

Утверждены
приказом председателя Комитета
государственного энергетического
надзора и контроля
Республики Казахстан
от «___» _____ 20__ г.
№ _____

**Методические указания
по контролю качества твердого, жидкого и газообразного топлива
для расчета удельных расходов топлива
на тепловых электростанциях и котельных**

Содержание

	Введение	2
1	Область применения	2
2	Нормативные ссылки	3
3	Термины, определения и сокращения	4
4	Принятые сокращения	5
5	Основные положения	5
6	Топливо твердое	6
6.1	Объемы и методы анализов проб топлива	6
6.2	Рекомендации по отбору объединенных проб топлива	7
6.3	Рекомендации по приготовлению и хранению объединенных суточных лабораторных и аналитических проб	8
6.4	Приготовление сборных пятисуточных (или другой период) аналитических проб	10
6.5	Расчет среднемесячных показателей качества топлива	10
7	Топливо жидкое	11
7.1	Объем и методы анализов проб топлива	11
7.2	Рекомендации по отбору и хранению объединенных суточных проб	12
7.3	Рекомендации по приготовлению и хранению лабораторных (аналитических) проб	13
7.4	Расчет среднемесячных показателей качества топлива	14
8	Газообразное топливо	15
8.1	Методы контроля качества газа	15
8.2	Рекомендации по определению числа отбираемых проб газа	16
8.3	Расчет средних значений показателей качества газа за декаду и месяц	17

9	Рекомендации по безопасности при отборе проб и проведении контроля качества топлива	19
Приложение 1	Рекомендуемый перечень основных нормативных документов, используемых при определении качества топлива	21
Приложение 2	Перечень нормативных документов, на которые имеются ссылки в настоящих Методических указаниях	23
Приложение 3	Методика определения неоднородности газа	25
Приложение 4	Общие требования к автоматическим отборникам средних проб газа	26
Приложение 5	Методика определения влажности газа	27
Приложение 6	Общие указания к устройствам пробоотборных линий	33
	Библиография	34

Введение

Состояние топливно-энергетического комплекса Казахстана в значительной мере влияет на экономическое благополучие государства.

Правильное определение качества и количества поступающего на тепловые электростанции (далее – ТЭС) топлива, наличие необходимых поверенных средств измерения для приемки топлива по количеству и качеству оказывают решающее значение при получении исходных данных для расчета удельных расходов топлива на ТЭС.

1. Область применения

Методические указания по контролю качества твердого, жидкого и газообразного топлива для расчета удельных расходов топлива на тепловых электростанциях и котельных (далее – Методические указания) рекомендуют способы и нормы отбора и приготовления проб твердого, жидкого и газообразного топлива и методы их анализа с целью получения исходных данных для расчета удельных расходов топлива на электростанциях и котельных мощностью 100 Гкал/ч и более.

Настоящие Методические указания предназначены для эксплуатационного персонала ТЭС, теплоэлектроцентралей (далее – ТЭЦ) и государственные районные электрические станции (далее – ГРЭС) и котельных мощностью 100 Гкал/ч и более, также используются при организации контроля качества торфа, дизельного и других видов топлива при внесении изменений.

2. Нормативные ссылки

1. Закон Республики Казахстан «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности».
2. Требования к устройству и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Приказ МЧС РК № 189 от 29.10.2008 г.
3. Требования промышленной безопасности в газовом хозяйстве предприятий черной металлургии. Приказ МЧС № 86 от 24.04.2009 г.
4. СТ РК ГОСТ 8.577-2010. Теплота объемная (энергия) сгорания природного газа. Общие требования к методам определения.
5. ГОСТ 147-95. (ИСО 1928-76) Межгосударственный стандарт. Топливо твердое. Метод определения высшей теплоты сгорания и вычисление низшей теплоты сгорания.
6. ГОСТ 2408.1-95. (ИСО 625-75) Межгосударственный стандарт. Топливо твердое. Методы определения углерода и водорода.
7. ГОСТ 8606-93. (ИСО 334-92) Межгосударственный стандарт. Топливо твердое минеральное. Определение общей серы. Метод Эшка.
8. ГОСТ 9516-92. (ИСО 331-83) Межгосударственный стандарт. Уголь. Метод прямого весового определения влаги в аналитической пробе.
9. ГОСТ 10742-71. Межгосударственный стандарт. Угли бурые, каменные, антрацит, горючие сланцы и угольные брикеты. Методы отбора и подготовки проб для лабораторных испытаний.
10. ГОСТ 11022-95. (ИСО 1171-81) Межгосударственный стандарт. Топливо твердое минеральное. Методы определения зольности.
11. ГОСТ 1437-75. Межгосударственный стандарт. Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения серы.
12. ГОСТ 1461-75. Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод определения зольности.
13. ГОСТ 2477-65. Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.
14. ГОСТ 2517-85. Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод отбора проб.
15. ГОСТ 21261-91. Межгосударственный стандарт. Нефтепродукты. Метод определения высшей теплоты сгорания и вычисление низшей теплоты сгорания.
16. ГОСТ 17310-2002. Межгосударственный стандарт. Газы. Пикнометрический метод определения плотности.
17. СТ РК ИСО 6976-2004. Газ природный. Расчет теплотворной способности, плотности, относительной плотности и индекса Воббе для смеси.

