.3)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент, учитывающий релаксацию компенсационных напряжений и предварительную растяжку компенсатора; без растяжки  $\varepsilon = 1$ ; при растяжке в размере  $\Delta l_k / 2$  и температуре теплоносителя меньше или равной  $400^\circ\text{C}$   $\varepsilon = 0,5$ .

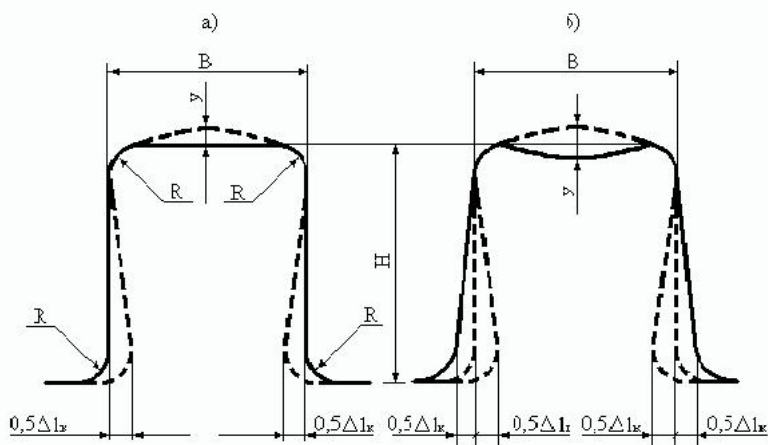


Рис. 9.3. Схема деформации П-образного компенсатора:  
*a* – без предварительной растяжки; *б* – с предварительной растяжкой

В случае же компенсации одинаковых температурных деформаций теплопровода в компенсаторе с предварительной растяжкой не будет происходить смещение спинки наружу. При этом уменьшаются габариты компенсаторной ниши.

Расчетное тепловое удлинение теплопровода для определения размеров П-образных компенсаторов следует вычислять по формуле

$$\Delta x = \varepsilon \cdot \Delta l. \quad (9.4)$$

#### *Описание экспериментальной установки*

Вода, нагретая в емкостном электроподогревателе *1* (рис. 9.4), поступает в теплопровод *4*, на котором посередине пролета установлен П-образный компенсатор *6*. Прямолинейный участок теплопровода *4* закреплен двумя неподвижными опорами *3* с расстоянием между ними *L*, м. П-образный компенсатор опирается на две подвижные опоры *5*. На концах участка теплопровода установлены лабораторные ртутные термометры *2* в металлической оправе для определения температуры горячей воды.

Для учета смещения вылетов и спинки компенсатора устанавливают индикаторы часового типа М7, М8, М9, М10, М11. Горячая вода из теплопровода поступает в электроподогреватель

для последующего подогрева и затем перекачивается насосом в теплопровод.

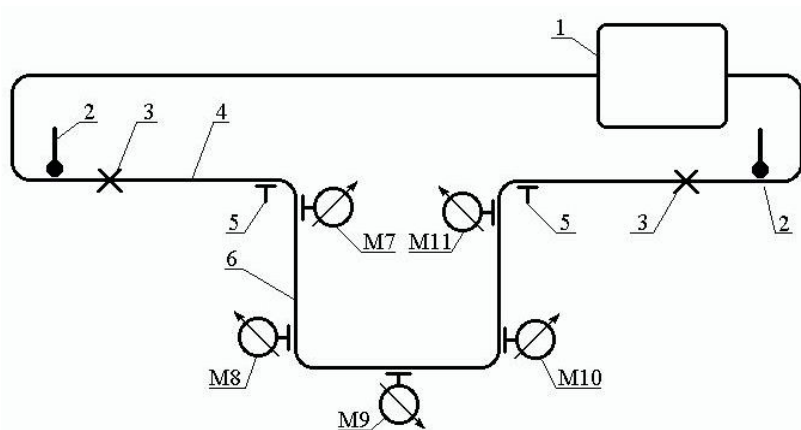


Рис. 9.4. Схема экспериментальной установки: 1 – емкостной электрический нагреватель; 2 – лабораторные термометры; 3 – неподвижные опоры; 4 – теплопровод; 5 – подвижные опоры; 6 – П-образный компенсатор; М7–М11 – индикаторы часового типа

### Порядок выполнения работы

1. Замерить в холодном состоянии длину участка  $L$  теплопровода 4 между неподвижными опорами 3 (рис. 9.4).
2. Определить размеры компенсатора:  $B$ ,  $H$ ,  $R$  и наружный диаметр теплопровода.
3. Установить показания индикаторов М7, М8, М9, М10, М11 на нуль.
4. Измерить температуру окружающего воздуха  $t_B$  с помощью лабораторного термометра.
5. Измерить температуры воды  $\tau'_1$  и  $\tau'_2$  в начале и конце экспериментального участка теплопровода 4 с помощью термометров 2.
6. Установить на электроподогревателе 1 задание на нагрев воды до необходимой температуры.
7. Включить электроподогреватель и циркуляционный насос.
8. Снимать показания индикаторов М7, М8, М9, М10, М11 с точностью до 0,01 мм и термометров с точностью до 0,5 °С через 3 мин.

9. Замеры закончить после установления стационарного режима.
10. Все результаты замеров занести в таблицу «Определение деформаций П-образного компенсатора».
11. Выключить электронагреватель, но сохранить циркуляцию воды в экспериментальной установке.
12. После охлаждения установки до начальных температур освободить теплопровод от неподвижных опор.
13. Произвести предварительную растяжку компенсатора в холодном состоянии на величину  $\Delta l/2$ .
14. Смонтировать неподвижные опоры.
15. Повторить п. 3–10.
16. Выключить электроподогреватель и циркуляцию воды в установке.
17. Определить полное тепловое удлинение расчетного участка теплопровода по формуле:  $\Delta l = \alpha \cdot L(\tau - t_0)$ .
18. По данным показаний индикаторов 7, 11 определить фактическое удлинение расчетного участка теплопровода  $\Delta l_{\text{ф}}$ .
19. Сравнить расчетные и экспериментальные удлинения теплопровода.
20. По замеренным показаниям индикаторов М7–М11 найти смещение вылетов и спинки компенсатора и составить эскиз с размерами (рис. 9.2) по данным с натуры (М 1:10).
21. Рассчитать компенсирующую способность компенсатора  $\Delta l_{\text{к}}$  по формуле (9.2), сравнить с фактическим полным тепловым удлинением участка  $\Delta l_{\text{ф}}$  и сделать вывод.

Определение деформации П-образного компенсатора

Номер замера	Результаты измерений							Результаты расчета						
	$\tau_1^1$ , °C	$\tau_2^2$ , °C	$t_{вс}$ , °C	Показания индикаторов					$\tau_1 = \frac{\tau_1^1 + \tau_2^2}{2}$ , °C	$\Delta l$ , мм по (9.1)	$\Delta l_{\phi} = M7 +$ $+ M11$ , мм	$\Delta l_{кз}$ мм по (9.2)	$\frac{\Delta l - \Delta l_{\phi}}{\Delta l} \times$ $\times 100 \%$	
				M7	M8	M9	M10	M11						

## **Содержание отчета**

1. Тема и цель работы.
2. Краткое изложение основных теоретических сведений.
3. Схема экспериментальной установки.
4. Таблица результатов измерений и расчетов.
5. Эскиз компенсатора в рабочем состоянии с размерами по данным с натуры (М 1:10).
6. Необходимые расчёты.
7. Выводы по результатам исследования.

## **Контрольные вопросы**

1. Назначение компенсаторов.
2. Классификация компенсаторов по принципу работы и по конструкции.
3. Преимущества и недостатки компенсаторов разных типов.
4. Расчетное тепловое удлинение трубопроводов.
5. Назначение предварительной растяжки гибких компенсаторов.
6. Установка П-образного компенсатора по отношению к неподвижным опорам.
7. Самокомпенсация трубопроводов.
8. Компенсирующая способность П-образных компенсаторов.

## **Лабораторная работа 10**

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В ГРУНТЕ ВОКРУГ ОДНОЯЧЕЙКОВОГО НЕПРОХОДНОГО КАНАЛА С ДВУХТРУБНЫМ ТЕПЛОПРОВОДОМ**

**Цель работы** – определить температурное поле в грунте вокруг одноячейкового непроходного канала с двухтрубным теплопроводом аналитическим и экспериментальными способами.

#### **Краткие теоретические сведения**

##### *Температура грунта при канальной прокладке тепловых сетей*

Для городов и населенных пунктов по архитектурным соображениям рекомендуется применять, как правило, подземную прокладку тепловой сети. При обосновании допускается надземная прокладка. Подземные прокладки подразделяются на канальные и бесканальные. Стены канала защищают теплопроводы от механического и коррозионного воздействия грунта, поэтому канальные прокладки допускаются для теплоносителей с давлением до 2,2 МПа и температурой до 350 °С.

Канальные прокладки выполняют в проходных, полупроходных или непроходных каналах. Непроходные каналы наиболее распространены по сравнению с другими видами канальных прокладок. В непроходных каналах прокладывают теплопроводы с условным диаметром 700 мм и менее, не требующие постоянного надзора. Вид непроходного канала (рис. 10.1) выбирают в зависимости от местных условий изготовления канала, свойств грунта, места прокладки. В настоящее время прокладки в каналах без воздушного зазора (рис. 10.1, *д, е*) из-за повышенной внешней коррозии трубопроводов не допускаются. В каналах с воздушным зазором между стенками и изоляцией теплопроводов (рис. 10.1, *а–г*) тепловая изоляция в меньшей степени подвержена увлажнению, поэтому внешняя коррозия трубопроводов в таких каналах значительно ослаблена. С 1963 г. непроходные каналы изготавливают по типовым проектам.



