

Федеральное государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Сибирский федеральный университет»

Е. А. Бойко
Т. И. Охорзина
П. В. Шишмарев

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ И ПАРОГЕНЕРАТОРЫ

Лабораторный практикум

Красноярск 2008

Бойко Е.А. и др.

Котельные установки и парогенераторы (лабораторный практикум): Учебное пособие / Е. А. Бойко, Т. И. Охорзина, П. В. Шишмарев. Красноярск: СФУ, 2008. 80 с.

Пособие содержит методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу «Котельные установки и парогенераторы». Пособие включает девять лабораторных работ, направленных на изучение методик по определению основных технических характеристик твердых и жидких топлив, составу и газовому анализу продуктов сгорания, применяющихся в химических и топливных лабораториях на современных тепловых электрических станциях. Представлена краткая информация по теоретическому курсу дисциплины, описана последовательность выполнения работ, перечень лабораторного оборудования, требования к защите лабораторной работы и контрольные вопросы.

Учебное пособие ориентированно на студентов энергетических и технических вузов, обучающихся по направлению 140100 – теплоэнергетика и теплотехника.

ВВЕДЕНИЕ

Методические указания к выполнению лабораторных работ составлены в соответствии с программой дисциплины «Котельный установки и парогенераторы».

Пособие состоит из девяти лабораторных работ, которые позволят освоить экспериментальные методики по определению характеристик твердого и жидкого топлив, а так же состава продуктов сгорания в дымовых газах.

На каждом лабораторном занятии студент получает индивидуальное задание, которое выполняет самостоятельно под руководством преподавателя. Таким образом, методические указания позволяют интенсифицировать практическую составляющую обучения курса котельных установок и парогенераторов. Перед проведением лабораторных работ студенты обязаны проработать основные теоретические положения, ознакомиться с порядком проведения работ и с конкретными положениями техники безопасности.

До начала проведения работ необходимо подготовить протокол испытаний по указанной в описании работы форме. В конце каждой лабораторной работы приведены варианты заданий и контрольные вопросы.

Отчет по лабораторной работе составляется каждым студентом, расчеты по результатам опытов должны сопровождаться необходимыми пояснениями, рисунки следует выполнять с применением чертежных инструментов.

Лабораторная работа №1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ТОПЛИВНОЙ ПЫЛИ

1. Общие сведения

Гранулометрический состав топлива – характеристика крупности его кусков (или частиц). От этой характеристики зависит выбор технических параметров многих устройств системы топливоподачи (решеток на разгрузочных лотках, дробилок). Гранулометрический состав топливной пыли, подаваемой к горелкам, существенно влияет на процесс горения топлива. При сжигании топлива от размеров частиц пыли зависят их траектория и продолжительность пребывания в топке, интенсивность тепло- и массообменных процессов на поверхности частиц, а следовательно, устойчивость воспламенения, скорость и время сгорания. От тонкости топливной пыли зависит величина механического недожога, т.е. экономичность сжиганий топлива. Размеры частиц влияют также на интенсивность шлакования поверхностей нагрева котла.

При термической переработке топлива в схемах его комплексного энерготехнологического использования от размеров частиц зависит скорость их прогрева, степень вторичных преобразований, которым подвергается выделяющаяся парогазовая смесь продуктов термической переработки. Оба этих фактора оказывают существенное влияние на выход и состав получаемых продуктов, на их ценность как сырья для производства химической продукции, искусственного жидкого и твердого топлива.

Таким образом, для оптимизации процессов топливо-использования требуется правильный выбор степени измельчения топлива, т.е. рациональное задание дисперсности топливной пыли. Это, в свою очередь, определяет режим работы систем пылеприготовления, а, следовательно, расход электроэнергии на собственные нужды.

Количественным показателем дисперсности зернистых и порошкообразных материалов является гранулометрический состав.

2. Цель работы

Освоение методики экспериментального определения гранулометрического состава топливной пыли; определение гранулометрического состава топливной пыли; отыскание параметров n и b , характеризующих степень не-

однородности частиц пыли и степень ее общей измельченности; построение интегральной и дифференциальной кривых распределения массы топлива по размерам частиц.

3. Краткие теоретические сведения

Определение гранулометрического состава топливной пыли производят путем ее отсева на нескольких стандартных ситах. Этот метод определения носит название ситового анализа.

Топливные пылинки имеют неправильную геометрическую форму, существенно отличающуюся от формы куба или шара, поэтому при просеве через сито их максимальный размер условно принимают равным размеру ячейки в свету, через которую данная пылинка в пределе может пройти.

Для проведения ситового анализа пользуются плетеными из проволоки металлическими ситами с квадратными ячейками. Отечественные стандартные сита изготавливаются с размером ячеек в свету от 2,5 до 0,04 мм. На тепловых электрических станциях при контроле тонкости помола часто ограничиваются рассевом пыли на ситах с размерами ячеек 90, 200 и 100 микрометров (мкм).

Количественными показателями, определяемыми при ситовом анализе, являются остатки на ситах с различными размерами ячеек. Полный остаток на сите с размером ячейки x обозначается R_x и показывает, какую долю составляет та часть пыли, которая не проходит через данное сито. Другими словами, величина R_x непосредственно выражает содержание в топливе частиц, имеющих размеры, превышающие x .

Та часть пыли, которая проходит через сито, называется проходом и обозначается буквой D . Следовательно, D_x – проход через сито с размером ячейки x . Величины R_x и D_x обычно выражают в процентах. При этом для каждого сита справедливо равенство

$$R_x + D_x = 100\% . \quad (1.1)$$

Чаще всего рассев топлива производят одновременно на нескольких ситах, расположенных друг под другом с убывающими сверху вниз размерами ячеек (рис. 1.1). При таком расеве на всех ситах кроме верхнего, получают остатки $F_{x_i/x_{i+1}}$ которые называют фракционными. Полный остаток на каком-либо сите равен сумме фракционных остатков, полученных на данном сите и

всех ситах, расположенных над ним, плюс полный остаток на самом верхнем сите. Например, для сита с размером ячеек x_i (см. рис. 1.1) полный остаток

$$R_{x_i} = F_{x_i/x_2} + F_{x_2/x_3} + R_{x_3}. \quad (1.2)$$

где F_{x_1/x_2} – фракционный остаток на сите с размером ячейки x_1 ;
 F_{x_2/x_3} – фракционный остаток на сите с размером ячейки x_2 ;
 R_{x_3} – полный остаток на сите с размером ячейки x_3 (верхнем сите).

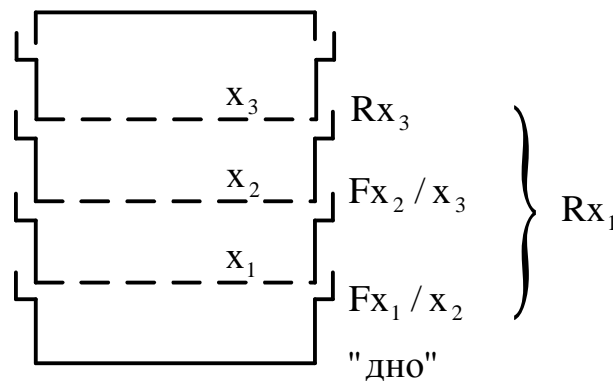


Рис. 1.1. Определение фракционных и полных остатков на ситах с размером ячеек $x_1 - x_3$

Отсюда следует, что фракционный остаток $F_{x_i/x_{i+1}}$ на каком-либо сите равен разности полных остатков, соответствующих данному и предыдущему ситам:

$$F_{x_i/x_{i+1}} = R_{x_i} - R_{x_{i+1}} \quad \Delta R_x. \quad (1.3)$$

Результаты ситового анализа, выполненного с использованием достаточно большого числа сит, обычно представляют графически в виде кривой полных остатков $R_x = f(x)$ или кривой фракционных остатков $F_{x/x+\Delta x/\Delta x} = \varphi(x)$. Эти кривые называют ситовыми или зерновыми характеристиками топлива.

Из соотношения (1.3) следует, что между кривыми полных и фракционных остатков существует определенная связь. Кривая фракционных остатков показывает долю топлива, приходящуюся на единицу линейного размера ячейки сита, усредненную для интервала размером Δx и отнесенную к координате этого интервала x . При сокращении размера интервала это отношение будет стремиться к производной

$$\frac{F_{x/x+\Delta x}}{\Delta x} = \frac{\Delta R_x}{\Delta x} \longrightarrow -\frac{dR_x}{dx}. \quad (1.4)$$

Таким образом, кривая полных остатков отражает интегральную, а кривая фракционных остатков – дифференциальную функции распределения массы топлива по размерам его частиц (рис. 1.2).

Интегральной кривой пользуются, если требуется определить долю топлива, которую составляет частицы с размерами, большими или, наоборот, меньшими определенного значения. Так, на частицы, имеющие размер свыше x_1 , приходится R_{x_1} %; частицы с размерами менее x_1 составляют $(100 - R_{x_1})$ %. Интегральную кривую (кривую полных остатков) используют и в том случае, когда нужно найти долю топлива, приходящуюся на частицы с определенным интервалом размеров, например от x_1 до x_2 . Согласно рис. 1.2 определение этой доли сводится к нахождению разности двух остатков: $F_{x_1/x_2} = R_{x_1} - R_{x_2}$.

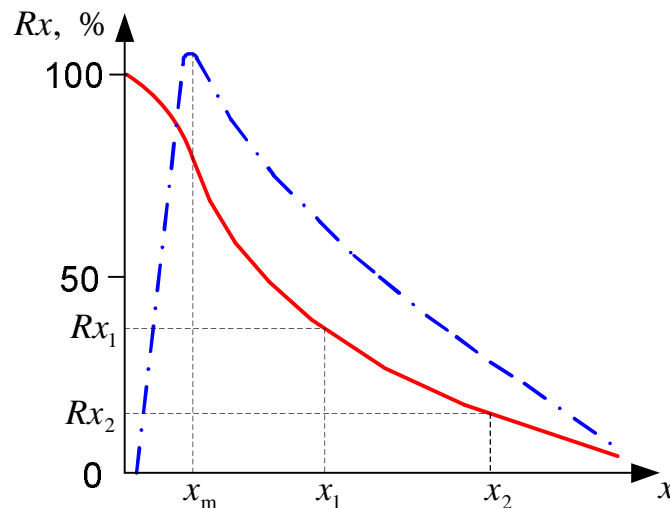


Рис. 1.2. Кривые полных и фракционных остатков

Дифференциальная кривая наглядно показывает качественный характер распределения массы топлива по размерам его частиц. Положение максимума дифференциальной кривой относительно оси абсцисс определяет наиболее характерное – значение размера (x_m на рис. 1.2); чем более резко выражен максимум, тем однороднее гранулометрический состав топлива.

Для приближенного математического описания кривой полных остатков (интегральной кривой) пользуются полуэмпирическим уравнением

$$\frac{R_x}{100} = e^{-bx^n}, \quad (1.5)$$

где b и n – параметры, определяемые опытным путем;
 $e = 2,71$ – основание натуральных логарифмов.

Дифференциальное уравнения (1.5) дает математическое выражение для кривой фракционных остатков (дифференциальной кривой):

$$-\frac{dR_x}{dx} = 100 \cdot b \cdot n \cdot x^{n-1} \cdot e^{-bx^n}. \quad (1.6)$$

Из уравнения (1.5) следует, что для построения кривой $R_x = f(x)$ необходимо и достаточно знать два полных остатка R_{x_1} и R_{x_2} на ситах с ячейками двух размеров x_1 и x_2 . Воспользовавшись для каждого остатка уравнением (1.6) и дважды прологарифмировав это уравнение, получим

$$\lg\left(-\ln \frac{R_{x_1}}{100}\right) = \lg b + n \lg x_1, \quad (1.7)$$

$$\lg\left(-\ln \frac{R_{x_2}}{100}\right) = \lg b + n \lg x_2. \quad (1.8)$$

Почленно вычитая выражение (1.7) на (1.8) и решая уравнение относительно n , находим

$$n = \frac{\lg\left(\ln \frac{100}{R_{x_1}}\right) - \lg\left(\ln \frac{100}{R_{x_2}}\right)}{\lg x_1 - \lg x_2}. \quad (1.9)$$

Подставив значение n в формулу (1.7) или (1.8), получаем второй параметр ситовой характеристики b .

Параметр n , называемый коэффициентом полидисперсности, отражает степень неоднородности частиц пыли: чем он больше, тем менее отличаются своим размером частицы друг от друга. В предельном случае, когда вес частицы имеет одинаковой размер, пыль называется монодисперсной и характеризуется значением $n = \infty$. Пыль, полученная в шаровых барабанных мельницах, обычно характеризуется значениями $n = 0,7 \div 1,0$; при помоле в молотковых мельницах $n = 1,1 \div 1,5$.

Более высокое значение коэффициента полидисперсности пыли обозначает меньшую удельную затрату энергии на размол и меньшую потери тепла

от механического недожога. Отсюда понятно стремление иметь более высокий коэффициент полидисперсности пыли, выдаваемой размольным устройством.

Параметр b характеризует степень общей измельченности пыли и изменяется в диапазоне от 0,0025 (для самого грубого помола) до 0,1 (для наиболее тонкого).

На электростанциях вместо параметра b степень измельчения пыли часто характеризуют остатком на одной из сит – обычно R_{90} , R_{200} или R_{1000} , так как величины R_x , b и n связаны между собой уравнениями типа (1.7) и (1.8). Следовательно, любую из них можно рассчитать, если известны две остальные.

Накопленный опыт сжигания различных видов топлива в камерных топках показывает, что для сведения к минимуму механического недожога подаваемая в топку пыль должна иметь гранулометрический состав, характеризующийся значениями полных остатков, приведенными в табл. 1.1.

Основная масса угольной пыли, сжигаемой на электростанциях, имеет размеры частиц 20–90 мкм, наибольший размер частиц для бурых углей составляет 1000–1500 мкм, для антрацита – 200–250 мкм.

Таблица 1.1

Значения полных остатков

Вид топлива	Полный остаток на сите, %		
	R_{90}	R_{200}	R_{1000}
Бурые угли и сланцы	40-60	15-35	0,5-1,5
Каменные угли (кроме Т)	15-40	1,3-13	–
Угли типа Т, ПА, А	7-15	0,3-1,2	–

3. Оборудование, измерительные приборы, образцы

Для взвешивания исходной пробы топлива и остатков на ситах используются аналитические весы. Взвешивание производят с точностью до 0,01 г.

Просеивание пробы пыли производят механически на приборе модели 029 (рис. 1.3). Все основные узлы прибора смонтированы на крышке 2, которая крепится к станине 1. Комплект сит 3 с навеской топлива устанавливается на столик 4, который получает вращательное и возвратно-поступательное движение. Сита с навеской топлива накрываются сверху крышкой 5 с резиновой пробкой в центральном углублении, по которой во время работы ударяет рычаг 6, осуществляя встряхивание комплекта сит. Подъем и опускание рычага 6 производится с помощью толкателя 7.

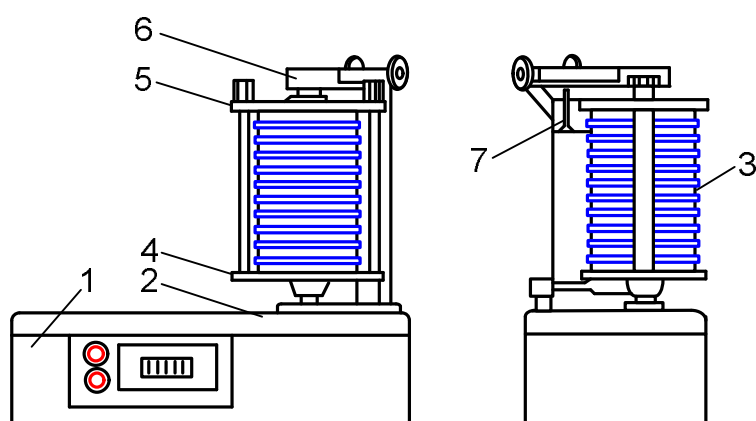


Рис. 1.3. Прибор модели 029: 1 – станина; 2 – крышка станины; 3 – комплект сит; 4 – столлик; 5 – крышка; 6 – рычаг; 7 – толкатель

Привод прибора осуществляется от электродвигателя, включение в работу и экстренный останов – кнопками управления «Пуск» и «Стоп». Программное реле времени автоматически отключает прибор в заданное время.

4. Порядок выполнения работы

Для ситового анализа отбирают пробу в количестве 50 г. При рассеве влажной пыли происходит ее комкование и замазывание ячеек, что искажает результаты анализа. Поэтому перед рассевом пыль подсушивают в течение 1 ч при 50 °С в сушильном шкафу или выдерживают ее на воздухе по достижению воздушно-сухого состояния. Рассев пыли производят на комплекте сит, собранном в следующей последовательности (табл. 1.2).

Таблица 1.2

Комплекс сит для рассева угольной пыли

Номер сита	Сторона квадратного отверстия
2,5	2500
1,6	1600
1	1000
0,63	630
0,4	400
0,315	315
0,2	200
0,16	160
0,1	100
0,063	63
0,05	50

Под нижнее сито устанавливают тазик («дно»), верхнее сито закрывают крышкой. Собранную стопку сит с помещенной в нее навеской устанавливают на столик 4 прибора, накрывают верхней крышкой 5 с обратными пазами и закрепляют гайками.

Нажатием на кнопку «Пуск» включают прибор в работу на 20 мин. После автоматического останова прибора сита снимают со столика. Остатки на каждом сите и тазике высыпают отдельно на глянцевую бумагу, тщательно обстукивая и очищая дно и стенку сит мягкой кисточкой. Каждый из остатков взвешивают с точностью до 0,01 г. Рассев проводят дважды, при этом расхождения в определении остатков на ситах ив должны превышать 2%.

6. Обработка результатов наблюдений

После просеивания всю испытуемую пробу распределяют на 12 частей (11 сит и поддон). Результаты взвешивания умножают на 2. Произведение выражает в процентах весовые остатки на каждом сите по отношению ко всей первоначальной навеске 50 г, взятой для определения гранулометрического состава. Полученные результаты сводят в таблицу (см. табл. 1.3).

По результатам отсева определяют n и b , строят интегральную и дифференциальные кривые распределения массы топлива по размерам частиц.

Таблица 1.3

Сводная таблица результатов взвешивания угольной пыли

Номер сита	Остаток на ситах	Остаток к первоначальному весу образца, %
2,5		
1,6		
1		
0,63		
0,4		
0,315		
0,2		
0,16		
0,1		
0,063		
0,05		
Поддон		
Итого:		
Потери		
Итого:		

7. Содержание отчета

1. Результаты определения гранулометрического состава топливной пыли в виде табл. 1.3.
2. Результаты определения параметров n и b .
3. Интегральная и дифференциальная кривые распределения массы топлива по размерам частиц топливной пыли.

8. Контрольные вопросы

1. Какое значение имеет гранулометрический состав топлива в практике его использования?
2. Что такое ситовой анализ топлива? Количественные показатели ситового анализа.
3. Что такое зерновые (ситовые) характеристики топлива?
4. Что характеризуют параметр n и b ?
5. Чем характеризуется степень измельчения топливной пыли на электростанциях?
6. Как выполнить работу и обработать полученные результаты?
7. По величине n определить в какой мельнице произведен размол топлива.

