

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Промышленная теплоэнергетика и экология»

М. Н. Новиков, Е. Н. Макеева

ТОПЛИВО И ТЕОРИЯ ГОРЕНИЯ

Практикум

**по выполнению лабораторных работ
для студентов специальности 1-43 01 05
«Промышленная теплоэнергетика»
дневной и заочной форм обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2017

Лабораторная работа № 1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛАЖНОСТИ, ЗОЛЬНОСТИ ТОПЛИВА И ВЫХОДА ЛЕТУЧИХ ВЕЩЕСТВ

Цель работы: изучить основные характеристики топлива; определить влажность, зольность и выход летучих веществ из аналитической пробы твердого топлива; установить влияние этих показателей на качество топлива и на процесс горения топлива.

Теоретическая часть

К важнейшим характеристикам топлива относятся: его состав, теплота сгорания, влажность, зольность, выход летучих веществ.

Основными элементами твердого и жидкого топлива являются: углерод C , водород H , сера S , кислород O , азот N , минеральные примеси A , влага W . Эти элементы по-разному участвуют в процессе горения, выделяя или поглощая различное количество тепла при его сжигании.

C , H и S составляют горючую массу топлива.

O и N составляют внутренний балласт топлива.

A и W – внешний балласт топлива.

Наиболее ценной частью топлива является углерод и водород.

Влага в топливе W может содержаться в количестве от 3–5 до 60–70 %. Она является внешним балластом топлива, уменьшает его горючую часть, требует затраты теплоты на испарение. Испарившаяся влага отбирает у дымовых газов часть теплоты на свой подогрев, отчего снижается температура газов, а вместе с ней и количество теплоты, передаваемой поверхностям нагрева. Считается, что наличие в топливе влаги ухудшает его воспламенение, однако имеются данные, что изменение содержания влаги в топливе от 0 до 20 %, например для полубитуминозных углей, не оказывает влияния на начальную температуру воспламенения. Кроме того, изменится средняя температура факела вследствие изменения потерь теплоты на испарение и нагрев влаги.

Различают два вида влаги в топливе: внешнюю и внутреннюю, или гигроскопическую, называемую также аналитической. Внешняя влага состоит из влаги поверхностной (осаждающейся на поверхности топлива) и капиллярной, содержащейся в порах (капиллярах) топлива. Гигроскопическая (аналитическая) влага находится частично в кол-

лоидально-связанном состоянии и равномерно распределена в массе топлива, а частично в виде гидратной влаги, входящей в состав молекул минеральных примесей.

Большое содержание внешней влаги приводит к таким нежелательным явлениям, как смерзание твердого топлива при его транспортировке и хранении в зимнее время, ухудшение его размола, уменьшение сыпучести.

В зависимости от содержания влаги и ее вида твердые топлива подразделяются на три категории:

1) рабочее топливо (в том виде, как оно поступает в топку), влажность колеблется от 0,5 до 40 %;

2) воздушно-сухое топливо, приведенное в равновесие с окружающим воздухом, влажность его находится в пределах 2,5–11 %;

3) абсолютно сухое топливо, которое совершенно не содержит влаги.

Содержание влаги топлива не является достаточным показателем энергетической ценности топлива. Для сравнительной оценки топлив по содержанию влаги введено понятие приведенной влажности топлива:

$$W_{\text{пр}} = 1000 \frac{W^{\text{р}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}, \% \quad (1.1)$$

Зола топлива – балластная примесь, влияющая на качество топлива. Зола представляет собой твердый минеральный остаток после сжигания топлива и состоит из топочных шлаков и летучей золы, покидающей топочное устройство с дымовыми газами. Состав шлаков и золы, определяющий их свойства: SiO_2 , Al_2O_3 , FeO , Fe_2O_3 , известь CaO , Na_2O , K_2O , V_2O_5 , сульфаты CaSO_4 , MgSO_4 . Содержание минеральных примесей в топливе изменяется от 1 % у древесины до 75 % в горючих сланцах. Зольность бурого угля в лабораторных условиях определяется сжиганием топлива в фарфоровом тигле при температуре 800–850 °С и соответствующем взвешивании. Зола бурых углей лежит в интервале 10–30 %. Приведенной зольностью называют зольность, приходящуюся на 1000 кДж низшей теплоты сгорания:

$$A_{\text{пр}} = 1000 \frac{A^{\text{р}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}, \% \quad (1.2)$$

Важной характеристикой топлива является выход летучих веществ. Летучие – это газообразные горючие и негорючие вещества, выделяющиеся при нагревании топлива без доступа воздуха, т. е. при сухой перегонке. Чем больше выход летучих, тем ниже температура воспламенения топлива и тем больше объем пламени при прочих равных условиях. Летучие вещества состоят из углеводородов C_mH_n , сероводорода H_2S , аммиака NH_3 , азота N_2 , окиси углерода CO , углекислоты CO_2 , влаги H_2O , водорода H_2 . Наименьший выход летучих у антрацита (2–9 % общей массы горючей части топлива), и выделяться они начинают при температуре около $400\text{ }^\circ\text{C}$, у бурых углей выход летучих составляет 40–50 %, температура начала выделения – $170\text{--}250\text{ }^\circ\text{C}$, у торфа – около 70 %, температура начала выделения – $120\text{--}150\text{ }^\circ\text{C}$. Полное выделение продуктов разложения заканчивается при $1100\text{ }^\circ\text{C}$. После выделения летучих веществ образуется твердый остаток в виде кокса.

Схема установки и порядок выполнения работы

Для проведения эксперимента используется два лабораторных термостата с электрообогревом. Один из них дает возможность получить стационарные температуры в диапазоне до $180\text{ }^\circ\text{C}$, другой до $900\text{ }^\circ\text{C}$. Для взвешивания проб служат весы настольные электронные тензометрические. Пробы (до 2 г) помещают в фарфоровые стаканчики или в металлический тигелек.

1. Включить термостат в сеть и прогреть до необходимой температуры. Регулировка теплового режима производится с помощью переключателя, установленного в нижней части передней панели термостата.

2. Взвесить фарфоровый стаканчик вначале пустой P_0 , а затем с размещенным углем P_1 . При этом чистый вес угля, помещенного в стаканчик, будет

$$P_{\text{угля}} = P_1 - P_0. \quad (1.3)$$

3. Стаканчик с углем помещается в термостат при температуре, соответствующей проводимому эксперименту (тепловой режим зависит от того, что определяется: влажность или выход летучих, см. теоретическую часть). После прогревания угля при выбранном режиме в течение 45–60 мин стаканчик с углем вынимается специальными щипцами, охлаждается и вновь взвешивается. Пусть теперь вес ста-

канчика с углем будет P_2 . Уменьшение веса произошло или за счет испарения, или за счет выхода летучих веществ. Поэтому их вес определится как

$$P_{\text{экс}} = P_1 - P_2, \quad (1.4)$$

где $P_{\text{экс}}$ – соответствующий вес влаги ($P_{\text{вл}}$) или вес летучих веществ ($P_{\text{л.в}}$).



Рис. 1.1. Лабораторный термостат:
1 – корпус; 2 – заслонка; 3 – переключатель режимов;
4 – индикатор «сеть»



Рис. 1.2. Весы настольные электронные тензометрические:
1 – электронный дисплей; 2 – панель управления;
3 – весовая платформа

4. Для определения зольности в термостате при температуре 900–850 °С сжигается топливо в тигельке. Оставшаяся зола взвешивается (P_3).

Обработка опытных данных

1. Влажность топлива:

$$W = \frac{P_{\text{вл}}}{P_{\text{угля}}} \cdot 100 \% = \frac{P_1 - P_2}{P_1 - P_0} \cdot 100 \%, \quad (1.5)$$

где P_2 – вес угля после прогрева при температуре 105 °С.

2. Выход летучих веществ:

$$\text{ЛВ} = \frac{P_{\text{л.в.}}}{P_{\text{угля}}} \cdot 100 \% = \frac{P_1 - P'_2}{P_1 - P_0} \cdot 100 \%, \quad (1.6)$$

где P'_2 – вес угля после прогрева до температуры 560 °С.

3. Зольность топлива:

$$A = \frac{P_3}{P_{\text{угля}}} \cdot 100 \% = \frac{P_3}{P_1 - P_0} \cdot 100 \%. \quad (1.7)$$

4. Данные занести в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Расчетные данные

$P_{\text{угля}}, \text{ г}$	$P_{\text{вл}}, \text{ г}$	$P_{\text{л.в.}}, \text{ г}$	$P_3, \text{ г}$	$W, \%$	ЛВ, %	$A, \%$

5. По полученным значениям W , ЛВ и A определить, какой марки может быть уголь, используемый в эксперименте.

Контрольные вопросы

1. Что понимают под топливом?
2. Основные элементы и состав топлива.
3. В чем отличие между внутренним и внешним балластом топлива, их влияние на качество топлива?
4. На что влияет содержание влаги и золы в топливе?
5. Что характеризуют приведенные влажность и зольность топлива?
6. Что входит в состав летучих веществ топлива?
7. При какой температуре определяется влажность, зольность и выход летучих веществ твердого топлива?

Лабораторная работа № 2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ТОПЛИВА

Цель работы: экспериментально определить теплоту сгорания топлива по бомбе для аналитической пробы топлива; произвести ее пересчет на низшую теплоту сгорания для рабочей массы; приобрести навыки анализа влияния теплоты сгорания на процесс горения.

Теоретическая часть

Теплота сгорания – одна из основных тепловых характеристик органического топлива. Теплотой сгорания называют теплоту, которая выделяется при полном сгорании единицы массы, кг, или объема, м³, топлива.

Различают высшую и низшую теплоту сгорания топлива.

Высшая – общее количество тепла, выделяемое при сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива или 1 м³ газообразного топлива при условии превращения водяных паров выделяемых продуктов сгорания в жидкость.

Низшая – определяется путем вычитания из высшей теплоты сгорания теплоты, пошедшей на процесс парообразования. Низшая теплота сгорания рабочей массы является основным показателем энергетической ценности топлива.