3. Термины и определения

В настоящих Методических указаниях используются следующие термины и определения.

Применительно к твердому топливу:

1. Точечная проба – количество топлива, захватываемое отбирающим элементом пробоотборника за один прием.

2. Объединенная проба – проба, состоящая из требуемого количества точечных проб, отобранных непосредственно от опробуемого топлива, и характеризующая его среднее качество.

3. Подготовка проб – совокупность операций по измельчению, перемешиванию и сокращению (делению) пробы с целью приготовления пробы, пригодной для проведения анализа.

4. Лабораторная проба – представительная часть объединенной пробы, полученная в результате подготовки объединенной пробы до крупности менее 3 мм и предназначенная для определения общей влаги рабочего состояния топлива и для подготовки аналитической пробы.

5. Аналитическая проба – представительная часть лабораторной пробы, полученная в результате подготовки объединенной или лабораторной пробы до крупности зерен менее 0,2 мм и предназначенная для определения показателей качества топлива (кроме общей влаги рабочего состояния топлива).

6. Сборная проба – проба, полученная в результате смешения нескольких лабораторных или аналитических проб пропорционально расходу опробованного топлива. По сборной пробе определяются показатели качества топлива за пятидневку (пятидневные) или другой период.

Применительно к жидкому топливу:

1. Точечная проба – количество единовременно отбираемого топлива.

2. Объединенная (суточная) проба – проба, состоящая из требуемого количества точечных проб, отобранных непосредственно от опробуемого топлива, и характеризующая его среднее качество.

3. Лабораторная (аналитическая) проба – представительная часть объединенной пробы, полученная в результате подготовки (нагревание, перемешивание, сокращение) объединенной пробы.

4. Сборная проба – проба, полученная в результате смешения нескольких лабораторных (аналитических) проб пропорционально расходу опробованного топлива. По сборной пробе определяются показатели качества за пятидневку (пятидневные) или другой период.

Применительно к газообразному топливу:

1. Разовая проба – проба, единовременно отбираемая непосредственно из газопровода в специальную емкость.

2. Средняя проба – проба, отбираемая автоматическими пробоотборниками.

3. Влажный газ – смесь сухого обезвоженного газа и водяного пара,

концентрация водяных паров в которой более 0,005 об. % (50 ppm) или 0,04 г/м³.

4. Абсолютная влажность природного газа – отношение массы влаги (водяного пара) в граммах к объему влажного вещества (1 м³ влажного газа), г/м³.

5. ppm – концентрация водяного пара, при которой на 10⁶ объемных частей анализируемого газа приходится одна объемная часть водяного пара.

4. Принятые сокращения

В тексте настоящих методических указаний применяются следующие сокращения:

- ГРП - газорегуляторный пункт
- ГРЭС - государственная районная электростанция
- КЭС - конденсационная электростанция
- НТД - нормативно-техническая документация
- НУР - норматив удельных расходов топлива
- ПТЭ - правила технической эксплуатации
- ТЭП - технико-экономические показатели
- ТЭС - тепловая электростанция

5. Основные положения

5.1. Отбор объединенных проб рекомендуется производить персоналу топливно-транспортного цеха ТЭС совместно с химическим цехом. Приготовление лабораторных, аналитических проб и определение качества топлива выполняется химическим цехом (химическая лаборатория) ТЭС или химической службой энергосистемы.

5.2. Обслуживание пробоотборников, приборов, контроль их состояния и периодическая аттестация производятся персоналом соответствующих цехов ТЭС и служб ТЭЦ, ГРЭС в соответствии с действующими указаниями по организации учета топлива на тепловых электростанциях.