Лабораторная работа № 2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ВЛАГИ В БУРЫХ И КАМЕННЫХ УГЛЯХ, АНТРАЦИТАХ И ГОРЮЧИХ СЛАНЦАХ

1. Общие сведения

Влажность является одной из важнейших технических характеристик топлива. Наличие влаги вызывает значительные трудности при его транспортировке, переработке и сжигании. Являясь балластом, влага топлива увеличивает расходы на транспортировку и погрузо-разгрузочные работы. В трактах топливоподачи и при переработке нарушается нормальное движение топлива вследствие потери сыпучести, а в зимнее время топливо смерзается. Высокая влажность способствует выветриванию и самовозгоранию твердого топлива

при его длительном хранении в штабелях, что приводит к необходимости ограничения их высоты и сроков обновления.

Влага в топливе снижает теплоту сгорания, температуру в топочной камере, увеличивает расходы топлива и объемы продуктов сгорания, что приводит к увеличению потери теплоты с уходящими газами и затраты энергии на привод дымососов. Увеличение влажности газов вызывает усиление коррозии металла воздухоподогревателя, приводит к повышенному загрязнению поверхности нагрева.

2. Цель работы

Освоение методики экспериментального определения содержания влаги в твердом топливе; определение различных видов общей влаги твердого топлива ускоренным и основным методами сушки; нахождение приведенной влажности.

3. Краткие теоретические сведения

Влагу содержат все виды твердого топлива. Содержание влаги в ископаемом топливе в основном определяется его химической природой и степенью углефикации; в меньшей мере оно зависит от условий залегания, добычи, транспорта и хранения топлива.

Источником влаги в топливе является главным образом внешняя среда (в условиях залегания – обводненная окружающая порода), в некотором количестве вода образуется в самом топливе в процессе химических превращений органического вещества топлива, обуславливающих его углефикацию.

По форме связи влаги с топливом различают следующие основные ее виды: влагу сорбционную, капиллярную, поверхностную, кристаллогидратную.

Сорбционная влага. Ископаемые твердые топлива, будучи капиллярно-пористыми телами, способны впитывать и удерживать влагу за счет сил межмолекулярного взаимодействия, которое может иметь место как на поверхности этих тел, так и в их объеме. Первое приводит к адсорбции молекул воды на поверхности раздела твердой и газообразной фаз и обуславливает присутствие в топливе адсорбционной влаги. Сорбция же влаги в объеме приводит к образованию коллоидно-химической структуры органической части топлива; входящую в эту структуру воду, называют коллоидной влагой.

Количество влаги, адсорбируемой топливом, зависит от его пористости и возрастает при увеличении последней. Характерной особенностью сорбци-

онной влаги является ее зависимость от температуры и влажности среды, в которой находится топливо. Если уголь поместить в насыщенное водяным паром пространство, он способен в случае неполного насыщения его водой дополнительно ее адсорбировать из окружающей среды. Однако если уголь содержал, кроме адсорбционной, влагу иного характера, он будет терять ее, пока упругость пара находящейся в нем воды не сравняется с упругостью пара, насыщенного пространства.

Адсорбционная способность топлива определяет его гигроскопические свойства, выраженные обычно через величину гигроскопической влажности.

Капиллярная влага. К капиллярной относится та часть влаги, которая заполняет достаточно узкие поры топлива за счет капиллярной конденсации.

Поверхностная влага. При контакте топлива с водой происходит смачивание курков топлива. В этом случае влага находится на поверхности кусков в виде пленки, а также может заполнять промежутки между кусками, если эти промежутки имеют достаточно малые размеры. Влага, располагающаяся снаружи кусков (частиц) топлива, называется поверхностной. Количество поверхностной влаги зависит от степени измельчения топлива и его зольности, возрастая при увеличении степени измельчения и росте зольности.

Кристаллогидратная влага. Эта влага связана только с минеральной частью топлива, входя в состав кристаллов, например, алюмосиликатов (глина – $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$), гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{SiO}_2$). Содержание кристаллогидратной воды в топливе увеличивается с ростом его зольности.

Все виды влаги, кроме кристаллогидратной, практически полностью покидают топливо при температуре 102–105 °С; кристаллогидратная вода в этих условиях не удаляется. Прочно связанная с минеральной частью, она может быть полностью выделена лишь при более высоких температурах (400–700 °С). Однако количество кристаллогидратной влаги в топливе обычно весьма мало (несколько процентов общей влаги), в связи с чем при анализах ее, как правило, не учитывают. Наличие кристаллогидратной влаги следует учитывать лишь при определении влажности сланцев и углей, имеющих весьма высокую зольность.

Основным технологическим показателем качества топлива является общая влага $W_{\text{общ}}$. Ее количество обычно определяется по потере массы пробы при полном высушивании на воздухе при температуре 105–140 °С в процентах от первоначальной массы.

Общей влаге топлива, соответствующей различным начальным состояниям анализируемой пробы, присвоены определенные наименования:

рабочая влага W^p – общая влага рабочей массы топлива, т.е. топлива, находящегося в таком состоянии, в каком оно прибывает к потребителю или находится в бункерах сырого угля электростанций;

влага воздушно-сухого топлива $W^{в.с.}$ – часть общей влаги, оставшейся в топливе после доведения его до воздушно-сухого состояния в установленных условиях;

внешняя влага $W_{вн}$ – часть общей влаги топлива, удаляемая из него при доведении до воздушно-сухого состояния в установленных условиях;

лабораторная влага $W^л$ – общая влага лабораторной пробы топлива;

аналитическая влага $W^а$ – общая влага аналитической пробы топлива;

гигроскопическая влага $W^г$ – общая влага порошкообразной пробы топлива, доведенного до равновесного (воздушно-сухого) состояния в воздушной среде с относительной влажностью $6 \pm 2\%$ и температурой $20 \pm 5^\circ\text{C}$.

Величины W^p , $W^л$, $W_{вн}$ связаны между собой соотношением

$$W^p = W_{вн} + W^л \frac{100 - W_{вн}}{100}. \quad (2.1)$$

Во многих случаях приближенно принимают $W^{в.с.} = W^а = W^л$, так как аналитическая и лабораторная пробы топлива по условиям получения находятся в равновесном состоянии с влажностью окружающего воздуха и отличаются только степенью измельчения.

Для сравнительных расчетов часто используется приведенная влажность ($\% \cdot \text{кг/МДж}$)

$$W^п = \frac{W^p}{Q_H} \cdot 10^3. \quad (2.2)$$

В зависимости от величины приведенной влажности топлива разделяют на маловлажные ($W^п < 0,72 \text{ \%} \cdot \text{кг/МДж}$), средневлажные ($W^п 0,72 - 1,91 \text{ \%} \cdot \text{кг/МДж}$) и высоковлажные ($W^п > 1,91 \text{ \%} \cdot \text{кг/МДж}$).

4. Приготовление аналитических проб твердого топлива

Лабораторной пробой топлива считается проба с частицами размером 0–3 мм, если с момента ее поступления в лабораторию прошло более 12 часов. В противном случае проба топлива является рабочей.

Аналитическая проба получается в результате переработки лабораторной пробы и предназначается для определения в ней отдельных показателей

качества топлива, кроме рабочей влаги. Лабораторная проба, если ее масса значительно больше 500 г, до переработки в аналитическую пробу сокращается вручную или в механическом делителе.

Вручную сокращение пробы до массы около 500 г производят последовательным квартованием. Квартование пробы угля осуществляется следующим образом: всю первичную пробу топлива насыпают на разделочный стол в виде конической кучи с помощью воронки. Воронку укрепляют на специальном штативе так, чтобы она могла подниматься над вершиной конуса по мере его возрастания. Пробу топлива насыпают в воронку отдельными порциями с разных сторон над выходным отверстием. По окончании формирования конуса его сплющивают в виде ровного по высоте усеченного конуса, надавливая вертикально на вершину конуса каким-либо плоским предметом. Полученный усеченный конус при помощи пластинчатого радиального делителя (крестовины) делят на четыре равных сектора (квартуют), вдавливая крестовину в топливо до поверхности разделочного стола.

Не снимая крестовины, два противоположных сектора удаляют, а два оставшихся подвергают последующему сокращению аналогичным способом.

Из полученных лабораторных проб берут навески для определения содержания внешней влаги топлива в рабочем состоянии или лабораторной влаги, после чего разделяют пробы в аналитические. Метод приготовления аналитических проб заключается в подсушке лабораторной пробы, измельчении ее частиц до размера не более 0,20 мм (частиц торфа до размера не более 0,28 мм) и сокращении до необходимой массы аналитической пробы.

Существует два метода приготовления аналитических проб топлива: обычный и ускоренный. Различаются они только в первой стадии – разными режимами подсушки проб. В обоих случаях лабораторную пробу топлива массой около 500 г высыпают на металлический противень слоем не более 10 мм. Размеры противня 350x250 мм с бортами высотой 40–50 мм.

По первому методу противень с провой помечают в электрический сушильный шкаф, где подсушивают при температуре 50 ± 5 °С до воздушно-сухого состояния. При этом бурые угли и горючие сланцы сушат 4–5 ч, каменные угли 3 ч и антрациты 2–3 ч. Во время подсушки через каждые 30 мин – 1 ч пробу перемешивают.

По ускоренному методу приготовления аналитической пробы лабораторную пробу подсушивают при температуре 130 ± 5 °С в течение 15 мин.

Подсушенную и охлажденную до комнатной температуры пробу измельчают ручным или механическим способом до полного прохождения через сито №02 (сито с размером стороны квадратной ячейки 0,2 мм). Измельченную пробу выдерживают на противне при комнатной температуре не ме-

нее 12 ч, после чего тщательно перемешивают, разравнивают и набирают из разных мест аналитическую пробу не менее 120 г. Аналитические пробы хранят в стеклянных банках с резиновыми или притертыми стеклянными пробками.

5. Оборудование, измерительные приборы, образцы

Для проведения испытаний применяют:

шкаф сушильный электрический с терморегулятором для поддержания необходимых температур с точностью до 5 °С;

стеклянные или алюминиевые бюксы с крышками таких размеров, чтобы масса слоя топлива в них по стандарту не превышала 0,15 г/см² для лабораторной пробы крупностью менее 3 мм массой около 10 г;

весы с погрешностью взвешивания не более 0,0002 г;

эксикатор с осушающим веществом (хлористый кальций, серная кислота);

щипцы тигельные длиной 250–300 мм;

ложечку или шпатель;

секундомер.

6. Порядок выполнения работы

6.1. Определение содержания влаги в бурых и каменных углях, антраците и горючих сланцах ускоренным методом сушки

Метод основан на высушивании навески топлива в виде лабораторной или аналитической пробы в электрическом сушильном шкафу с естественной тягой при температуре 160 ± 5 °С и вычислении потери массы.

Навески, отобранные для испытания, помещают в стеклянные или алюминиевые бюксы с крышками. Бюксы с крышками нумеруют, взвешивают и хранят в эксикаторе, наполненном осушающим веществом.

Навеску отбирают из разных мест и на разной глубине сосуда с пробой после ее перемешивания, взвешивают при крупности зерен не более 20 мм, 3 мм и менее 0,2 мм с погрешностью не более соответственно 0,005, 0,001 и 0,0002 г.

Во время высушивания бюксы с навесками топлива должны быть с приоткрытыми крышками или полностью открытыми; при охлаждении и взвешивании – с закрытыми. Время высушивания считается с того момента,

когда температура в шкафу, понизившаяся при установке бюкс с навесками топлива, снова достигнет требуемого уровня.

6.1.1. Определение внешней влаги

Внешнюю влагу определяют сушкой пробы топлива при комнатной температуре или в сушильных шкафах с температурой не более 40 ± 5 °С для бурых углей и не более 50 ± 5 °С для каменных углей, антрацитов и горючих сланцев. Максимальный размер куска для определения внешней влаги не более 20 мм; масса навески не менее 500 г.

Навеску топлива помещают на предварительно взвешенный противень из неокисляющегося металла и разравнивают так, чтобы на 1 дм² поверхности приходилось не более 100 г топлива. Противень с навеской взвешивают и ставят для свободной сушки в помещение с хорошей вентиляцией или в сушильный шкаф. Во время сушки топливо периодически взвешивают и после взвешивания осторожно перемешивают.

Предварительную сушку в шкафу считают законченной, когда расхождение в массе между взвешиваниями в течение последних двух часов будет не более 0,3% первичной навески для бурых углей и 0,1% – для каменных углей, антрацитов и горючих сланцев. После окончания сушки при повышенной температуре противень вынимают из сушильного шкафа и оставляют для свободной сушки при комнатной температуре. Сушку считают законченной, если расхождение в массе за последний час между двумя последними взвешиваниями не будет превышать 0,3% первичной массы для бурых углей и 0,1% для каменных углей, антрацитов и горючих сланцев.

6.1.2. Определение влаги воздушно-сухого топлива

Влагу такого топлива определяют после доведения его до воздушно-сухого состояния при определении внешней влаги и раздробления до крупности не более 3 мм. Из полученной таким образом лабораторной пробы крупностью зерен менее 3 мм отбирают в бюксы навески топлива массой $10 \pm 1,0$ г каждая, взвешивая их на аналитических весах. Бюксы помещают в сушильный шкаф при 160 ± 5 °С на 3, 15 и 20 мин соответственно бурые угли, каменные угли и горючие сланцы, антрацит. После окончания сушки бюксы вынимают из сушильного шкафа, закрывают крышками и охлаждают на металлической подвеске от 2 до 3 минут на воздухе, затем в эксикаторе до комнатной температуры, после чего взвешивают.

6.1.3. Определение рабочей влаги

При определении содержания влаги в пробе топлива с крупностью зерен менее 3 мм влагу считают рабочей, если изменение первоначальной массы пробы не превышает 0,5% и с момента приготовления пробы до ее поступления в лабораторию прошло не более 12 ч в противном случае влагу считают лабораторной.

Рабочую влагу определяют двух- или одноступенчатым методом. Рабочую влагу двухступенчатым методом устанавливают как сумму внешней влаги и влаги воздушно-сухого угля. Рабочую влагу одноступенчатым методом определяют также, как и влагу аналитической пробы.

6.1.4. Определение влаги аналитической пробы

Из аналитической, пробы отбирают в бюксы навески топлива массой $1 \pm 0,1$ г каждая, взвешивая их на аналитических весах. Бюксы помещают в предварительно нагретый сушильный шкаф и сушат при температуре 160 ± 5 °С в течение 5 и 10 мин соответственно каменные угли, антрацит и горючие сланцы, а также бурые угли. После окончания суши бюксы вынимают из сушильного шкафа, закрывают крышками и охлаждают в течение 2–3 мин на воздухе, а затем до комнатной температуры в эксикаторе, после чего взвешивают.

Влагу аналитической пробы определяют как потерю массы после высушивания.

Определение внешней влаги производят в одной навеске, определение влаги воздушно-сухого топлива, рабочей влаги и влаги аналитической пробы – параллельно в двух навесках.

6.1.5. Обработка результатов наблюдений

Рабочую влагу при одноступенчатом методе, внешнюю влагу, влагу в воздушно-сухом топливе и влагу аналитической пробы вычисляют по формуле (%)

$$W^{bc} = W^a \frac{m_2 - m_3}{m_2 - m_1} \cdot 100, \quad (2.3)$$

где m_1 – масса пустой бюксы с крышкой, г; m_2 – масса бюксы с крышкой и навеской топлива перед нагреванием, г; m_3 – масса бюксы с крышкой и навес-

кой топлива после нагревания, г.

Рабочую влагу при одноступенчатом методе вычисляют по формуле (%)

$$W^p = W_{\text{BH}} + W^{\text{BC}} \frac{100 - W_{\text{BH}}}{100}, \quad (2.4)$$

Вычисление результатов производят до второго десятичного знака, а окончательные результаты округляют до первого десятичного знака. За результат определения принимают среднее арифметическое результатов двух определений.

6.2. Определение содержания влаги в бурых и каменных углях, антраците и горючих сланцах основным методом сушки

При определении рабочей влаги и влаги лабораторной пробы топлива ее тщательно перемешивают в закрытой банке путем встряхивания, после чего, открыв банку, на разной глубине из двух-трех, мест отбирают в предварительно взвешенные бюксы две навески топлива по $10 \pm 1,0$ г каждая. Взвешивания до и после сушки проводят с погрешностью не более 0,002 г. После взвешивания слой топлива разравнивают легким встряхиванием бюкса.

При определении содержания аналитической влаги W^a пробу топлива с размером кусков менее 0,2 мм тщательно перемешивают и, как указано выше, отбирают в предварительно взвешенные бюксы две навески топлива по 10 ± 1 г. Бюксы с приоткрытыми крышками помещают в нагретый до 105–110 °С сушильный шкаф при открытых вентиляционных заслонках и сушат при этой температуре:

для определения содержания рабочей W^a и лабораторной W^l влаги – в течение 60, 90, 120 мин соответственно каменные угли и горячие сланцы; бурые угли и продукты мокрого обогащения топлива; антрацит;

для определения содержания аналитической влаги W^a – в течение 30 и 60 мин соответственно каменные угли, антрацит и горючие сланцы; бурые угли и продукты мокрого обогащения.

Время высушивания считается с того момента, когда температура в шкафу, понизившаяся при установке бюкс с навесками, снова, достигнет требуемого уровня.

После высушивания бюксы с навесками топлива закрывают крышками, вынимают, из шкафа, охлаждают на воздухе 2–3 мин, а затем до комнатной температуры, после чего взвешивают.

7. Содержание отчета

В отчете следует, привести результаты определения различных видов влаги и приведенной влажности твердого топлива.

8. Контрольные вопросы

1. Источники влаги в топливе и основные ее виды.
2. Основные технологические показатели качества топлива по влажности.
3. Что такое приведенная влажность?
4. Чем определяется выбор температуры и времени сушки топлива при определении влаги?
5. Что такое рабочая, лабораторная и аналитическая пробы топлива? Порядок их приготовления.
6. Порядок определения влаги в топливе ускоренным методом сушки.
7. Порядок определения влаги в топливе основным методом сушки.
8. Как влияет влажность на экономические показатели работы тепловых электростанций, котельных агрегатов, на работу основных узлов котлоагрегатов?
9. К какому виду топлива (маловлажному, средневлажному, высоковлажному) относится исследуемый уголь?
10. Какие виды общей влаги определялись в работе?

Лабораторная работа № 3

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫХОДА ЛЕТУЧИХ ВЕЩЕСТВ

1. Общие сведения

Важнейшими теплотехническими характеристиками твердого топлива является выход летучих веществ и свойства нелетучего остатка (кокса). Эти показатели являются одними из основных при определении рациональных

путей его использования, они положены в основу промышленной классификации органических топлив.

При сжигании топлива в пылевидном состоянии величина выхода летучих веществ и характер коксовой частицы оказывают большое влияние на протекание воспламенения и полноту, его сгорания. Летучие вещества, выделившиеся из топлива, обеспечивают более раннее воспламенение кокса, так как они сами воспламеняются при более низкой температуре, чем коксовый остаток (350–600 °С), быстро повышая тем самым температуру коксовых частиц. Чем больше выход летучих, тем ниже температура воспламенения и легче зажигание топлива и тем больше поверхность фронта пламени. Топливо с большим выходом летучих веществ легко загорается и сгорает быстро с малой потерей тепла. Воспламенение таких топлив в камерных топках начинается почти у самих горелок, вследствие чего приходится принимать меры для удаления ядра факела от горелок во избежание обгорания и шлакования последних.

Пыль топлив с большим выходом летучих веществ в определенной концентрации с кислородом образует взрывоопасную смесь. Взрывоопасной является торфяная, сланцевая, буроголивая пыль, а также пыль каменных углей с выходом летучих веществ более 20%.