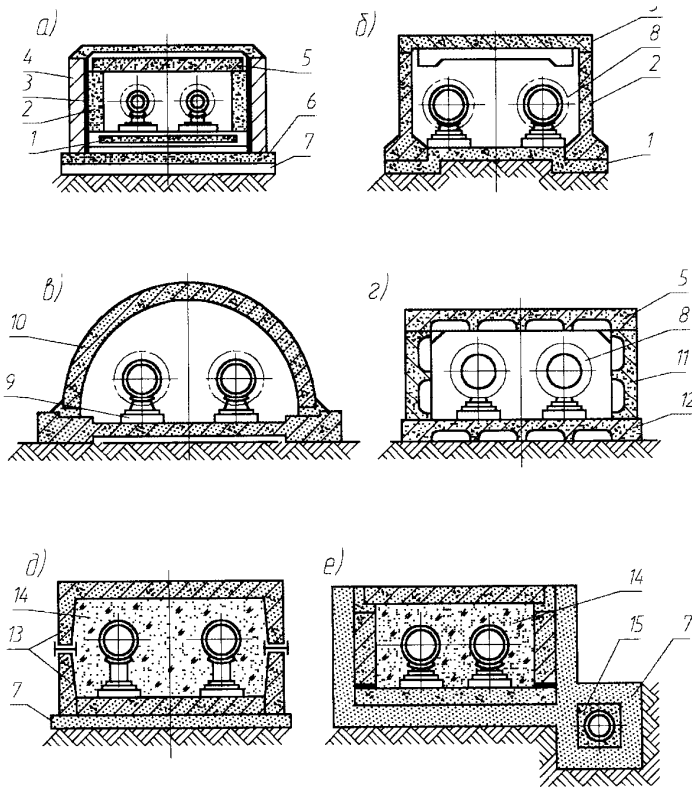


Рис. 10.1. Непроходные каналы: *а* – сборный с клеечной гидроизоляцией; *б* – сборный из железобетонных плит; *в* – сводчатый с опорной рамой; *г* – сборный из вибропрокатных плит; *д* – из лотковых элементов; *е* – сборный с дренажем; 1 – железобетонное основание; 2 – стеновой блок; 3 – гидроизоляция; 4 – кирпичная стена; 5 – блок перекрытия; 6 – бетонная подготовка; 7 – песчаная подготовка; 8 – навесная теплоизоляция; 9 – подушка; 10 – железобетонный свод; 11 – рамы из вибропрокатных плит; 12 – плита днища; 13 – железобетонный лоток; 14 – засыпная изоляция; 15 – дренажная труба

Нагрев грунта вокруг теплопроводов при подземной прокладке не должен нарушать нормального функционирования электрических кабелей, прокладываемых вблизи трассы тепловых сетей. В СП «Тепловые сети» нормируются допустимые величины дополнительного прогрева грунта в месте сближения теплопроводов с кабельной линией. Более высокое нагревание грунта приведет к ухудшению изоляции электрических кабелей и выходу их из строя.

Температурное поле в грунте вокруг одноячейкового непроходного канала с двухтрубным теплопроводом при  $h \geq 0,7$  м рассчитывают по формуле

$$t_{x,y} = t_0 + (t_k - t_0) \frac{1}{2\pi\lambda_r} \ln \sqrt{\frac{x^2 + (y+h)^2}{x^2 + (y-h)^2}} \frac{1}{R_0}, \quad (10.1)$$

где  $t_{x,y}$  — температура в грунте в точке с координатами  $(x; y)$  (рис. 10.2), °С;  $t_0$  — расчетная температура грунта на глубине заложения оси теплопровода, °С;  $\lambda_r$  — коэффициент теплопроводности грунта, Вт/(м · град); значения приведены в табл. 10;  $h$  — расстояние от поверхности грунта до оси теплопроводов, м;  $t_k$  — температура воздуха в канале, °С;  $R_0 = R_{нк} + R_k + R_p$ , (м · град)/Вт.

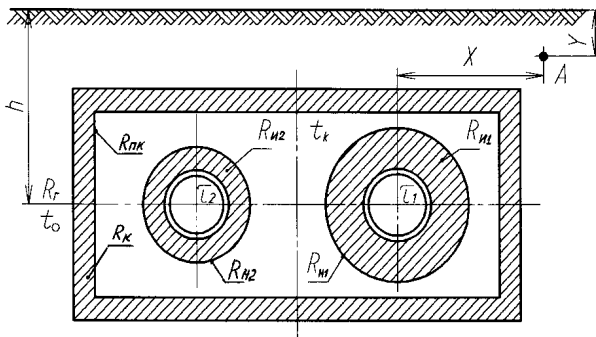


Рис. 10.2. Расчётная схема одноячейкового непроходного канала с двухтрубным теплопроводом

Полное термическое сопротивление изолированного теплопровода, уложенного в канале, (м · град)/Вт, определяют по формуле

$$R = R_b + R_r + R_{и1} + R_{и2} + R_{пк} + R_k + R_p, \quad (10.2)$$

где  $R_b$ ,  $R_r$ ,  $R_{и1}$ ,  $R_{и2}$ ,  $R_{пк}$ ,  $R_k$ ,  $R_p$  — термические сопротивления:  $R_b$  — теплоотдаче от теплоносителя к внутренней поверхности трубы;  $R_r$  — теплопроводности стенки трубы;  $R_{и1}$  — теплопроводности антикоррозионного покрытия, основного и покровного слоёв изоляции;  $R_{и2}$  — теплоотдаче от наружной поверхности изоляции к воздуху в канале;  $R_{пк}$  — теплоотдаче от воздуха в канале к внутренней поверх-

ности стенок канала;  $R_k$  — теплопроводности стенок канала;  $R_r$  — теплопроводности грунта.

Малыми значениями величин термических сопротивлений  $R_B$  и  $R_r$  в расчетах обычно пренебрегают, при этом принимают температуру на наружной поверхности трубы равной температуре теплоносителя.

Термические сопротивления антикоррозионного покрытия и покровного слоя изоляции обычно малы, в практических расчетах ими допускается также пренебрегать, используя небольшой теплоизолирующий эффект этих слоев в качестве запаса.

Таким образом, полное термическое сопротивление изолированного теплопровода, уложенного в канале,

$$R = R_{\text{и}} + R_{\text{н}} + R_{\text{пк}} + R_k + R_r \quad (10.3)$$

Термические сопротивления  $R_{\text{н}}$  и  $R_{\text{пк}}$  относятся к термическому сопротивлению поверхности, которое для цилиндрических тел определяют по формуле

$$R_{\text{пк}} = \frac{1}{\pi d \alpha}, \quad (10.4)$$

где  $\pi d$  — поверхность цилиндра длиной 1 м;  $\alpha$  — коэффициент теплоотдачи на поверхности, Вт/(м<sup>2</sup> · град).

Тогда

$$R_{\text{н}} = \frac{1}{\pi d_{\text{и}} \alpha_{\text{н}}}, \quad (10.5)$$

где  $d_{\text{и}}$  — наружный диаметр слоя изоляции, м;  $\alpha_{\text{н}}$  — коэффициент теплоотдачи от поверхности изоляции в воздух канала; принимают  $\alpha_{\text{н}} = 8$  Вт/(м<sup>2</sup> · град).

При определении  $R_{\text{пк}}$  в формуле (10.4) принимают эквивалентный диаметр внутреннего контура канала, рассчитываемый по формуле

$$d_{\text{эв}} = \frac{4F_B}{P_B}, \quad (10.6)$$

где  $F_B$  — внутренняя площадь сечения канала, м<sup>2</sup>;  $P_B$  — периметр внутреннего контура канала, м.

Тогда

$$R_{\text{пк}} = \frac{1}{\pi d_{\text{эв}} \alpha_{\text{пк}}}, \quad (10.7)$$

где  $\alpha_{\text{нк}}$  – коэффициент теплоотдачи от воздуха в канале к его внутренней поверхности; принимают  $\alpha_{\text{нк}} = 8 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{град})$ .

Термические сопротивления теплопроводности  $R_{\text{и}}$ ,  $R_{\text{к}}$ ,  $R_{\text{г}}$  относятся к термическому сопротивлению слоя. Для цилиндрических тел оно определяется по формуле

$$R_{\text{с}} = \frac{1}{2\pi\lambda} \ln \frac{d_2}{d_1}, \quad (10.8)$$

где  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности слоя;  $d_1$ ,  $d_2$  – внутренний и наружный диаметры слоя.

Тогда

$$R_{\text{и}} = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{и}}} \ln \frac{d_{\text{и}}}{d_{\text{н}}}, \quad (10.9)$$

где  $\lambda_{\text{и}}$  – коэффициент теплопроводности основного слоя изоляции,  $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{град})$ ;  $d_{\text{н}}$  – наружный диаметр трубопровода, м;

$$R_{\text{к}} = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{к}}} \ln \frac{d_{\text{эН}}}{d_{\text{эВ}}}, \quad (10.10)$$

где  $\lambda_{\text{к}}$  – коэффициент теплопроводности материала, из которого выполнены стенки канала,  $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{град})$ ;  $d_{\text{эН}}$  – эквивалентный диаметр наружного контура канала, м:

$$d_{\text{эН}} = \frac{4F_{\text{н}}}{P_{\text{н}}},$$

где  $F_{\text{н}}$  – наружная площадь сечения канала,  $\text{м}^2$ ;  $P_{\text{н}}$  – периметр наружного контура канала, м.

Термическое сопротивление теплопроводности грунта определяют по формуле

$$R_{\text{г}} = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{г}}} \ln \frac{4h}{d_{\text{эН}}}, \quad (10.11)$$

где  $h$  – расстояние от поверхности грунта до оси теплопровода.

Температуру воздуха в канале определяют по формуле

$$t_{\text{к}} = \frac{\frac{\tau_1}{R_1} + \frac{\tau_2}{R_2} + \frac{t_0}{R_0}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_0}}, \quad (10.12)$$

где  $\tau_1$ ,  $\tau_2$  – расчетные температуры теплоносителя соответственно в подающем и обратном теплопроводах,  $^{\circ}\text{С}$ ;  $R_1$  – сумма термических сопротивлений слоя и наружной поверхности изоляции

подающего теплопровода,  $R_1 = R_{и1} + R_{н1}$ ;  $R_2$  – сумма термических сопротивлений слоя и наружной поверхности изоляции обратного теплопровода,  $R_2 = R_{и2} + R_{н2}$ ;  $R_0 = R_{пк} + R_K + R_{г}$

Таблица 10

Коэффициенты теплопроводности грунтов,  $\lambda_{г}$

Классификация по влажности	Объёмный вес сухой массы грунта, кг/м <sup>3</sup>	Расчётная абсолютная влажность грунта, %	$\lambda_{г}$ , Вт/(м · град)
Сухой	—	—	0,55
	—	—	—
Маловлажный	—	—	1,1
	1600	5	1,1
	2000	3	1,74
Влажный	—	—	1,7
	1600	15	1,91
	2000	5	2,03
Водонасыщенный	—	—	2,3
	1600	23,8	2,44
	2000	11,7	3,64

*Примечание.* Первая строчка данных относится к случаю отсутствия сведений о виде грунта, другие строчки относятся к пескам и песчаным грунтам на глубине 1,5 м при температуре +5 °С.