Для сравнения тепловой ценности различных видов топлива введено понятие «условное топливо». Оно характеризуется теплотой сгорания равной 29,35 МДж/кг. Для пересчета любого натурального топлива с теплотой сгорания в условное используют коэффициент

$$\Theta = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{29,35}. \quad (2.1)$$

Определяется теплота сгорания двумя способами:

1) аналитически из полуэмпирического выражения, полученного Д. И. Менделеевым

– для твердого и жидкого топлива, кДж/кг,

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 339C^{\text{р}} + 1030H^{\text{р}} - 109(O^{\text{р}} - S_{\text{л}}^{\text{р}}) - 25W^{\text{р}}, \quad (2.2)$$

где $H^{\text{р}}$, $C^{\text{р}}$, $O^{\text{р}}$, $S_{\text{л}}^{\text{р}}$, $W^{\text{р}}$, $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – процентное содержание водорода, углерода, кислорода, серы летучей и влаги в рабочей массе топлива; пер-

вые три коэффициента, умноженные на 100, – теплота сгорания углерода, водорода и серы; четвертый коэффициент, умноженный на 100, – теплота испарения воды;

– для газообразного топлива, МДж/м³,

$$Q_H^c = 0,01 \times$$

$$\times (Q_{CO}CO + Q_{H_2} + Q_{H_2S}H_2S + Q_{CH_4}CH_4 + Q_{C_2H_6}C_2H_6 + \dots + Q_{C_nH_m}C_nH_m), \quad (2.3)$$

где Q_{CO} , Q_{H_2} и т. д. – теплота сгорания каждого газа, входящего в состав топлива; CO, H₂ и т. д. – процентное содержание соответствующего газа в 1 м³ топлива;

2) экспериментально путем сжигания навески топлива в калориметре. Этот способ дает наиболее достоверные результаты.

Сущность калориметрического метода определения теплоты сгорания состоит в том, что навеска испытуемого топлива сжигается в среде кислорода под давлением $29,4 \cdot 10^5$ Па (30 кгс/см²) в специальной камере – калориметрической бомбе, погруженной в калориметрический сосуд, заполненный дистиллированной водой. Последний устанавливают в калориметре (рис. 2.1). Бомба состоит из корпуса, крышки, между крышкой и корпусом вложены уплотнительные кольца: резиновое и металлическое, поджимаемые к корпусу накидной гайкой и контргайкой.



Рис. 2.1. Внешний вид калориметра БИК 100

Калориметр представляет собой сосуд с двумя оболочками: наружной и внутренней; внутренняя полость между оболочками заполняется водой, температура которой поддерживается постоянной при помощи нагревателя, охлаждающего змеевика и мешалки; сверху внутренняя полость изолирована текстолитовой плитой, с отверстиями для установки термометров; калориметр помещен в декоративный кожух. В центре калориметра имеется гнездо, образованное внутренней оболочкой, куда на ножки устанавливается калориметрический сосуд; сосуд сверху закрывается металлической крышкой, а гнездо – эбонитовой крышкой. Калориметрическая бомба устанавливается внутри сосуда на специальные подставки.

Калориметрический опыт разделяется на три периода: *начальный*, служащий для учета теплообмена калориметра с окружающей средой в условиях начальной температуры опыта; *главный*, в течение которого происходит сгорание навески топлива, сопровождающееся быстрым подъемом и выравниванием температуры в калориметрическом сосуде; *конечный*, служащий для учета теплообмена калориметра с окружающей средой в условиях конечной температуры опыта.

Порядок выполнения работы

Приведен расчет теплоты сгорания нефтепродуктов согласно ГОСТ 21261–91. Настоящий стандарт распространяется на жидкие топлива (мазут, бензин, бытовое, газотурбинное и дизельное), углеводородные и кислородсодержащие компоненты жидких топлив и устанавливает метод определения высшей теплоты сгорания калориметрическим методом в изотермическом и адиабатическом режимах при постоянном объеме и вычисления низшей теплоты сгорания.

1. Определить эффективную теплоемкость калориметра:

$$C_i = \frac{Q_1 + Q_2 + Q_3}{\Delta t} = \frac{Q_1 + Q_2 + Q_3}{(t_{\text{п}} - t_0)z}, \quad (2.4)$$

где Q_1 – количество теплоты, выделившейся при сгорании бензойной кислоты, кДж; Q_2 – количество теплоты, выделившейся при сгорании запальной проволоки, кДж; Q_3 – количество теплоты, выделившейся при образовании и растворении в воде азотной кислоты, кДж; $t_{\text{п}}$ – показание термометра, соответствующее конечной температуре в делениях шкалы термометра или выраженное в вольтах; t_0 – показание термометра, соответствующее конечной температуре зажигания в де-

лениях шкалы термометра или выраженное в вольтах; z – средняя цена деления шкалы термометра, указанная в свидетельстве к термометру.

2. Средние скорости изменения температуры в начальном и конечном периодах:

$$v_1 = \frac{t' - t_0}{n_0}; \quad (2.5)$$

$$v_2 = \frac{t_{\text{п}} - t''}{n_{\text{п}}}, \quad (2.6)$$

где t' , t'' – начальная температура начального периода и конечная температура конечного периода соответственно, °С или выраженная в вольтах; n_0 , $n_{\text{п}}$ – число измерений в начальном и конечном периодах соответственно.

3. Поправка на теплообмен калориметра с окружающей средой:

$$\Delta h = \frac{v_1 + v_2}{2} n_1 + v_2 n_2, \quad (2.7)$$

где n_1 – число отсчетов главного периода с быстрым повышением температуры; n_2 – то же с медленным повышением температуры.

4. Теплота сгорания испытуемой пробы топлива в бомбе:

$$Q_{\text{в}}^a = \frac{c_i \Delta t - q_4 m_4 - q_2 m_2}{m}. \quad (2.8)$$

За результат испытаний принимают среднеарифметическое результатов двух последовательных измерений, допускаемые расхождения между которыми не должны превышать 130 кДж/кг.

5. Высшая теплота сгорания испытуемой пробы топлив:

$$Q_s^a = Q_{\text{в}}^a - (94S^a + \frac{q_3 \bar{V}}{m}) + \Delta Q_s, \quad (2.9)$$

где 94 – теплота образования серной кислоты из двуокиси серы и растворения серной кислоты в воде на 1 % серы, перешедшей при сжигании продукта в серную кислоту, кДж/кг; S^a – массовая доля серы в продукте, %; \bar{V} – средний объем 0,1 моль/дм³ щелочи, израсходованной на титрование смыва бомбы при определении эффективной теплоемкости калориметра, см³.

6. Массовая доля водорода в испытуемом продукте:

$$H^a = (0,001121Q_s^a - 37,6). \quad (2.10)$$

7. Низшая теплота сгорания:

$$Q_i^a = Q_s^a - 24,42(8,94H^a + W^a), \quad (2.11)$$

где 24,42 – теплота парообразования при температуре измерения 25 °С из расчета на 1 % выделившейся воды, кДж/кг; 8,94 – коэффициент пересчета массовой доли водорода на воду; W^a – массовая доля воды в испытуемом продукте.

8. Результаты округлить до ближайшего значения, кратного 20 кДж/кг.

При определении теплоты сгорания природного газа пользоваться ГОСТ 10062–75.

Контрольные вопросы

1. Что называют теплотой сгорания?
2. Высшая и низшая теплота сгорания.
3. Для чего введено понятие «условное топливо»? Формула перевода в условное топливо.
4. Способы определения теплоты сгорания топлива.
5. Устройство и принцип действия калориметра.
6. Сущность методов определения теплоты сгорания жидкого топлива и природного газа.

Лабораторная работа № 3 АНАЛИЗ ГАЗОВОЙ СМЕСИ

Цель работы: изучить принцип действия и конструкцию некоторых приборов для анализа газов; с помощью химического газоанализатора КГА 1-1 произвести анализ газовой смеси (дымовых газов).

Теоретическая часть

Газовый анализ – качественное обнаружение и количественное определение компонентов газовых смесей. Приборы для анализа газовых смесей называются газоанализаторами.

По принципу действия газоанализаторы подразделяются на электрические, химические, магнитные, механические, оптические и т. д. Наибольшее распространение получили электрические (удобные для контроля) и химические (более точные) газоанализаторы. Эти газоанализаторы предназначены в основном для определения содержания газов CO_2 , CO , O_2 , C_mH_n в продуктах сгорания.

Принцип действия электрических газоанализаторов, предназначенных для определения CO_2 или $\text{RO}_2(\text{CO}_2 + \text{SO}_2)$, основан на изменении теплопроводностей газовой смеси в зависимости от ее химического состава. Теплопроводность CO_2 и SO_2 вдвое отличается от теплопроводности воздуха, N_2 , O_2 и CO , для которых она почти одинакова. Схема прибора для определения содержания $\text{CO}_2(\text{RO}_2)$, состоящая из четырехплечевого моста, приведена на рис. 3.1.

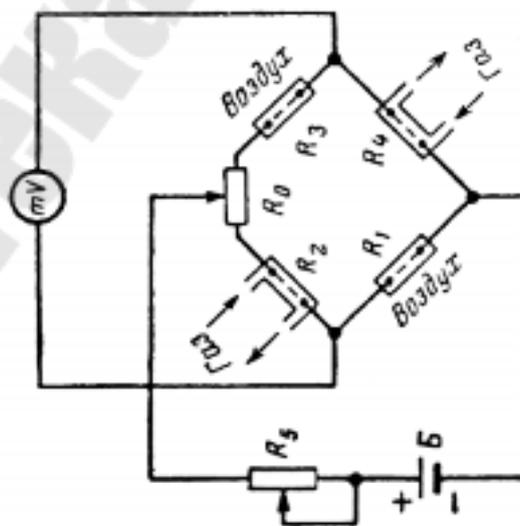


Рис. 3.1. Принципиальная схема электрического газоанализатора

В случае равенства сопротивлений $R1-R4$, изготовленных из платиновой проволоки, при прохождении по ним постоянного тока стрелка гальванометра отклоняться не будет. Если сопротивления $R2$ и $R4$ поместить в камеры, заполненные воздухом, а $R1$ и $R3$ – в камеры, через которые протекает анализируемая смесь, то нарушается баланс в результате неодинакового охлаждения сопротивлений. Стрелка гальванометра отклонится на величину, пропорциональную содержанию $RO_2 = CO_2 + SO_2$. Если SO_2 отфильтровать до поступления газовой смеси в измерительные камеры, то стрелка гальванометра будет отклоняться пропорционально содержанию CO_2 .

Химические газоанализаторы производят определение отдельных компонентов газовой смеси путем избирательного поглощения (абсорбции) их соответствующими химическими реактивами. Уменьшение при этом объема газовой смеси характеризует содержание в ней искомого компонента.