Топливо с малым выходом летучих веществ загорается значительно труднее, горит медленнее и сгорает не полностью, поэтому при сжигании таких топлив требуется поддержание высоких температур в зоне воспламенения, что достигается установкой зажигательного пояса и специальных горелочных устройств, обеспечивающих быстрый прогрев аэропыли.

Общее тепловыделение при сгорании топлива складывается из теплот сгорания летучих веществ и коксового остатка. При сгорании топлив с малым выходом летучих веществ основное количество тепла выделяется при сгорании коксовой частицы. У топлив с большим выходом летучих веществ коксовый остаток получается пористым, что придает ему высокую реакционную способность, т.е. способность легко вступить в реакцию с кислородом и восстанавливать CO_2 и CO . Антрацит, полуантрацит и тощие каменные угли являются малореакционными топливами.

Время пребывания малореакционных топлив в топке должно быть достаточно продолжительным, а пыль очень мелкой (размер 90–95 % пылинок не должен превышать 0,09 мм).

Выход летучих веществ используется для технической классификации углей. Наиболее молодые топлива имеют более высокий выход летучих веществ и меньше содержат углерода. С увеличением возраста топлива уменьшается выход летучих веществ и увеличивается содержание углерода. Так, у

бурых углей выход летучих веществ составляет 45–50%, каменных – 25–40%, а у антрацитов – 3–4%.

Кокс, оставшийся после полного выделения летучих, состоит из углерода и минеральных топливных примесей. В зависимости от вида термически разложенного топлива кокс может быть порошкообразным слипшимся, спекшимся, сплавленным. Характер коксового остатка определяет такое важное свойство углей, как спекаемость. Спекаемость топлива имеет практическое значение: она определяет возможность коксования углей и способы их сжигания на колосниковой решетке. Применяемые для коксования угли должны образовывать прочный спекшийся коксовый остаток. К таким углям относятся каменные угли марок: жирный – Ж, коксовый жирный – КЖ, коксовый – К и др.

Топлива, образующие непрочный спекшийся кокс, относятся к слабо-спекающимся каменным углям марок: отощенный спекающийся – ОС к слабо-спекающийся – СС. Если после выхода летучих веществ образуется порошкообразный кокс, то топливо называется неспекающимся. К таким топливам относятся: торф, бурые угли, антрациты и некоторые каменные угли.

Неспекающееся топливо при слоевом сжигании очень неустойчиво; оно представляет собой рыхлую, подвижную массу, состоящую из отдельных, несвязанных друг с другом частиц. При сжигании таких топлив наблюдается большой унос частиц топлива из слоя. Кроме того, часть топлива при этом не сгорает и теряется, проваливаясь, сквозь колосниковую решетку.

2. Цель работы

Освоение методики экспериментального определения выхода летучих веществ из твердого топлива, определение выхода летучих из аналитической пробы твердого топлива, выхода нелетучего остатка, пересчет полученных результатов на сухое безвольное состояние и классификация нелетучего остатка.

3. Краткие теоретические сведения

При нагревании сухого твердого топлива без доступа воздуха происходит частичное разложение его органической и минеральной части с образованием парообразных и газообразных продуктов, называемых летучими веществами.

Парообразная часть летучих веществ состоит в основном из конденсирующихся углеводородов, представляющих собой группу маслянистых и

смолистых веществ. В некотором количестве в них содержатся пары воды пирогенетического происхождения (вода разложения). Газообразная часть летучих веществ состоит из продуктов разложения кислород-содержащих молекул топлива – углеводородных газов предельного и непредельного ряда, водорода, окиси и двуокиси углерода, кислорода, азота. При разложении топлива часть азота превращается в аммиак и в другие азотистые соединения. Органическая сера частично переходит в нелетучий остаток, а частично выделяется в виде сероводорода. В виде сероводорода выделяется и часть пиритной серы.

Следует подчеркнуть, что летучие вещества не содержатся в топливе, а образуются при его нагревании, поэтому при их определении говорят о выходе летучих веществ, а не о их содержании в топливе.

Основная масса летучих веществ образуется при разложении органического вещества топлива, в связи с чем количество летучих веществ принято относить к органической или горючей массе, обозначая его через V^r .

Количество и состав образующихся летучих веществ для данного вида топлива зависят, в основном от конечной температуры и скорости нагрева топлива.

По мере повышения, температуры процесс термического реагирования (разложения) проходит несколько стадий. На первой из них – стадии бертинирования, протекающей от температуры начала реагирования до 270–330 °С в зависимости от вида топлива, происходит отщепление от макромолекулы органического вещества топлива наиболее слабо связанных кислород- и серо-содержащих функциональных групп и незначительной части углеводородных радикалов. При этом образуются пирогенетическая влага, газ бертинирования, состоящий из CO, CO₂, H₂ и небольшого количества метана CH₄, и твердый остаток – бертинат, который характеризуется более высокой теплотой сгорания, чем исходное топливо.

Вторая стадия термического реагирования – полукоксование – протекает при температурах 500–700 °С и характеризуется интенсивным образованием газа, состоящего преимущественно из углеводородов предельного и непредельного ряда и первичных смолопродуктов. Образующийся твердый остаток – полукокс обладает повышенной теплоценностью и реакционной способностью, что делает его весьма ценным энергетическим топливом и технологическим сырьем.

Третья стадия – коксование – протекает в интервале температур 900–1100 °С. На этой стадии увеличивается выход газа и снижается выход смолопродуктов, а также завершается формирование специфической структуры твердого остатка – кокса.

В зависимости от происхождения и степени углефикации находятся температура начала термического реагирования и выход летучих веществ (см. табл. 3.1).

Таблица 3.1

Значения температуры начала термического реагирования и выхода летучих веществ для различных видов топлив

Топливо	Температура начала газовой-деления, °С	Выход летучих веществ, %
Древесина	130	85
Торф	120-150	70
Бурый уголь	150-170	35-50
Каменный уголь	170-330	12-45
Антрацит	350	4-7
Горючий сланец	180	80

При определении выхода летучих веществ основными факторами, влияющими на результат, является температура нагрева и его продолжительность.

Основная масса летучих веществ образуется при нагреве топлива до 800–850 °С. При дальнейшем повышении температуры выход летучих увеличивается незначительно. Учитывая этот факт, а также трудности получения в лабораторных условиях более высоких температур, определение выхода летучих веществ по стандартному методу проводится при температуре 850 ± 10 °С.

Выделение основной массы летучих веществ заканчивается через 6–7 мин нагрева при температуре 850 °С. Дополнительная выдержка топлива при этой температуре незначительно увеличивает выход летучих. Однако при этом увеличивается вероятность выгорания углерода кокса вследствие диффузии кислорода к топливу, усиливающейся при уменьшении выхода летучих веществ. Поэтому стандартным методом предусматривается продолжительность нагрева топлива в течение 7 мин.

4. Оборудование, измерительные приборы, образцы

Для проведения испытаний применяют:

печь муфельную электрическую, обеспечивающую температуру нагрева до 1000 °С, с терморегулятором для поддержания температуры на уровне 840–860 °С (муфельная печь должна иметь отверстия в передней стенке для выхода летучих веществ, в задней – для установки термопары);

термопары с гальванометром для измерения температур до 1000 °С;

тигли фарфоровые или кварцевые цилиндрической или конической формы с шлифованными крышками (тигли и крышки должны быть пронумерованы, прокалены при температуре 840–860 °С до постоянной массы и храниться в эксикаторе);

подставку для тиглей из жароупорной проволоки или листовой жаростойкой стали на два, четыре или шесть тиглей (размеры подставки должны обеспечивать возможность размещения тиглей в зоне устойчивой температуры печи 840–860 °С, а также расстояние 20 мм между дном тигля и подом печи);

весы с погрешностью взвешивания не более 0,0002 г;

эксикатор с серной кислотой, хлористым кальцием, силикагелем или другими осушающими веществами;

щипцы тигельные длиной 250–300 мм;

ложечку или шпатель;

секундомер;

пресс лабораторный для брикетирования.

5. Порядок выполнения работы

5.1. Определение выхода летучих веществ бурых и каменных углей и антрацита

Из аналитической пробы топлива отбирают навеску массой $1 \pm 0,1$ г в предварительно взвешенные тигли. Навески бурых углей перед испытанием брикетируются помощью лабораторного пресса. Полученный брикет взвешивают в тигле, уточняя взятую для анализа навеску угля.

Тигли с навесками, закрытые крышками, устанавливают на подставке и помещают возможно быстрее в зону устойчивой температуры муфельной печи, предварительно нагретой до температуры 860 °С. Температуру, понизившуюся при установке тиглей в печь, доводят до 850 ± 10 °С не более чем за 3 мин, в противном случае определение повторяют. В закрытой печи тигли выдерживают точно в течение 7 мин. По истечении 7 мин подставку с тиглями вынимают из печи и охлаждают 5 мин на воздухе на металлическом или асбестовом листе. После этого тигли, не снимая крышек, переносят в эксикатор, где охлаждают до комнатной температуры, а затем взвешивают и освобождают от нелетучего остатка.

Все взвешивания производят с погрешностью не более 0,0002 г. Определение проводят параллельно в двух навесках.

5.1.1. Обработка результатов

Выход летучих веществ в аналитической пробе топлива вычисляют по формуле (%)

$$V^a = \frac{m_2 - m_3}{m_2 - m_1} \cdot 100 - W^a, \quad (3.1)$$

где m_1 – масса пустого тигля с крышкой, г; m_2 – масса тигля с крышкой и навеской топлива перед нагреванием, m_3 – масса тигля с крышкой и остатком после нагревания, г; m_4 – влага аналитической пробы исследуемого топлива, %.

Выход летучих веществ в пересчете на сухое беззольное состояние (на горючую массу) вычисляют по формуле (%)

$$V^r = \frac{100}{100 - W^a - A^a} \cdot V^a, \quad (3.2)$$

где A^a – зольность аналитической пробы исследуемого топлива, %.

Выход нелетучего остатка $(NV)^a$ вычисляют по формуле (%)

$$(NV)^a = 100 - V^a - W^a. \quad (3.3)$$

Пересчет нелетучего остатка на сухое беззольное состояние $(NV)^r$ производят по формуле (%)

$$(NV)^r = \left[(NV)^a - A^a \right] \frac{100}{100 - V^a - W^a}. \quad (3.4)$$

Результаты определений вычисляют с точностью до 0,01% и с той же точностью пересчитывают на горючую массу. Окончательные результаты округляют до десятых долей процента. Расхождения между результатами двух параллельных определений выхода летучих веществ V^a по одной аналитической пробе не должно превышать:

для топлив с выходом летучих веществ менее 9, от 9 до 45% и более соответственно 0,3; 0,5 и 1%.

5.1.2. Классификация нелетучего остатка

Нелетучий остаток, полученный в тигле после определения выхода летучих веществ, характеризуют в зависимости от внешнего вида по следующей классификации: порошкообразный, слипшийся – при легком нажиме пальцем рассыпается в порошок; слабоспекшийся при нажиме рассыпается на кусочки; спекшийся – для раскалывания на отдельные кусочки необходимо приложить усилия; сплавленный, невспученный – плоская лепешка с серебристым металлическим блеском поверхности, высотой менее 15 мм; сплавленный, сильно вспученный – остаток с серебристым металлическим блеском поверхности, высотой более 15 мм.

5.2. Определений выхода летучих веществ горючих сланцев

Навеску топлива массой $1 \pm 0,1$ г помещают в стакан, приливают в него 20-30 см соляной кислоты (для освобождений навески сланца от диоксида углерода карбонатов), нагревают до кипения (не допуская кипячения), фильтруют и промывают горячей водой.

Открытый тигель и крышку тигля высушивают в сушильном шкафу до постоянной массы при $105-110$ °С. Закрытый тигель с осадкой устанавливают на подставке и помещают возможно быстрее в зону устойчивой температуры муфельной печи. В закрытой печи тигель выдерживают 7 мин при температуре 830 ± 10 °С. Затем подставку с тиглем вынимают, тигель охлаждают сначала на воздухе около 5 мин, не снимая крышки, а затем в эксикаторе до комнатной температуры и взвешивают.

Выход летучих веществ в аналитической пробе V^a вычисляют по формуле (%)

$$V^a = \frac{m_2 - (m_1 + m_3)}{m} \cdot 100, \quad (3.5)$$

где m_2 – масса тигля с крышкой, осадком и фильтром после высушивания, г; m_1 – масса сухого фильтра, г; m_3 – масса тигля с крышкой и осадком после прокалывания, г; m – навеска сланца.

Расхождение между результатами двух параллельных определений не должно превышать 0,5%.

6. Содержание отчета

1. Результаты определения выхода летучих веществ из аналитической пробы, твердого топлива.
2. Результаты определения выхода нелетучего остатка,
3. Результаты пересчета выхода летучих веществ и нелетучего остатка на сухое беззольное состояние.
4. Характеристика нелетучего остатка.

7. Контрольные вопросы

1. Что такое летучие вещества и коксовый остаток, из каких элементов они состоят и какую роль играют при сжигании топлива?
2. Влияние выхода летучих веществ на работу котельного агрегата и его конструкцию,
3. Связь между величиной выхода летучих веществ и реакционной способностью коксового остатка.
4. Спекаемость твердого топлива и ее практическое значение.
5. Почему выход летучих веществ рассчитывается на горючую массу?
6. Основные стадии термического разложения твердого топлива и их характеристика.
7. Чем основан выбор температуры и времени, при которых определяется выход летучих веществ?
8. Почему при определении выхода летучих веществ тигель закрывают крышкой?
9. По величине выхода летучих веществ, характеру коксового остатка определить, к какому виду относится исследуемое топливо (торф, бурый уголь, каменный уголь, антрацит)?

Лабораторная работа № 4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОЛЬНОСТИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

1. Общие сведения

Негорючие минеральные примеси являются: балластом топлива. Они уменьшают содержание горючей массы. Вследствие этого уменьшается теплота сгорания рабочего топлива, увеличивается его расход, возрастают затраты на добычу и перевозку,

Твердый негорючий остаток, получающийся после всех преобразований минеральной части в процессе горения топлива, называют золой. Состав и вес золы не идентичны составу и весу минеральных примесей топлива.

Минеральные примеси топлива являются причиной загрязнения либо износа поверхностей нагрева котлоагрегатов. Процессы загрязнения поверхностей нагрева становятся острой проблемой в случае образования на них связанных отложений летучей золы, и особенно в тех случаях, когда такие отложения срастаются со слоем оксида металла на трубах. В этом случае средства для очистки поверхностей нагрева или становятся малоэффективными, или при достижении желаемого эффекта очистки вызывают разрушения поверхностей нагрева: эрозию при обдувке и дробевой очистке, усталостные трещины в трубах при вибрационной очистке и др.

При неравномерном образовании отложений на кипячительных трубах возможно нарушение циркуляции пароводяной смеси, а поверхностная коррозия металла труб под слоем химически агрессивных загрязнений иногда является причиной разрыва труб.

Крупные шлаковые образования могут привести к поломке котельных труб и обмуровки.

Забивание газоходов отложениями золы увеличивает газовое сопротивление и снижает паропроизводительность котла до 50–70% от проектной. Являясь вредным термическим сопротивлением на поверхности нагрева, золовые слои резко ухудшают процесс теплопередачи.

Увеличение зольности топлива и количества летучей золы в потоке газов требует установки более дорогих золоулавливающих устройств после котла для защиты воздушного бассейна от загрязнения.

2. Цель работы

Освоение методики экспериментального определения зольности твердого топлива, определение зольности аналитической пробы твердого топлива и пересчет ее на сухую и рабочую массы.

3. Краткие теоретические сведения

По происхождению минеральные примеси можно разделить на внутренние, накопившиеся в пластах топлива в процессе его, образования, и внешние, попавшие в топливо из окружающей породы при его добыче.

От соотношений между количествами внутренней и внешней минеральных частей топлива зависит характер ее превращения в топочном процессе, условия перераспределения неорганического вещества между уносом и шлаком, что, в свою очередь, оказывает большое влияние на процессы загрязнения и коррозии поверхностей нагрева парогенераторов.

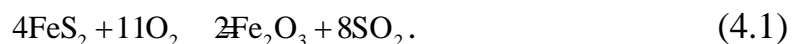
Наиболее важными минералами во внешней минеральной части топлива являются глинистые минералы (каолинит $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$); слюда различного состава (мусковит $\text{K}_2\text{O} \cdot 3\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, иллит); разновидности шпатов (ортоклаз $\text{K}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{SiO}_2$, альбит $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{SiO}_2$, анортит $\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{SiO}_2$); кварц (SiO_2); пирит и марказит (FeS_2); карбонатные минералы (кальцит CaCO_3 , магнезит MgCO_3 , доломит $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$); сидерит (FeCO_3); сульфаты (гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) и др. Из перечисленных минералов наиболее общими для многих твердых топлив являются глинистые минералы, представленные каолинитами, и кварц.

При сжигании топлива его минеральная часть, подвергаясь ряду превращений в основном окислительного характера, образует золу, количество и состав которой зависят от содержания и состава минеральных примесей, а также от условий и способа сжигания топлива. Сжигание топлива в лабораторной муфельной печи с целью определения его зольности проводится в условиях большого избытка кислорода и длительного времени прокаливания. При этом в минеральной части топлива протекают следующие процессы. Гидратированные силикаты начинают диссоциировать с потерей кристаллогидратной влаги при температуре около 100°C и теряют ее полностью при температуре 800°C .

Гидраты оксида железа превращаются в оксид железа.

Карбонаты разлагаются с образованием диоксида углерода, начиная с температуры 500°C .

Сульфиды железа, в частности пирит, окисляются с образованием оксида железа и диоксида серы, начиная с температуры 500 °С по реакции



Гипс теряет кристаллогидратную воду при 500 °С и превращается в безводный сульфат кальция.

Сульфаты железа и алюминия начинают разлагаться при 800 °С, а сульфаты кальция – при 1300 °С.

Щелочи и хлориды начинают улетучиваться при температуре около 500 °С и заметно испаряются при температуре выше 800 °С.

В результате подобных превращений масса и состав образующейся золы никогда не бывают равными массе и составу исходных минеральных примесей. Масса золы оказывается в среднем на 10% меньше исходной минеральной массы топлива.

Неверно говорить о содержании золы в топливе, так как зола в топливе не содержится, а получается при его сжигании.

При горении топлива в топочных устройствах минеральные примеси претерпевают в основном те же превращения, что и в муфельной печи, однако изменение ряда условий накладывает определенный отпечаток на состав и количество образующейся золы.

Несгоревшая часть топлива в условиях топки образует в общем случае так называемые очаговые остатки, состоящие из шлака, золы и продуктов неполного сгорания топлива – в основном углерода. Шлак – это преобразованная в условиях горения минеральная часть топлива в форме прочных сплавленных или спекшихся конгломератов. Зола физически представляет собой порошкообразный остаток сгоревшего топлива. Различают летучую золу, называемую также золой уноса или просто уносом (пылевидные фракции, выносимые дымовыми газами из топки котла или осаждающиеся в его конвективных газоходах) и провал – более крупные фракции золы, выпадающие вместе со шлаком в холодную воронку (низ) топки.