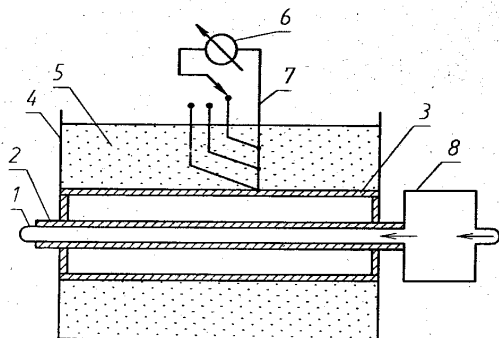


Рис. 10.3. Схема экспериментальной установки: 1 – подающий теплопровод; 2 – тепловая изоляция подающего теплопровода; 3 – стенки канала; 4 – стальной корпус; 5 – песок; 6 – автоматический потенциометр; 7 – термодары; 8 – ёмкостный электрический подогреватель

### Описание экспериментальной установки

Подающий  $1$  и обратный теплопроводы, имеющие одинаковые диаметры и изоляцию  $2$ , уложены в канале  $3$  (рис. 10.3). Канал проложен в песке  $5$ . Вода нагревается в емкостном электрическом подогревателе  $8$  и насосом подается в подающий теплопровод  $1$ , а затем возвращается по обратному теплопроводу. Подогреватель  $8$  оборудован автоматическим регулятором, поддерживающим температуру горячей воды на заданном уровне, и термометром для измерения температуры воды. Небольшая протяженность подающего и обратного теплопроводов и соответствующая тепловая изоляция обеспечивают в стационарном режиме практически одинаковые температуры горячей воды на выходе и входе в подогреватель.

Температура в различных точках грунта измеряется по специальной схеме с помощью термопар  $7$  и автоматического потенциометра  $6$  (рис. 10.4).

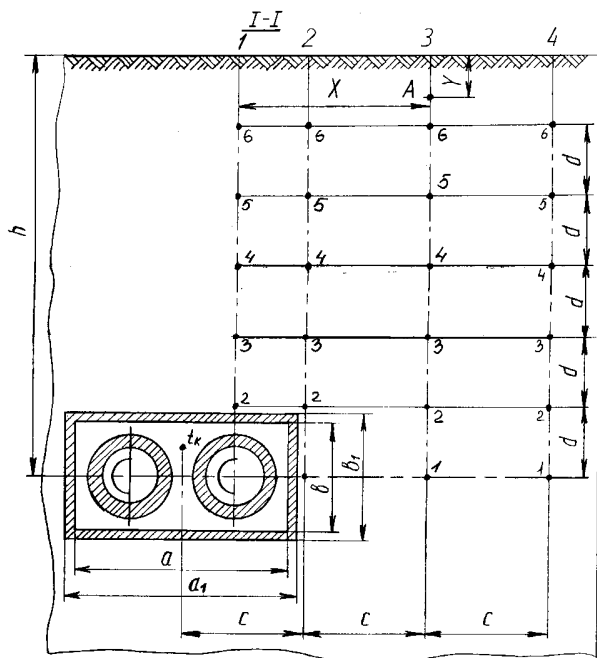


Рис. 10.4. Схема измерения температуры грунта

## Порядок выполнения работы

1. Включить потенциометр  $\delta$  и зафиксировать естественную, т. е. не связанную с тепловым воздействием теплопроводов, температуру  $t_0$  грунта на глубине заложения горизонтальной оси подающего  $I$  и обратного теплопроводов (рис. 10.3).
2. Включить электрический подогреватель  $\delta$  и электродвигатель насоса для создания движения горячей воды в теплопроводах.
3. Через каждые 5 минут фиксировать температуру в различных точках грунта (рис. 10.4).
4. При достижении установившегося режима замерить:
  - температуру воздуха в канале  $t_k^{\text{экс}}$  (рис. 10.4) по показаниям потенциометра (рис. 10.3);
  - температуру грунта в различных точках  $t_{x,y}$  (рис. 10.4) по показаниям потенциометра (рис. 10.3);
  - температуру горячей воды в подающем и обратном теплопроводах  $\tau_1 = \tau_2 = \tau$  по показаниям термометра, установленного в подогревателе  $\delta$  (рис. 10.3).
5. Получить у преподавателя следующие данные: расстояние от поверхности грунта до оси теплопроводов  $h$ ; наружные диаметры подающего и обратного теплопроводов  $d_n$ , тепловой изоляции  $d_{и}$ ; материал изоляции; внутренние  $a, b$  и наружные  $a_1, b_1$  размеры канала; значения коэффициентов теплопроводности изоляции  $\lambda_{и}$  и материала стенок канала  $\lambda_k$ , расстояния между горячими спаями термопар по высоте и ширине сечения I-I (рис. 10.4); соответствие номеров термопар в потенциометре местоположению их горячих спаев в грунте.
6. Исходные данные и результаты измерений занести в таблицу данных измерений температурного поля.
7. По замеренным величинам температур грунта на разных глубинах скважины  $I$  (рис. 10.4) построить в масштабе термограмму, приняв за начало отсчета уровень грунта и температуру на его поверхности, равную  $t_0$ .
8. Построить поле температур вокруг канала. Для этого вычертить в масштабе координатную сетку, по которой проводили измерения температур. В точках замеров проставить значения температур грунта. Равные температуры соединить плавными кривыми.

9. Выбрать точку  $A$  с координатами  $x$  и  $y$ , соответствующими одной из точек грунта, в которых проведены измерения температур. Провести вычисления по формулам (10.5), (10.7), (10.9–10.12).
10. Сравнить расчетное значение температуры воздуха в канале  $t_k$  по формуле (10.12) с экспериментальным  $t_k^{\text{эк}}$ , сделать вывод.
11. Рассчитать температуру грунта в точке  $A$  по формуле (10.1), сравнить с экспериментальным значением, сделать вывод.
12. Определить минимальное расстояние от стенки канала (в долях  $d_{\text{эн}}$ ), на котором температурное поле канала не представляет опасности для других инженерных систем.

*Данные измерений температурного поля*

Исходные данные и результаты измерений											Температура воздуха в канале и грунта в точках							
$h$ , м	$d_n$ , м	$d_{н'}$ , м	$a$ , м	$a_1$ , м	$b$ , м	$b_1$ , м	$\lambda_{г'}$ , Вт/(м·град)	$\lambda_{г'}$ , Вт/(м·град)	$\lambda_{г'}$ , Вт/(м·град)	$t_0$ , °С	$\tau$ , °С	Номер скважины	1	2	3	4	5	6
												1						
												2						
												3						
												4						

**Содержание отчета**

1. Тема и цель работы.
2. Краткое изложение основных теоретических сведений.
3. Схема экспериментальной установки.
4. Таблица данных измерений температурного поля.
5. Необходимые расчёты.
6. Выводы по результатам исследования.



### Контрольные вопросы

1. Способы прокладки тепловых сетей.
2. Виды каналов, используемые для прокладки тепловых сетей.
3. Преимущества и недостатки прокладки теплопроводов в непроходных каналах, область применения.
4. Назначение тепловой изоляции.
5. Конструкция тепловой изоляции.
6. Полное термическое сопротивление изолированного теплопровода, уложенного в канале.
7. Формула термического сопротивления для цилиндрического тела.
8. Для чего необходимо знать температурное поле грунта?
9. Расчетные температуры теплоносителя и грунта для расчета температурного поля грунта вокруг канала.
10. Расчетная формула для определения температурного поля в грунте вокруг одноячейкового канала с двухтрубным теплопроводом.

## **Лабораторная работа 11**

### **РАСЧЕТ РАССЕИВАНИЯ В АТМОСФЕРЕ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ**

**Цель работы** — научиться выполнять расчет рассеивания в атмосфере вредных веществ, составлять схемы загрязнений и делать выводы о степени загрязненности промышленной и жилой зоны.

#### **Краткие теоретические сведения**

##### *Предельно допустимые концентрации*

Предельно допустимая концентрация (ПДК) — это максимальная концентрация ( $\text{мг}/\text{м}^3$ ) вредных веществ в атмосфере, которая при воздействии на протяжении всей жизни человека не оказывает ни на него, ни на окружающую среду в целом вредного действия, включая отдаленные последствия.

ПДК загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных пунктов регламентирована списком, приведенным в гигиенических нормативах Министерства здравоохранения РФ.

Предельно-допустимая концентрация вредного вещества в рабочей зоне — это такая концентрация, которая при ежедневной (кроме выходных дней) работе в течение 8 ч или при другой продолжительности, но не более 41 ч в неделю, в течение всего рабочего стажа не может вызвать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующего поколений.

Кроме ПДК рабочей зоны гигиенистами установлены также предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе населенных мест: максимально-разовые ( $\text{ПДК}_{\text{мр}}$ ), отнесенные к периоду воздействия 20–30 минут, и среднесуточные, отнесенные к периоду воздействия в течение всего жизненного цикла человека (70 лет). Эти концентрации используются при решении вопросов охраны воздушного бассейна.