Одним из основных элементов химического газоанализатора является бюретка (рис. 3.2). Бюретка служит для измерения объема газа. Она представляет собой стеклянную трубку с расширением в верхней части. На нижней и расширенной части бюретки нанесена шкала. Для предохранения от резких температурных воздействий окружающей среды бюретка помещена в стеклянный цилиндр, который заполняется водой и закрывается резиновыми пробками. Заполнение водой производится через одну из стеклянных трубок, на которую надевается силиконовая трубка с вставленной в нее воронкой. Для улучшения видимости мениска жидкости в бюретке при проведении замера задняя стенка цилиндра выполнена матовой.

К нижней части бюретки с помощью силиконовой трубки подсоединяется загнутая стеклянная трубка, через которую в дальнейшем бюретка соединяется с колбой с тубусом.

Гребенка состоит из четырех трехходовых кранов, соединенных между собой резиновыми трубками. Через краны гребенки осуществляется подсоединение и включение в общую систему бюретки, поглотительных сосудов и фильтра.

Колба с тубусом служит в комплекте уравнительным сосудом и используется для создания разрежения или давления в бюретке при наборе газовой смеси и прокачке ее через поглотительные сосуды.

Тройник в сборе с трубкой изогнутой и мешочком резиновым используется для изоляции от воздуха реактивов, заполняющих поглотительные сосуды.

Деревянный футляр с выдвижными передней и задней стенками из оргстекла служит каркасом для крепления всех составных частей комплекта. В крышку футляра вставлен штуцер для подключения комплекта к системе анализируемой газовой смеси.

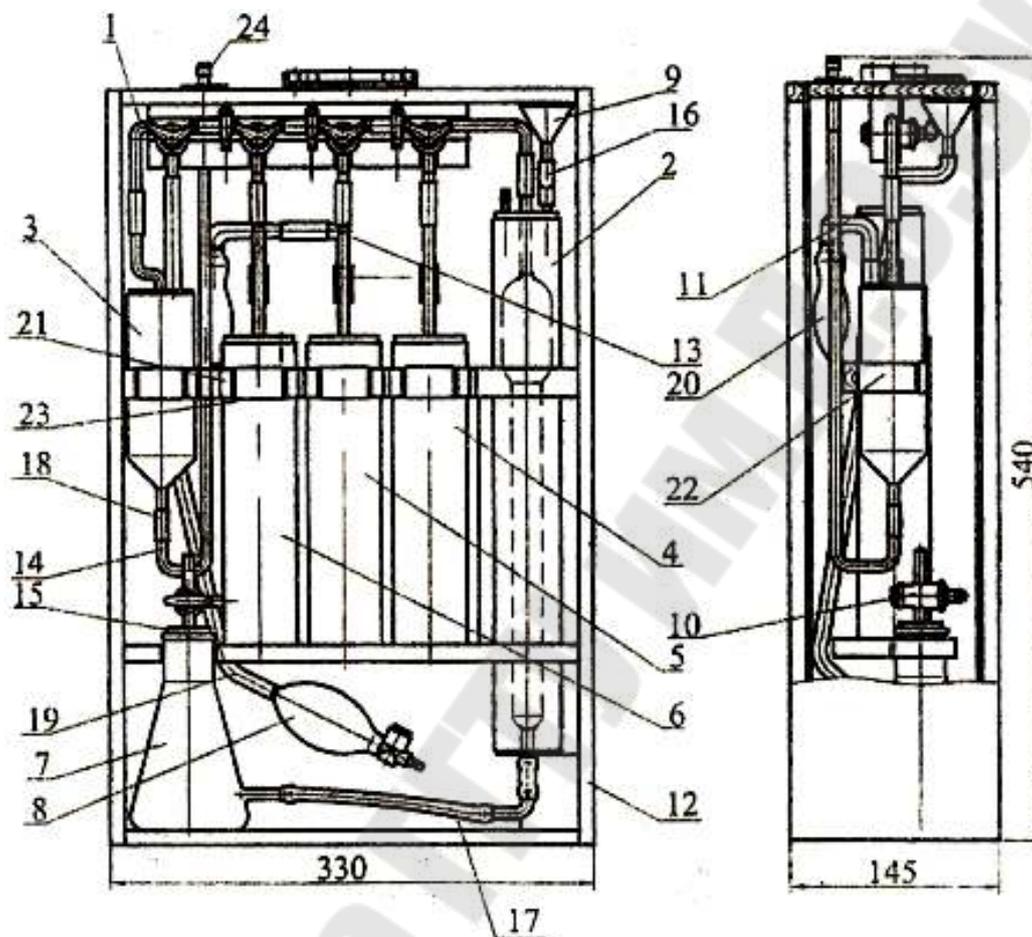


Рис. 3.2. Комплект оборудования для газовых анализов КГА 1-1:
 1 – гребенка; 2 – бюретка; 3 – фильтр; 4–6 – сосуды поглотительные;
 7 – колба с тубусом; 8 – баллон перекачивающий; 9 – воронка;
 10 – кран; 11 – тройник; 12 – футляр; 13 – трубка изогнутая;
 14 – трубка соединительная; 15 – пробка; 16–18 – трубки силиконовые;
 19 – трубка резиновая; 20 – мешочек резиновый;
 21, 22 – держатели; 23 – кольцо резиновое; 24 – штуцер

Порядок выполнения работы

1. Проверить собранный комплект на герметичность.
 - 1.1. Заполнить колбу с тубусом водой.
 - 1.2. Поднять колбу, заполняя водой бюретку.
 - 1.3. Открыть краны гребенки на сообщение с атмосферой, вода из бюретки при этом поступает в поглотительные сосуды. Последова-

тельно перекрывая краны гребенки над поглотительными сосудами, заполнить их на $1/3$ – $1/4$ объема.

1.4. Закрывать кран фильтра и опустить колбу с тубусом. Если уровень воды понизится, а затем будет неподвижным как в бюретке, так и в поглотительных сосудах в течение 2–3 мин, то комплект герметичен.

1.5. В случае негерметичности испытывать комплект по частям, последовательно перекрывая краны гребенки. Установленное негерметичное соединение тщательно уплотнить, негерметичный кран необходимо протереть и снова смазать.

1.6. Слить из комплекта воду. Комплект просушить.

2. Приготовить реактивы для проведения анализа по ГОСТ 5439–76. Заполнить поглотительные сосуды реактивами в соответствии с методикой ГОСТ 5439–76, вставив воронку в трубку силиконовую.

3. Заполнить колбу с тубусом запирающей жидкостью, приготовленной по ГОСТ 5439–76.

4. Прокачать с помощью баллона перекачивающего анализируемую газовую смесь через фильтр.

5. Повернуть краны гребенки на сообщение с бюреткой и набрать газовую смесь в бюретку.

6. Вытеснить набранный объем в атмосферу с помощью колбы с тубусом. Повторить набор и вытеснение из бюретки новых порций газовой смеси несколько раз для исключения влияния на анализ воздуха, находящегося в системе.

7. Набрать в бюретку и отмерить в ней 100 мл газовой смеси.

8. Уравнять давление газа в бюретке с атмосферным путем выравнивания раствора в колбе с тубусом с уровнем раствора в бюретке, установив его на высоте отметки «0» в бюретке.

9. Перекрывать кран на сообщение бюретки с поглотительным сосудом и прокачать газовую смесь через реактив в нем. При прокачке газа колбой с тубусом поднять ее наверх, и когда запирающая жидкость в бюретке достигнет нулевой отметки, опустить колбу, перекачивая газ обратно в бюретку, поднимая при этом поглотительный раствор в сосуде до отметки на отводе соответствующего крана гребенки.

10. Прокачивать газ до полного поглощения соответствующего компонента, которое заканчивается, если объем газа перестает уменьшаться.

11. Произвести замер объема газа через 20–30 с.

12. Прокачать таким образом газовую смесь последовательно через необходимое число сосудов в зависимости от числа определяемых компонентов. Произведя последнюю прокачку, выпустить остаток газа в атмосферу.

13. Отсчитать показания по шкале. Поверхность верхней кромки отметки шкалы должна быть касательной к нижней точке мениска при расположении взгляда наблюдателя в той же горизонтальной плоскости.

14. Объемная доля компонентов газовой смеси определяется по формуле

$$p = \frac{V_{\text{пр}} - V_{\text{об}}}{V}, \quad (3.1)$$

где $V_{\text{пр}}$ – объем газовой смеси до прокачки; $V_{\text{об}}$ – объем после поглощения компонента; V – объем газовой смеси, набранной в бюретку.

15. Полученные результаты занести в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Опытные данные

Барометрическое давление, V , мм рт. ст.	Температура газовой смеси, t , °C (К)	Содержание компонентов, %		
		O ₂	CO ₂	C _m H _n

Обработка опытных данных

1. Объемные доли компонентов смеси:

$$r_{\text{CO}_2} = \frac{\text{CO}_2}{100}; \quad r_{\text{O}_2} = \frac{\text{O}_2}{100}; \quad r_{\text{C}_m\text{H}_n} = \frac{\text{C}_m\text{H}_n}{100};$$
$$r_{\text{N}_2} = 1 - (r_{\text{CO}_2} + r_{\text{O}_2} + r_{\text{C}_m\text{H}_n}). \quad (3.2)$$

2. Средняя молекулярная масса смеси:

$$\mu = \sum_{i=1}^n r_i \mu_i, \quad (3.3)$$

где r_i и μ_i – соответственно объемные доли и молекулярные массы компонентов смеси.

3. Массовый состав (массовые доли) смеси:

$$g_i = r_i \frac{\mu_i}{\mu}. \quad (3.4)$$

4. Газовая постоянная смеси, Дж/(кг · °С):

$$R = \frac{8314}{\mu}. \quad (3.5)$$

5. Теплоемкость смеси при постоянном давлении, Дж/(кг · °С):

$$c_i = \sum_{i=1}^n g_i c_{pi}, \quad (3.6)$$

где c_{pi} – изобарная теплоемкость компонентов смеси при температуре окружающей среды.

6. Плотность газовой смеси при атмосферном давлении, кг/м³:

$$\rho = \frac{1}{v} = \frac{p}{RT}, \quad (3.7)$$

где $p = \frac{B}{735,6} \cdot 98100$, Н/м². (3.8)

7. Парциальное давление компонентов смеси:

$$p_i = r_i p, \text{ Н/м}^2; \quad (3.9)$$

$$p_i = r_i B, \text{ мм рт. ст.} \quad (3.10)$$

Контрольные вопросы

1. Классификация газоанализаторов.
2. Принцип действия электрического газоанализатора.
3. Устройство и принцип действия химического газоанализатора.
4. Методика определения содержания компонентов в газе.