4. Оборудование, измерительные приборы, образцы

Для проведения испытаний применяются:

электropечь муфельная с максимальной температурой нагрева 900 °С;

термопара со вторичным измерительным прибором, обеспечивающая измерения температуры (термопару устанавливают в специальные отверстия, расположенные в задней стенке муфельной печи);

лодочки фарфоровые прямоугольные № 1,2 и 3 по ГОСТ 9147-80;
пластинка керамическая или из жароупорного материала толщиной не более 5 мм;
штапель или ложечка для перемешивания испытуемой пробы и взятия навески;
щипцы тигельные;
весы аналитические;
кальций хлористый двуводный;
эксикатор с хлористым кальцием или с другим осушающим веществом

5. Порядок выполнения работы

5.1. Определение зольности бурых углей и каменных углей, антрацита и горючих сланцев методом медленного озоления

Из аналитической пробы топлива берут в предварительно прокаленную и взвешенную лодочку навеску массой $1 \pm 0,1$ г и легким постукиванием по бортику лодочки добиваются равномерного распределения слоя топлива по дну лодочки. Лодочки нужно пронумеровать, прокалить до постоянной массы и хранить в эксикаторе с осушающим веществом. Все взвешивания производят с погрешностью не более 0,0002.

Лодочки с навесками топлива ставят на стальной или керамической пластинке или без нее на под холодной муфельной печи (рис. 4.1).

Для озоления каменных углей и антрацитов начальную температуру муфельной печи повышают в течение 30 мин до 500 °С и в течение следующих 30–60 мин до 800–830 °С. Для озоления бурых углей и горючих сланцев начальную температуру муфельной печи повышают в течение 30 мин до 250 °С, в течение следующих 30 мин – до 500 °С и затем в течение 1ч – до 800–830 °С. По достижении указанной температуры прокаливают в закрытой муфельной печи образовавшийся зольный остаток каменных углей и антрацитов в течение 1,5 ч, а бурых углей и горючих сланцев – в течение 1 ч. После прокаливания лодочки с зольным остатком вынимают из муфеля, охлаждают сначала на воздухе в течение 5 мин, а затем в эксикаторе до комнатной температуры и взвешивают.

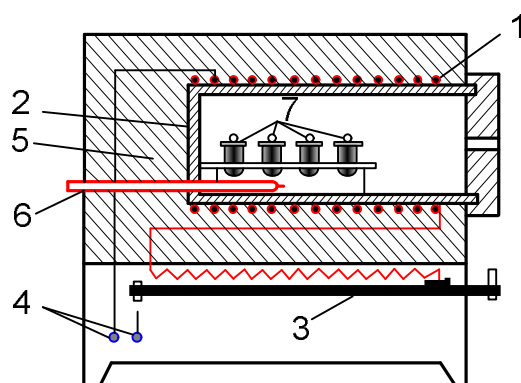


Рис. 4.1. Электрическая муфельная печь для определения зольности и выхода летучих веществ: 1 – электронагреватель; 2 – корпус муфельной печи; 3 – реостат; 4 – клеммы; 5 – теплоизоляция; 6 – термопара; 7 – тигли с пробами топлива

Проводят контрольное прокаливание лодочек с зольным остатком в течение 30 мин и определяют изменение массы. Если масса изменится (в сторону уменьшения или увеличения) менее чем на 1 мг, то испытание заканчивают и для расчета принимают последнее значение. При изменении массы на 1 мг и более производят дополнительное контрольное прокаливание продолжительностью 30 мин каждое до тех пор, пока разность масс при двух последних взвешиваниях не будет менее 1 мг.

5.2. Определение зольности бурых и каменных углей, антрацита и горючих сланцев методом ускоренного озоления

В предварительно взвешенные фарфоровые лодочки помещают навески топлива массой $1 \pm 0,1$ г, отбирая их из аналитической пробы, и легким постукиванием по бортику лодочки добиваются равномерного распределения слоя топлива по дну лодочки.

Нагревают муфельную печь до температуры 850–875 °С и лодочки с навесками на стальной или керамической пластинке помещают на край пода печи. В таком положении при открытой дверце муфеля пластинку выдерживают 3 мин при озолении углей и антрацита и 5 мин – при озолении сланцев.

Затем пластинку с лодочками продвигают в муфельную печь со скоростью 2 см/мин и при достижении ею центра муфеля закрывают его дверцу.

Продолжительность озоления навески испытуемого топлива и температура муфельной печи указана в табл. 4.1.

Отсчет времени прокаливания начинается при температуре муфельной печи не ниже 800 °С. По окончании прокаливания пластинку с лодочками из муфельной печи вынимают, охлаждают сначала на воздухе в течение 5 мин, а затем в эксикаторе до комнатной температуры и взвешивают. Контрольных

прокаливаний не производят.

Таблица 4.1

Продолжительность озоления навески испытуемого топлива
и температура муфельной печи

Вид топлива	Температура муфельной печи, °С	Продолжительность озоления, мин	
		в лодочках № 2	в лодочках № 3
Угли каменные и антрацит	800-830	35	25
Угли бурые	800-830	25	20
Сланцы горючие	850-875	25	20

6. Обработка результатов испытаний

Зольность аналитической пробы испытуемого топлива (A^a) в процентах вычисляют по формуле

$$A^a = \frac{m_3 - m_1}{m_2 - m_1} \cdot 100, \quad (4.2)$$

где m_1 – масса прокаленной лодочки, г; m_2 – масса лодочки с навеской испытуемого топлива, г; m_3 – масса лодочки с остатком после прокаливания навески испытуемого топлива, г.

Определение зольности по каждой пробе производят параллельно в двух навесках. За окончательный результат принимают среднее арифметическое результатов двух параллельных определений.

Пересчет зольности (%) аналитической пробы топлива на сухую массу (A^c) производят по формуле

$$A^c = A^a \frac{100}{100 - W^a}. \quad (4.3)$$

Пересчет зольности (%) аналитической пробы топлива на рабочую массу (A^p) делают по формуле

$$A^p = A^a \frac{100 - W^p}{100 - W^a}. \quad (4.4)$$

Вычисление результатов анализа, а также пересчет результатов на сухое и рабочее топливо выполняют с точностью до 0,01%. Окончательные результаты анализа округляют до десятых долей процента.

Допускаемые расхождения между результатами двух определений не должны превышать величин, указанных в табл. 4.2.

Таблица 4.2

**Величины допускаемых расхождений между результатами
двух определений**

Зольность, (A^a , %)	Допускаемые расхождения (%) между результатами	
	двух параллельных определений в одной лаборатории	двух определений по дубликатам одной лабораторной пробы в разных лабораториях
До 10	0,2	0,3
Свыше 10 до 20	0,3	0,4
Свыше 20 до 25	0,4	0,5
Свыше 25	0,5	0,7

Если расхождение между результатами двух параллельных определений превышает приведенную величину, проводят третье определение и за окончательный результат принимают среднее арифметическое результатов двух наиболее близких определений в пределах допускаемых расхождений. Если результат третьего определения находится в пределах допускаемых расхождений по отношению к результатам каждого из двух предыдущих определений, то за окончательный результат принимают среднее арифметическое результатов трех определений.

7. Содержание отчета

В отчете следует привести результаты определения зольности аналитической пробы твердого топлива и результаты пересчета на сухую массу и рабочую.

8. Контрольные вопросы

1. Что такое зола?
2. Происхождение минеральных примесей топлива и их состав.
3. Как влияют минеральные примеси топлива на работу котельного агрегата и на экономические показатели электростанций?

4. Какие изменения происходят в минеральной части топлива при его горении.
5. Что такое шлак, летучая зола и провал?
6. Порядок определения зольности.
7. Преимущества и недостатки методов медленного и ускоренного озоления.

Лабораторная работа № 5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ВСПЫШКИ И ВОСПЛАМЕНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

1. Введение

На тепловых электростанциях широко применяются, в качестве масел, смазок и топлива продукты переработки нефти. Одними из показателей качества нефтепродуктов являются температуры воспламенения и вспышки.

В условиях электростанций определение температуры вспышки производится для установления степени огнеопасности нефтепродукта при хранении и для определения максимально допустимой температуры его подогрева в емкостях, не изолированных от окружающего воздуха. Эта температура должна быть не менее чем на 10 °С ниже температуры вспышки.

Все нефтепродукты по степени огнеопасности разделяются, на четыре класса.

К первому классу относятся наиболее легковоспламеняющиеся нефтепродукты – бензин и лигроин, температура вспышки которых ниже 28 °С.

Ко второму классу – керосин тракторный и осветительной с, температурой вспышки в пределах 28–45 °С.

К третьему классу – жидкие нефтепродукты, имеющие температуру вспышки в пределах 45–120 °С (дизельное топливо, мазут).

К четвертому классу – жидкие и твердые нефтепродукты с температурой вспышки выше 120 °С (смазочные масла, парафин, асфальт, битумы и др.).

2. Цель работы

Освоение методики и экспериментальное определение температуры вспышки и воспламенения нефтепродукта.

3. Краткие теоретические сведения

Температурой вспышки называется температура, при которой жидкое топливо (или другой нефтепродукт, например масло), нагреваемое в строго определенных условиях, выделяет достаточное количество паров для того, чтобы смесь их с окружающим воздухом могла вспыхнуть при поднесении к ней пламени. При этом само топливо еще не загорается.

Если же при поднесении к топливу пламени вслед за вспышкой паров в течение некоторого времени (не менее 5 с) происходит горение самого топлива, то соответствующая этому температура называется температурой воспламенения. Иногда эту температуру называют верхним пределом температуры вспышки, а собственно температуру вспышки – нижним пределом взрываемости, так как вспышка представляет собой ни что иное, как взрыв в малых размерах. Разница между обеими температурами для одного и того же нефтепродукта невелика и обычно не превышает 60–70 °С.

Приборы для определения температуры вспышки делятся на два типа: закрытые и открытые. Величина температуры вспышки одного и того же нефтепродукта в приборах открытого типа всегда выше, чем в приборах закрытого типа. Разница в величине температуры вспышки составляет 3–8 °С для легких нефтепродуктов и может достигать до 50 °С для тяжелых нефтепродуктов, в частности топочного мазута.

Определение температуры вспышки продуктов, для которых она превышает +50 °С, обычно проводят в приборе ПВНЭ конструкции Мартенс-Пенского.

4. Оборудование, измерительные приборы, образцы

Прибор ПВНЭ (рис. 5.1) состоит из резервуара 1 с фланцем, плотно пригнанной к резервуару крышки 2 с укрепленными на ней деталями и корпуса 3 со встроенным в нем электронагревателем. На внутренней поверхности резервуара имеется риска, до которой наливают испытуемый продукт. На крышке укреплены: заслонка с поворотным механизмом 4, зажигалка 5, тубус для термометра 6 и мешалка на гибкой пружинистой ручке 7. При вращении заслонки открываются трапециевидные отверстия крышки и зубец, укрепленный на заслонке, упираясь в нижнюю часть зажигалки, наклоняет ее к отверстию в крышке.

Возвращение заслонки и зажигалки в первоначальное положение происходит под действием пружины механизма перемещения.

Питание прибора осуществляется от сети переменного тока через регулятор напряжения, который позволяет плавно изменять скорость нагрева нефтепродуктов.

5. Порядок выполнения работ

Для исследования берется нефтепродукт, освобожденный от влаги. Чистый, предварительно промытый бензином и высушенный резервуар заполняют до кольцевой риски исследуемым топливом при температуре около $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, закрывают чистой и сухой крышкой, вставляют термометр и осторожно помещают в гнездо корпуса. Зажигают фитиль, слегка смочив его маслом или керосином, затем регулируют пламя таким образом, чтобы оно имело близкую к шаровидной форму диаметром $3\text{--}4\text{ мм}$, после чего фитиль гасят.

Включают электронагрев прибора и регулирует его так, чтобы температура топлива сначала повышалась со скоростью $5\text{--}8\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{мин}$, а затем по достижении температуры примерно на $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ ниже ожидаемой температуры вспышки – со скоростью $2\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{мин}$. В процессе всего нагрева топливо в резервуаре непрерывно перемешивают, вращая мешалку с частотой $1\text{ об}/\text{с}$.

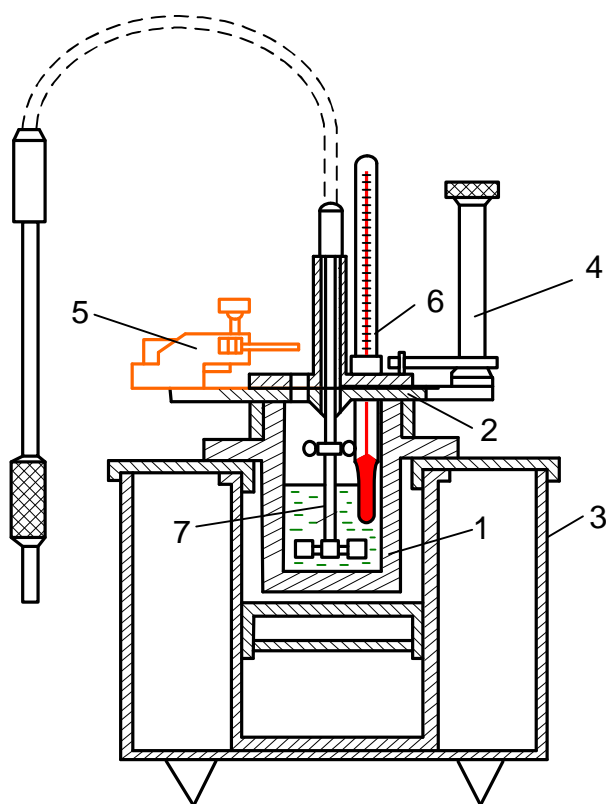


Рис. 5.1. Прибор для определения температуры вспышки жидких нефтепродуктов ПВНЭ:
1 – резервуар; 2 – крышка; 3 – корпус; 4 – механизм перемещения заслонки; 5 – зажигалка;
6 – термометр; 7 – мешалка

При температуре, на 10 °С ниже ожидаемой температуры, вспышки зажигают фитиль и приступают к испытанию. Для этого через каждые 2 °С повышения температуры поворачивают головку пружинной ручки, с помощью которой открывается отверстие в крышке и фитиль погружается в паровое пространство, резервуара. Отверстие в крышке открывают на 1 с. Во время испытания, т.е. поворота ручки, перемешивание прекращают. Если вспышка не произошла, топливо вновь перемешивают, повторяя испытание через каждые 2 °С.

За температуру вспышки принимают показания термометра в момент четкого появления первого синего пламени над поверхностью продукта внутри прибора.

После установления температуры вспышки топливо продолжают нагревать со скоростью 4 °С/мин и повторяют испытание через каждые 2 °С подъема температуры.

За температуру воспламенения принимают показания термометра, когда вслед за вспышкой топливо загорается и продолжает гореть не менее 5 с.

Повторное (параллельное) определение температуры вспышки и температуры воспламенения проводят аналогично, предварительно охладив резервуар и заполнив его новой пробой топлива.

6. Обработка результатов наблюдений

Температуру вспышки вычисляют с поправкой на барометрическое давление алгебраическим сложением найденной температуры и поправки, определенной по формулам:

$$\Delta t = \frac{101,325 - P}{3,3} \cdot 0,9, \quad (5.1)$$

$$\Delta t = \frac{1,013 - P}{0,033} \cdot 0,9, \quad (5.2)$$

$$\Delta t = 0,0362 \cdot (760 - P), \quad (5.3)$$

где P – фактическое барометрическое давление в кПа (5.1), барах (5.2), мм.рт.ст. (5.3).

Допускаемые расхождения между параллельными определениями не должны превышать значений, указанных в табл. 5.1.

Величины допускаемых расхождений между
параллельными определениями

Температура вспышки, °С	Допускаемое расхождение, °С
До 104	2
Свыше 104	6

За температуру вспышки и температуру воспламенения принимают среднее арифметическое двух параллельных определений. Полученные значения температур округляют до целых чисел.

7. Содержание отчета

В отчет следует привести результаты определения температуры вспышки и воспламенения нефтепродукта, а также заключение о том, к какому классу по степени огнеопасности относится исследуемый нефтепродукт.

8. Контрольные вопросы

1. Что такое температура вспышки температур воспламенения нефтепродукта?
2. Для чего необходимо знать температуру вспышки нефтепродукта?
3. К какому классу по степени огнеопасности относится исследуемый нефтепродукт?

Лабораторная работа № 6

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

1. Введение

Теплота сгорания, являясь основной теплотехнической характеристикой топлива, определяет его энергетическую ценность и представляет собой количество теплоты, выделяющейся в ходе химических реакций окисления горючих компонентов топлива газообразным кислородом.

Под удельной теплотой сгорания понимается количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании единицы массы твердого или жидкого топлива или единицы объема газообразного топлива. В зависимости от вида массы топлива различают теплоту сгорания топлива в рабочей состоянии Q^p его сухой массы Q^c , сухой беззольной Q^f и органической массы Q^o . Первая и вторая величины теплоты сгорания зависят от химического состава горючей и минеральной части топлива, а также от количества балласта в нем; третья и четвертая величины – только от степени углефикации топлива.

2. Цель работы

Освоение методики экспериментального определения теплоты сгорания твердого топлива, определение удельной теплоты сгорания в бомбе аналитической пробы топлива, пересчет полученного значения на высшую теплоту сгорания аналитической пробы, высшую теплоту сгорания рабочей пробы и низшую теплоту сгорания рабочей пробы.

3. Краткие теоретические сведения

Сгорание любого топлива, содержащего влагу или водород, сопровождается образованием водяных паров. При их конденсации выделяется некоторое количество теплоты (кДж/кг), определяемое по формуле

$$Q_{H_2O} = r \frac{W + 9H}{100}, \quad (6.1)$$

где r – скрытая теплота конденсации, кДж/кг; W – массовая доля влаги в сжигаемом топливе, %, H – массовая доля водорода в топливе, %; 9 – коэффициент пересчета содержания водорода в топливе на количество образующейся при его сгорании воды по реакции



Как следует из реакции, на одну часть массы водорода образуется девять частей по массе воды.

Количество теплоты, выявляющееся при сжигании топлива с последующей конденсацией водяных паров и снижением температуры всех продуктов сгорания до $20\text{ }^\circ\text{C}$, называется высшей теплотой сгорания Q_v . Если же теплота конденсации и охлаждения не учитывается, то теплоту сгорания на-

зывают низшей Q_n . Удельная теплота конденсации и охлаждения водяных паров равна 2442 кДж/кг, если не учитывать влияние парциального давления водяного пара, при котором происходит конденсация. В итоге теплота конденсации водяных паров, образовавшихся из 1 кг топлива,

$$Q_{n,o} = 2442(W/100 + 9H/100) = 24,42(W + 9H), \quad (6.3)$$

отсюда взаимосвязь низшей и высшей теплоты сгорания имеет вид

$$Q_n = Q_b - 24,42(W + 9H). \quad (6.4)$$

Формула справедлива для любой массы топлива, поэтому в ней отсутствуют верхние индексы.

Низшую теплоту сгорания топлива в рабочем состоянии принято использовать в РФ в качестве основного показателя энергетической ценности топлива.

Высшая теплота сгорания топлива является наиболее постоянной величиной, поэтому она используется для сравнения топлив.

Топлива характеризуются различными значениями теплоты сгорания. При сравнении тепловой ценности топлива и решении вопроса о замене одного топлива другим, а также при составлении норм расхода топлива и плановой потребности вводят понятие условного топлива и топливного эквивалента.

Теплота сгорания условного топлива принимается равной 29330 КДж/кг (7000 Ккал/кг) и обозначается Q_{yt} .