При одновременном содержании в воздухе рабочей зоны нескольких вредных веществ однонаправленного действия сумма отношений фактических концентраций каждого из них ( $C_1, C_2, \dots, C_n$ )

в воздухе к их ПДК (ПДК<sub>1</sub>, ПДК<sub>2</sub>, ..., ПДК<sub>n</sub>) не должна превышать единицы:

$$\frac{C_1}{\text{ПДК}_1} + \frac{C_2}{\text{ПДК}_2} + \dots + \frac{C_n}{\text{ПДК}_n} \leq 1. \quad (11.1)$$

При проектировании источников теплоты особое внимание должно уделяться выбору площадки и взаимному расположению промышленного объекта и жилых помещений. Желательно, чтобы источник теплоты располагался в промышленном районе с подветренной стороны от жилых массивов. От жилой застройки источники вредных выбросов отделяются санитарно-защитными зонами. В соответствии с санитарной классификацией предприятий устанавливаются размеры санитарно-защитных зон от 50 метров до 1 км.

Санитарно-защитная зона или какая-либо её часть не могут быть резервной частью территории промышленных предприятий и использоваться для расширения промышленной площадки. Территория санитарно-защитной зоны должна быть благоустроена и озеленена по проекту благоустройства. В ней допускается размещать предприятия с производствами меньшего класса вредности при условии аналогичного характера вредности, а также здания управления, магазины и т. п. Нельзя размещать жилые здания.

Размеры санитарно-защитных зон, установленные в соответствии с «Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий» (СН 245-71), должны подтвердиться расчетами. Полученный по расчету размер зоны должен быть скорректирован на розу ветров района расположения предприятия по формуле

$$X = X_i \frac{P}{P_0}, \quad (11.2)$$

где  $X_i$  – расчетное расстояние от источника загрязнения до границы санитарно-защитной зоны без учета поправки на розу ветров, м;  $P$  – среднегодовая повторяемость направлений ветров рассматриваемого румба, %;  $P_0$  – повторяемость направлений ветров одного румба при круговой розе ветров, %. При 8-румбовой розе  $P_0 = 100/8 = 12,5$  %.

Если размер санитарно-защитной зоны для источника теплоты больше установленного, то необходимо пересмотреть проект предприятия и обеспечить снижение выбросов вредных веществ или

увеличить высоту выброса, чтобы обеспечить требования норм по чистоте воздушного бассейна в зоне жилой застройки.

### ***Расчет рассеивания выбросов***

Рассеивание выбросов источников тепла происходит под действием потоков воздуха атмосферы, взаимодействующих с выбросами. Турбулизация воздушного потока возникает как в результате его взаимодействия с поверхностью земли и наземных сооружений, так и под влиянием теплового взаимодействия в слоях воздуха, имеющих различную температуру.

Расчет рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий и сооружений, производится в соответствии с СН 369-74 «Указания по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий».

Расчет рассеивания выброса состоит в определении концентрации вредных веществ в приземном слое воздуха ( $C$ , мг/м<sup>3</sup>). Величина максимальной концентрации каждого  $i$ -го вредного вещества  $C_{m,i} \leq \text{ПДК}_i$ .

Степень опасности загрязнения приземного слоя атмосферного воздуха выбросами вредных веществ определяется по наибольшей рассчитанной величине приземной концентрации вредных веществ, которая может устанавливаться на некотором расстоянии от места выбросов.

Величина наибольшей концентрации каждого вредного вещества в приземном слое атмосферы не должна превышать ПДК, установленной санитарными нормами проектирования промышленных предприятий для атмосферного воздуха населенных пунктов.

В случае выброса вредных веществ в виде нагретой газовой смеси (дымовые газы) из одиночного источника с круглым устьем (дымовой трубы) при неблагоприятных метеорологических условиях величина максимальной приземной концентрации вредных веществ ( $C_m$ , мг/м<sup>3</sup>) на расстоянии  $X_m$ , м, от источника определяется по формуле

$$C_m = \frac{mnAMF}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V(T_r - T_b)}} \quad (11.3)$$

где  $m$ ,  $n$  – безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья трубы;  $A$  – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы и определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в атмосфере,  $c^{2/3} \cdot \text{град}^{1/3}$ ; для центральной части европейской территории России  $A = 120$ ; для севера, северо-запада европейской части, Среднего Поволжья, Урала, Украины  $A = 160$ ; для Средней Азии, Казахстана, Нижнего Поволжья, Кавказа, Сибири, Дальнего Востока  $A = 200$ ;  $M$  – количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу в единицу времени, г/с;  $F$  – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости осаждения примеси в атмосфере; для газообразных вредных веществ – сернистого ангидрида, сероуглерода, диоксида серы и т. п. и мелкодисперсных аэрозолей – пыли, золы и т. п. – скорость упорядоченного оседания практически равна нулю,  $F = 1$ . Для пыли и золы, кроме указанных выше, если средний эксплуатационный коэффициент очистки равен не менее 90 %,  $F = 2$ ; от 75 до 90 %  $F = 2,5$ ; меньше 75 %  $F = 3$ ;  $H$  – высота источника выброса над уровнем земли, м;  $V$  – объем газовой смеси,  $\text{м}^3/\text{с}$ , определяемый как произведение площади устья трубы на среднюю скорость выхода дымовых газов из устья;  $T_{\text{г}}$  – температура выбрасываемой источником газовой смеси, °С, величина которой определяется по технологическим нормативам или тепловому расчету котельного агрегата;  $T_{\text{в}}$  – температура окружающего атмосферного воздуха, °С, за которую принимают среднюю температуру наружного воздуха в 13:00 наиболее жаркого месяца года (по СП «Строительная климатология»). Для котельных, работающих по отопительному графику, допускается при расчетах принимать  $T_{\text{в}}$  равным средним температурам наружного воздуха самого холодного месяца, для которых характерны наибольшие выбросы вредных веществ.

Величины  $M$  и  $V$  определяются расчетом в технологической части проекта источника теплоты. В случае отсутствия таких данных  $M$  и  $V$  допускается принимать в соответствии с действующими нормативами.

Коэффициент  $m$  определяется по формуле (11.4) в зависимости от величины параметра  $f$ ,  $\text{м}/(\text{с}^2 \cdot \text{град})$ , вычисляемого по формуле (11.5):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + \sqrt[3]{f}} \quad (11.4)$$

$$f = 10^3 \frac{W^2 \cdot D}{H^2(T_{\Gamma} - T_{\text{В}})}, \quad (11.5)$$

где  $D$  – диаметр устья источника выброса, м.

Коэффициент  $n$  определяется в зависимости от параметра  $v_{\text{м}}$  по табл. 11.1. Параметр  $v_{\text{м}}$  определяется по формуле

$$v_{\text{м}} = 0,65 \sqrt{\frac{V(T_{\Gamma} - T_{\text{В}})}{H}}. \quad (11.6)$$

Таблица 11.1

Значения коэффициента  $n$

Значения параметра $v_{\text{м}}$	$n$
$v_{\text{м}} \leq 0,3$	3
$0,3 < v_{\text{м}} \leq 2$	$n = 3 - \sqrt{(v_{\text{м}} - 0,3)(4,36 - v_{\text{м}})}$
$v_{\text{м}} > 2$	1

Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ  $C_{\text{м}}$  при неблагоприятных метеорологических условиях наблюдается на оси факела выброса (по направлению среднего ветра за рассматриваемый период) на расстоянии  $x_{\text{м}}$  от источника выброса.

Если безразмерный коэффициент  $F \geq 2$ , то величина  $x_{\text{м}}$  определяется по формуле

$$x_{\text{м}} = \frac{5 - F}{4} d \cdot H. \quad (11.7)$$

Величины приземных концентраций вредных веществ в атмосфере по оси факела выброса на различных расстояниях от источника выброса определяются по формуле

$$C = S \cdot c_{\text{м}}, \quad (11.8)$$

где  $S$  – безразмерная величина, определяемая по табл. 11.2.

Значения величины  $S$ 

Значения отношения $x/x_m$ и коэффициента $F$	$S$
$x/x_m \leq 1$	$S = 3 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right)^4 - 8 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right)^3 + 6 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right)^2$
$1 < x/x_m \leq 8$	$S = \frac{1,13}{0,13 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right)^2 + 1}$
$x/x_m > 8$ и $F = 1$	$S = \frac{\frac{x}{x_m}}{3,556 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right)^2 - 35,2 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right) + 120}$
$x/x_m > 8$ и $F \geq 2$	$S = \frac{1}{0,1 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right)^2 - 2,456 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right) - 17,8}$

Приземная концентрация вредных веществ в любой точке местности при наличии нескольких источников определяется как сумма концентраций вредных веществ в этой точке от отдельных источников. Если по какому-либо вредному веществу сумма максимальных приземных концентраций от всех источников, включая и фоновую концентрацию этого вещества, окажется меньше или равной ПДК, то дальнейший расчет рассеивания этого вещества в атмосфере проводить не обязательно. Если же в атмосфере, включая и фоновую концентрацию, оказываются вещества, обладающие односторонним действием, то расчет рассеивания этих веществ необходимо проводить до уровня, удовлетворяющего условиям уравнения (11.1).

**Порядок выполнения работы**

1. Получить у преподавателя задание для расчета (месторасположение и технологические данные котельной).
2. Выполнить расчет рассеивания вредных веществ. Определить величины предельных концентраций вредного вещества в атмосфере по оси факела выброса на различном расстоянии от источника. Шаг принять произвольно. Данное вычисление произвести с учетом поправки на розу ветров для всех 8 румбов ветров.

3. Оформить результаты вычислений в виде таблицы.
4. Начертить по полученным данным изолинии загрязнений через 0,2 ПДК.

*Результаты вычислений*

$x$	$S$	$C$	$x'$ по румбам								
			С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	

**Содержание отчета**

1. Тема и цель работы.
2. Краткое изложение основных теоретических сведений.
3. Характеристика источника теплоты и его месторасположения.
4. Необходимые расчёты и таблица результатов.
5. Схема распространения вредных веществ от источника.
6. Выводы по результатам исследования.

**Контрольные вопросы**

1. Что такое предельно допустимая концентрация загрязняющих веществ в воздухе рабочей зоны?
2. Что такое предельно допустимая концентрация загрязняющих веществ в воздухе населенных мест?
3. Что такое максимально-разовая предельно допустимая концентрация загрязняющих веществ?
4. Какие вредные вещества могут содержаться в дымовых газах источников теплоты?
5. Что означают термины «вещества одностороннего и разнонаправленного действия»?
6. Какое условие должно соблюдаться при наличии в выбросах нескольких веществ одностороннего действия?
7. Как рекомендуется размещать источники теплоты?
8. Что такое санитарно-защитная зона и как определяются её размеры?
9. Что такое рассеивание в атмосфере вредных веществ?
10. Для чего проводится расчет рассеивания выброса?



