

дит через подогреватель и фильтр грубой очистки, затем фильтр тонкой очистки. Подогреватель обеспечивает оптимальную температуру, а следовательно, и вязкость; фильтры задерживают примеси, способные забивать узкие каналы мазутных форсунок. Степень нагрева мазута перед горелками определяют в каждом конкретном случае в зависимости от принятого режима его подготовки к сжиганию; она может составлять 150 °С и даже выше.

Система подготовки мазута к сжиганию может включать устройства для его гомогенизации и ввода в мазут жидких присадок, повышающих однородность топлива и уменьшающих интенсивность коррозии котлов, обусловленной наличием в мазуте серы и других примесей.

### 3.4. Анализ топочных мазутов

Организация контроля качества жидкого топлива на ТЭС, в том числе отбор представительных проб, рассмотрена в гл. 8. В данном параграфе остановимся на контролируемых на электростанциях характеристиках топочных мазутов и методах их определения (за исключением теплоты сгорания, которая описана в § 8.4).

**Определение плотности.** Плотность нефтепродуктов в известной мере служит показателем, характеризующим их среднюю молекулярную массу: чем «тяжелее» нефтепродукт, тем выше плотность.

Плотность  $\rho_4^{20}$  определяют при температуре 20 °С, относя ее к плотности воды при температуре 4 °С (1,000 г/см<sup>3</sup>). Таким образом, плотность нефтепродуктов обычно выражают относительной (безразмерной) величиной.

Существует несколько методов определения плотности; самым универсальным из них является *пикнометрический* метод, пригодный для всех нефтепродуктов, включая мазуты (ГОСТ 3900-85).

Пикнометрический метод основывается на использовании пикнометра — мерного сосуда в форме небольшой (на 25—100 см<sup>3</sup>) колбочки с узким вытянутым горлом, на котором нанесена кольцевая риска. Прежде всего необходимо с высокой точностью определить вместимость пикнометра. Для этого взвешивают сначала пустой пикнометр, а потом — заполненный водой до риски при 20 °С. Далее высушенный пикнометр заполняют нефтепродуктом, выдерживают в термостате при температуре 20 °С, доводят уровень нефтепродукта точно до риски и вновь взвешивают. Плотность находят по формуле

$$\rho_4^{20} = (m_3 - m_1)/(m_2 - m_1), \quad (3.7)$$

где  $m_1$  — масса пустого пикнометра;  $m_2$  — масса пикнометра с водой;  $m_3$  — масса пикнометра с нефтепродуктом.

Допускается определение плотности при температурах, отличающихся от 20 °С. В этом случае пересчет плотности с температуры  $t$  ( $\rho_4^t$ ) на температуру 20 °С осуществляют на основе линейной зависимости плотности от температуры:

$$\rho_4^{20} = \rho_4^t + \gamma (t - 20), \quad (3.8)$$

где  $\gamma$  — температурный коэффициент плотности, имеющий для мазутов значения 0,0005—0,0006.

**Определение содержания воды.** Для этих целей чаще всего используют объемный метод Дина и Старка (ГОСТ 2477-65\*), по которому навеску нефтепродукта смешивают с органическим растворителем — толуолом, ксилолом или нефтяным дистиллятом, выкипающим в интервале температур 100—200 °С, помещают смесь в колбу и присоединяют к ней обратный холодильник с ловушкой (рис. 3.2). Колбу нагревают, доводя ее содержимое до кипения. Выделяющиеся пары растворителя и воды попадают в холодильник, конденсируются в нем и стекают по стенкам вниз навстречу потоку паров. Конденсат заполняет ловушку, потом растворитель начинает стекать обратно в колбу, а более тяжелая вода оседает в ловушке. Такой процесс проводят до тех пор, пока уровень воды в ловушке не перестанет повышаться, т.е. соберется вся вода, которая была в навеске топлива. Массовую долю воды в испытуемой пробе, %, рассчитывают по формуле

$$W = \frac{v \rho_{\text{в}}}{G} 100, \quad (3.9)$$

где  $v$  — объем воды в ловушке, см<sup>3</sup>;  $G$  — масса взятой навески, г;  $\rho_{\text{в}}$  — плотность воды, которую принимают равной 1 г/см<sup>3</sup>.

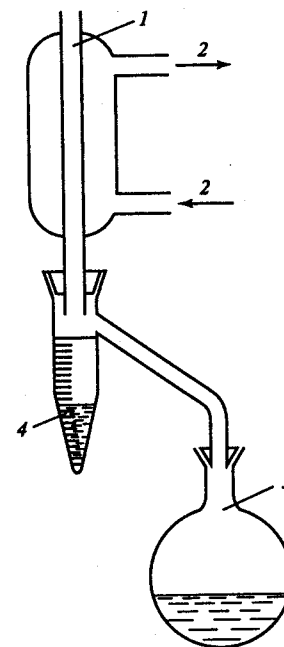


Рис. 3.2. Схема прибора для определения содержания влаги в топливе объемным методом:

1 — обратный холодильник; 2 — охлаждающая вода; 3 — колба; 4 — ловушка

**Определение зольности.** Выход золы при сжигании мазута находят взвешиванием негорючего остатка от определенной навески (обычно 25 г) мазута после его полного сгорания (ГОСТ 1461-75\*).