Относительная тепловая ценность различных топлив рассматривается в сравнении с условным топливом с помощью топливного эквивалента

$$\mathcal{E} = Q_n^p / Q_{yt}. \quad (6.5)$$

Топливный эквивалент позволяет производить пересчеты израсходованного или планируемого реального топлива B в условное B_{yt} и обратно по соотношению

$$B_{yt} = B \cdot \mathcal{E} = B \frac{Q_n^p}{Q_{yt}}, \quad (6.6)$$

где $B_{\text{ут}}$ – расход условного топлива, кг; B – расход реального или планируемого топлива, кг; $\mathcal{E} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{Q_{\text{ут}}}$ – топливный эквивалент.

Теплота сгорания отдельных видов топлив определяется по данным элементного состава топлива или экспериментально в приборах, называемых калориметрами. Аналитическое определение теплоты сгорания топлива по данным элементного состава выполняется по формулам Д.И. Менделеева с эмпирически подобранными коэффициентами для соответствующих горючих элементов. Так, для определения низшей теплоты сгорания рабочей массы твердого и жидкого топлива формула имеет следующий вид:

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 339C^{\text{р}} + 1030H^{\text{р}} - 109(O^{\text{р}} - S^{\text{р}}) - 25W^{\text{р}}, \quad (6.7)$$

где $C^{\text{р}}$, $H^{\text{р}}$, $O^{\text{р}}$, $S^{\text{р}}$, $W^{\text{р}}$ – элементы рабочей массы топлива, %.

Приведенный способ рассматривается как приближенная оценка тепловой ценности топлива. Это определяется тем, что элементный состав топлива на рабочую массу в значительной степени изменяется в зависимости от условий хранения топлива и других факторов. Более точное значение теплоты сгорания топлива можно определить экспериментально. Сущность экспериментального метода определения теплоты сгорания топлива состоит в сжигании пробы исследуемого топлива в среде сжатого кислорода в герметически закрывающемся металлическом сосуде (калориметрической бомбе), погруженном в воду. При этом вся выделяющаяся теплота топлива воспринимается водой, прирост температуры которой достаточно точно измеряется.

4. Оборудование, измерительные приборы, образцы

Для проведения испытания применяются:

калориметр сжигания с бомбой (жидкостный);

весы аналитические;

весы лабораторные технические;

термометры ртутные постоянного или переменного наполнения с ценой деления шкалы 0,01 °С и погрешностью отсчета не более 0,002 °С;

термометр ртутный лабораторный с пределами измерения от 0 до 50 °С;

секундомер;

кислород, полученный методом глубокого охлаждения воздуха;

бумага фильтровальная лабораторная;

асбест волокнистый прокаленный;

проволока для запала (железная, никелиновая, константановая или медная диаметром от 0,1 до 0,2 мм).

Удельную теплоту сгорания проволоки для запала в зависимости от материала, из которого она изготовлена, принимают согласно табл. 6.1.

Испытание проводят в калориметре В-08 (см. рис. 6.1), Основными частями калориметра являются: сосуд калориметрический 1; оболочка калориметрического сосуда воздушная 2; оболочка калориметрического сосуда водяная 3; бомба калориметрическая 4; оптическое устройство 5; привод мешалки калориметрического сосуда (двигатель Д32) 6; привод мешалки водяной оболочки калориметрического сосуда (двигатель ДВА-У4) 7; основание калориметра 8.

Таблица 6.1

Значение удельной теплоты сгорания проволоки для запала
в зависимости от материала

Наименование материала	Удельная теплота сгорания проволоки, кДж/кг
Железо	6 698
Никелин	3 244
Константан	3 140
Медь	2 512

Калориметрический сосуд 1 изготовлен из латуни толщиной 1 мм. Снаружи поверхность сосуда полирована. Емкость сосуда 3,4 литра. Через горловину в сосуд на подставку ставят бомбу 4. Горловина закрывается крышкой 9 с токоподводами цепи зажигания. В нижней части сосуда имеется подпятник 10 для оси мешалки сосуда, на которой закреплены две крыльчатки. Ось мешалки сосуда проходит внутри нагревателя 11, а ее вращение осуществляется от электродвигателя (Д32) 6 со скоростью 260 об/мин. Электродвигатель закреплен на съемной крышке 12.

Наружные стенки 13 воздушной оболочки калориметрического сосуда изготовлены из латуни, внутренняя поверхность их отполирована, В нижней части оболочки сосуда укреплены подставки 14 из оргстекла для установки сосуда 1.

Оболочка калориметрического сосуда водяная 3 представляет из себя бак, внутри которого помещается змеевик для охлаждения воды 15. На крышке 16 оболочки закреплены нагреватель и мешалка. В крышке 16 оболочки имеются отверстия для термометра (ТЛ19) 17, привода 7 мешалки водяной оболочки, отверстие для проводов питания, а также большое фигурное отвер-

стие для съемной крышки 12. На этой крышке закреплен привод 6 мешалки калориметрического сосуда (электродвигатель Д-32).

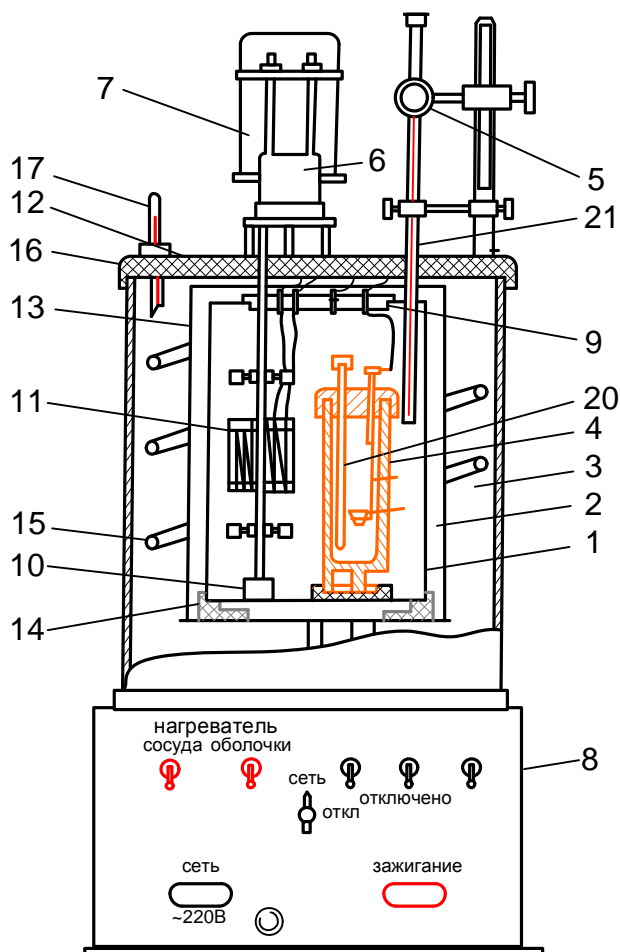


Рис. 6.1. Калориметр В-08-III

Калориметрическая бомба 4 представляет собой толстостенный цилиндрический стакан, изготовленный из нержавеющей стали, с герметически закрывающейся крышкой. В крышке бомбы имеются два сквозных канала для впуска кислорода и выпуска газов, оборудованных клапанами, и держатель 18 для тигля 19. Впускной клапан с внутренней стороны крышки переходит в трубку 20, не достигающую до дна бомбы. Назначение этой трубки заключается в уменьшении выдувания части навески порошкообразного топлива из тигля при заполнении бомбы кислородом. Навеска топлива, помещаемая в тигель 19, поджигается с помощью электрозапального устройства. Подвод тока к проволоке электрозапала производится по трубке 20 и держателю 18, которые изолированы от корпуса бомбы и имеют зажимные устройства для запала.

Оптическое устройство 5 представляет собой цилиндр, в который смонтированы лупа и осветитель. Измерение температуры воды в сосуде в процес-

се опыта производится термометром переменного наполнения (ТЛ-1) 21, вставляемым в отверстие между лупой и осветителем и имеющим наряду с основным резервуаром ртути запасной. Это позволяет производить измерения в широком интервале температур (от -30 до $+200$ °С) при рабочей части шкалы в $6-8$ °С. При измерениях в зоне высоких температур часть ртути из основного резервуара переливают в запасной; при измерениях в зоне низких температур наоборот – из запасного в основной.

Основание 8 является опорной частью калориметра и служит для размещения шасси. Элементы электрического оборудования, расположенные на шасси и крышке, обеспечивают работу всех узлов калориметра.

5. Порядок выполнения работы

В оболочку калориметра заливают дистиллированную воду через отверстие для термометра в крышке при снятой пробке. В дальнейшем уровень воды поддерживается постоянной доливкой. В это отверстие вставляется термометр ТЛ-19 с резиновой пробкой. Ежемесячно вода в оболочке заменяется свежей.

Перед работой на калориметре ртуть метастатического термометра ТЛ-1 отливают так, чтобы начальная температура воды в сосуде, равная $25 \pm 0,2$ °С, соответствовала делению $1 \pm 0,1$.

Перед включением шнура питания в сеть (220 В) все переключатели необходимо поставить в положение «Отключено», а затем включать цепи калориметра в следующей последовательности; 1 – «Сеть», 2 – «Осветитель термометра», 3 – «Мешалка оболочки», 4 – «Нагреватель оболочки», 5 – «Мешалка сосуда», 6 – «Нагреватель сосуда», 7 – «Вибратор, зуммер».

Навеску испытуемого топлива берут от 0,8 до 1,5 г, взвешенную с точностью до 0,0002 г. Навеска топлива с зольностью свыше 35%, антрацита и горючих сланцев сжигается в виде порошка, а с зольностью до 35% – в виде брикета. Для получения брикета навеска берется больше на 0,1 г, сыпается в матрицу и прессуется. Готовый брикет очищают от неспрессованных частиц топлива, взвешивают и помещают в тигель, расположенный на держателе. Для предохранения тигля от разъедания шлаком дно и стенки его перед помещением навески плотно выстилают прокаленным волокнистым асбестом. Предохраняя тигель от разрушения, асбест способствует полноте выгорания навески, особенно при испытании высокозольного топлива (с зольностью более 35%), сжигаемого в порошкообразном виде.

Конца запальной проволоки, предварительно взвешенной и запрессованной в брикет, закрепляют на держателе и трубочке. Наличие хорошего

контакта тигля с трубочкой и держателем тигля проверяют прибором типа Ц 4313. Сопротивление должно составлять не более одного Ома, в противном случае проволочку укорачивают или берут проволочку большего диаметра. В корпус бомбы наливают из пипетки 1 мл дистиллированной воды, закрывают ее и наполняют кислородом до давления 30 кгс/см, продув предварительно слабым потоком кислорода в течение 1–2 мин. После проверки герметичности бомбы в сосуде с водой, ее устанавливают в калориметр, вода в котором должна закрывать колпачки клапанов бомбы и иметь температуру не более 24 °С.

К штепсельным разъемам на крышке сосуда подключается электро-разъем нагревателя и два штырьковых контакта цепи зажигания. Закрывают гнездо сосуда съемной крышкой так, чтобы поводок привода соединился с полумуфтой оси мешалки, для чего нужно повернуть, поводок пальцами руки. К двигателю подключается электроразъем, осторожно вставляется термометр ТЛ-1 через пробку в калориметрический сосуд. Термометр ТЛ-1 устанавливается так, чтобы глубина его погружения была 160 мм относительно верхней поверхности крышки оболочки, затем включается прибор в последовательности приведенная выше. У нагревателя оболочки большая тепловая инерция (0,3–0,6 °С/мин), поэтому тумблер «Нагреватель оболочки» необходимо включать при показании температуры термометра ТЛ-19 $27,5 \pm 0,1$ °С. Температуру в оболочке необходимо поддерживать равной 27,8 °С. Когда температура воды в оболочке 27,8 °С, тогда не менее 5 мин дается на перемешивание воды с целью выравнивания температуры всех частей калориметрической системы. В течение этого времени устанавливается равномерное повышение температуры, после чего можно начинать калориметрический опыт с отсчетов начального периода.

Калориметрический опыт включает три периода:

начальный, служащий для учета теплообмена калориметрической системы с окружающей средой в условиях начальной температуры опыта (27,8 °С);

главный, в котором происходит сгорание навески, передача выделившегося тепла всей калориметрической системы к выравнивание температуры всех ее частей;

конечный, служащий для учета теплообмена калориметрической системы с окружающей средой в условиях конечной температуры опыта.

В начальный период опыта через 30 с по третьему короткому сигналу зуммера снимают 2 показаний термометра ТЛ-1 с погрешностью, не превышающей $\pm 0,001$ °С. Тысячные доли градуса отсчитывают путем деления на

глаз с помощью отсчетно-оптического устройства на 10 равных частей одного сотого деления термометра.

При одиннадцатом отсчете нажимают кнопку шнура зажигания и сжигают навеску. Начинается главный период опыта, характеризующийся быстрым подъемом температуры. Первые три отсчета допускается регистрировать с точностью 0,1 °С, а все последующие – до $\pm 0,001$ °С.

Главный период считается законченным с наступлением равномерного изменения температуры калориметрической системы (обычно выполняют 10 полуминутных отсчетов).

За последним отсчетом главного периода производится 10 полуминутных отсчетов с точностью до $\pm 0,001$ °С.

После снятия последнего отсчета конечного периода выключаются все тумблеры и сетевой выключатель. Шнур зажигания отсоединяют от калориметра. Разбирают калориметр. Вынимают бомбу из сосуда, удаляют воду с нее, снимают колпачки с клапанов бомбы, выпускают газ через выходной клапан, разбирают бомбу и производят внешний осмотр внутреннего содержимого бомбы. Если имеются сажистые вкрапления на корпусе бомбы или в тигле, опыт бракуется.

Запись результатов опыта следует оформить в виде табл. 6.2.

Таблица 6.2

Таблица результатов опыта

Период					
начальный		главный		конечный	
номер опыта	показания термометра	номер опыта	показания термометра	номер опыта	показания термометра
1		11		21	
2		12		22	
3		13		23	
4		14		24	
5		15		25	
6		16		26	
7		17		27	
8		18		28	
9		19		29	
10		20		30	

6. Обработка результатов наблюдений

Удельную теплоту сгорания (кДж/кг) в бомбе испытуемой аналитической пробы топлива (Q_6^a) вычисляют по формуле

$$Q_6^a = \frac{G \cdot c \cdot ((t_k - t_n) + \Delta t) - b \cdot Q_{\text{зап}}}{G_T}, \quad (6.8)$$

где $G = 2,354$ кг – водный эквивалент установки; $c = 4,19$ кДж/кг – теплоемкость воды; t_k – конечная температура главного периода опыта, °С; t_n – начальная температура главного периода опытам °С; $Q_{\text{зап}}$ – удельная теплота сгорания запальной проволоочки (принимается по табл. 6.1), кДж/кг; b – масса запальной проволоочки, кг; G_T – масса испытуемого топлива, кг; Δt – поправка на теплообмен калориметра с окружающей средой, °С.

Поправка на теплообмен (°С) калориметра с кружащей средой определяется на основании данных опыта по формуле

$$\Delta t = \frac{U_1 + U_2}{2} \cdot m + U_1 r, \quad (6.9)$$

Здесь U_1 – среднее значение температуры за полуминутный промежуток в начальном периоде, °С;

$$U_1 = \frac{t_0^{\text{н.п.}} - t_{10}^{\text{н.п.}}}{10}, \quad (6.10)$$

где $t_0^{\text{н.п.}}$, $t_{10}^{\text{н.п.}}$ – начальная и конечная температуры начального периода, °С; U_2 – среднее изменение температура за полуминутный промежуток конечного периода, °С;

$$U_1 = \frac{t_0^{\text{к.п.}} - t_{10}^{\text{к.п.}}}{10}, \quad (6.11)$$

где $t_0^{\text{к.п.}}$, $t_{10}^{\text{к.п.}}$ – начальная и конечная температуры конечного периода, °С; m – число полуминутных промежутков главного периода с подъемом температуры 0,3 °С и более за полминуты к нему всегда относится и первый промежуток независимо от величины его подъема; r – число полуминутных проме-

жутков главного периода с подъемом температуры менее 0,3 °С за полминуты.

Определенная таким образом теплота сгорания называется теплотой сгорания топлива по бомбе.

При сгорании топлива в бомбе в сжатом кислороде азот и сера, содержащиеся в топливе, окисляются, и взаимодействуя с находящейся в бомбе водой (1 мл), образуют кислоты, азотную HNO_3 и серную H_2SO_4 .

Образование этих кислот связано с выделением теплоты, вследствие чего результаты, получающиеся при экспериментальном определении теплоты сгорания, оказываются выше фактической теплоты сгорания топлива. Теплота сгорания топлива, полученная как разность теплоты сгорания по бомбе и теплоты кислотообразования, будет составлять высшую теплоту сгорания аналитической пробы (кДж/кг):

$$Q_B^a = Q_0^a - (94,2S_{\text{л}}^a + \alpha \cdot Q_0^a), \quad (6.12)$$

где $94,2S_{\text{л}}^a$ – количество теплоты, выделяющееся в результате образования серной кислоты ($S_{\text{л}}^a$ – содержание летучей серы в топливе, %); 94,2 кДж/кг – теплота, выделившаяся при преобразовании 0,01 кг серы в серную кислоту; $\alpha \cdot Q_0^a$ – количество теплоты, выделяющееся в результате образования азотной кислоты, кДж/кг, коэффициент α для антрацитов составляет 0,001, для других углей и сланцев – 0,0015.

Пересчет высшей теплоты сгорания (кДж/кг) аналитической пробы топлива Q_B^a на высшую теплоту сгорания рабочей пробы топлива Q_B^p производится по формуле

$$Q_B^p = Q_B^a \frac{100 - W^p}{100 - W^a}, \quad (6.13)$$

где W^p – содержание влаги на рабочую массу испытуемого топлива, %; W^a – содержание влаги в аналитической пробе испытуемого топлива, %.

Низшая теплота сгорания рабочей пробы топлива (теплота сгорания на рабочую массу) Q_H^p вычисляется по формуле (кДж/кг)

$$Q_H^p = Q_B^p - 24,42(9H^p + W^p), \quad (6.14)$$

где H^P – содержание водорода на рабочую массу испытуемого топлива, %;
 $24,42(9H^P + W^P)$ – теплота, затраченная на испарение влаги топлива, полученной при горении водорода топлива, кДж/кг.

7. Содержание отчета

1. Запись результатов опыта в виде табл. 6.2.
2. Результаты вычисления удельной теплоты сгорания в бомбе аналитической пробы топлива.
3. Результаты пересчетов удельной теплоты сгорания в бомбе аналитической пробы топлива на высшую теплоту сгорания аналитической пробы, на высшую теплоту сгорания рабочей пробы, на низшую теплоту сгорания рабочей пробы.
4. Графическая зависимость температуры воды в калориметрическом сосуде от времени (следует выделить на графике начальный, главный, конечный периоды опыта).

8. Контрольные вопросы

1. Что такое теплота сгорания топлива?
2. Что такое рабочая, сухая и горючая массы топлива?
3. Что такое условное топливо, как определяется его расход?
4. Что такое топливный эквивалент?
5. Что называется высшей и низшей теплотой сгорания топлива?
6. Способы определения теплоты сгорания топлива, их преимущества и недостатки.
7. Сущность определения теплоты сгорания топлива в калориметрической установке.
8. Устройство калориметрической установки.
9. Что следует понимать под балластом топлива?
10. Чем отличается теплота сгорания аналитической пробы топлива по бомбе от высшей теплоты сгорания аналитической пробы топлива?
11. Что такое углефикация?