## Лабораторная работа 12

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЩЕЙ ЖЕСТКОСТИ ВОДЫ

**Цель работы** — ознакомиться с одним из свойств воды — жесткостью, способами ее определения и устранения.

#### Краткие теоретические сведения

##### *Характеристика природных вод*

Вода — одно из наиболее важных и распространенных химических соединений на нашей планете. Она покрывает 80 % поверхности Земли и содержится во многих ее объектах: входит в состав горных пород и минералов, присутствует в почве и атмосфере, содержится во всех живых организмах.

В котельных поступающая из водопровода, артезианских скважин или водоемов вода расходуется на восполнение потерь конденсата, пара, сетевой воды и на собственные нужды котельной установки, включая техническое водоснабжение.

Качество воды характеризуется наличием и концентрацией содержащихся в ней примесей. Химическое качество воды определяется её сухим остатком, потерями при прокаливании сухого остатка, жесткостью, щелочностью, окисляемостью, концентрацией водородных ионов pH, содержанием катионов, силикатов, кислорода и активного хлора.

Содержание или концентрация тех или иных компонентов в воде зависит от вида водоисточника, температуры, времени года и многих других факторов.

Вода представляет собой слабый раствор электролитов, разделяемых на положительно заряженные ионы, или катионы  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$ ,  $\text{Al}^{3+}$ ,  $\text{H}^+$  и др., и отрицательно заряженные ионы, или анионы  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{SiO}_3^{2-}$ ,  $\text{PO}_4^{3-}$ ,  $\text{OH}^-$  и др.

Основными газами, содержащимися в природной воде, являются углекислый газ, кислород, угарный газ, метан, водород, азот, сероводород. Следует отметить, что относительное содержание кислорода в воде выше, чем в воздухе.

Наличие в воде растворенных веществ увеличивает температуру ее кипения и понижает температуру замерзания.

Воду с растворенными в ней солями называют *жесткой*, а совокупность свойств такой воды — *жесткостью*. Жесткая вода образует накипь на стенках паровых котлов, отопительных приборов и бытовой металлической посуды.

Согласно ГОСТ 6055—86 различают:

- карбонатную жесткость — это совокупность свойств воды, обусловленных присутствием в ней гидрокарбонатов кальция, магния и железа. Часто этот вид жесткости называют временной, или устранимой;
- некарбонатную жесткость — совокупность свойств воды, обусловленных присутствием в ней сульфатов, хлоридов, силикатов, нитратов и фосфатов кальция, магния и железа. Этот вид жесткости также называют постоянной, или неустраимой;
- общую жесткость, складывающуюся из карбонатной и некарбонатной жесткости. Она равна сумме концентраций ионов  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$ .

Количественно жесткость воды в России выражают единицами жесткости. За *единицу жесткости* принимают жесткость воды, в одном литре которой содержится один миллимоль-эквивалент ионов  $\text{Ca}^{2+}$  или  $\text{Mg}^{2+}$ . Числовое значение жесткости, выраженное в ммоль/л, совпадает со значением в моль/м<sup>3</sup>. Одна единица жесткости соответствует массовой концентрации ионов  $\text{Ca}^{2+}$ , равной 20,4 мг/л, или ионов  $\text{Mg}^{2+}$ , равной 12,15 мг/л.

По величине жесткости различают воду:

- очень мягкую (<1,5 единицы (ммоль-экв/л));
- мягкую (1,5—3 единицы);
- среднюю (3—6 единиц);
- жесткую (6—9 единиц);
- очень жесткую (>9 единиц).

Реакцию воды принято выражать отрицательным логарифмом активности ионов водорода без знака «-» и обозначать рН. Принято различать следующие реакции воды: кислая рН = 1—3, слабокислая рН = 3—6, нейтральная рН = 7, слабощелочная рН = 7—10, сильнощелочная рН = 10—14.

*Сухим остатком* называют количество примесей минерального и органического происхождения, мг/кг, полученное при упарива-

нии воды и высушенное при 110 °С. Если этот остаток прокалить при 800 °С, то потери остатка будут характеризовать содержание органических веществ. Чем больше сухой остаток, тем хуже качество воды.

Окисляемость воды характеризуют содержанием в ней примесей (в основном органических), её выражают в миллиграммах кислорода, расходуемого на окисление примесей.

Общей щелочностью называется суммарная концентрация гидроксильных ( $\text{OH}^-$ ), карбонатных ( $\text{CO}_3^{2-}$ ), бикарбонатных ( $\text{HCO}_3^{2-}$ ), фосфатных ( $\text{PO}_4^{3-}$ ) и других анионов слабых кислот в воде, мг-экв/л.

### *Методы устранения жесткости*

Для того чтобы обеспечить высокое качество получаемого пара, чистоту поверхностей нагрева и минимальную коррозию независимо от качества исходной воды предусматривается её обработка. Для поддержания солесодержания котловой воды на требуемом уровне предусматривается снижение жесткости воды. Устранение или снижение жесткости воды называют умягчением. Его осуществляют различными методами.

#### *Термическая обработка воды*

Сущность этого метода заключается в предварительном нагревании воды до 70–80 °С или ее кипячении. Метод позволяет устранить только временную (карбонатную) жесткость, обусловленную наличием в воде хорошо растворимых гидрокарбонатов кальция, магния и железа. При этом катионы  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$  осаждаются в виде нерастворимых соединений.

Распад гидрокарбонатов магния и железа, в отличие от гидрокарбоната кальция, протекает сложнее: он одновременно сопровождается процессами гидролитического разложения их карбонатов. Это объясняется тем, что карбонаты магния и железа, в отличие от карбоната кальция, более растворимы, чем их гидроксиды.

Если временная жесткость предварительно не была устранена, то вышеприведенные процессы протекают при нагревании воды в паровых котлах, системах водяного отопления и охлаждения, бытовой металлической посуде с образованием в них слоя накипи из нерастворимых соединений. Это снижает коэффициенты теплопередачи и ухудшает теплотехнические характеристики. При этом

происходит перерасход топлива и перегрев металлических поверхностей. Чем больше железа содержится в воде, тем более бурым является цвет накипи.

При термической обработке воды удается также снизить и содержание в ней растворимых газов, так как их растворимость с увеличением температуры падает.

#### *Химическая обработка воды (реагентный метод)*

Этот метод позволяет устранить как временную жесткость, так и постоянную. Сущность его заключается в обработке воды специальными реагентами, которые образуют с ионами, вызывающими жесткость, малорастворимые соединения.

К числу таких реагентов относятся сода  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , негашеная  $\text{CaO}$  и гашеная  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  извести, различные фосфаты натрия ( $\text{Na}_3\text{PO}_4$ ,  $\text{Na}_6\text{P}_6\text{O}_{18}$ ) и др.

При обработке воды известью (гашеной или негашеной) происходит устранение ее временной жесткости и одновременное снижение ее щелочности. Процесс называется известкованием, или декарбонизацией.

Обработка известью позволяет связать и растворенный в воде углекислый газ. Использование фосфатов натрия предпочтительнее, так как образующиеся фосфаты кальция, магния и железа менее растворимы, чем соответствующие их карбонаты и гидроксиды.

Для одновременного устранения карбонатной и некарбонатной жесткости широкое распространение в промышленности получил известково-содовый метод: обработка воды смесью  $\text{CaO}$  и  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ . Вода, умягченная этим способом, имеет остаточную жесткость равную 0,5–1 ммоль-экв/л. Он становится еще более эффективным, если его проводить при нагревании, сочетая достоинства химического и термического методов.

#### *Ионообменный метод*

Это современный физико-химический метод, широко используемый в энергетических производствах. Использование его для умягчения и деминерализации воды позволяет не только уменьшить ее жесткость, но достичь ее глубокой очистки. Вода, подвергшаяся такой обработке, практически не содержит посторонних ионов:

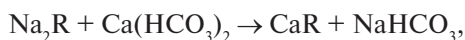
ни катионов, ни анионов. Метод основан на способности некоторых веществ, не растворимых в воде, стехиометрически обменивать свои ионы на ионы внешней среды (воды, растворов электролитов). Вещества, обладающие такими свойствами, называют ионообменниками (ионообменными сорбентами), или сокращенно ионитами. Большинство ионитов – твердые, ограниченно набухающие вещества аморфной или кристаллической структуры. Они состоят из каркаса (матрицы) и закрепленных на нем ионогенных (активных функциональных) или комплексообразующих групп. Эти группы диссоциируют, давая полиионы (фиксированные ионы, ковалентно связанные с каркасом) и эквивалентное число подвижных противоионов, способных к обмену и компенсирующих своими зарядами заряды полиионов.

По знаку заряда подвижных противоионов, т. е. по знаку заряда обменивающихся ионов, иониты делятся на катиониты, аниониты и амфолиты, по химической природе каркаса – на неорганические, органические и минерально-органические.

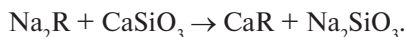
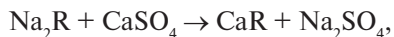
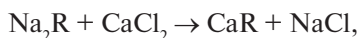
В энергетике распространено умягчение воды методом катионного обмена. Данный метод основан на способности нерастворимых в воде материалов – катионитов – поглощать присутствующие в воде катионы кальция и магния, отдавая катионы натрия, водорода или аммония ( $\text{NH}_4$ ), которыми предварительно насыщают материал.

Виды катионитовых установок:

- Na-катионирование:



здесь R – катионный радикал.

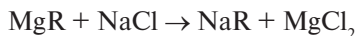
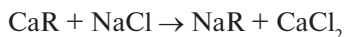


Аналогичные реакции происходят с солями магния. CaR и MgR остаются в фильтре.