Лабораторная работа № 4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА ТОПЛИВА

Цель работы: определить фракционный состав предложенного топлива; определить температуру начала кипения топлива и температуру выкипания 10, 50 и 90 % об.; построить кривую разгонки; в соответствии с полученными результатами установить тип предложенного топлива.

Теоретическая часть

Топливо получают из сырой нефти путем фракционной перегонки. Фракционный состав топлив имеет очень важное эксплуатационное значение, так как характеризует их испаряемость в двигателях и давление паров при различных температурах, и оценивается выходом 10 % об. фракций в зависимости от температуры при разгонке в стандартных условиях. Обычно нормируются температуры начала кипения, отгона 10, 50, 90 и 97,5 % об. от загрузки и конца кипения. Фракционный состав выражает зависимость между температурой и количеством перегоняемого при этой температуре топлива.

Фракцией называется доля нефти, выкипающая в определенном интервале температур. Нефти выкипают в очень широком интервале температур, в основном от 28 до 520–540 °С.

Началом кипения фракции считают температуру падения первой капли сконденсированных паров.

Температуры начала кипения и выкипания 10 % об. характеризуют пусковые свойства топлив. С понижением этих температур облегчается запуск холодного двигателя при низких температурах окружающей среды. Однако чрезмерное уменьшение температуры начала кипения нежелательно в связи с возможным образованием паровых пробок в системе питания.

Температура 50 % об. выкипания оказывает влияние на быстроту прогрева холодного двигателя, расход топлива для этой цели и приемистость двигателя. Понижение этой температуры способствует быстрому прогреву двигателя при меньшем расходе топлива и значительному улучшению приемистости.

Температуры 90, 97,5 % об. и конца кипения характеризуют полноту испарения топлива. При повышении этих температур полнота ис-

парения топлива уменьшается, нарушается распределение его по цилиндрам двигателя, увеличивается расход топлива, разжижается смазка и ускоряется износ двигателя.

Концом кипения фракции считают температуру, при которой испарение фракции прекращается.

В зависимости от температурных диапазонов выкипания нефтяные фракции (продукты разделения нефти) подразделяют на:

– углеводородный газ – выводится с установок в газообразном и жидком («головка стабилизации») виде, направляется для дальнейшей переработки на газофракционирующие установки, используется как топливо нефтезаводских печей;

– бензиновая фракция – выкипает в пределах 50–180 °С, используется как компонент товарного автомобильного бензина, сырье установок каталитического риформинга и пиролиза; подвергается вторичной перегонке для получения узких фракций;

– керосиновая фракция – выкипает в пределах 140–220 °С (180–240 °С), используется как топливо для реактивных и тракторных карбюраторных двигателей, для освещения, как сырье установок гидроочистки;

– дизельная фракция (легкий или атмосферный газойль, соляровый дистиллят) – выкипает в пределах 180–350 °С (220–350 °С, 240–350 °С), используется как топливо для дизельных двигателей и сырье установок гидроочистки;

– мазут – остаток атмосферной перегонки – выкипает выше 350 °С, применяется как котельное топливо или сырье для установок гидроочистки и термического крекинга;

– вакуумные дистилляты (вакуумные газойли) – выкипают в пределах 350–500 °С, используются как сырье каталитического крекинга и гидрокрекинга.

График, показывающий зависимость объема отогнанного топлива (в %) от температуры, называется кривой перегонки. Кривая перегонки дает наглядное представление о фракционном составе топлива.

По характерным точкам на кривой фракционного состава можно приблизительно судить о некоторых эксплуатационных свойствах нефтепродукта.

Например, температура выкипания 10 % топлива характеризует его пусковые свойства, в частности возможность пуска при низких температурах воздуха. Температура выкипания 50 % топлива влияет на скорость прогрева двигателя и его приемистость. Температура 90 %

выкипания и конца разгонки достаточно полно характеризует противозносные свойства топлива, так как с повышением этих температур увеличивается количество тяжелых трудноиспаряющихся фракций, попадающих в цилиндр в капельножидком состоянии и смывающих масляную пленку с зеркала цилиндров. Кроме того, увеличивается расход топлива, уменьшается мощность двигателя. Высокая конечная температура кипения топлива свидетельствует о наличии высокомолекулярных компонентов несгорающих двигателей, образующих нагар.

Схема установки и порядок выполнения работы

Определение фракционного состава бензинов и дизельных топлив проводится в соответствии с ГОСТ 2177–99.

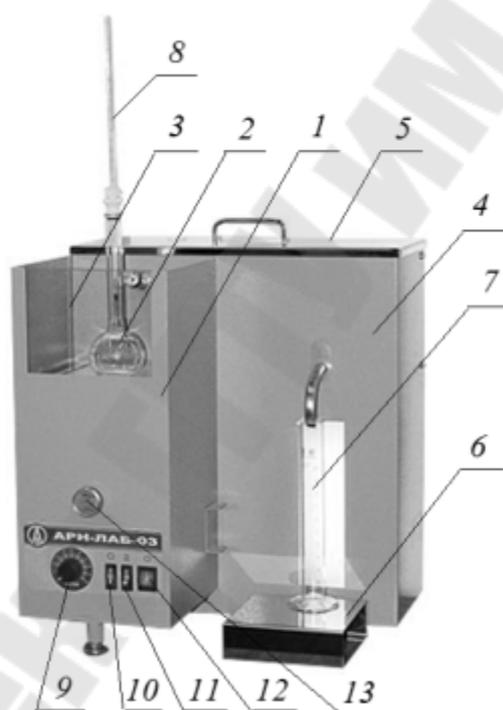


Рис. 4.1. Аппарат для разгонки нефтепродуктов АРН-ЛАБ-03:
1 – блок нагрева; 2 – перегонная колба; 3 – защитное стекло;
4 – блок конденсации; 5 – крышка ванны; 6 – подставка;
7 – мерный цилиндр; 8 – термометр; 9 – ручка плавной
регулировки нагрева; 10 – выключатель лампы подсветки
приемного цилиндра; 11 – выключатель нагрева; 12 – выключатель
электропитания; 13 – ручка регулировки высоты подъемника

Отмерив измерительным цилиндром 100 мл предварительно охлажденной до 15 °С пробы нефтепродукта, перелить ее в колбу, держа ее в таком положении, чтобы носок (отводная труба) был направлен

вверх. После заполнения в шейку колбы вставить термометр так, чтобы ось термометра совпала с осью колбы, а верх ртутного шарика находился бы на уровне нижнего края отводной трубки в месте ее припая. Измерительный цилиндр следует поставить под нижний конец отводной трубки холодильника так, чтобы трубка входила в цилиндр не менее чем на 25 мм, но не ниже метки 100 см³.

После проведения указанных подготовительных операций приступают непосредственно к проведению перегонки.

Перегонка производится в следующем порядке:

1. Включить выключатель *И* и установить требуемую мощность нагрева при помощи ручки плавной регулировки нагрева *9* так, чтобы интенсивность нагрева была такой, чтобы первая капля дистиллята упала из трубки холодильника через 5–10 мин.

2. Температуру, показанную термометром в момент падения первой капли, условно принять за температуру начала кипения и установить цилиндр так, чтобы конденсат стекал по стенке.

3. Дальнейшую перегонку вести со скоростью 4–5 см³/мин, что соответствует 20–25 каплям за 10 с. Запись показаний термометра производить через каждые 10 мл перегонки дистиллята (т. е. 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90%-ного отгона от исходного объема анализируемой пробы).

4. После отгона 90 % дистиллята нагрев колбы регулируют так, чтобы до конца перегонки прошло 3–5 мин. Перегонку закончить, когда ртутный столбик остановится. В этот момент записать температуру конца перегонки (т. е. максимальную температуру, отмеченную во время перегонки без появления белых паров), выключить подогрев и дать колбе охладиться в течение 5 мин.

5. После остывания колбы из нее достать термометр и снять с прибора. Остаток в колбе слить в измерительный цилиндр и замерять с точностью до 0,1 см³.

6. Разность между 100 мл и суммой объемов дистиллята и остатка записать как потери при перегонке.

Результаты перегонки должны быть записаны в виде табл. 4.1.

Таблица 4.1

Результаты разгонки образца

Температура, °С, соответствующая											Остаток, %	Потери, %
НР	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	КР		

7. Привести температуры к нормальному барометрическому давлению:

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{изм}} + C, \quad (4.1)$$

где $C = 0,00012 \cdot (762 - p)(273 + t_{\text{изм}})$ – поправка на барометрическое давление; p – барометрическое давление в мм рт. ст.

8. По результатам построить кривую разгонки: по вертикали откладывается объем дистиллята в %, а по горизонтали – температура. Кривая должна иметь плавный характер и не доходить до 100 % на величину остатка в колбе и потерь при перегонке, т. е. практически на 4 %.

9. Полученные результаты сравнить с нормами ГОСТ и сделать вывод о соответствии фракционного состава испытуемого топлива требованиям стандартов.

Контрольные вопросы

1. О чем свидетельствует фракционный состав топлива?
2. Что такое фракция?
3. Что считается началом кипения фракции?
4. Что характеризуют температуры выкипания фракций?
5. Какие существуют нефтяные фракции в зависимости от температурных диапазонов выкипания?
6. Что собой представляет кривая перегонки?

Лабораторная работа № 5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ГАЗОВ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Цель работы: изучить способы определения плотности газов и нефтепродуктов; определить плотность окружающего воздуха; с помощью нефтенсиметров (ареометров) определить плотность нескольких нефтепродуктов (бензина, дизельного топлива, мазута).

Теоретическая часть

Абсолютной плотностью вещества называется количество массы, содержащейся в единице объема. В системе СИ плотность выражается в $\text{кг}/\text{м}^3$. Для характеристики вещества иногда пользуются понятием относительной плотности. Для газов это отношение массы газа к массе такого же объема воздуха при одинаковых условиях, а для жидкостей – отношение массы вещества к массе чистой воды такого же объема при $4\text{ }^\circ\text{C}$. Относительная плотность – величина безразмерная. Она показывает, насколько газ (жидкость) легче или тяжелее воздуха (воды), масса которого принята за единицу. По относительной плотности можно подсчитать массу 1 м^3 газа, умножив ее числовое значение на 1,293, т. е. на массу 1 м^3 сухого воздуха в кг при $0\text{ }^\circ\text{C}$ и 760 мм рт. ст.