Лабораторная работа № 7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОЙ ВЯЗКОСТИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

1. Введение

Продукты, получаемые из нефти, составляют основную массу жидких топлив.

В качестве нефтяных жидких топлив используют дистилляты прямой перегонки нефти (бензин, лигроин, керосин, газойль и соляр), крекинг-бензин и крекинг-керосин.

Жидкие котельные топлива представляют собой тяжелые остатки прямой перегонки нефти и крекинг-остатки (мазуты), а также продукты термической переработки каменных углей и горючих сланцев, (смолы и масла). Иногда в качестве котельного топлива применяются сырые тяжелые нефти, в которых отсутствуют легкие фракции.

Значительное количество получаемых котельных жидких топлив составляют мазуты, используемые в топках парогенераторов многих тепловых электростанций.

Одним из важнейших показателей качества мазута является вязкость, характеризующая текучесть жидкого топлива. В зависимости от исходной вязкости мазут подогревается для обеспечения нормального слива, транспортирования по трубопроводам и распыливания.

При увеличении вязкости затрудняется перекачка по трубам, ухудшается процесс распыливания и уменьшается полнота сгорания топлива.

Жидкое топливо к хранилищам, как правило, доставляют в железнодорожных цистернах и танкерах. Высоковязкий парафинистый мазут застывает, поэтому для снижения вязкости и придания ему текучести его подогревают в цистернах. Подогретый мазут подают в резервуары по специальным обогреваемым паром лоткам и трубопроводам.

Для получения хорошей текучести мазута необходимо, чтобы условная вязкость $BV_{50} = 5-10$ °С. С этой целью его подогревают до 80–120 °С.

Знание условной вязкости жидких топлив необходимо для расчета расхода энергии на перекачку топлива, для определения времени слива их из емкости и температуры подогрева, обеспечивающей оптимальные условия его распыливания в топке.

Вязкость является важнейшей характеристикой масла, обуславливающей экономичность работы узлов трения. Применение масла с большой вяз-

костью вызывает увеличение потери мощности на трение, затрудняет запуск двигателей и ухудшает прокачивание масла по каналам масляной системы. Недостаточная вязкость масла может привести к нарушению жидкостного трения, увеличению износа деталей и потере масла вследствие обильного вытекания его через зазоры трущихся пар. Таким образом, масло должно обладать оптимальной вязкостью, достаточной для обеспечения жидкостного трения на основных режимах работы механизма при минимальном расходе.

2. Цель работы

Освоение методики и экспериментальное определение условной вязкости нефтепродукта.

3. Краткие теоретические сведения

Вязкостью называют свойство газов и жидкостей, характеризующее сопротивление действию внешних сил, вызывающих их течение. Вязкость проявляется в том, что при сдвиге соседних слоев среды относительно друг друга возникает сила противодействия – напряжение сдвига, которое для обычных сред пропорционально скорости относительного сдвига слоев. Коэффициент пропорциональности называется коэффициентом динамической вязкости η_t , или динамической вязкостью. Отношение коэффициента динамической вязкости к плотности среды ρ называется кинематическим коэффициентом вязкости, или кинематической вязкостью:

$$\nu_t = \frac{\eta_t}{\rho}, \quad (7.1)$$

Для оценки жидкого топлива и масел, а также при различного рода расчетах, наряду с коэффициентами абсолютной вязкости (динамической или кинематической), используются так же характеристики его удельной и условной вязкости.

Удельная вязкость μ показывает, во сколько раз динамическая вязкость данной жидкости больше или меньше динамической вязкости воды при некоторой условно выбранной температуре:

$$\mu = \frac{\eta_t}{\eta_{t_{H_2O}}}, \quad (7.2)$$

где η_t – динамическая вязкость данной жидкости при температуре t , н·с/м²;
 $\eta_t^{\text{H}_2\text{O}}$ – динамическая вязкость воды при условной температуре t' , н·с/ м²

В практике анализа нефтепродуктов обычно сравнивают динамическую вязкость исследуемого продукта при определенной температуре с вязкостью воды при температуре 20,2 °С, при которой η воды равна 1 сантипаузу (0,01 пауз = 10⁻³ н·с/м²). В этом случае значение удельной вязкости почти равно динамической вязкости в сантипаузах.

Условная вязкость также является относительной величиной, как и удельная, но в отличие от последней определяется не сравнением динамических вязкостей, а представляет собой в зависимости от метода определения либо отношение времени истечения определенного объема исследуемого продукта при данной температуре ко времени истечения такого же объема стандартной жидкости при стандартной температуре, либо просто времени истечения определенного объема испытуемой жидкости. Условную вязкость выражают условными единицами, градусами (в первом случае) или секундами (во втором).

В РФ принято условной вязкостью называть отношение времени истечения из вискозиметра типа ВУ 200 мл исследуемого нефтепродукта при температуре ко времени истечения 200 мл дистиллированной воды при температуре 20 °С. Величина этого отношения выражается в градусах условной вязкости (° УВ).

Значение условной вязкости можно приближенно пересчитать в абсолютные единицы по имеющимся эмпирическим формулам, по которым составлены таблицы и монограммы для пересчета условной вязкости в единицы кинематической вязкости и обратно (см. табл. 7.1).

Таблица 7.1

Значения условной вязкости при пересчете из кинематической вязкости

$\nu \cdot 10^{-4}$	1,00	1,40	1,80	5,00	9,00	12,0	14,0	15,0	17,0	19,0	21,0	23,0
°УВ	1,00	1,05	1,10	1,40	1,75	2,02	2,22	2,32	2,54	2,76	2,99	3,92

4. Оборудование, измерительные приборы, образцы

Определение условной вязкости жидкого топлива и других нефтепродуктов проводится в вискозиметре типа ВУ (конструкции Энглера).

Вискозиметр (рис. 7.1) состоит из внутреннего отполированного и посеребрянного сосуда 1 для испытуемого продукта и внешнего сосуда 2, заполняемого водой или маслом. Сосуд 2 предназначен для термостатирования

сосуда 1 и оборудован электрообогревом, регулируемым с помощью реостата или автотрансформатора. Внутренний сосуд закрывается крышкой 3 с двумя отверстиями для термометра 4, используемого для измерения температуры испытуемого, нефтепродукта, и деревянного стержня 5, свободно проходящего через крышку и служащего для закрывания сливного отверстия калиброванной трубки 6. К стенкам внутреннего сосуда 1 прикреплены три заостренных штифта 7, изогнутых вверх под прямым углом. Эти штифты служат указателями высоты уровня наливаемой жидкости, и в то же время по ним устанавливают горизонтальность ее положения в приборе. Во внешнем сосуде 2 имеется мешалка 8 и термометр для измерения температуры термостатирующей жидкости.

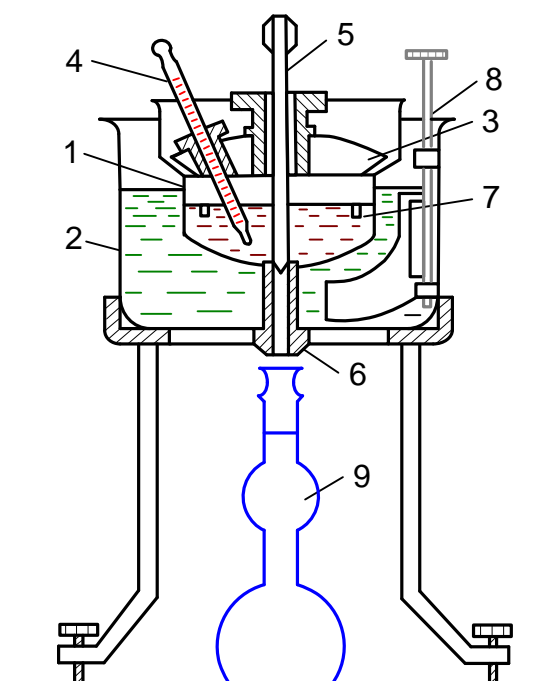


Рис. 7.1. Вискозиметр ВУ (Энглера): 1 – сосуд для испытуемого топлива; 2 – сосуд для термостатирующей жидкости; 3 – крышка; 4 – термометр; 5 – стержень; 6 – сливная трубка; 7 – штиф; 8 – мешалка; 9 – колба

5. Порядок выполнения работы

Прежде чем приступить к испытанию нефтепродукта, необходимо определить водное число вискозиметра. Водным числом вискозиметра называется время истечения 200 мл дистиллированной воды при температуре 20 °С. В стандартном приборе это время должно быть равным 51 ± 1 с.

Определение водного числа производят следующим образом. Прибор устанавливают в строго горизонтальном положении. Внутренний сосуд вискозиметра промывают эфиром, затем спиртом и дистиллированной водой, после чего заливают в него дистиллированную воду немного выше остриев

штифтиков 7. Регулируя температуру воды, залитой во внешний сосуд, устанавливают температуру во внутреннем сосуде $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($\pm 0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$). При этой температуре вискозиметр выдерживают в течение 10–15 мин. Слегка приподнимают стержень и выпускают немного воды из внутреннего сосуда для того, чтобы вся сточная трубка также заполнилась водой. Из внутреннего сосуда отбирают пипеткой излишек воды, чтобы ее поверхность находилась точно на уровне остриев штифтиков. Закрывают прибор крышкой, придерживая запирающий стержень. Под сточное отверстие прибора ставят измерительную колбу 9. Убедившись, что температура воды во внутреннем сосуде равна точно $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, быстро, не толкая прибора, приподнимают стержень и одновременно пускают в ход секундомер. Наблюдая за наполняющейся колбой, останавливают секундомер в момент, когда колба наполняется до черты 200 мл (метка на шайке колбы). Отсчет ведут по нижней поверхности мениска; луч зрения при этом должен быть перпендикулярен оси колбы. Определения повторяют несколько раз и принимают среднее значение времени истечения.

Перед испытанием нефтепродукт обезвоживают и освобождают от механических примесей. Перед заливкой топлива в прибор внутренний сосуд и выпускное отверстие просушивают, продувая через него воздух.

Плотно закрыв стержнем отверстие во внутреннем сосуде, заливают в него исследуемый нефтепродукт немного выше остриев штифтиков. Температуру воды во внешнем сосуде с помощью электронагревателя устанавливают на $0,2\text{--}0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ выше заданной, температуру нефтепродукта доводят точно до заданного значения и выдерживают ее в течение 5 мин. В течение всего опыта перемешивают воду во внешнем сосуде мешалкой. Во время выдержки, подняв немного, стержень, излишку нефтепродукта дают стечь, чтобы уровень его совпал с верхними точками остриев штифтиков. В случае если топлива вытечет больше, следует добавить его каплями.

Прибор закрывают крышкой и под сливную трубку ставят чистую сухую измерительную колбу. Нефтепродукт непрерывно перемешивают термометром, осторожно вращая вокруг стержня крышку прибора, в которую вставлен термометр. Когда термометр в нефтепродукте будет показывать заданную температуру, следует выждать еще 5 мин, а затем быстро вынуть стержень, одновременно пустив в ход секундомер. Когда нефтепродукт в колбе дойдет до метки 200 мл (пена в расчет не принимается), секундомер останавливают. Определение повторяют 2–3 раза, при этом расхождения между определениями не должны превышать 0,5 с.

Температуру, при которой необходимо определить вязкость, принимают равной 50, 75 и $100\text{ }^{\circ}\text{C}$.

6. Обработка результатов наблюдений

Используя средние величины, условную вязкость ($^{\circ}\text{УВ}$) определяют по формуле

$$\text{ВУ}_t = \frac{\tau_t}{\tau_{20}^{\text{H}_2\text{O}}}, \quad (7.3)$$

где τ_t – время истечения испытуемого нефтепродукта при температуре t , с;
 $\tau_{20}^{\text{H}_2\text{O}}$ – время истечения дистиллированной воды при температуре 20 $^{\circ}\text{C}$ (водное число вискозиметра), с.

По полученным данным строят графическую зависимость:

$$^{\circ}\text{УВ} = f(t) \text{ и } \nu = f(t). \quad (7.4)$$

7. Содержание отчета

1. Результаты определения водного числа вискозиметра.
2. Результаты определения условной вязкости нефтепродукта.
3. Графические зависимости условной и кинематической вязкости нефтепродукта от температуры.

8. Контрольные вопросы

1. Для чего необходимо знать вязкость нефтепродукта?
2. Что такое динамическая, кинематическая, удельная и условная вязкость?
3. Что такое водное число вискозиметра?
4. Какая зависимость существует между вязкостью нефтепродукта и его температурой?

Лабораторная работа № 8

ГАЗОВЫЙ АНАЛИЗ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

1. Введение

Основное влияние на экономичность работы котельного агрегата оказывают потери тепла из-за химической неполноты сгорания и потери с уходящими газами. Величина этих потерь зависит от количества воздуха, подаваемого в топку котла. Для поддержания нормального режима работы топки котла, оценки полноты выгорания топлива, определению плотности газового тракта осуществляют постоянный и периодический контроль за составом продуктов сгорания, особенно за содержанием двуокси углерода, окиси углерода и водорода, характеризующих достигнутое соотношение между количествами топлива и воздуха.

Определение состава продуктов горения позволяет оценить:

- степень совершенства процесса сгорания топлива (потери 1 тепла от химической неполноты сгорания);
- условия сгорания топлива (коэффициент избытка воздуха);
- характер сгорания топлива в отдельных зонах топочной камеры (динамика процесса горения);
- размер присосов воздуха по газоходам котельного агрегата.

2. Цель работы

Освоение методики газового анализа продуктов сгорания топлива на газоанализаторе типа ОРС и экспериментальное определение состава дымовых газов.

3. Краткие теоретические сведения

При полном сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива или 1 м³ газообразного топлива в образующихся газообразных продуктах должны содержаться лишь продукты полного окисления горючих элементов – CO₂, SO₂, H₂O и азот воздуха N₂. Получающиеся в этом случае объемы газов называют теоретическими.

Количество воздуха, необходимого для полного сгорания 1 кг (м³) топлива при условии безостаточного использования кислорода, называют теоретически необходимым объемом воздуха V_B^0

В действительных условиях невозможно довести топливо до полного сгорания при теоретически необходимом объеме, воздуха вследствие несовершенства перемешивания топлива с воздухом в большом топочном объеме за короткое время пребывания газов в нем (1–2 с). Поэтому для обеспечения достаточно полного сгорания топлива, удовлетворяющего экономическим показателям работы котлов, действительный объем воздуха V_B^y , всегда несколько больше теоретического. Отношение этих объемов, называют коэффициентом избытка воздуха в продуктах сгорания:

$$\alpha = \frac{V_B^d}{V_B^o}. \quad (8.1)$$

Однако и в этих условиях при плохом перемешивании топлива с воздухом при наличии локальных низкотемпературных зон в топочной камере, при проскоке газа через относительно холодные пазухи между экранными трубами и обмуровкой топочной камеры в дымовых газах может остаться небольшое количество продуктов неполного горения – окись углерода CO и водорода H_2 , а иногда и метан CH_4 . Необходимый коэффициент избытка воздуха в топке α_T зависит от сорта топлива, способа его сжигания и конструкции топочного устройства. Высокореакционное твердое топливо, отличающееся большим выходом летучих веществ, легче воспламеняется и быстрее сгорает, поэтому нуждается в меньшем избытке воздуха, чем топливо с малым выходом летучих. Эффективное перемешивание топлива с воздухом достигается в газоздушных смесях, поэтому сжигание мазута и газового топлива требует наименьшего избытка воздуха. Разный избыток воздуха нужен при сжигании одного и того же топлива в разных топочных устройствах (например, в прямоточной или вихревой топочной камере), отличающихся эффективностью перемешивания.

Коэффициент избытка воздуха в топке для разных топлив имеет следующие значения:

при сжигании твердых топлив – 1,15–1,25;

при сжигании жидких топлив – 1,03–1,1

при сжигании газовых топлив – 1,05–1,1.

Уменьшение избытка, воздуха дает экономию расхода энергии на привод тягодутьевых машин и повышает КПД котла, однако его снижение ниже расчетного значения α_T ведет к быстрому росту недожога топлива и снижению экономичности котла.

К аналогичным последствиям приводит и чрезмерное повышение избытка воздуха из-за уноса из топки несгоревших летучих горючих веществ и частичек твердого топлива.

Для анализа продуктов горения в практике проведения наладочных работ и при эксплуатационном контроле широкое распространение получили волюмометрические газоанализаторы типа ОРС и ВТИ-2.

Газоанализаторы типа ОРС могут применяться для определения в пробе $RO_2 = CO_2 + SO_2$, O_2 и CO . Однако в большинстве случаев вследствие недостаточной точности определения CO и сложности приготовления реактива для его поглощения газоанализаторы ОРС используются для определения только RO_2 и O_2 . Затрачиваемое на определение время составляет 5–8 мин. При совладении всех правил анализа расхождения между параллельными анализами одной и той же пробы составляют 0,2% (объемных).

Отечественная промышленность выпускает газоанализаторы ГХП-2, ГХП-3, ГХП-3М, основанные на принципе ОРС. Различаются они между собой количеством поглотительных сосудов (два или три), их конструкцией, формой гребенки и т.д. Метод анализа на аппаратах ОРС основан на избирательном поглощении реактивами отдельных компонентов газовой смеси. Например, для определений CO_2 используют раствор едкого калия. При пропускании газа через водный раствор едкого калия происходит реакция $CO_2 + 2KOH = K_2CO_3 + H_2O$.

Образовавшаяся соль K_2CO_3 переходит в раствор. Содержание искомого компонента определяется по уменьшению объема газовой пробы.

Газоанализаторы ВТИ-2 применяют обычно для анализа газового топлива. Они позволяют определить в пробе RO_2 , O_2 , CO , H_2 , CH_4 и сумму непредельных углеводородов $\sum C_nH_m$. Наличие в газоанализаторе микробюретки с ценой деления $0,05 \text{ см}^3$ позволяет определить в лабораторных условиях RO_2 , O_2 и $\sum C_nH_m$ с точностью до 0,05% (расхождение между параллельными анализами одной и той же пробы в объемных процентах). Время, затрачиваемое на анализ одной пробы на газоанализаторе ВТИ-2, составляет 2,5–3 ч.

4. Оборудование, измерительные приборы, образцы

Для проведения испытания применяются:

- раствор едкого калия;
- щелочной раствор пирогаллола;
- газоанализатор РХП-3.

Газоанализатор ГХП-3 (рис. 8.1) состоит из деревянного футляра 15, гребенки 5, поглотительных сосудов 12, 13, сосуда – бюретки 14, сосуда – фильтра 2, уравнильной склянки 17, тройника 4 с баллоном-мешочком.

Отбор пробы газов для анализа осуществляется через трубку 1. В гребенке 5 имеются краны 6, 7, 9, 10, а на ответвлениях гребенки к поглотительным сосудам нанесены контрольные метки 8, 11. Гребенка 5 соединена с грушей 16 для продувки газохода.

5. Порядок выполнения работы

При работе на газоанализаторе нельзя допускать попадания растворов поглотителей и замыкающей жидкости в гребенку 5. Поэтому при поднятии уравнильной склянки 17 внимательно следите за положением поднимающегося уровня жидкости в бюретке 14, а при опускании уравнильной склянки 17 – за положением поднимающегося уровня жидкости в поглотительном сосуде 12 или 13.

Перед отбором газовой пробы доведите уровни растворов в поглотительных сосудах 12 и 13 до контрольных отметок 8 и 11 и произведите продувку газопровода (рис. 8.1).