При быстром нагревании до температуры, которая требуется для горения, мазут интенсивно вспенивается, а это ведет к его потерям и большим погрешностям результатов. Поэтому сжигание проводят в два этапа. На первом этапе нагревают мазут на электроплитке до температуры не выше 120 °С. В тигель с навеской вкладывают «фитиль» — конус, свернутый из фильтровальной бумаги. Когда он пропитается топливом, его поджигают. После сгорания фитиля тигель с навеской помещают в муфельную печь, где выдерживают при температуре (600 ± 50) °С до тех пор, пока его масса не перестанет изменяться.

Зольность, %, вычисляют по формуле

$$A^r = \frac{G_1 - g}{G} 100, \quad (3.10)$$

где  $G$  — масса навески, г;  $G_1$  — масса негорючего остатка (золы), г;  $g$  — масса золы бумажного фитиля, г.

**Определение условной вязкости.** Условной вязкостью нефтепродукта называют отношение времени истечения  $\tau$  определенного его объема при заданной температуре  $t$  к времени истечения  $\tau_{H_2O}$  такого же объема воды при температуре 20 °С:

$$E_t = \tau / \tau_{H_2O}. \quad (3.11)$$

Эту безразмерную величину выражают в условных единицах, называемых *градусами условной вязкости* (°ВУ). Вязкость нефтепродукта составляет 1 °ВУ, если время его истечения равно времени истечения воды, измеренному при 20 °С.

Условность данного показателя вязкости заключается еще и в том, что время истечения определяют в строго зафиксированных стандартом условиях (ГОСТ 6258-85\*). Схема прибора для определения условной вязкости — вискозиметра<sup>1</sup> (конструкции Энглера) — показана на рис. 3.3. Испытуемый нефтепродукт заливают в металлический сосуд до определенного уровня, который указывают штифты. Сосуд помещен внутри другого сосуда; в пространстве между их стенками находится термостатирующая жидкость, с помощью которой во время опыта поддерживают заданную температуру

<sup>1</sup> Название прибора происходит от английского слова *viscosity* — вязкость.

испытуемого нефтепродукта (до 90 °С такой жидкостью служит вода, при более высокой температуре используют высококипящие масла). Время истечения нефтепродукта определяют по секундомеру, в момент включения которого поднимают штифт и испытуемый продукт начинает вытекать через трубку в стеклянный мерный сосуд. На шейке этого сосуда имеется риска, соответствующая объему 200 см<sup>3</sup>. Секундомер останавливают, фиксируя значение  $\tau$ , когда уровень жидкости в мерном сосуде достигнет этой риски.

Перед испытанием нефтепродукта в тех же условиях определяют время истечения 200 см<sup>3</sup> воды при 20 °С, называемое *водным числом вискозиметра*  $\tau_{H_2O}$ . Вискозиметр считается годным к использованию, если его водное число

$$\tau_{H_2O} = (51 \pm 1) \text{ с.}$$

Исходя из этого значения и формулы (3.11), нетрудно подсчитать, что при  $E = 20$  °ВУ время истечения 200 см<sup>3</sup> нефтепродукта составляет около 1000 с. Измерять более высокие значения условной вязкости затруднительно, так как при очень медленном вытекании жидкости трудно четко определить время истечения.

Расхождения результатов двух параллельных определений времени истечения испытуемого продукта должны быть не более 1 с при  $\tau \leq 250$  с; 3 с при  $\tau \leq 500$  с и 5 с при  $\tau \leq 1000$  с.

**Определение температур вспышки и воспламенения.** Для измерения температур вспышки и воспламенения существуют разнообразные приборы. Определяемые в них показатели численно не совпадают друг с другом, так как различаются условия испытаний.

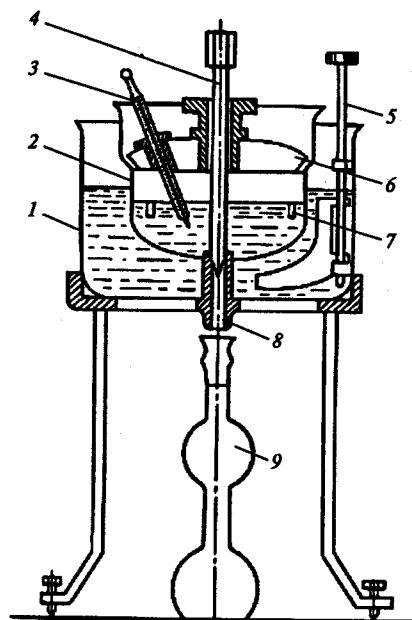


Рис. 3.3. Схема вискозиметра для определения условной вязкости:

1 — внешний сосуд; 2 — внутренний сосуд; 3 — стеклянный термометр; 4 — штифт; 5 — мешалка термостатирующей жидкости; 6 — крышка внутреннего сосуда; 7 — штифты — указатели уровня; 8 — калиброванная трубка; 9 — мерный сосуд

Все применяемые приборы можно разделить на два типа: с открытым и закрытым тиглем. Тигель — это небольшой сосуд, в который помещают испытуемый нефтепродукт. Если тигель открыт, пары нефтепродукта уходят из него значительно быстрее, чем из тигля, снабженного крышкой. Поэтому взрывоопасная концентрация паров в закрытом тигле достигается при более низкой температуре, чем в открытом тигле. У мазутов разность этих температур может достигать 50 °С.