Плотность нефти и нефтепродуктов определяют при температуре $20\text{ }^\circ\text{C}$ и относят к плотности воды при $4\text{ }^\circ\text{C}$. Поэтому плотность нефтепродуктов принято обозначать через ρ_4^{20} . На практике часто приходится определять плотность при температуре, отличающейся от $20\text{ }^\circ\text{C}$. Чтобы получить сравнимые результаты, необходимо произвести пересчет плотности по формуле

$$\rho_4^{20} = \rho_4^t + \gamma(t - 20), \quad (5.1)$$

где ρ_4^t – плотность при температуре испытания; γ – средняя температурная поправка плотности на 1 град.

Способы определения плотности газов

1. Определение плотности газов на основе уравнения состояния:

$$\rho = \frac{1}{v} = \frac{p}{RT}, \quad (5.2)$$

где ν – удельный объем, м³/кг; p – давление газа, Н/м²; T – температура газа, К; $R = \frac{8314}{\mu}$ – газовая постоянная, Дж/(кг · К); μ – молекулярная масса газа.

2. Определенные плотности газов методом взвешивания производится в газовом пикнометре, который представляет собой круглодонную колбу из толстого стекла, емкостью не менее 150 мл, с одним или двумя капиллярными каналами. Метод заключается в взвешивании определенного объема газа и воздуха при атмосферном давлении и комнатной температуре.

Плотность подсчитывается по формуле

$$\rho = \frac{(m_{\Gamma} - m)}{(m_{\text{в}} - m)} \cdot 1,293, \text{ кг/м}^3, \quad (5.3)$$

где m_{Γ} – масса пикнометра с газом; m – масса пикнометра после откачки из него вакуум-насосом воздуха; $m_{\text{в}}$ – масса пикнометра с воздухом.

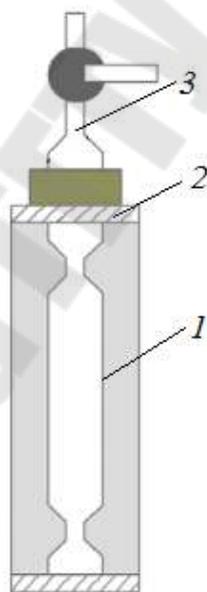


Рис. 5.1. Эффузиометр:

1 – трубка с двумя сужениями; 2 – устройство для крепления трубки; 3 – трехходовой кран

3. Определение плотности газов эффузионным методом. Сущность метода – в измерении истечения в атмосферу через отверстие малого диаметра равных объемов газа и воздуха, находящихся при одинаковом давлении (рис. 5.1). Метод основан на том, что между

квадратами времени истечения газа и воздуха (или другого газа), находящихся в одинаковых условиях, и их плотностями ρ_1 и ρ_2 существует соотношение

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{\tau_1^2}{\tau_2^2}, \quad (5.4)$$

где правая часть соотношения представляет собой отношение времени истечения газа к времени истечения воздуха.

Способы определения плотности жидкостей

1. Определение плотности нефти и нефтепродуктов нефтенсиметром (ареометром). Метод основан на законе Архимеда, согласно которому на тело, погруженное в жидкость, действует выталкивающая сила, направленная вертикально вверх и равная весу вытесненной жидкости в объеме погруженного тела. Устройство нефтенсиметра показано на рис. 5.2. Иногда в среднюю часть нефтенсиметра впаивают термометр, ртутный шарик которого одновременно является частично и грузом. Нефтенсиметры изготавливаются с ценой деления шкалы от 0,005 до 0,0005 г/см³ (кг/м³). Показания плотности жидкости снимаются при равновесном состоянии погруженного в эту жидкость нефтенсиметра по верхнему краю мениска.

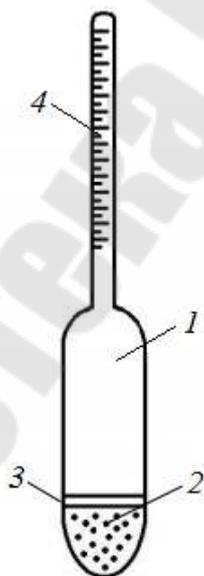


Рис. 5.2. Нефтенсиметр:
1 – стеклянный сосуд; 2 – дробь;
3 – слой парафина; 4 – шкала

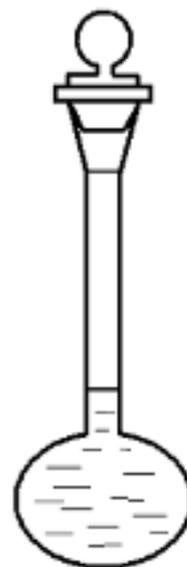


Рис. 5.3. Пикнометр

2. Определение плотности жидкости гидростатическими весами Вестфаля. Действие этих весов также основано на законе Архимеда. При погружении тела последовательно в разные жидкости оно вытесняет равные по объему, но различные по массе количества этих жидкостей. Массы этих объемов прямо пропорциональны их плотности. Если для измерения плотности использовать тело определенной массы и объема (поплавок весов Вестфаля), то

$$\rho = \frac{(m - m_2)}{(m - m_1)}, \text{ кг/м}^3, \quad (5.5)$$

где $(m - m_2)$, $(m - m_1)$ – соответственно масса вытесненной жидкости (нефтепродукта) и воды.

3. Определение плотности нефтепродуктов пикнометром. Метод основан на сравнении массы испытуемого нефтепродукта определенного объема и при определенной температуре с массой воды того же объема и при той же температуре (рис. 5.3). Плотность нефтепродукта (жидкости) вычисляется по формуле

$$\rho = \frac{(m_3 - m_2)}{(m_1 - m_2)}, \text{ кг/м}^3, \quad (5.6)$$

где m_1 , m_2 , m_3 – соответственно масса пикнометра с водой, сухого и с нефтепродуктом, кг.

Затем производится пересчет плотности с учетом температуры воздуха и воды.

Порядок выполнения работы

1. С помощью барометра и термометра определить давление p (мм рт. ст.) и температуру t ($^{\circ}\text{C}$) окружающего воздуха.
2. Ознакомиться с набором нефтенсиметров и определить возможный диапазон измерения плотности.
3. Определить плотность нефтепродукта (бензина) с помощью нефтенсиметра. Для этого в стеклянный цилиндр (диаметром больше диаметра поплавок нефтенсиметра не менее чем в 2 раза) налить испытуемый нефтепродукт. Затем чистый и сухой нефтенсиметр, удерживая за верхний конец, осторожно поместить в цилиндр с жидкостью. Испытание следует начинать с самых легких нефтенсиметров. После того, как прекратятся колебания нефтенсиметра,

произвести отсчет по его шкале по верхнему краю мениска. При этом глаз наблюдателя должен находиться на уровне мениска.

4. Замерить температуру нефтепродукта термометром.

5. Определить аналогично плотность другого нефтепродукта (дизельного топлива, мазута).

Обработка опытных данных

1. Определить плотность окружающего воздуха:

$$\rho = \frac{1}{v} = \frac{p}{RT}, \quad (5.7)$$

где $p = \frac{B \cdot 98100}{735,6}$, Н/м² – атмосферное давление; R – газовая постоянная воздуха ($R = 287$ Дж/(кг · град)); T – температура окружающего воздуха, К.

2. Произвести по данной формуле перерасчет плотности исследованных нефтепродуктов, определив среднюю температурную поправку по табл. П.1.1 (см. приложение):

$$\rho_4^{20} = \rho_4^t + \gamma(t - 20). \quad (5.8)$$

Контрольные вопросы

1. Что называется абсолютной и относительной плотностью?
2. Основные методы опытного определения плотности газов и жидкостей.
3. В каких случаях применимо уравнение состояния для определения плотности?
4. Зависимость плотности от температуры и давления.

Лабораторная работа № 6

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЯЗКОСТИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Цель работы: ознакомиться с методикой определения условной вязкости нефтепродуктов вискозиметром; с помощью вискозиметра типа ВПЖ произвести измерение вязкости.

Теоретическая часть

Вязкостью называется сопротивление, которое оказывают частицы жидкости их взаимному перемещению под действием внешней силы. Различают абсолютную (динамическую и кинематическую) и условную вязкости.

Динамическая вязкость μ представляет собой коэффициент внутреннего трения, равный по величине отношению силы трения, действующей на поверхность жидкости при градиенте скорости, равном единице, к площади этого слоя. В системе СИ динамическая вязкость измеряется в Па · с (паскаль-секунда) – это вязкость такой жидкости, которая оказывает сопротивление взаимному перемещению двух слоев жидкости площадью 1 м^2 , находящихся на расстоянии 1 м друг от друга и перемещающихся относительно друг друга со скоростью 1 м/с и силой в 1 Н .

Кинематической вязкостью ν называется коэффициент внутреннего трения или отношение динамической вязкости при температуре t к плотности:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}. \quad (6.1)$$

Измеряется кинематическая вязкость в системе Си в $\text{м}^2/\text{с}$, в системе СГС в стоксах (Ст) или сантистоксах (сСт).

$$1 \text{ Ст} = 1 \text{ см}^2\text{с}^{-1} = 100 \text{ сСт} = 10^{-6} \text{ м}^2\text{с}^{-1}.$$

Условная вязкость – величина безразмерная, показывающая отношение времени истечения 200 мл испытываемого нефтепродукта из вискозиметра при температуре испытания ко времени истечения из этого же прибора 200 мл дистиллированной воды при $20 \text{ }^\circ\text{C}$.

Величину этого отношения принимают за число условных градусов Энглера. Численное значение этой величины при температуре t определяют из уравнения

$$BY_t = \frac{\tau_t}{\tau_{H_2O_{20}}}, \quad (6.2)$$

где числитель – время истечения из вискозиметра 200 мл испытуемого нефтепродукта при температуре испытания, с; знаменатель – водное число вискозиметра, с.

Пересчет условных градусов на единицы кинематической вязкости выполняют по формуле Убеллоди:

$$\nu = 0,0731BY_t - \frac{0,0631}{BY_t}. \quad (6.3)$$

Наиболее широко в ГОСТах на нефтепродуктах применяется кинематическая вязкость. Она определяется по ГОСТ 33–82 с помощью стеклянных капиллярных вискозиметров. Динамическая вязкость используется при плохой текучести под воздействием внешней силы.