Для установки растворов на контрольные отметки установите кран 6 в положение III, кран 9 – в положение I. Медленно опуская уравнильную склянку 17, подведите уровень раствора в сосуде 12 на отметку 8 и закройте кран 9, поставив его в положение II. Таким же образом подведите к отметке II уровень раствора в сосуде 13 и поставьте в положение II кран 10.

Для продувки газопровода соедините трубкой 1 место отбора газовой пробы с газоанализатором. Подведите уровень замыкающей жидкости в измерительной бюретке 14 на отметку «0», поверните кран 6 в положение II и, опуская уравнильную склянку 17 вниз, произведите отбор газовой пробы в измерительную бюретку, снизив уровень замыкающей жидкости до самой нижней отметки «100». Затем, поставив кран 6 в положение I, и, поднимая уравнильную склянку 17, вытесните газовую пробу в атмосферу. Затем снова отберите газовую пробу и вытесните ее в атмосферу. Операцию выполните несколько раз. Для этой цели можно использовать отсосную грушу 16. По окончании продувки газохода поднимите уровень замыкающей жидкости до отметки «0» и поставьте кран 6 в положение III.

Для отбора газовой пробы, в количестве 100 мм^3 кран 6 поставьте в положение II и с помощью уравнильной склянки 17 уровень замыкающей жидкости в бюретке 14 доведите до отметки «100», совместив уровни жидко-

сти в бюретке 14 и в уравнительной склянке 17. Закройте кран 6, поставив его в положение III.

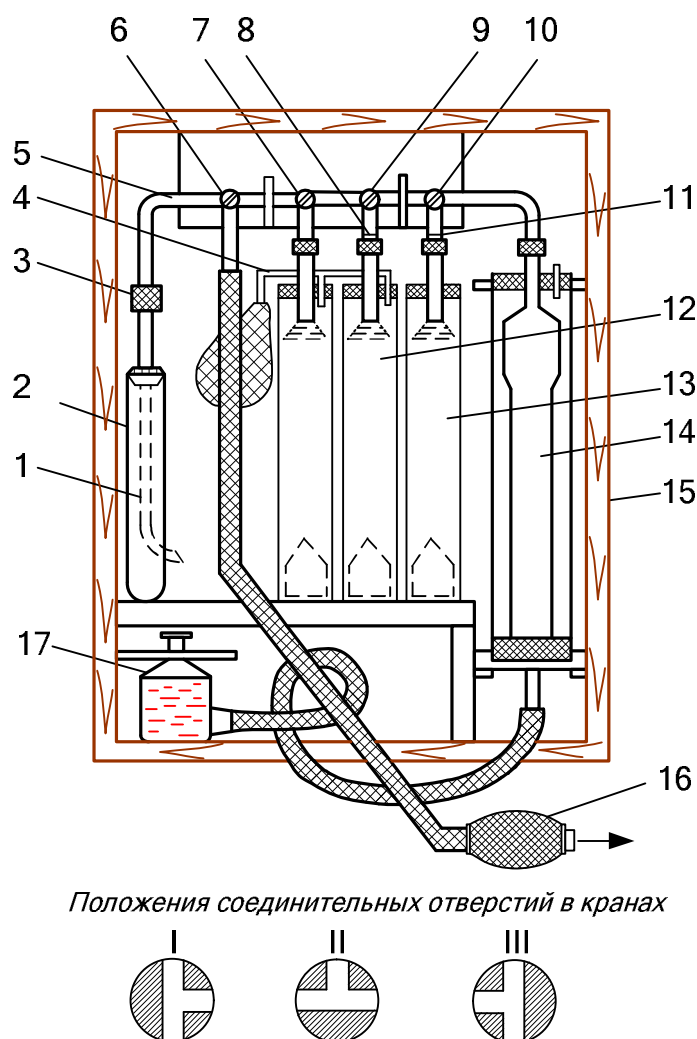


Рис. 8.1. Схема газоанализатора типа GXI-3

Для поглощения из газовой пробы кислотных газов CO_2 и SO_4 , создав некоторое избыточное давление газовой пробы поднятием уравнительной склянки 17, откройте кран 10, поставив его, в положение I, и перегоните газовую пробу в поглотительный сосуд 13. Затем, опуская уравнительную склянку 17, перегоните газовую пробу из поглотительного сосуда обратно в бюретку 14. При этом уровень раствора в поглотительном сосуде 13 установите на контрольную отметку II и закройте кран 10, установив его в положение III.

Совместите уровни замыкающей жидкости в бюретке 14 и в уравнительной склянке 17 на одной высоте и отсчитайте уменьшение объема газовой пробы по шкале на бюретке 14. Повторите перекачивание газовой пробы из бюретки 14 в поглотительный сосуд 13 и обратно до полного поглощения

$RO_2 = CO_2 + SO_2$. Поглощение считается законченным, если объем пробы перестанет уменьшаться. Содержание RO_2 (в % объемных) определяется по уменьшению объема газовой пробы в бюретке 14.

Таким же образом определяется содержание кислорода O_2 . Для этого переводят остаток газа после поглощения RO_2 в поглотительный сосуд 12, наполненный щелочным раствором пирогаллола, и производят 8–10 перекачиваний. Отсчет уменьшения объема газовой пробы после поглощения O_2 будет показывать сумму $RO_2 + O_2$.

6. Обработка результатов измерений

Количество $RO_2 = CO_2 + SO_2$ и O_2 в газовой пробе определяют непосредственными измерениями.

Для вычисления содержания окиси углерода в продуктах сгорания (%) используют формулу, полученную из уравнения горения:

$$CO = \frac{(21 - \beta RO_2) - (RO_2 + O_2)}{0,605 + \beta}, \quad (8.2)$$

где

$$\beta = 2,37 \frac{H^p - \frac{O^p}{8}}{C^p + 0,375S_{д}^p}. \quad (8.3)$$

Величина β называется топливным коэффициентом. Она зависит от состава топлива и определяется только горючей массой топлива. Численно характеристика топлива β изменяется от 0,03 для антрацита и до 0,6 для газа.

Значения H^p , O^p , C^p , $S_{д}^p$ (%) находят по справочникам.

Объем сухих газов (м/кг), образующихся при сжигании 1 кг топлива, определяют по формуле

$$V_{с.г.} = 1,86 \frac{C^p + 0,375S_{д}^p}{RO_2 + CO}. \quad (8.4)$$

Полный объем газов (м /кг), образующихся при сжигании 1 кг топлива,

$$V_r = 1,86 \frac{C^p + 0,375S_{\text{л}}^p}{RO_2 + CO} + V_{H_2O}, \quad (8.5)$$

где V_{H_2O} объем водяных паров,

$$V_{H_2O} = 0,112H^p + 0,0124W^p. \quad (8.6)$$

Коэффициент избытка воздуха при полном сгорании топлива

$$\alpha = \frac{21}{21 - 79 \frac{O_2}{100 - (RO_2 + O_2)}}, \quad (8.7)$$

при неполном сгорании топлива

$$\alpha = \frac{21}{21 - 79 \frac{O_2 - 0,5CO}{100 - (RO_2 + O_2 + CO)}}. \quad (8.8)$$

7. Содержание отчёта

В отчете следует привести результаты обработки экспериментальных данных по определению состава дымовых газов, их объемов и коэффициента избытка воздуха.

8. Контрольные вопросы

1. Что такое коэффициент избытка воздуха и от чего он зависит?
2. На каком принципе основана работа газоанализатора?
3. Порядок выполнения работы.
4. Что такое топливный коэффициент?
5. Что такое химический недожог и от чего он зависит?

6. Как влияет коэффициент избытка воздуха на работу котельного агрегата?
7. Для чего необходим газовый анализ продуктов сгорания топлива?
8. Состав дымовых газов при полном и неполном сгорании топлива?
9. Что такое действительно необходимое и теоретически необходимое количество воздуха?

Лабораторная работа № 9

ХРОМАТОГРАФЧЕСКИЙ МЕТОД ГАЗОВОГО АНАЛИЗА

1. Введение

Рост единичных мощностей оборудования и широкое внедрение энергоблоков сверхкритического давления предъявляет повышенные требования к надежности работы оборудования и улучшению его технико-экономических показателей. Опыт освоения и эксплуатации энергоблоков показывает, что эта вопросы в значительной степени определяются спецификой протекания ряда физико-химических процессов. Для исследования этих процессов требуется аппаратура, способная обеспечить с высокой точностью измерения и оптимизацию основных характеристик. Такими характеристиками являются коэффициент избытка воздуха, потери тепла с химической неполнотой горения и др.

Высокие требования к аппаратуре предъявляются при решении задач организации контроля за вредными выбросами электростанций, загрязняющими окружающую среду.

Наиболее перспективным методом для определения состава продуктов горения и газового топлива является газовая хроматография, которая в последние годы все более широко применяется.

2. Цель работы

Освоение методики определения состава продуктов горения с помощью газовой хроматографии и экспериментальное определение состава дымовых газов на хроматографе «Газохром 3101».

3. Краткие теоретические сведения

Хроматография является физико-химическим методом разделения, в процессе которого разделяемые компоненты распределяются между двумя фазами. Одна из этих фаз представляет собой стационарный слой с большой поверхностью (неподвижная фаза), а другая (подвижная) фильтруется через слой неподвижной фазы. При этом происходит многократное повторение элементарных актов сорбции и десорбции.

Существуют проявительный, фронтальный и вытеснительный методы хроматографии, которые различаются между собой способом перемещения разделяемой смеси вдоль слоя сорбента.

С точки зрения природы процессов, определявших распределение компонентов смеси между подвижной и неподвижной фазами, различают адсорбционную и распределительную хроматографию.

В адсорбционной хроматографии разделение осуществляется вследствие различной адсорбируемости компонентов смеси на данном сорбенте.

Распределенная хроматография основана на различной растворимости компонентов смеси в жидкости, нанесенной на твердый инертный носитель, или различной стабильности образующихся комплексов. В зависимости от агрегатного состояния подвижной и неподвижной фаз различают газо-адсорбционную, газо-жидкостную, жидкостно-адсорбционную, жидкостную хроматографию.

В газо-адсорбционной хроматографии, нашедшей наибольшее применение при анализе продуктов горения, подвижной фазой служит газ, называемый газом-носителем, а неподвижной фазой – твердый адсорбент. В качестве адсорбента в газовой хроматографии используют активированные угли, силикагели, окись алюминия и другие пористые вещества с сильно развитой поверхностью. Так удельная поверхность активированных углей составляет 400–900 м²/г.

На рис. 9.1 схематично изображен процесс анализа газовой смеси с применением проявительной газо-адсорбционной хроматографии. Поток газа носителя (подвижная фаза) непрерывно с постоянной скоростью пропускается через разделительную колонку, содержащую неподвижную фазу с большой поверхностью. Проба исследуемой смеси (для простоты считаем, что в пробе содержатся компоненты А, Б и В) в какой-то момент времени вводится в поток газа-носителя через дозирующее устройство. Различие в физико-химических свойствах отдельных газов, входящих в состав пробы, вызывает различие в скоростях их передвижения через разделительную колонку. Пер-

воначально зоны, занятые компонентами А, Б и В, взаимно перекрываются, затем по мере их продвижения вдоль разделительной колонки процесс завершается разделением компонентов на ряд отдельных полос представляющих собой бинарные смеси каждого из компонентов с газом-носителем. Эти полосы разделены между собой зонами чистого газа-носителя. Первым покидает колонку газ, имеющий наименьшие сорбционные способности, в связи с чем первым десорбируется с поверхности сорбента, последним – газ, наиболее хорошо сорбирующийся данной неподвижной фазой.

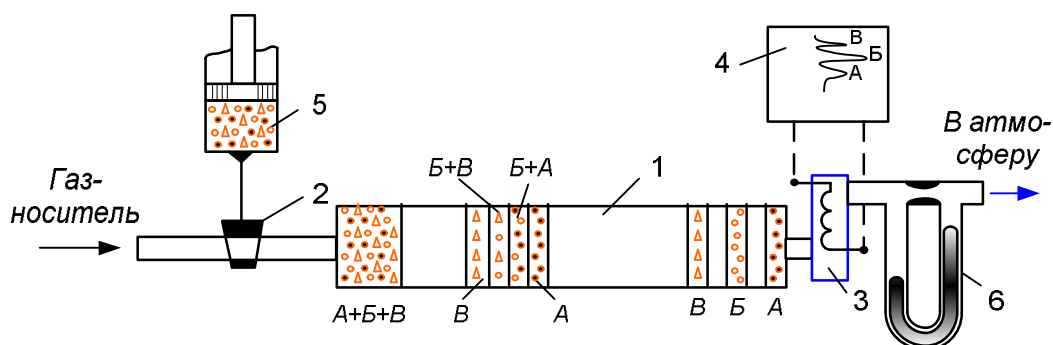


Рис. 9.1. Схема проявительного метода хроматографического анализа газов: А, Б и В – определяемые компоненты анализируемой смеси; 1 – разделительная колонка; 2 – устройство для введения пробы; 3 – детектор; 4 – регистрирующий или осваивающий прибор; 5 – дозатор; 6 – реометр

Физические свойства газового потока, выходящего из разделительной колонки, фиксируются чувствительным малоинерционным устройством – детектором, позволяющим получить быструю информацию о составе движущихся бинарных смесей, а, следовательно, и о составе анализируемой смеси вообще. Сигнал детектора регистрируется при бором, включенным в измерительную схему. Кривая зависимости сигнала детектора от времени или от объема газа-носителя, пропущенного через колонку, называются хроматограммой (см. рис. 9.2). Выход компонентов фиксируется на хроматограмме в виде пиков, расположенных на основной (нулевой) линии, представляющей собой регистрацию сигнала детектора во время выхода из колонки чистого газа-носителя.

Хроматограмма является источником качественной и количественной информации о составе анализируемой смеси.

Качественный анализ основан на постоянстве времени выхода каждого компонента из разделительной колонки. На хроматограмме это расстояние от момента ввода пробы до максимума пика (время или объем удержания), выраженное в минутах или кубических сантиметрах. При данных условиях анализа каждому компоненту смеси соответствует свое время удерживания.

Количественный анализ основан на измерении высот (или площадей) пиков. Зависимость высоты (или площади) пика от концентрации, а также время выхода отдельных компонентов устанавливаются предварительной калибровкой хроматографа, проводимой по искусственно приготовленным контрольным смесям или по чистым газам. Таким образом, процесс анализа распадается на две последовательные операции: разделение анализируемой смеси на компоненты и собственно анализ (количественный и качественный).

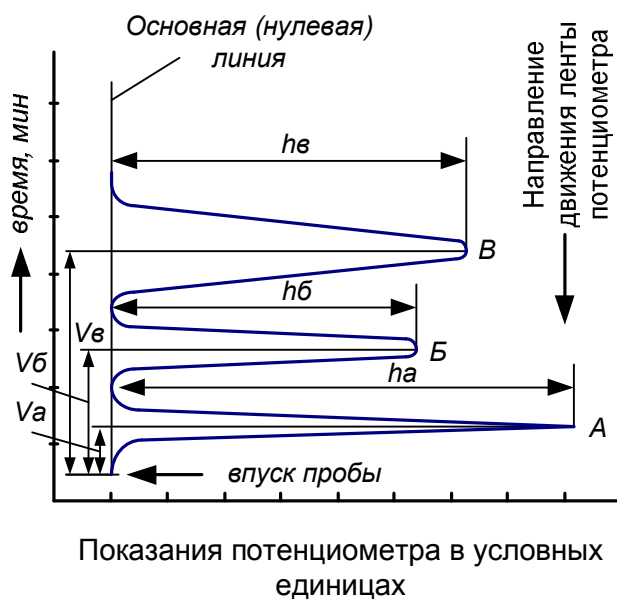


Рис. 9.2. Хроматограмма смеси трех компонентов А, Б, В, записанная на ленте самопишущего потенциометра: h_a, h_b, h_v – высоты пиков; V_a, V_b, V_v – объем удерживания

4. Оборудование, измерительные приборы, образцы

Для проведения испытания применяется хроматографический газоанализатор «Газохром 3101» (рис. 9.3), который состоит из следующих частей: блока питания 2, блока управления 5, детектора 4, колонок 3; газового блока 1, расходомеров 6.

В комплект хроматографа входит электронный потенциометр типа КСП-4-909.

По функциональному назначению хроматограф «Газохром 3101» разделен на три части, занимающие отдельные секции в едином корпусе: блок питания (газового и электрического) – задняя секция, кололи и детектор расположены в передней секции с левой стороны и блок, управления – передняя секция справа. На откидывающейся крышке хроматографа смонтированы расходомеры.

С задней стороны прибора имеются: шнур для подключения прибора к сети, клеммы для подсоединения самопишущего потенциометра, предохранитель.

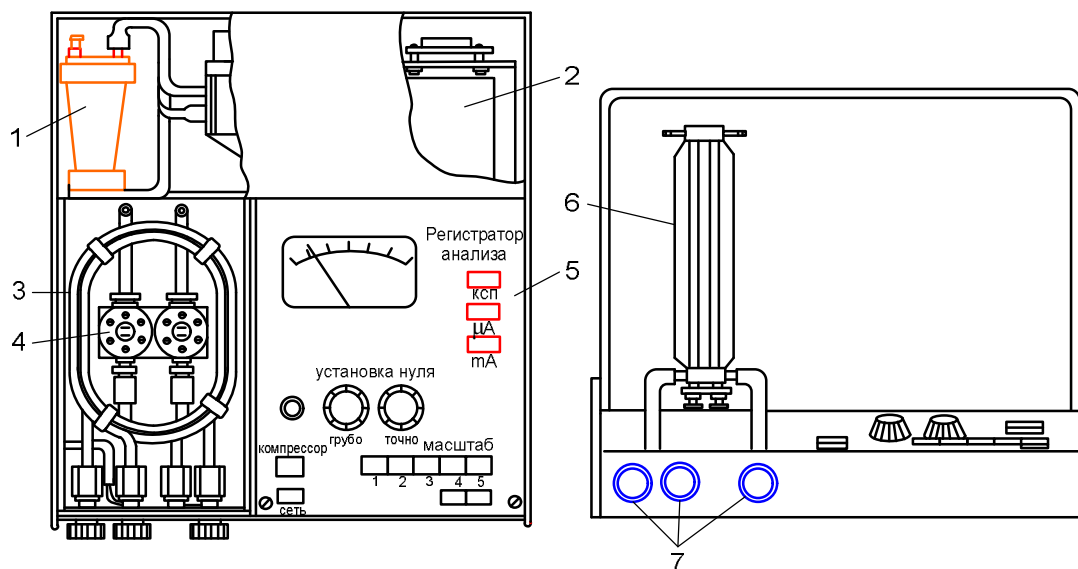


Рис. 9.3. Общий вид хроматографа: 1 – газовый блок; 2 – блок питания; 3 – колонки; 4 – детектор; 5 – блок управления; 6 – расходомер; 7 – дозаторы

На блоке управления расположены ручки управления балансом мостовой схемы, масштабами, включения сети и выключения компрессора, а также стрелочный прибор, используемый как для индикации тока мостовой схемы, так и для индикации выходного сигнала детектора.

Действие прибора основано на принципе проявительной газодсорбционной хроматографии при постоянной (комнатной) температуре насадочных колонок.

Для детектирования выходящих из колонок веществ в приборе используется комбинированный детектор, выполняющий детектирование горючих компонентов термохимическим способом и негорючих – способом теплопроводности.

В приборе применяется двухпоточная газовая схема с параллельным и последовательным включением колонок, заполненных различными сорбентами, с отдельными вводами пробы в каждую колонку, позволяющая работать на двух различных газах-носителях для горючих компонентов – на воздухе, для негорючих – на аргоне.