5.3. Отбор проб рекомендуется проводить от всего потока топлива, поступающего к котлам.

5.4. Вид проб, количество отбираемых в объединенную (суточную) пробу точечных проб и объемы анализов указываются в соответствующих разделах методических указаний.

5.5. За исходные данные при учете удельных расходов топлива принимается качество топлива, определенное по пятисуточным (или другой период) сборным пробам.

Сборные аналитические пробы составляют каждого 6, 11, 16, 21, 26, 30

или 31 числа месяца (в феврале – 28 или 29 числа).

По условиям эксплуатации допускается по согласованию с вышестоящей организацией проверять качество топлива за более короткие периоды. Электростанциям, получающим горючий газ из одного магистрального газопровода с устойчивыми качественными характеристиками, рекомендуется организовать контроль качества газа в одном пункте для нескольких ТЭС с ежемесячным сравнением качества газа по разовым пробам, взятым на каждой из электростанций.

Для контроля правильности выполнения анализов и для проведения внешнего контроля ТЭС (котельная) рекомендуется 1 раз в год предоставлять объединенную (суточную) или сборную (пятисуточную или другой период) аналитическую пробу твердого и жидкого топлива в химические службы вышестоящих организаций.

5.6. Результаты анализов объединенных (суточных или сменных) и сборных (пятисуточных или другой период), точечных проб, а также вычисленные по ним среднемесячные характеристики топлива рекомендуется регистрировать в журналах по видам топлива.

5.7. Окончательные результаты анализов округляются до:

теплота сгорания твердого и жидкого топлива – ближайшего значения, кратного 20 кДж/кг;

объемная теплота сгорания газообразного топлива – ближайшего значения, кратного 40 кДж/м³;

содержание воды, влаги, серы, водорода, твердого и жидкого топлива – десятых долей процента;

влажность газа – 0,1 г/м³;

содержание золы в мазуте - сотых долей процента;

плотность мазута – 0,1 кг/м³;

плотность газа – 0,001 кг/м³.

5.8. Записи показателей на бланках и в протоколах результатов испытаний проб топлива и в журналах анализа качества топлива рекомендуется выполнять письменно. Исправления в записях не допускаются.

5.9. Результаты анализов, направляемые в производственно-технический отдел ТЭС, подписываются начальником (или его заместителем) химического цеха (лаборатории).

6. Топливо твердое

6.1. Объемы и методы анализов проб топлива

6.1.1. Рекомендации по необходимым пробам:

1) Суточные (сменные) лабораторные пробы с определением содержания в них общей влаги W^r , в пересчете на рабочее состояние топлива и суточные

аналитические пробы с определением в них содержания влаги аналитической пробы W^a , зольности аналитической пробы A^a в пересчете на сухое состояние A^d и рабочее состояние A^r ;

2) Сборные аналитические пятисуточные (или другой период) пробы с определением в них W^a , A^a и высшей теплоты сгорания Q_s^a пересчетом последней через теплоту сгорания сухого беззольного топлива Q_i^{daf} на низшую теплоту сгорания Q_i^r по суточным средневзвешенным данным качества угля W^r и A^r .

6.1.2. Методы определения перечисленных показателей топлива изложены в соответствующих нормативных документах (приложение 1 к настоящим Методическим указаниям).

6.1.3. Определение водорода в топливе, необходимое для расчета теплоты сгорания, рекомендуется проводить 1 раз в месяц и, как правило, в химических лабораториях вышестоящих организаций.

6.1.4. Применение электрического метода определения влажности угля по [21], а также радиационного метода определения зольности по [20], для учета удельных расходов не рекомендуется.

6.2. Рекомендации по отбору объединенных проб топлива

6.2.1. Отбор объединенных проб топлива проводится механизированным способом с помощью пробоотборников.

Для отбора проб угля и сланца применяются серийно выпускаемые пробоотборники, а для приготовления лабораторных проб – проборазделочные машины. Допускаются и другие типы пробоотборников и проборазделочных машин, отвечающие требованиям [9].

6.2.2. Пробоотборники и проборазделочные машины, как правило, размещаются на конвейере топливоподачи, в месте пересыпки топлива на конвейеры бункерной галереи котельной.

Все линии топливоподачи, независимо от их количества и числа вводов, оснащаются механическими пробоотборниками.

При организации раздельного учета ТЭП по группам котлов или энергоблоков возможна по согласованию с вышестоящей организацией установка дополнительных пробоотборников. При этом рекомендуется обеспечение полного охвата потока топлива, идущего на сжигание, и исключение возможности двукратного опробования.