При большой вязкости нефтепродуктов затрудняется их прокачиваемость по трубопроводам и магистралям, через фильтры, что затрудняет подвод к трущимся поверхностям и создает большие сопротивления при работе узлов, приводящие к снижению КПД механизмов. Повышение вязкости топлив приводит к плохому распыливанию его при впрыске.

Вязкость и плотность жидкостей существенно зависят от температуры. При ее увеличении вязкость и плотность снижается, при уменьшении возрастают вплоть до полной потери подвижности.

Существующими ГОСТами устанавливаются плотность и вязкость дизельных топлив при 20 °С, кинематическая вязкость моторных и трансмиссионных масел при 100 °С.

Значения кинематической вязкости и плотности нефтепродуктов также используются в расчетах топливных и масляных систем, при перерасчете нефтепродуктов из весовых единиц в объемные для обеспечения учета при транспортировке и при заправке баков.

Схема установки и порядок выполнения работы

Вискозиметр капиллярный стеклянный типа ВПЖ-2 (рис. 6.1) представляет собой U-образную трубку, в колено которой впаян капилляр. Измерение вязкости при помощи капиллярного вискозиметра основано на определении времени истечения через капилляр определенного объема жидкости из измерительного резервуара.

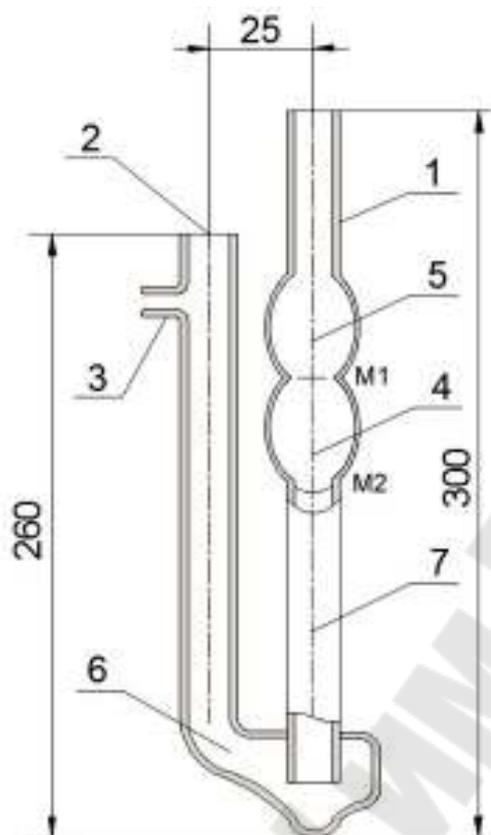


Рис. 6.1. Вискозиметр капиллярный стеклянный типа ВПЖ-2:
 1, 2 – колено; 3 – отводная трубка; 4, 5 – расширение;
 6 – резервуар; 7 – капилляр

1. Перед определением вязкости жидкости вискозиметр тщательно промыть и высушить. Вначале вискозиметр необходимо промыть несколько раз бензином, затем петролейным эфиром. После растворителя вискозиметр необходимо промыть водой и залить не менее чем на 5–6 ч хромовой смесью. После этого промыть дистиллированной водой и просушить.

2. Для измерения времени течения жидкости на отводную трубку надеть резиновый шланг. Далее, зажав пальцем колено 2 и перевернув вискозиметр, опустить колено 1 в сосуд с жидкостью и засосать ее (с помощью груши, водоструйного насоса или иным способом) до отметки M_2 , следя за тем, чтобы в жидкости не образовывалось пузырьков воздуха.

3. Когда уровень жидкости достигнет отметки M_2 , вискозиметр достать из сосуда и быстро перевернуть в нормальное положение. Снять с внешней стороны конца колена 1 избыток жидкости и надеть на него резиновую трубку.

4. Вискозиметр установить в термостат так, чтобы расширение 5 было ниже уровня жидкости в термостате. После выдержки в термостате не менее 15 минут при заданной температуре засосать жидкость в колено до 1/3 высоты расширения.

5. Сообщить колено 1 с атмосферой и определить время опускания мениска жидкости от отметки M_1 до отметки M_2 .

6. Кинематическую вязкость определить по формуле по среднему (из нескольких измерений) времени истечения жидкости.

$$\nu = \frac{g}{9,807} \tau K, \text{ мм}^2/\text{с}, \quad (6.1)$$

где K – постоянная вискозиметра, $\text{мм}^2/\text{с}^2$ ($K = 0,02944 \text{ мм}^2/\text{с}^2$); τ – время истечения жидкости, с; g – ускорение свободного падения в месте измерений, $\text{м}/\text{с}^2$.

Контрольные вопросы

1. Что называется вязкостью?
2. Кинематическая, динамическая и условная вязкость.
3. Зависимость вязкости нефтепродукта от температуры.
4. Что такое водное число вискозиметра?
5. Как определить вязкость при помощи вискозиметра?
6. Для какой цели служат отдельные элементы вискозиметра?

Лабораторная работа № 7
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ВСПЫШКИ
И ВОСПЛАМЕНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ
В ОТКРЫТОМ ТИГЛЕ

Цель работы: ознакомиться с методикой определения температуры вспышки и воспламенения; определить температуру вспышки и воспламенения предложенного нефтепродукта; результаты проведения работы сопоставить с требованиями ГОСТ на испытуемый нефтепродукт по данному показателю качества.

Теоретическая часть

Пары горючего могут воспламениться от открытого пламени, разрядов статического электричества, при попадании горючего на нагретую поверхность или от искры при ударе.

Огнеопасность горючего оценивается температурами вспышки, воспламенения и самовоспламенения, температурными пределами образования взрывоопасных смесей паров горючего с воздухом и концентрацией взрывоопасных смесей.

Температурой вспышки называется минимальная температура, при которой пары нефтепродукта образуют с воздухом смесь, способную к кратковременному образованию пламени при поднесении к ней внешнего источника воспламенения (пламени, электрической искры и т. п.). Вспышка представляет собой слабый взрыв, который возможен в строго определенных концентрационных пределах в смеси углеводородов с воздухом. Температура вспышки керосинов, дизельных топлив, смазочных масел, мазутов и других тяжелых нефтепродуктов характеризует нижний предел взрываемости. Температура вспышки бензинов, давление паров которых при комнатных температурах значительно, обычно характеризует верхний предел взрываемости. Как всякая условная характеристика, температура вспышки зависит от конструкции прибора и условий определения. Кроме того, на ее значение влияют внешние условия – атмосферное давление и влажность воздуха. Температура вспышки возрастает с увеличением атмосферного давления.

Различают верхний и нижний температурные пределы образования взрывоопасных смесей.

Нижним температурным пределом называется минимальная температура, при которой пары горючего образуют взрывоопасную смесь.

Обычно эта температура равна температуре вспышки, определенной в закрытом тигле.

Верхним температурным пределом называется максимальная температура горючего, при которой смесь паров горючего с воздухом еще сохраняет взрывные свойства. При дальнейшем повышении температуры смесь переобогащается парами горючего настолько, что становится негорючей.

По температуре вспышки нефтепродукты делятся на легковоспламеняющиеся и горючие. К легковоспламеняющимся относятся нефтепродукты, имеющие температуру вспышки паров не более 66 °С в открытом тигле (не более 61 °С в закрытом тигле). К горючему классу относятся нефтепродукты с температурой вспышки более 66 °С в открытом тигле (более 61 °С в закрытом тигле).

Температурой воспламенения называется минимальная температура, при которой пары испытуемого продукта при внесении внешнего источника воспламенения образуют устойчивое незатухающее пламя не менее 5 с. Температура воспламенения всегда выше температуры вспышки, часто довольно значительно – на несколько десятков градусов.

Температурой самовоспламенения называется минимальная температура, при которой пары нефтепродуктов в смеси с воздухом воспламеняются без внешнего источника воспламенения. На этом свойстве нефтепродуктов основана работа дизельных двигателей внутреннего сгорания. Температура самовоспламенения выше температуры вспышки на несколько сотен градусов.

Температура самовоспламенения нефтепродукта с увеличением его молекулярной массы уменьшается: если бензины самовоспламеняются при температурах выше 500 °С, то дизельные топлива при 300–330 °С.

По температурам вспышки, воспламенения и самовоспламенения оценивают пожаро- и взрывоопасность нефти и нефтепродуктов.

Стандартизованы два метода определения температуры вспышки нефтепродуктов в открытом (ГОСТ 4333–87) и закрытом (ГОСТ 6356–75) тиглях. Разность температур вспышки одних и тех же нефтепродуктов при определении в открытом и закрытом тиглях весьма велика. В последнем случае требуемое количество нефтяных паров накапливается раньше, чем в приборах открытого типа. Кроме того, в открытом тигле образовавшиеся пары свободно диффундируют в воздух.

Схема установки и порядок выполнения работы

Сущность метода определения температуры вспышки в открытом тигле по ГОСТ 4333–87 заключается в нагревании пробы нефтепродукта в открытом тигле с установленной скоростью до тех пор, пока не произойдет вспышка паров нефтепродукта над его поверхностью от зажигательного устройства (температура вспышки) и пока при дальнейшем нагревании не произойдет загорание продукта с продолжительностью горения не менее 5 с (температура воспламенения) (рис. 7.1).

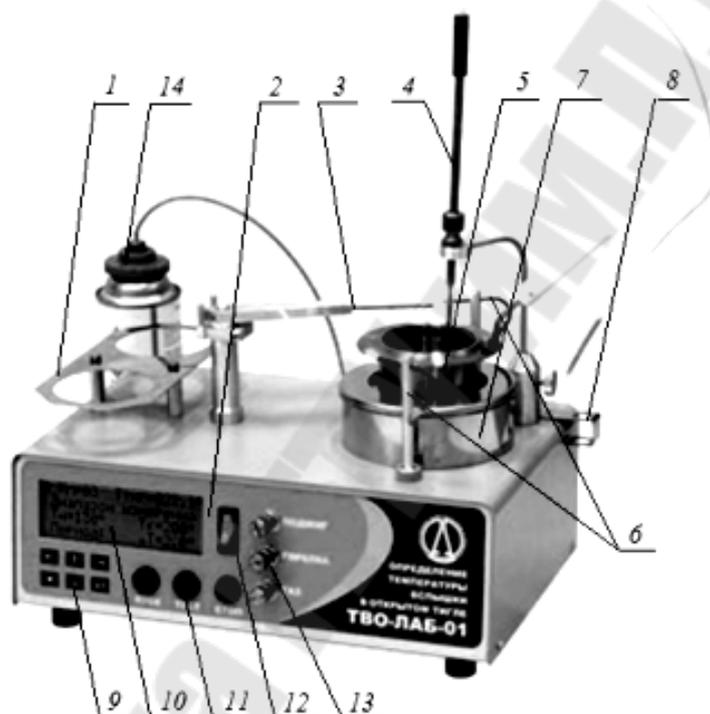


Рис. 7.1. Аппарат для определения температуры вспышки в открытом тигле ТВО-ЛАБ-01:

- 1 – подставка под тигель; 2 – панель управления; 3 – основная горелка; 4 – датчик температуры; 5 – открытый тигель;
6 – вспомогательные горелки; 7 – нагреватель; 8 – держатель для датчика температуры; 9 – клавиши для ввода и редактирования;
10 – графический дисплей; 11 – кнопки управления режимами работы аппарата; 12 – выключатель электропитания;
13 – газовые вентили; 14 – газовый баллон

1. Включить аппарат выключателем электропитания.
2. Исследуемый обезвоженный нефтепродукт поместить в предварительно промытый бензином и высушенный тигель так, чтобы уровень жидкости находился на уровне метки на внутренней стороне тигля.