Определение температур вспышки и воспламенения в *открытом тигле* согласно ГОСТ 4333-87\* заключается в следующем. Пробу нефтепродукта массой около 100 г помещают в стальной тигель, в который также опускают стеклянный термометр. Тигель с нефтепродуктом нагревают (электрообогревом или пламенем газовой горелки), с определенной скоростью, повышая температуру. Периодически, через каждые 2 °С, к поверхности нефтепродукта с помощью зажигательного устройства подносят пламя. В качестве температуры вспышки фиксируют показания опущенного в тигель термометра в тот момент, когда над поверхностью испытуемой пробы происходит вспышка паров, которая сначала носит кратковременный характер. Для определения температуры воспламенения продолжают нагревание тигля с нефтепродуктом, периодически поднося к нему пламя. При этом продолжительность вспышек (горения паров) увеличивается. В качестве температуры воспламенения фиксируют показания термометра в момент, когда продолжительность горения паров над тиглем превысит 5 с. Действующий стандарт содержит два варианта реализации описанной методики, различающихся конструкцией используемых приспособлений.

Результаты двух параллельных измерений, полученные одним исполнителем в одной лаборатории, считаются достоверными, если расхождение между ними по  $t_{всп}$  не превышает 5 °С, а по  $t_{воспл}$  — 8 °С. Если измерения проводятся в разных лабораториях, допускаемые расхождения составляют соответственно 16 и 14 °С.

На температуру вспышки влияют не только свойства топлива, но и в некоторой степени барометрическое давление, от которого зависит массовая концентрация кислорода в единице объема воздуха. С учетом этого в тех случаях, когда температуру вспышки определяют при барометрическом давлении  $p < 95,3$  кПа (715 мм рт. ст.), к полученному значению следует прибавить поправку  $\Delta$ , равную:

$p$ , кПа .....	95,3—88,7	88,6—81,3	81,2—73,3
$\Delta$ , °С .....	2	4	6

Для определения температуры вспышки в *закрытом тигле* (ГОСТ 6356-75\*) используют специальный прибор, схема которого показана на рис. 3.4. Тигель 4 с испытуемым нефтепродуктом, расположенный в электронагревателе 5, снабжен крышкой 6. В крышке имеются окна, закрываемые заслонкой 3. С заслонкой кинематически связано зажигательное устройство 7. При повороте рукоятки 1 заслонка открывает окна, и в одно из них опускается горящий фитиль. Кратковременное появление пламени в другом окне крышки означает, что произошла вспышка. Опыт проводят с

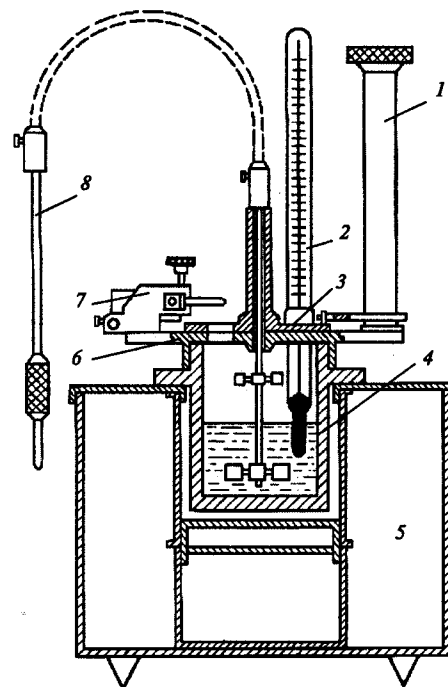


Рис. 3.4. Прибор для определения температуры вспышки в закрытом тигле

непрерывным перемешиванием нефтепродукта мешалкой 8, повышая температуру с определенной скоростью. Температуру контролируют по ртутному термометру 2. Емкость тигля 4 составляет 72 см<sup>3</sup>. Допустимые расхождения результатов двух параллельных определений составляют 1° при  $t_{всп} \leq 50$  °С и 2° при  $t_{всп} > 50$  °С.

Если во время измерений атмосферное давление отличается от нормального (101,3 кПа) более чем на 21 кПа, то вводят поправку, определяемую по формуле  $\Delta t_{всп} = 0,2716(101,3 - p)$ , где  $p$  — барометрическое давление, кПа. Поправку прибавляют, если  $p < 101,3$  кПа, и вычитают, если  $p > 101,3$  кПа.

Допустимые расхождения результатов определения температуры вспышки, не превышающей 104 °С, составляют: при измерениях в одной лаборатории 2 °С, в разных лабораториях 4 °С. Если  $t_{всп} > 104$  °С, допускаются расхождения соответственно до 5 и до 8 °С.