6.2.3. Монтаж, наладка, испытание и эксплуатация механических установок по отбору и обработке проб топлива производятся согласно типовой инструкции по эксплуатации пробоотборников и разделочных машин твердого топлива на ТЭС.

6.2.4. Объединенная суточная проба отбирается от всего суточного количества топлива, подаваемого в котельную каждым вводом или каждой

линией топливоподачи.

Отбор точечных проб топлива, входящего в объединенную пробу, производится равномерно, через одинаковые промежутки времени от всего суточного потока угля.

Отобранные в течение суток точечные пробы топлива накапливаются в бункере-накопителе, который является общим для двух линий топливоподачи или самостоятельным для каждой линии.

Минимальное число точечных проб топлива на каждом вводе топливоподачи, отбираемых в объединенную суточную (сменную) пробу, определяется по таблице 1.

Таблица 1 – Минимальное число точечных проб топлива на каждом вводе топливоподачи

Суточный (сменный) расход топлива данной топливоподачи, тыс.т	До 5	От 5 до 10	От 10 до 15	От 15 до 20	От 20 до 25	Св. 25
Число точечных проб	50	70	90	120	150	200
<i>Примечание:</i> При изменении расхода топлива на 30% и более производится перенастройка пробоотборника в соответствии с таблицей 1.						

6.3. Рекомендации по приготовлению и хранению объединенных суточных лабораторных и аналитических проб

6.3.1. Объединенную суточную пробу обрабатывают на проборазделочной машине до размера частиц не более 3 мм и получения не менее двух дубликатов лабораторных проб массой не менее 0,5 кг каждая. При этом массы этих лабораторных проб не различаются более, чем на $\pm 10\%$. Одна из лабораторных проб является рабочей, вторая – резервной.

6.3.2. Каждую лабораторную пробу помещают в металлическую или стеклянную широкогорлую банку объемом до 1000 см³ с плотно закрывающейся крышкой или пробкой. На каждой банке указывают: номер пробы, дату, место и время отбора и обработки пробы, марку топлива, фамилию лица, приготовившего пробу. Кроме того, на этикетке одной из проб делается пометка «рабочая», а на другой – «резервная». Банки с пробой по стыку крышки с корпусом в несколько слоев обматывают липкой хлорвиниловой лентой. Каждую банку взвешивают с точностью до 1 г и массу указывают на этикетке. Пробу с пометкой «рабочая» направляют в лабораторию, а с пометкой «резервная» хранят в проборазделочной в течение 10 дней.

6.3.3. Суточную лабораторную пробу («рабочую») после взятия из нее навески для определения общей влаги в пересчете на рабочее состояние топлива подготавливают в суточную аналитическую в соответствии с [9].

6.3.4. При наличии на ТЭС двух и более вводов топливоподачи или, если на каждой линии топливоподачи есть отдельный бункер-накопитель с

разделочной машиной, объединенные пробы отбираются и обрабатываются независимо друг от друга до лабораторных проб, из которых смешением пропорционально расходу топлива составляют сборную лабораторную суточную пробу, характеризующую все топливо, сожженное на ТЭС за сутки.

Для этого определяют расчетную массу топлива в граммах, отбираемую из каждой пробы (емкости), по формуле (1):

$$m_i = m \cdot \frac{B_i}{\sum B_i} \quad (1)$$

где: m_i – расчетная масса топлива, отбираемая из каждой пробы, г;
 m – заданная масса сборной лабораторной пробы (не менее 500г), г;
 B_i – расход топлива на конкретной топливоподаче (конвейере) за сутки, т;
 $\sum B_i$ – суммарный расход топлива электростанцией за сутки, т.

Для приготовления сборной суточной лабораторной пробы каждая банка с пробой взвешивается с точностью до 1 г, после чего содержимое ее перемешивают встряхиванием. Затем банку открывают и отбирают из разных мест расчетное количество угля в банку вместимостью около 2000 см³, взвешивая отобранное количество угля с точностью до 1 г. Рекомендуемая общая масса угля в смеси - не менее 1 кг. Смесь сокращается в лабораторном порционере или вручную до получения сборной суточной лабораторной пробы массой не менее 0,5 кг.