3. Установить тигель в аппарат.
4. Открыть вентиль «ГАЗ» на 3–4 оборота. Открыть вентиль «ГОРЕЛКА» и зажечь рабочую горелку. Открыть вентиль «ПОДЖИГ» и зажечь две вспомогательные горелки.
5. Нажать кнопку «ПУСК» для начала эксперимента, при этом начнется нагрев образца, а на дисплее будет отображаться ход эксперимента.
6. В процессе эксперимента аппарат разогревает образец до начальной температуры интервала измерений T_n , после чего начинается периодическое прохождение горелки над тиглем через промежуток, определяемый приращением температуры ΔT . За $0,5\text{ }^\circ\text{C}$ до очередного прохождения горелки подается звуковой сигнал.
7. Момент вспышки зафиксировать визуально (при появлении первого синего пламени над поверхностью нефтепродукта). Текущая температура образца $T_{\text{тиг}}$, отображаемая на дисплее в момент появления вспышки, и будет являться температурой вспышки образца.
8. Продолжить эксперимент до момента воспламенения образца (загорания продукта с продолжительностью горения не менее 5 с), после чего нажать кнопку «СТОП» и погасить пламя в тигле при помощи пламягасителя. Отображаемое на дисплее после окончания эксперимента значение $T_{\text{вспышки}}$ и будет температурой воспламенения образца.
9. По окончании работы закрыть вентили «ПОДЖИГ», «ГОРЕЛКА» и «ГАЗ».

Обработка результатов эксперимента

1. При барометрическом давлении, отличающемся от давления 760 мм рт. ст. на 15 мм рт. ст. и более, вводят найденную температурную поправку (Δt) по табл. 7.1.

Таблица 7.1

Поправки на барометрическое давление

Барометрическое давление, мм рт. ст.	Поправка, $^\circ\text{C}$
630–658	+4
659–687	+3
688–716	+2
717–745	+1
775–803	–1

$$\Delta t = 0,345(760 - P), \quad (7.1)$$

где P – барометрическое давление в момент испытания, мм рт. ст.

2. Результаты проведения работы необходимо сопоставить с требованиями ГОСТ на испытуемый нефтепродукт по данному показателю качества (см. приложение).

Контрольные вопросы

1. Что называют температурой вспышки, воспламенения и самовоспламенения?
2. От чего зависит температура вспышки?
3. Что называют верхним и нижним температурными пределами образования взрывоопасных смесей?
4. Какие нефтепродукты различают по температуре вспышки?
5. Что оценивают по температурам вспышки, воспламенения и самовоспламенения, какая из них больше?
6. Методы определения температуры вспышки.

Лабораторная работа № 8

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОКТАНОВОГО ЧИСЛА БЕНЗИНА И ЦЕТАНОВОГО ЧИСЛА ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА

Цель работы: определить октановое число бензина и цетановое число дизельного топлива с помощью прибора ОКТАН-ИМ и приближенно расчетным способом; сравнить полученные результаты с нормами ГОСТ.

Теоретическая часть

Детонационная стойкость является основным показателем качества бензинов. Она характеризует способность бензина сгорать в двигателе от искры без детонации. Детонацией называется такой режим работы двигателя, при котором часть топлива самовоспламеняется, и в результате давление в двигателе нарастает не плавно, а скачками, нарушая работу двигателя.

Детонационную стойкость бензинов оценивают по октановому числу.

Склонность исследуемого топлива к детонации определяется сравнением его с заранее приготовленными топливами, детонационная стойкость которых известна. Для составления таких топлив, называемых эталонными, применяются два чистых углеводорода: изооктан, детонирующий при высокой степени сжатия, его октановое число принято за 100 единиц, и нормальный гептан, обладающий плохими детонационными свойствами. Он легко детонирует уже при низких степенях сжатия, и его октановое число принято за 0 единиц.

Октановое число – это показатель детонационной стойкости бензина, численно равный процентному содержанию изооктана в смеси его с нормальным гептаном, которая эквивалентна по детонационной стойкости испытываемому бензину. Если октановое число бензина равно 95, то это означает, что он детонирует как смесь 95 % изооктана и 5 % гептана. Октановое число бензина после первичной перегонки нефти обычно не превышает 70.

Способы увеличения октанового числа:

1. Применение современных технологий получения бензинов, например, каталитического крекинга, риформинга и др. Современная технология дает возможность получить базовые бензины с ОЧ 75–80 по моторному методу и 80–94 по исследовательскому методу.

2. Добавление в базовые бензины высокооктановых компонентов, таких, как изооктан, алкилбензол и др., которые обладают ОЧ по моторному методу около 100 ед. Таких компонентов добавляют в базовый бензин до 40 %, значительно повышая его детонационную стойкость.

3. Добавление антидетонаторов, т. е. химических соединений, которые при очень незначительной их концентрации в топливе (десятые доли грамма на 1 кг топлива) существенно увеличивают его детонационную стойкость.

Приняты два метода определения октановых чисел автомобильных бензинов: моторный на установках ИТ9-2 и УИТ-65 и исследовательский на установках ИТ9-6 и УИТ-65.

Воспламенение топлива в дизеле – сложный и многостадийный процесс. Поскольку посторонних источников воспламенения топлива дизель не имеет, то важнейшим показателем дизельного топлива является склонность его к самовоспламенению. Топливо при впрыскивании в камеру сгорания воспламеняется не сразу. Всегда происходит определенная задержка воспламенения. Чем она меньше, тем более плавно идет процесс сгорания, а следовательно, двигатель испытывает меньшие динамические нагрузки, работает мягко, без стуков.

Для четкой и однозначной оценки склонности топлива к самовоспламенению стандартизован специальный показатель – цетановое число.

Цетановое число – показатель самовоспламеняемости топлива, численно равный такому содержанию цетана (в объемных %) в смеси с альфаметилнафталином, при котором самовоспламеняемость этой смеси и сравниваемого с ней испытуемого топлива одинакова. Цетан, углеводород парафинового ряда, обладает хорошей самовоспламеняемостью, цетановое число его принято условно за 100 ед., а α -метилнафталин, углеводород ароматического ряда, обладает плохой самовоспламеняемостью, цетановое число его принято за 0 единиц.

При смешивании цетана с α -метилнафталином в различных пропорциях получают эталонные смеси с цетановым числом от 0 до 100.

Определяют цетановые числа на установках ИТ9-3 и ИТ9-3М.

От ЦЧ зависят и пусковые свойства топлива. Чем оно меньше, тем хуже пусковые свойства. Чрезмерное увеличение ЦЧ, несогласованное с его испаряемостью, также нецелесообразно, так как при этом очаги рано воспламенившегося топлива встречаются с еще неиспарившимся, неподготовленным к сгоранию топливом, что приводит к вялому, неполному сгоранию и, следовательно, к ухудшению топлив-

ной экономичности двигателя при одновременном увеличении дымности отработавших газов.

Для современных дизелей вполне достаточно ЦЧ топлива, равное 45; для быстроходных дизелей (с частотой вращения 5000–6000 об/мин) нужны топлива с более высокими ЦЧ.

Схема установки и порядок выполнения работы

Октанометр способен выполнять измерение как октанового числа бензина, так и цетанового числа дизтоплива.



Рис. 8.1. Внешний вид октанометра:

- 1 – корпус прибора, выполненный из алюминиевого сплава;
- 2 – лицевая панель, содержит органы управления и индикации;
- 3 – разъем для подключения датчика к прибору; 4 – датчик, с помощью которого выполняется измерение диэлектрической проницаемости топлива

1. Для выбора желаемого типа (режима) измерения выбрать пункт меню «Главное меню – Выбор типа измерения октан/цетан».
2. Осуществить установку нуля.
3. Выбрать текущую калибровку.
4. Погрузить датчик в топливо, сделать несколько небольших вертикальных перемещений для полного заполнения датчика.
5. Снять показания октанового/цетанового числа.
6. При необходимости выполнить запись результата измерения в журнал.
7. Вынуть датчик из топлива, протереть салфеткой.
8. Повторить процедуру измерения для других топлив.

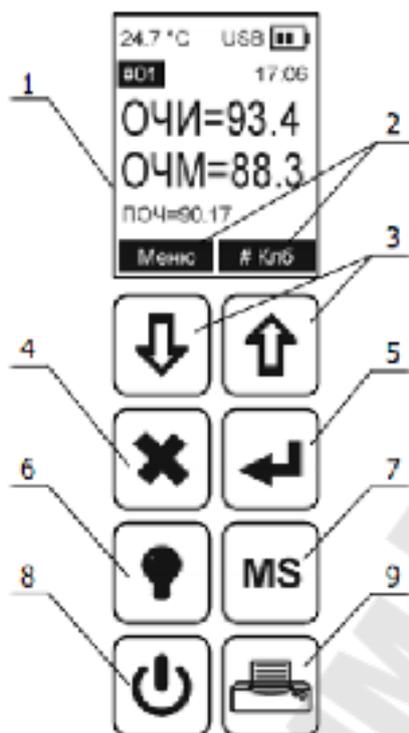


Рис. 8.2. Лицевая панель октанометра:

1 – жидкокристаллический дисплей; 2 – пиктограммы, обозначающие функциональное назначение кнопок 3; 3 – функциональные кнопки, их назначение определяется пиктограммами 2; 4 – кнопка отмены текущего действия; 5 – кнопка подтверждения текущего действия; 6 – кнопка включения/выключения подсветки дисплея; 7 – кнопка записи результатов измерения в память прибора/сохранения калибровки/сохранения даты; 8 – кнопка включения/выключения прибора; 9 – кнопка печати текущих результатов измерения/содержимого журнала/данных калибровки

Обработка опытных данных

1. Определить октановое число топлива по формуле (приближенно соответствует октановому числу, определенному исследовательским методом):

$$\text{ОЧ} = 120 - 2 \left(\frac{t_{\text{ср}} - 58}{5\rho^{20}} \right), \quad (8.1)$$

где $t_{\text{ср}} = \frac{t_{\text{н.р}} + t_{\text{к.р}}}{2}$ – средняя температура разгонки топлива, °С;
 $t_{\text{н.р}}$ – температура начала разгонки топлива, °С; $t_{\text{к.р}}$ – температура конца разгонки топлива, °С; ρ^{20} – плотность топлива при 20 °С, г/см³.