В процессе умягчения катионит постепенно насыщается катионами кальция, магния и теряет свою обменную способность. При этом жесткость выходящей воды повышается, слой катионита уплот-

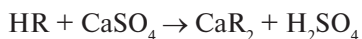
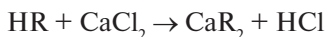
няется, и фильтр следует остановить на взрыхление и регенерацию, т. е. для обмена катионов кальция и магния на катионы натрия.

Со временем фильтр истощается, и его ставят на регенерацию 6–8-процентным раствором хлористого натрия NaCl (поваренной соли):



MgCl<sub>2</sub> и CaCl<sub>2</sub> отводятся;

- Н-катионирование:



аналогичные реакции происходят с солями магния.

Регенерацию осуществляют 1%-ным раствором H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>:



#### ***Метод определения общей жесткости***

Общую жесткость исходных и питательных вод определяют трилонометрическим методом, который заключается в титровании испытуемой пробы воды раствором трилона Б в присутствии аммиачной смеси и индикатора хром темно-синего или хром черного. Метод основан на способности трилона Б образовывать с ионами кальция и магния прочный комплекс. При добавлении к испытуемой пробе воды раствора хром темно-синего (в присутствии аммиачной смеси) ионы кальция и магния образуют с ним комплексное соединение красно-фиолетового цвета. По мере титрования пробы раствором трилона Б указанное соединение разрушается, а ионы кальция и магния вступают в соединение с трилоном Б, образуя прочное бесцветное соединение. При этом постепенно высвобождается индикатор, который в чистом виде имеет синюю окраску. Таким образом, в процессе титрования цвет пробы меняется от красно-фиолетового до синего.

*Реактивы:* 0,1 н. раствор трилона Б (пользуются для определения жесткости исходной воды); 0,01 н. раствор трилона Б (определяют жесткость умягченной, питательной воды и конденсата).

*Приготовление реактивов*

Для приготовления 0,1 н. раствора 18,618 г трилона Б (взвешивание с точностью до 0,0001 г) помещают в мерную колбу объемом 1 л, растворяют в небольшом количестве дистиллированной воды, объем раствора доводят до метки. Если раствор получился мутным, его пропускают через бумажный фильтр.

Поправочный коэффициент раствора трилона Б устанавливают по строго 0,01 н. раствору сернокислого магния (предпочтительнее 0,01 н. концентрации, которая имеется в наборе реактивов для определения жесткости). Ампулу фиксанала бойком разбивают над воронкой, вставленной в мерную колбу. Разбитую ампулу и воронку несколько раз тщательно обмывают дистиллированной водой, затем объем доводят до метки. Получают 0,1 н. раствор сернокислого магния точной концентрации ( $K = 1$ ).

При отсутствии ампулы фиксанала берут навеску 1,2325 г химически чистого сернокислого магния, растворяют в дистиллированной воде и объем раствора доводят до 1 л.

Концентрация растворов, приготовленных из сухих солей сульфата магния, из-за испарения кристаллизационной воды неточна. Титр раствора трилона Б устанавливают следующим образом: в три конические колбы вместимостью по 250 мл каждая отбирают по 100 мл 0,01 н. раствора сернокислого магния  $MgSO_4$ , добавляют по 5 мл буферной аммиачной смеси и 5–7 капель индикатора хром темно-синего. Жидкость при этом окрашивается в темно-красный цвет. В бюретку наливают приготовленный испытуемый раствор трилона Б и каждую пробу сернокислого магния медленно, при постоянном взбалтывании титруют раствором трилона Б до изменения красной окраски на синюю. Объем раствора трилона Б, пошедшего на титрование 100 мл пробы 0,01 н. раствора сернокислого магния, определяют как среднеарифметическое из трех определений. Титр раствора трилона определяют по формуле

$$K_T = 10K/a, \quad (12.1)$$

где  $10$  – коэффициент приведения  $0,01$  н. раствора сернокислого магния к  $0,1$  н.;  $a$  – расход  $0,1$  н. раствора трилона Б, пошедшего на титрование  $100$  мл  $0,01$  н. раствора сернокислого магния (или  $10$  мл  $0,1$  н. раствора  $MgSO_4$ ), мл;  $K$  – поправочный коэффициент  $0,01$  н. раствора сернокислого магния.

Если  $0,01$  н. раствор сернокислого магния готовят из ампулы фиксанала ( $K = 1$ ), формула для определения поправочного коэффициента к  $0,1$  н. раствору трилона Б примет вид

$$K_T = 10a. \quad (12.2)$$

Раствор  $0,01$  н. концентрации  $MgSO_4$ , оставшийся после определения, может сохраняться достаточно долго, если к нему добавить  $3-4$  капли концентрированной серной кислоты для предотвращения гидролиза.

Раствор трилона Б  $0,01$  н. концентрации готовят разбавлением  $0,1$  н. раствора. Для приготовления  $1$  л сантинормального раствора трилона Б из  $0,1$  н. раствора следует отобрать  $100$  мл  $0,1$  н. раствора и поместить его в мерную колбу вместимостью  $1$  л, добавить дистиллированной воды до метки. Для удобства расчетов при работе с  $0,01$  н. раствором лучше иметь  $K_T = 1$ . Если  $0,1$  н. раствор трилона Б имеет поправочный коэффициент, то  $100$  мл делят на этот коэффициент и получают количество  $0,1$  н. раствора, необходимого для приготовления  $0,01$  н. раствора трилона Б.

### Порядок выполнения работы

1. Отобрать пипеткой или мерной колбой  $100$  мл испытуемой воды и перенести в коническую колбу объемом  $250$  мл.
2. Повторить п. 1.
3. К пробам добавить  $5$  мл аммиачной смеси (буферного раствора) и  $5-7$  капель индикатора хром темно-синего.
4. Поставить обе колбы на лист белой бумаги. Одну из колб использовать в качестве контрольного образца для сравнения цвета растворов.
5. При непрерывном вращательном перемешивании добавлять в первую колбу по каплям из бюретки раствор трилона Б до перехода окраски от одной капли из винно-красной в фиолетовую.



6. Подождать 1–2 минуты, перемешивая раствор. Если окраска не стала сине-голубой с зеленоватым оттенком, довести ее до этого цвета, добавив еще несколько капель раствора трилона Б из бюретки.
7. Сравнить цвет рабочего раствора с окраской контрольного раствора в первой колбе.
8. В момент изменения окраски записать положение уровня раствора трилона Б в бюретки по нижнему мениску и вычислить израсходованный на титрование объем трилона Б.
9. Процесс титрования повторить еще 2 раза с новыми порциями воды. Результаты титрования должны совпадать, в обратном случае опять повторить.
10. Рассчитать общую жесткость воды  $J_0$ , мг-экв/л, по формуле

$$J_0 = AK_T, \quad (12.3)$$

где  $A$  – расход 0,1 н. раствора трилона Б, пошедшего на титрование пробы (100 мл), мл;  $K_T$  – поправочный коэффициент 0,1 н. раствора трилона Б.

11. При титровании 0,01 н. раствором трилона Б и определении жесткости более мягких вод формула подсчета примет вид

$$J_0 = 100aK_T. \quad (12.4)$$

### **Содержание отчета**

1. Тема и цель работы.
2. Краткое изложение основных теоретических сведений.
3. Необходимые данные и расчёты.
4. Выводы по результатам исследования.

### **Контрольные вопросы**

1. Что собой представляет природная вода?
2. Какими параметрами характеризуется качество воды?
3. Что такое сухой остаток?
4. Что такое потери сухого остатка?
5. Что такое жесткость воды, и как она различается?
6. Как влияет жесткость на работу котельного агрегата?

7. Какие газы содержатся в воде, и как их наличие влияет на работу котельного агрегата?
8. В чем измеряется жесткость воды?
9. Сущность термического метода умягчения воды.
10. Сущность химического метода умягчения воды.
11. Сущность Na-катионного метода умягчения воды.
12. Сущность H-катионного метода умягчения воды.
13. В чем заключается метод определения общей жесткости?

## **Лабораторная работа 13**

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В ГРУНТЕ ВОКРУГ БЕСКАНАЛЬНОГО ТЕПЛОПРОВОДА**

**Цель работы** – определить температурное поле в грунте вокруг бесканального теплопровода аналитическим и экспериментальным способами.

#### **Краткие теоретические сведения**

##### *Типы бесканальных прокладок*

Для городов и населенных пунктов по архитектурным соображениям рекомендуется применять, как правило, подземную прокладку тепловой сети. Подземные прокладки подразделяются на канальные и бесканальные.

Из-за меньшего объема работ при бесканальной прокладке стоимость тепловой сети на 20...25 % ниже по сравнению с канальной прокладкой. Поэтому тепловые сети с диаметром теплопроводов 400 мм и менее рекомендуется прокладывать преимущественно бесканально. Основными недостатками бесканальных прокладок являются повышенная просадка и наружная коррозия теплопроводов. Последняя объясняется увлажнением тепловой изоляции из-за влажности грунта.

Конструкция бесканального теплопровода состоит из четырех слоев: антикоррозионного, теплоизоляционного, гидроизоляционного и защитно-механического. Некоторые слои могут отсутствовать, в этом случае функции отдельных слоев совмещаются или передаются другим. По конструкции тепловой изоляции бесканальные прокладки делятся на засыпные, сборные, сборно-литые, литые, монолитные (рис. 13.1). Наибольшее преимущество имеют монолитные конструкции.