Принципиальная газовая схема показана на рис. 9.4. Газ-носитель (воздух), подаваемый от компрессора или от баллона, проходит через разделительную колонку 1 и попадает в рабочую камеру детектора, где расположен чувствительный элемент с каталитическим покрытием 7. Другой газ-носитель

(аргон) омывает соединенные последовательно разделительные колонки 2 и 3 и попадает в рабочую камеру детектора, в которой расположен чувствительный элемент без каталитического покрытия 8. Расход газов-носителей, поступающих в прибор одновременно, контролируется с помощью ротаметров 9. Газовая проба анализируемой смеси, введенная шприцем через резиновые уплотнения дозаторов 4–6, подхватывается потоком газа-носителя и выносится в колонку. За счет различной сорбции компонентов смеси на поверхности адсорбента, наполняющего колонку, компоненты перемещаются вдоль колонки с различной скоростью. В результате этого из колонки они выходят разделенными один за другим в потоке газа-носителя – бинарные смеси.

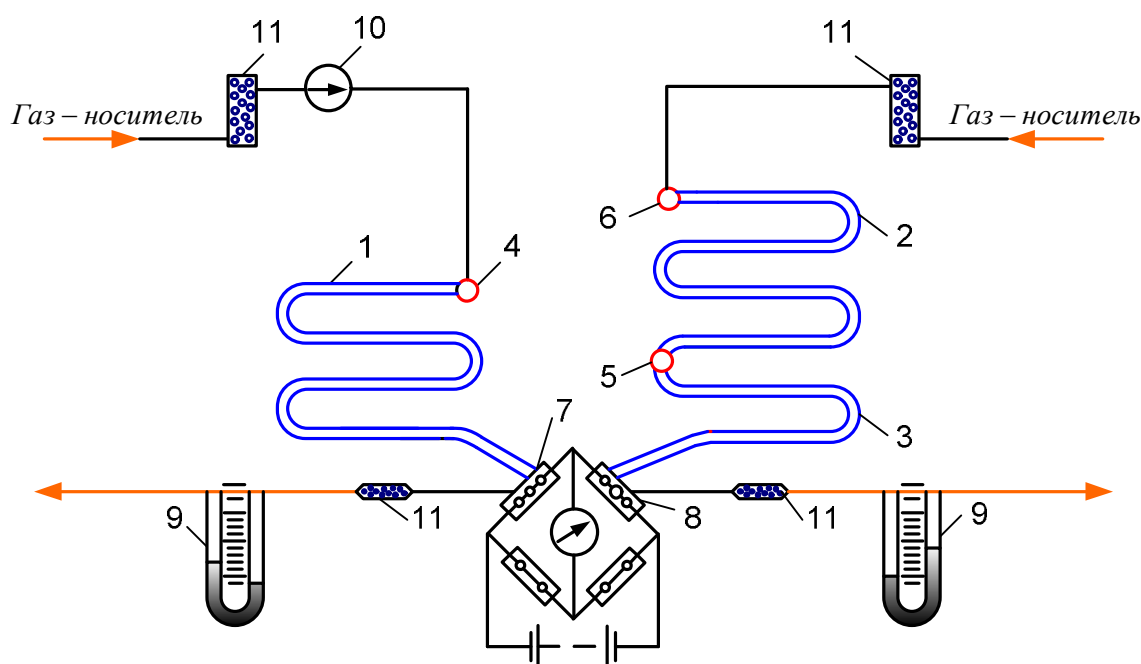


Рис. 9.4. Принципиальная схема хроматографа: 1–3 – разделительные колонки; 4–6 – дозаторы; 7 – чувствительный элемент с каталитическим покрытием; 8 – чувствительный элемент без каталитического покрытия; 9 – ротаметр; 10 – микрокомпрессор; 11 – фильтры-осушители

Бинарные смеси, поступающие в детектор, вызывают изменение сопротивления чувствительных элементов, т.е. разбаланс мостовой схемы измерительного моста, который регистрируется электронным потенциометром или показывающим стрелочным прибором.

5. Порядок проведения работы

5.1. Подготовка прибора к работе

Перед включением прибора необходимо подключить газовое питание в соответствие с газовой схемой хроматографа (см. рис. 9.4).

Убедиться в том, что кнопки включения прибора и компрессора выключены, переключатель масштабов находится на самом грубом масштабе «50», а переключатель рода работ стрелочного прибора в положении «мА» и включить вилку прибора в сетевую розетку.

Включить кнопку «Прибор вкл.», при этом должна загореться сигнальная лампочка на лицевой панели прибора.

Включить кнопку «Компрессор вкл.» При питании воздушной линии от баллона компрессор не включать

Установить рабочее давление газов 6 кгс/см. В случае питания воздушной линии от компрессора давление устанавливается только для линии аргона.

Установить рабочий расход газов 80 см³/мин для каждой линии отдельно по пенному расходомеру, подключая его поочередно к выходам детектора. Контроль за постоянством расхода в процессе работы осуществлять по ротаметрам (расходомерам) (см. рис. 9.3).

При питании воздушной линии от компрессора расход воздуха устанавливается задатчиком давления с помощью регулировочного винта, расположенного на верхней цилиндрической части задатчика.

Установить необходимую скорость диаграммой ленты регистратора КСП-4-909 и включить на нем последовательно тумблеры «Прибор», «Диаграмма». Скорость движения ленты регистратора принимается: для водорода и кислорода 2400 мм/ч; для метана, окиси углерода и углекислого газа 600 мм/ч.

Включить кнопку «КСП». Если перо регистратора находится далеко от нулевой отметки, ручками «Грубо» и «Плавно» установить его на нулевой отметке. По истечении 120 мин убедиться, что перо регистратора имеет стабильную рулевую линию, установить необходимый масштаб регистрации и приступить к анализу.

5.2. Введение пробы в разделительную колонку

Введение пробы в колонку (дозирование) производится с помощью специального устройства-дозатора с соблюдением следующих условий.

1. Пробу вводят без прекращения потока газа-носителя. При временном прекращении потока нарушавшей условия теплового анализа, что влечет за собой смещение нулевой линии в процессе самого анализа.

2. Образец вводят в колонку, как можно быстрее, так как в противном случае ухудшается разделение смеси на компоненты из-за разбавления ее газом-носителем. Если вводить пробу в колонку медленно или с перерывами, то полученная хроматограмма будет представлять собой результат наложения одна на другую ряда отдельных хроматограмм. Идеальным считается такое введение пробы, при котором проба занимает минимальный объем на начальном участке колонки.

В качестве рабочего дозатора в рассматриваемом хроматографе используется газовый шприц, работа с которым требует определенных навыков. Пробу, отобранную в полость шприца следует обязательно приводить к атмосферному давлению. Ожидая, необходимо отбирать немного более положенного объема, а затем медленным продвижением поршня выталкивать избыток газа в атмосферу.

Исследуемый газ, находящийся в аспираторе, из которого производится отбор пробы шприцем, должен иметь некоторое избыточное давление. Если это условие не соблюдается и отбор производится из разреженного пространства, то происходит мгновенное разбавление пробы воздухом в момент, когда иглу шприца извлекают из пробоотборного устройства. Необходимо также соблюдать осторожность в момент, когда иглу шприца вводят в пространство, перед разделительной колонкой. Если колонка работает под давлением, в этот момент может произойти выталкивание поршня, что вызовет увеличение объема пробы за счет разбавления ее газом-носителем.

Во избежание изменения объема пробы за счет влияния температуры не следует держать шприц за корпус. Шприц при работе держать осторожно за верхнюю часть, находящуюся выше отмеряемого объема.

5.3. Методика анализа продуктов горения

В зависимости от поставленной задачи для анализа продуктов горения с помощью хроматографа «Газохром 3101» можно применять следующие методики анализа.

1. Определение H_2 , CO , CH_4 , O_2 , N_2 и CO_2 при использовании двух газов-носителей – воздуха и аргона.

Для этой цели газовая схема прибора собирается, как показано на рис. 9.5, а, здесь номера колонок соответствуют приведенным в табл. 9.1.

Характеристики сорбентов

Номер колонки	Сорбент	Материал	Длина, м	Внутренний диаметр, мм
1	Активированный уголь АГ-3	Фторопласт	2,5	3,5
2	Молекулярные сита 10СаХ	"-	2,5	3,5
3	Активированный уголь АГ-3	"-	0,5	3,5

Воздух и аргон подаются одновременно в обе линии прибора. Их расход поддерживается одинаковым ($80 \text{ см}^3/\text{мин}$). Анализ производится введением пробы поочередно в различные точки газовой схемы с помощью газового шприца объемом 5 см^3 .

При введении пробы дозатором А в поток воздуха перед колонкой 1, заполненной активированным углем, в смеси определяют горючие компоненты H_2 , CO_2 и CH_4 . Двуокись углерода из пробы предварительно удаляют путем пропускания ее через фильтр с аскаритом. Затем пробу вводят дозатором Б в поток аргона перед колонкой 2 для определения кислорода и азота. Третий ввод пробы осуществляется дозатором В также в линию аргона перед колонкой 3 активированным углем. Здесь происходит отделение CO_2 от остальных газов, содержащихся в смеси.

Примерный вид получаемой хроматограммы показан на рис. 9.5, б (время полного анализа составляет 10 мин).

2. Определение H_2 , CO_2 , CO и CH_4 при использовании в качестве газ-носителя воздуха.

В тех случаях, когда нет необходимости в определении кислорода и азота или когда отсутствует аргон, с помощью хроматографа «Газохром 3101» можно на одном газе-носителе (воздухе) проводить определение горючих компонентов и двуокиси углерода (см. рис. 9.6, а).

Колонки 1 и 3 (табл. 9.1) заполняются активированным углем. При введении пробы через дозатор А эффективной длиной является суммарная длина обеих колонок. Для ускорения анализов CO_2 из пробы удаляется. При введении пробы, содержащей CO_2 , через дозатор Б в процессе разделения участвует только колонка 3.

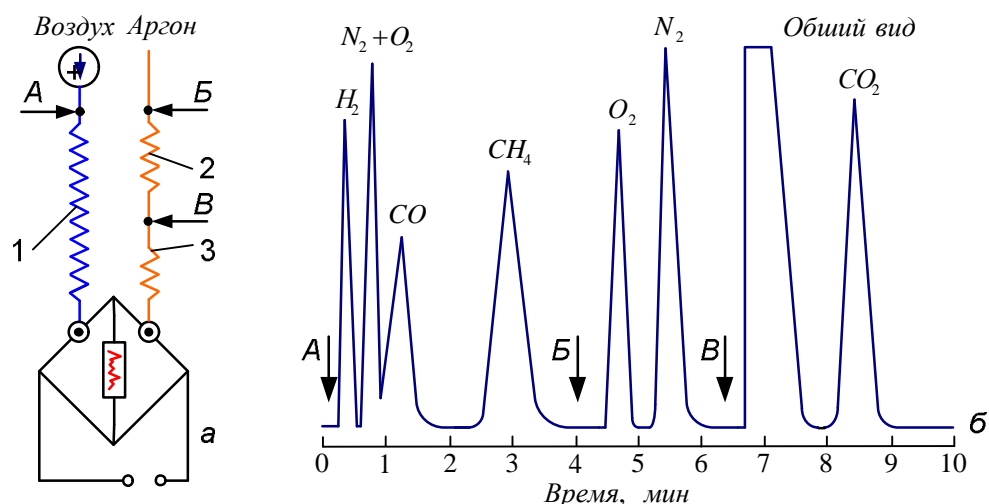


Рис. 9.5. Схема проведения анализа на хроматографе при определении H_2 , CO , CH_4 , O_2 , N_2 и CO_2 : а – схема прибора, б – примерный вид хроматограммы; 1–3 – разделительные колонки; А, Б, В – дозируемые объемы

Пример получаемой при этом хроматограммы приведен на рис. 9.6, б (время анализа 7 мин).

5.4 Методы количественной интерпретации хроматограмм

Точность результатов количественного анализа на хроматографе в значительной степени зависит от правильного выбора метода калибровки прибора и тщательности ее проведения. Калибровка хроматографа заключается в нахождении для каждого компонента анализируемой смеси зависимости определяющего параметра пика (высоты или площади) от концентрации данного компонента в смеси. Эту зависимость выражают либо графически, либо в виде калибровочных коэффициентов.

Обработку хроматограмм удобнее производить по высотам пиков.

Существует несколько методов калибровки хроматографов. Наиболее распространённым является метод абсолютной калибровки по чистым газам. Обычно этот метод применяется при анализе газов в следующем виде. С помощью калибровочного устройства в хроматографе последовательно вводят разные дозы чистого газа. На основании измеряемых при этом высот пиков строят калибровочный график в координатах $h = f(V_g)$, где h – высота пика, мм; V_g – объем введенной дозы, $см^3$

При проведении анализа смеси, содержащей компонент А в неизвестном количестве, с помощью рабочего дозатора (газового шприца на $5 см^3$) вводят дозу исследуемой смеси и замеряют высоту пика h определяемого компонента. По калибровочному графику находят количество компонента в

анализируемой смеси при объеме рабочей дозы 5 см^3 , которое соответствует тому же количеству чистого компонента, вводимого калибровочным устройством.

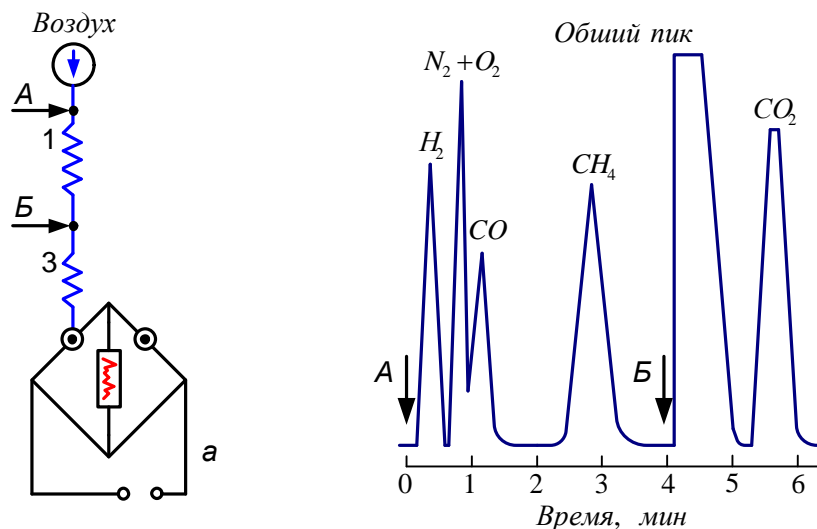


Рис. 9.6. Схема проведения анализа на хроматографе при определении H_2 , CO , CH_4 , CO_2 : *a* – схема прибора, *б* – примерный вид хроматограммы; 1–3 – разделительные колонки; А, Б – дозируемые объемы

Для удобства использования такого графика шкалу абсцисс градуируют непосредственно в объемных процентах концентрации определяемого компонента соответственно объему дозатора, применяемого при анализе.

Пересчет шкалы производят по формуле

$$c = \frac{V_g}{V_{p.g.}} 100\% \text{ об}, \quad (9.1)$$

где c – концентрация компонента в анализируемой смеси при объеме рабочей дозы $V_{p.g.}$, соответствующая тому же количеству чистого компонента, вводимого микродозатором с объемом V_g .

Такой пересчет шкалы справедлив, если при калибровке применялся газ с концентрацией $C_A = 100\%$. В противном случае результат анализа, полученный при использовании калибровочных графиков уточняют с помощью коэффициента

$$k = C_A / 100, \quad (9.2)$$

где C_A – концентрация газа в смеси, используемой при калибровке хроматографа.

6. Контрольные вопросы

1. Назначение и устройство хроматографа.
2. На каком принципе основана работа хроматографа?
3. На чем основан качественный и количественный анализ смеси газов на хроматографе?
4. Порядок выполнения анализа.
5. Методы количественной интерпретации хроматограмм.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При написании данного пособия авторы ставили перед собой задачу создать методические указания, которые позволят учащимся закрепить знания теоретического курса дисциплины «Котельные установки и парогенераторы» студентами, обучающимися по направлению 140100 – теплоэнергетика и теплотехника.

Пособие включает девять лабораторных работ, направленных на изучение методик по определению основных технических характеристик твердых и жидких топлив, составу и газовому анализу продуктов сгорания, применяющихся в химических и топливных лабораториях на современных тепловых электрических станциях.

Библиографический список

1. Белосельский, Б. С. Энергетическое топливо: Учеб. для вузов / Б.С. Белосельский, В. К. Соляков. – М., 1960. – 168 с.
2. Авдеева, А. А. Контроль топлива на электростанциях: Учеб. для вузов / А. А. Авдеева, Б. С. Белосельский, М. Н. Краснов. – М., 1973. – 384 с.
3. Хзмалян, Д. М. Теория горения и топочные устройств: Учеб. для вузов / Д. М. Хзмалян, Я. А. Каган. – М., 1976. – 486 с.
4. Стырикович, М. А. Парогенераторы электростанций: Учеб. для вузов / М. А. Стырикович, К. Я. Катковская, Е. П. Серов. – М. – Л., 1966. – 384 с.
5. Резников, М. И. Паровые котлы тепловых электростанций: Учеб. для вузов / М. И. Резников, Ю. М. Липов. – М., 1981. – 240 с.
6. Белосельский, Б. С. Контроль твердого топлива на электростанциях: Учеб. для вузов / Б. С. Белосельский, В. С. Вдовченко. – М., 1987. – 176 с.
7. Киселев, Н. А. Котельные установки: Учеб. для вузов / Н. А. Киселев. – М., 1979. – 270 с.
8. Кумсков, В. Т. Топливо и масла электрических станций: Учеб. для вузов / В. Т. Кумсков, Л. И. Покалюк. – М., 1969. – 256 с.
9. Отс, А. А. Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и канско-ачинских углей: Учеб. для вузов / А. А. Отс. – М., 1977. – 312с.
10. Куликов, В. Т. Топливо и масла электрических станций: Учеб. для вузов / В. Т. Куликов, А. И. Покалюк. – М., 1969. – 256с.
11. Камнева, Л. И. Химия горючих ископаемых: Учеб. для вузов / Л. И. Камнева. – М, 1974. – 272 с.
12. Кумсков, В. Т. Топливо и масла электрических станций: Учеб. для вузов / В. Т. Кумсков, А. Л. Покалюк. – М., 1969. – 256 с.
13. Авдеева, А. А. Хроматография в энергетике: Учеб. для вузов / А. А. Авдеева. – М., 1980. – 272.
14. Авдеева, А. А. Контроль сжигания газообразного топлива: Учеб. для вузов / А. А. Авдеева. – М., 1971. – 256 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Лабораторная работа №1. Определение гранулометрического состава топливной пыли	4
Лабораторная работа №2. Определение содержания влаги в бурых и каменных углях, антрацитах и горючих сланцах	12
Лабораторная работа №3. Определение выхода летучих веществ	21
Лабораторная работа №4. Определение зольности твердого топлива пыли	30
Лабораторная работа №5. Определение температуры вспышки и воспламенения нефтепродуктов	37
Лабораторная работа №6. Определение теплоты сгорания твердого топлива	41
Лабораторная работа №7. Определение условной вязкости нефтепродуктов	53
Лабораторная работа №8. Газовый анализ продуктов сгорания	59
Лабораторная работа №9. Хроматографический метод газового анализа	66
Заключение	78
Библиографический список	79