2. Цетановое число топлива приближенно подсчитать по формуле (отличается от действительного на 2–3 ед.):

$$\text{ЦЧ} = \nu^{20} + 17,8 \left(\frac{1,5879}{\rho^{20}} \right), \quad (8.2)$$

где ν^{20} – вязкость топлива при 20 °С, мм²/с; ρ^{20} – плотность топлива при 20 °С, г/см³.

3. Опытные данные определения октанового и цетанового чисел сопоставить с расчетными и сравнить с нормами ГОСТ на бензин и дизельное топливо (см. приложение, табл. П.1.2–П.1.4). Дать заключение на соответствие или несоответствие испытуемых образцов топлива по данным показателям нормам ГОСТ (отклонение октанового и цетанового чисел в сторону понижения не допускается).

Контрольные вопросы

1. Что называют детонацией?
2. Что характеризует детонационная стойкость?
3. Что такое октановое число?
4. Способы увеличения октанового числа.
5. Что такое цетановое число?
6. На что влияет цетановое число?
7. Методы определения октанового и цетанового чисел.

Литература

1. Белосельский, Б. С. Энергетическое топливо / Б. С. Белосельский, В. К. Соляков. – М. : Энергия, 1980. – 168 с.
2. Вильямс, Ф. А. Теория горения / Ф. А. Вильямс ; пер. с англ. С. С. Новикова, Ю. С. Рязанцева. – М. : Наука, 1971. – 616 с.
3. Хзмалян, Д. М. Теория горения и топочные устройства / Д. М. Хзмалян, Я. А. Каган. – М. : Энергия, 1976. – 488 с.
4. Топливо и теория горения : практ. пособие к лаборатор. работам по одноимен. курсу для студентов специальности 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика». – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2004. – 26 с.

Приложение

Таблица П.1.1

Средние температурные поправки плотности нефтепродуктов

Плотность, кг/м ³	Поправка на 1 °С, кг/м ²	Плотность, кг/м ³	Поправка на 1 °С, кг/м ³
700–710	0,897	851–860	0,699
711–720	0,884	861–870	0,686
721–730	0,870	871–880	0,673
731–740	0,857	881–890	0,660
741–750	0,844	891–900	0,647
751–760	0,831	901–910	0,633
761–770	0,818	911–920	0,620
771–780	0,805	921–930	0,607
781–790	0,792	931–940	0,594
791–800	0,778	941–950	0,581
801–810	0,765	951–960	0,567
811–820	0,752	961–970	0,554
821–830	0,738	971–980	0,541
831–840	0,725	981–990	0,528
841–850	0,712	991–1000	0,515

Таблица П.1.2

Требования к характеристикам автомобильного бензина

Характеристики автомобильного бензина	Единица измерения	Нормы в отношении			
		класса 2	класса 3	класса 4	класса 5
Массовая доля серы, не более	мг/кг	500	150	50	10
Объемная доля бензола, не более	проценты	5	1	1	1
Концентрация железа, не более	мг/дм ³	отсут- ствие	отсут- ствие	отсут- ствие	отсут- ствие
Концентрация марганца, не более	мг/дм ³	отсут- ствие	отсут- ствие	отсут- ствие	отсут- ствие
Концентрация свинца, не более	мг/дм ³	отсут- ствие	отсут- ствие	отсут- ствие	отсут- ствие
Массовая доля кислорода, не более	проценты	–	2,7	2,7	2,7

Окончание табл. П.1.2

Характеристики автомобильного бензина	Единица измерения	Нормы в отношении			
		класса 2	класса 3	класса 4	класса 5
Объемная доля углеводородов не более: ароматических	проценты	–	42	35	35
олефиновых		–	18	18	18
Октановое число: по исследовательскому методу, не менее		92	95	95	95
по моторному методу, не менее		83	85	85	85
Давление паров, не более: в летний период	кПа	–	45–80	45–80	45–80
в зимний период		–	50–100	50–100	50–100

Таблица П.1.3

Требования к характеристикам дизельного топлива

Характеристики дизельного топлива	Единица измерения	Нормы в отношении			
		класса 2	класса 3	класса 4	класса 5
Массовая доля серы, не более	мг/кг	500	350	50	10
Температура вспышки в закрытом тигле, не ниже: дизельного топлива, за исключением дизельного топлива для арктического климата	°С	40	40	40	40
дизельного топлива для арктического климата		30	30	30	30
Фракционный состав – 95 % об. перегоняется при температуре, не выше	°С	360	360	360	360
Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, не более	%	–	11	11	11
Цетановое число, не менее	–	45	51	51	51
Цетановое число для дизельного топлива для холодного и арктического климата, не менее	–	–	47	47	47

Окончание табл. П.1.3

Характеристики дизельного топлива	Единица измерения	Нормы в отношении			
		класса 2	класса 3	класса 4	класса 5
Предельная температура фильтруемости, не выше: дизельного топлива для холодного климата	°С	-20	-20	-20	-20
дизельного топлива для арктического климата	°С	-38	-38	-38	-38
Смазывающая способность, не более	мкм	460	460	460	460

Таблица П.1.4

ГОСТ 305–82 «Топливо дизельное. Технические условия»

Наименование показателя	Норма для марки			Метод испытания
	Л	З	А	
1. Цетановое число, не менее	45	45	45	По ГОСТ 3122
2. Фракционный состав: 50 % перегоняется при температуре, °С, не выше	280	280	255	По ГОСТ 2177
96 % перегоняется при температуре (конец перегонки), °С, не выше	360	340	330	
3. Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с (сСт)	3,0–6,0	1,8–5,0	1,5–4,0	По ГОСТ 33
4. Температура застывания, °С, не выше, для климатической зоны: умеренной	-10	-35	-	По ГОСТ 20287 с дополнением по п. 5.2 настоящего стандарта
холодной	-	-45	-55	
5. Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, не ниже для тепловозных и судовых дизелей и газовых турбин	62	40	35	По ГОСТ 6356
для дизелей общего назначения	40	35	30	
6. Массовая доля серы, %, не более, в топливе: вида I	0,2	0,2	0,2	По ГОСТ 19121
вида II	0,5	0,5	0,4	

Окончание табл. П.1.4

Наименование показателя	Норма для марки			Метод испытания
	Л	З	А	
7. Зольность, %, не более	0,1	0,1	0,1	По ГОСТ 1401
8. Коксуемость 10%-ного остатка, %, не более	0,2	0,3	0,3	По ГОСТ 19932
9. Коэффициент фильтруемости, не более	3	3	3	По ГОСТ 19006
10. Содержание механических примесей	Отсутствие			По ГОСТ 6370
11. Содержание воды	То же			По ГОСТ 2477
12. Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не более	860	840	830	По ГОСТ 3900

Содержание

<i>Лабораторная работа № 1. Определение влажности, зольности топлива и выхода летучих веществ</i>	<i>3</i>
<i>Лабораторная работа № 2. Определение теплоты сгорания топлива</i>	<i>8</i>
<i>Лабораторная работа № 3. Анализ газовой смеси.....</i>	<i>13</i>
<i>Лабораторная работа № 4. Определение фракционного состава топлива</i>	<i>19</i>
<i>Лабораторная работа № 5. Определение плотности газов и нефтепродуктов</i>	<i>24</i>
<i>Лабораторная работа № 6. Определение вязкости нефтепродуктов</i>	<i>29</i>
<i>Лабораторная работа № 7. Определение температуры вспышки и воспламенения нефтепродуктов в открытом тигле.....</i>	<i>33</i>
<i>Лабораторная работа № 8. Определение октанового числа бензина и цетанового числа дизельного топлива</i>	<i>38</i>
<i>Литература</i>	<i>43</i>
<i>Приложение</i>	<i>44</i>

УДК 662.6(075.8)
ББК 31.35я73
Н73

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 6 от 23.02.2016 г.)*

Рецензент: зав. каф. «Электроснабжение» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук. *А. О. Добродей*

Новиков, М. Н.

Н73

Топливо и теория горения : практикум по выполнению лаборатор. работ для студентов специальности 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика» днев. и заоч. форм обучения / М. Н. Новиков, Е. Н. Макеева. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. – 48 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-331-8.

Поможет сформировать знания об основных характеристиках различных видов топлива и основ теории горения и охватывает следующие разделы: определение теплоты сгорания топлива; анализ газовой смеси и твердого топлива; определение фракционного состава, плотности и вязкости нефтепродуктов; определение температуры вспышки и воспламенения топлива; определение октанового числа бензина и цетанового числа дизельного топлива.

Для студентов специальности 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика» дневной и заочной форм обучения.

УДК 662.6(075.8)
ББК 31.35я73

ISBN 978-985-535-331-8

© Новиков М. Н., Макеева Е. Н., 2017
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2017

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

Новиков Михаил Николаевич
Макеева Екатерина Николаевна

ТОПЛИВО И ТЕОРИЯ ГОРЕНИЯ

Практикум
по выполнению лабораторных работ
для студентов специальности 1-43 01 05
«Промышленная теплоэнергетика»
дневной и заочной форм обучения

Электронный аналог печатного издания

Редактор *Н. В. Гладкова*
Компьютерная верстка *Н. Б. Козловская*

Подписано в печать 28.03.17.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 3,02. Уч.-изд. л. 3,12 .

Изд. № 70.

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение
Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого.
Свидетельство о гос. регистрации в качестве издателя
печатных изданий за № 1/273 от 04.04.2014 г.
246746, г. Гомель, пр. Октября, 48