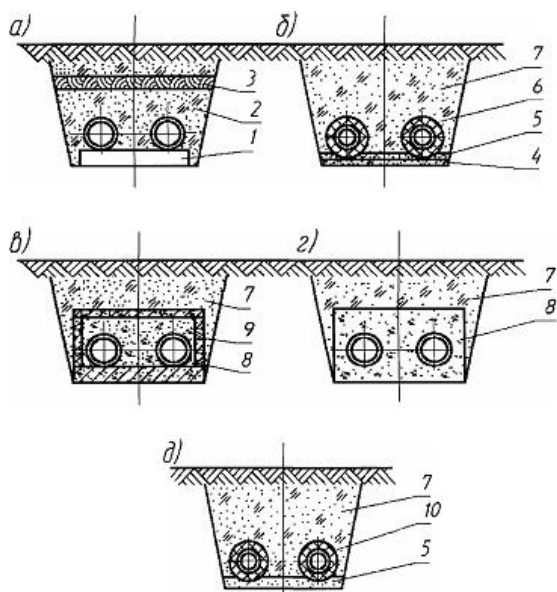


Рис. 13.1. Типы бесканальных прокладок: *а* – засыпные; *б* – сборные; *в* – сборно-литые; *г* – литые; *д* – монолитные; 1 – опора; 2 – засыпка изоляции; 3 – слой утрамбованной глины; 4 – бетонная подготовка; 5 – песчаная подсыпка; 6 – формованная штучная изоляция; 7 – грунт; 8 – пенобетон; 9 – плиты; 10 – монолитная тепловая изоляция

### *Температурное поле в грунте вокруг теплопровода*

Нагрев грунта вокруг теплопровода при подземной прокладке не должен нарушать нормального функционирования электрических кабелей и других коммуникаций, прокладываемых вблизи трассы тепловых сетей. Например, температура грунта в местах пересечения тепловых сетей с электрокабелями на глубине заложения силовых контрольных кабелей напряжением до 35 кВ не должна повышаться более чем на 10 °С по отношению к высшей среднемесячной летней температуре грунта и на 15 °С – к низшей среднемесячной зимней температуре грунта на расстоянии до 2 м от крайних кабелей. Температура грунта на глубине заложения маслonaполненного кабеля не должна повышаться более чем на 5 °С по отношению к среднемесячной температуре в любое время года на расстоянии 3 м от крайних кабелей. Допустимые нормы сближения и пересечения

электрических кабелей с тепловыми сетями проверяются расчетом по величине дополнительного нагрева грунта по сравнению с естественными условиями.

При прокладке теплопровода в грунте последний представляет собой определенное термическое сопротивление. Тепловой поток направлен от теплоносителя (через стенку теплопровода, тепловую изоляцию и грунт) к поверхности земли и далее в окружающую среду. Температурное поле в грунте вокруг одиночного изолированного теплопровода при бесканальной прокладке на глубине  $h \geq 0,7$  м рассчитывают по формуле

$$t_{x,y} = t_0 + (\tau - t_0) \frac{1}{2\pi\lambda_r} \ln \frac{\sqrt{x^2 + (y+h)^2}}{\sqrt{x^2 + (y-h)^2}}, \quad (13.1)$$

где  $t_{x,y}$  — температура грунта в точке с координатами  $(x, y)$  (рис. 13.2), °C;  $t_0$  — расчетная температура грунта, °C;  $\tau$  — расчетная температура теплоносителя, °C;  $h$  — расстояние от поверхности грунта до оси теплопровода, м;  $\lambda_r$  — коэффициент теплопроводности грунта, Вт/(м · °C) (значения приведены в табл. 13);  $R$  — полное термическое сопротивление изолированного теплопровода при бесканальной прокладке, (м · °C)/Вт;

$$R = R_b + R_T + R_{и} + R_r, \quad (13.2)$$

где  $R_b$  — термическое сопротивление теплоотдаче от теплоносителя к внутренней поверхности трубы;  $R_T$  — термическое сопротивление теплопроводности стенки трубы;  $R_{и}$  — термическое сопротивление теплопроводности антикоррозионного покрытия, основного и покровного слоев изоляции;  $R_r$  — термическое сопротивление теплопроводности грунта.

Незначительными величинами термических сопротивлений  $R_b$  и  $R_T$  в расчетах обычно пренебрегают, при этом принимают температуру наружной поверхности трубы равной температуре теплоносителя.

Термическое сопротивление антикоррозионного покрытия и покровного слоя изоляции обычно малы, в практических расчетах ими допускается пренебрегать, используя эффект этих слоев в качестве запаса.

## Коэффициент теплопроводности грунта

Классификация по влажности	Объемный вес сухой массы грунта, кг/м <sup>3</sup>	Расчетная абсолютная влажность грунта, %	Коэффициент теплопроводности грунта, Вт/(м · °С)
Сухой	—	—	0,55
	—	—	—
Маловлажный	—	—	1,1
	1600	5	1,1
	2000	3	1,74
Влажный	—	—	1,7
	1600	15	1,91
	2000	5	2,03
Водонасыщенный	—	—	2,3
	1600	23,8	2,44
	2000	11,5	3,64
* Данные в первой строчке относятся к случаю отсутствия сведений о виде грунта; остальные данные относятся к пескам и песчаным грунтам на глубине 1,5 м при температуре +5 °С.			

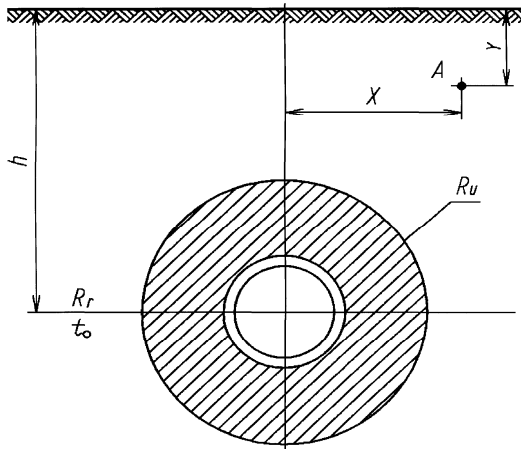


Рис. 13.2. Расчетная схема бесканального одиночного теплопровода

Таким образом, полное термическое сопротивление изолированного теплопровода при бесканальной прокладке

$$R = R_{\text{и}} + R_{\text{г}} \quad (13.3)$$

Термические сопротивления теплопроводности основного слоя изоляции  $R_{\text{и}}$  и грунта  $R_{\text{г}}$  относятся к термическому сопротивлению слоя.

Термическое сопротивление слоя для цилиндрических тел, а в нашем случае термическое сопротивление изоляции, определяется из уравнения

$$R_{\text{и}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{и}}} \ln \frac{d_{\text{и}}}{d_{\text{н}}}, \quad (13.4)$$

где  $\lambda_{\text{и}}$  — коэффициент теплопроводности основного слоя изоляции, Вт/(м · °С);  $d_{\text{и}}$  — наружный диаметр изоляционной конструкции, м;  $d_{\text{н}}$  — наружный диаметр теплопровода, м.

Термическое сопротивление теплопроводности грунта в теории теплопередачи решают методом «источника и стока». Результирующая формула при  $h/d \geq 1,25$  и  $h \geq 0,7$  м имеет вид

$$R_{\text{г}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{г}}} \ln \frac{4 \cdot h}{d_{\text{и}}}. \quad (13.5)$$

Температурное поле грунта на глубине  $y < 0,7$  м (рис. 13.2) находится под влиянием температуры наружного воздуха, на большей глубине этим влиянием можно пренебречь. В связи с этим при  $y < 0,7$  м расчет температурного поля должен проводиться по температуре грунта  $t_0$ , равной среднегодовой температуре наружного воздуха, и по приведенной глубине заложения теплопровода

$$h_{\text{пр}} = h + \frac{\lambda_{\text{г}}}{\alpha_0}, \quad (13.6)$$

где  $\alpha_0$  — коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта к воздуху, Вт/(м · °С);  $\alpha = 2 \dots 3$  Вт/(м · °С).

#### *Описание экспериментальной установки*

Неизолированный теплопровод 1 уложен в песке 2 (рис. 13.3). По теплопроводу движется горячая вода, нагреваемая в ёмкостном электрическом подогревателе 5. По обратному изолированному теплопроводу, проложенному вне грунта, горячая вода возвращается

в подогреватель 5. Движение горячей воды создает насос, установленный на электроподогревателе. Электроподогреватель оборудован автоматическим регулятором температуры и термометром для измерения температуры горячей воды.

Температуру в различных точках грунта измеряют по специальной схеме (рис. 13.4) с помощью термопар 4 и автоматического потенциометра 3 (рис. 13.3).

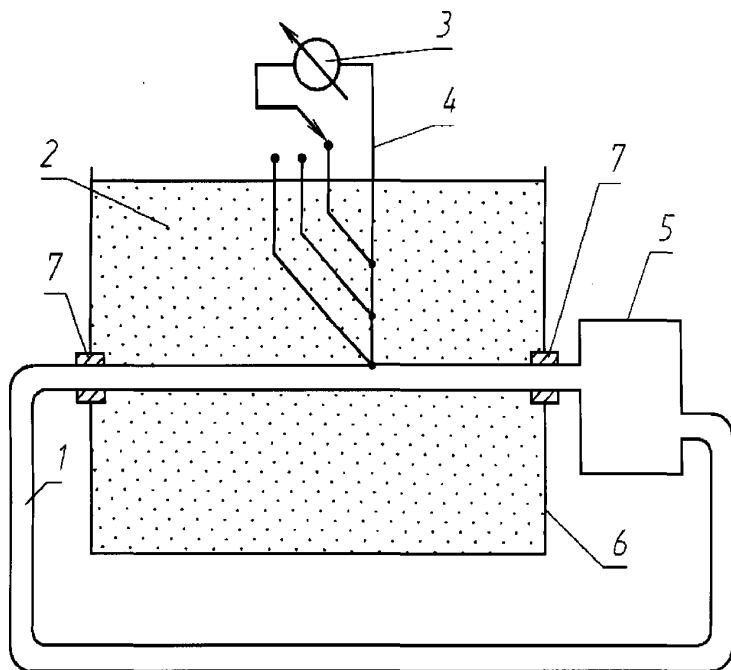


Рис. 13.3. Схема экспериментальной установки:  
 1 — неизолированный теплопровод; 2 — песок; 3 — автоматический потенциометр; 4 — термопары; 5 — емкостной электрический подогреватель; 6 — стальной корпус; 7 — тепловая изоляция



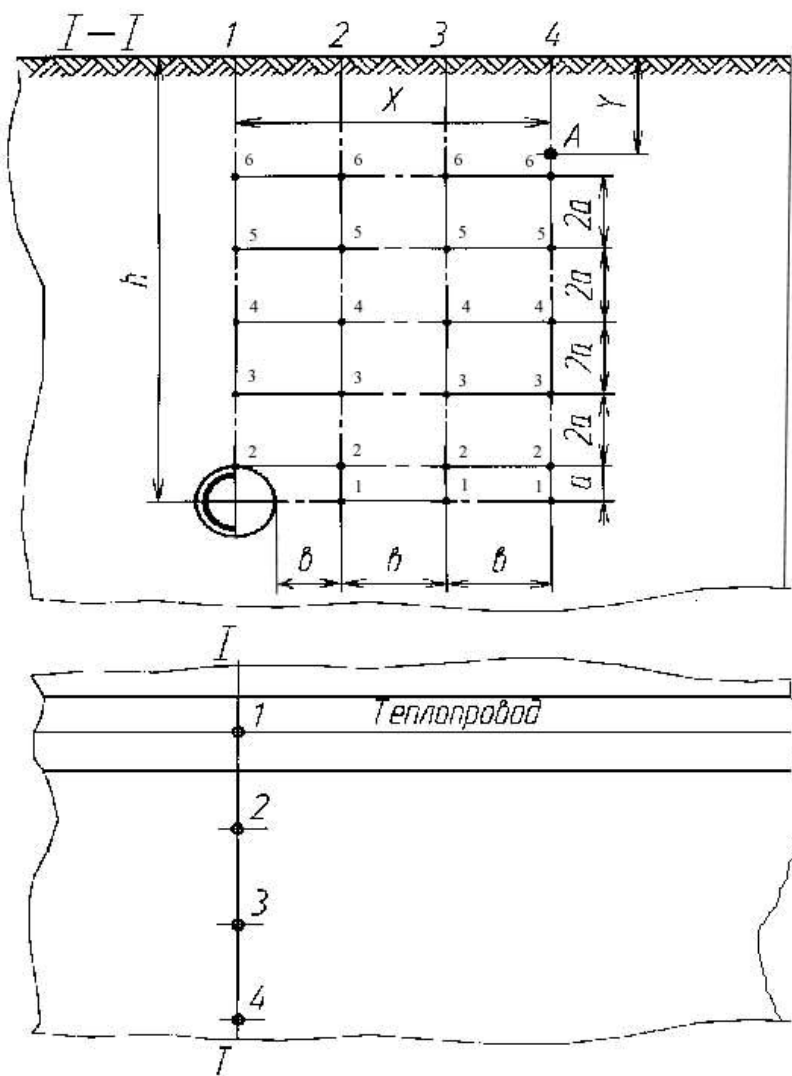


Рис. 13.4. Схема измерения температуры грунта

### Порядок выполнения работы

1. Измерить температуру  $t_0$  воздуха с помощью лабораторного термометра.
2. Включить потенциометр 3 (рис. 13.3) и зафиксировать естественные, т. е. не связанные с тепловым воздействием теплопровода, температуры в различных точках грунта (рис. 13.4).
3. Включить подогреватель 5 и электродвигатель насоса для создания движения горячей воды в теплопроводе 1. Через каждые 5 минут фиксировать температуру в различных точках грунта.
4. При достижении установившегося режима замерить температуры в различных точках грунта  $t_{x,y}$  по показаниям потенциометра и температуру теплоносителя  $\tau$  по показаниям термометра, установленного в подогревателе 5.
5. Получить у преподавателя следующие данные: расстояние от поверхности грунта до оси теплопровода  $h$ ; наружный диаметр теплопровода  $d_n$ ; расстояние между горячими спаями термопар по высоте и ширине сечения I-I (рис. 13.4); соответствие номеров термопар в потенциометре местоположению их спаев в грунте.
6. Результаты измерений занести в таблицу исходных и экспериментальных данных.
7. По замеренным величинам температур грунта на различных глубинах построить в масштабе термограмму, приняв за начало отсчета уровень грунта и температуру на его поверхности.
8. Построить поле температур вокруг теплопровода при бесканальной прокладке. Для этого вычертить в масштабе координатную сетку, по которой проводятся измерения температур. В точках замеров поставить значения температур грунта. Равные температуры соединить плавными кривыми – изотермами.
9. Вычислить приведенную глубину заложения теплопровода по формуле (13.6).
10. Выбрать точку А с координатами  $X$  и  $Y$ , соответствующими одной из точек грунта, в которых проведены измерения температур. Вычислить температуру грунта в точке А по формуле (13.1).
11. Сравнить расчетное значение температуры в точке А с экспериментально найденными значениями, сделать вывод.

*Исходные и экспериментальные данные*

Расстояние от поверхности грунта до оси теплопровода $h$ , м	Наружный диаметр теплопровода $d_{\text{тв}}$ , м	Температура воздуха в помещении $t_0$ , °С	Коэффициент теплопроводности грунта $\lambda_{\text{г}}$ , Вт/(м · °С)	Температура горячей воды $\tau$ , °С	Номер скважины, в которой установлены термометры	Температуры грунта по показаниям термометров, установленных в скважине $t_{\text{г.тв}}$ , °С										
						1	2	3	4	5	6					
					1											
					2											
					3											
					4											

## **Содержание отчета**

1. Тема и цель работы.
2. Краткое изложение основных теоретических сведений.
3. Схема экспериментальной установки.
4. Таблица исходных и экспериментальных данных.
5. Необходимые расчёты.
6. Выводы по результатам исследования.

## **Контрольные вопросы**

1. Преимущества и недостатки бесканальной прокладки теплопроводов, область применения.
2. Назначение тепловой изоляции. Конструкция тепловой изоляции при бесканальной прокладке.
3. Полное термическое сопротивление изолированного теплопровода при бесканальной прокладке.
4. Расчетные температуры теплоносителя и грунта для расчета температурного поля грунта вокруг теплопровода при бесканальной прокладке.
5. Расчетные формулы для определения температурного поля в грунте вокруг изолированного и неизолированного теплопровода при бесканальной прокладке.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Контроль топлива на электростанциях / А.А. Авдеева [и др.]. — М. : Энергия, 1973. — 384 с.
2. Белосельский, Б.С. Контроль твёрдого топлива на электростанциях / Б.С. Белосельский, В.С. Вдовченко. — М. : Энергоатомиздат, 1987. — 176 с.
3. Водяные тепловые сети : справочное пособие по проектированию / И.В. Беляйкин [и др.] ; под ред. Н.К. Громова, Е.П. Шубина. — М. : Энергоатомиздат, 1988. — 376 с.
4. Теплоизоляционные материалы и конструкции : учебник для средних профессионально-технических учебных заведений / Ю.Л. Бобров [и др.]. — М. : ИНФРА-М, 2003. — 268 с.
5. Эксплуатация тепловых пунктов систем теплоснабжения / В.П. Витальев [и др.]. — М. : Стройиздат, 1985. — 382 с.
6. Газовые топлива и их компоненты: свойства, получение, применение, экология : справочник / В.Н. Бакулин [и др.]. — М. : Изд-во МЭИ, 2009. — 614 с.
7. ГОСТ 11014-2001. Угли бурые, каменные, антрацит и горючие сланцы. Ускоренный метод определения влаги. — Введ. 2003-01-01. — М. : Изд-во стандартов, 2002. — 8 с.
8. ГОСТ 2093-82. Топливо твёрдое. Ситовой метод определения гранулометрического состава. — Введ. 1983-01-01. — М. : Изд-во стандартов, 2001. — 20 с.
9. ГОСТ 6382-2001. Топливо твёрдое минеральное. Методы определения выхода летучих веществ. — Введ. 2003-01-01. — М. : Изд-во стандартов, 2002. — 17 с.
10. ГОСТ 11022-95. Угли бурые, каменные, антрацит и горючие сланцы. Метод определения зольности. — Введ. 1997-01-01. — М. : Стандартиформ, 2006. — 8 с.
11. Зингер, Н.М. Гидравлические и тепловые режимы теплофикационных систем / Н.М. Зингер. — М. : Энергоатомиздат, 1986. — 318 с.
12. Теплоснабжение : учебник для вузов / А.А. Ионин [и др.] ; под ред. А.А. Ионина. — М. : Стройиздат, 1982. — 336 с.

13. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей : справочник / В.И. Манюк [и др.]. — 3-е изд., перераб. и доп. — М. : Стройиздат, 1988. — 430 с.
14. Роддатис, К.Ф. Справочник по котельным установкам малой производительности / К.Ф. Роддатис, А.Н. Полтарецкий ; под ред. К.Ф. Роддатиса. — М. : Энергоатомиздат, 1989. — 488 с.
15. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей / И.П. Александров [и др.] ; под общ. ред. А.А. Николаева. — М. : Издательство литературы по строительству, 1965. — 360 с.
16. Полонский, В.М. Автономное теплоснабжение : учеб. пособие / В.М. Полонский, Г.И. Титов, А.В. Полонский. — М. : Изд-во Ассоциации строит. вузов, 2006. — 151 с.
17. Сахаев, В.Г. Справочник по охране окружающей среды / В.Г. Сахаев, Б.В. Шербицкий. — Киев : Будивельник, 1986. — 152 с.
18. СП 124.13330.2012. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003. — М. : Минрегион России, 2012. — 78 с.
19. СП 41-101-95. Проектирование тепловых пунктов. — М. : ГУП ЦПП, 1997. — 114 с.
20. СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. — М. : Минрегион России, 2012. — 39 с.
21. Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети : учебник для вузов / Е.Я. Соколов. — 7-е изд., стереот. — М. : Изд-во МЭИ, 2001. — 472 с.
22. Сотникова, О. А. Теплоснабжение : учеб. пособие / О.А. Сотникова, В.Н. Мелькумов. — М. : Изд-во Ассоциации строит. вузов, 2007. — 292 с.
23. Тавастшерна, Р.И. Монтаж технологических трубопроводов / Р.И. Тавастшерна. — М. : Высш. школа, 1980. — 256 с.
24. Теплоснабжение : учеб пособие для студентов вузов / В.Е. Козин [и др.] ; — М. : Стройиздат, 1982. — 336 с.
25. Щеголев, М.М. Топливо, топки и котельные установки : учебник по специальности «Теплогазоснабжение и вентиляция» инженерно-строительных вузов / М.М. Щеголев. — М. : Государственное издательство литературы по строительству и архитектуре, 1953. — 546 с.