6.3.5. Способ ручного сокращения состоит в последовательном насыпании пробы на конус и квартовании ее, производимых в следующем порядке:

насыпание на конус ведут через воронку с выходным отверстием диаметром 40 ÷ 60 мм, укрепленную на стойках таким образом, чтобы она поднималась над вершиной конуса по мере его возрастания;

пробу отдельными порциями насыпают в воронку с разных сторон над выходным отверстием. По окончании формирования конуса его сплющивают в усеченный конус, надавливая вертикально на вершину конуса металлическим кругом. Операцию насыпания на конус повторяют 2 раза;

квартование ведут вдавливанием крестовины до основания усеченного конуса, деля его на четыре равных сектора. После этого, не вынимая крестовины, уголь из двух противоположных секторов удаляют, а в двух оставшихся подвергают последующему насыпанию на конус и сокращению описанным выше способом до получения остатка массой около 1 кг;

полученный остаток (1 кг) квартуют еще раз.

Если объединенная проба разделялась в один прием, то уголь каждой пары противоположных секторов используется как экземпляр лабораторной пробы (массой около 0,5 кг).

6.3.6. Суточные аналитические пробы топлива после взятия из них навесок для определения влаги аналитической и зольности хранятся в стеклянных банках с плотно закрытыми притертыми резиновыми пробками.

На каждой банке закрепляется этикетка в соответствии с пунктом 6.3.2.

Суточные аналитические пробы хранятся до составления сборной пятисуточной аналитической пробы и ее анализа.

6.3.7. При раздельном учете удельных расходов по группам котлов или отдельным энергоблокам суточные объединенные пробы отбираются, разделяются и анализируются отдельно. Пятисуточные пробы составляются по каждой учетной группе оборудования. Среднемесячная характеристика топлива в целом по ТЭС рассчитывается по среднемесячным данным с учетом количества топлива, сожженного на каждой учетной группе оборудования.

6.4. Приготовление сборных пятисуточных (или другой период) аналитических проб

6.4.1. Сборные пятисуточные (или другой период) аналитические пробы рекомендуется готовить по истечении данной пятидневки (или другого периода) из суточных аналитических проб путем их смешения.

Общая масса угля в сборной пробе, составляемой из аналитических проб, составляет $200 \div 250$ г.

6.4.2. Масса топлива, отбираемая в сборную пробу из каждой объединенной суточной пробы, рассчитывается по формуле (1).

6.4.3. Все сборные пятисуточные (или другой период) пробы за данный месяц рекомендуется хранить до истечения следующего месяца.

6.5. Расчет среднемесячных показателей качества топлива

6.5.1. Среднемесячные показатели качества топлива (среднемесячное значение влажности, зольности в пересчете на рабочее состояние или теплоты сгорания сухого беззольного топлива) по каждому вводу или линии топливоподачи рекомендуется вычислять по средневзвешенным результатам анализа сборных пятисуточных (или другой период) или объединенных суточных проб по формуле (2):

$$M_M = \frac{M_1 \cdot B_1 + M_2 \cdot B_2 + \dots + M_i \cdot B_i}{B_M} \quad (2)$$

где: M_M – среднемесячный показатель качества топлива;
 M_1, M_2 – значения влажности, зольности, определенные по суточным
 $\dots M_i$ пробам, или теплоты сгорания сухого беззольного топлива - по

пятисуточным (или другой период) пробам;
 B_M – расход угля за отчетный месяц, т;
 $B_1, B_2 \dots$ – расход угля за соответствующие сутки или пятидневку (или
 B_i другой период), т.

$$(Q_i^r)_M = (Q_i^{daf}) \cdot \frac{100 - W_M^r - A_M^r}{100} - 24,42 \cdot W_M^r, \quad (3)$$

или

$$(Q_i^r)_M = (Q_i^{daf}) \cdot \frac{100 - W_M^r - A_M^r}{100} - 5,83 \cdot W_M^r,$$

где: Q_i^r – низшая рабочая теплота сгорания, кДж/кг или ккал/кг;
 Q_i^{daf} – теплота сгорания сухого беззольного топлива;
 A_M^r – зольность аналитической пробы в пересчете на рабочее состояние, %
 W_M^r – содержание общей влаги в пересчете на рабочее состояние топлива, %

6.5.2. Среднемесячная характеристика топлива в целом по ТЭС (котельной) рекомендуется рассчитывать как средневзвешенное по данным пункта 6.5.1 с учетом количества топлива, поданного по каждому вводу или линии топливоподачи, по формуле (1).

7. Топливо жидкое

7.1. Объем и методы анализов проб топлива

7.1.1. Необходимыми пробами для анализа являются:
объединенные суточные пробы с определением в них содержания влаги и плотности;

сборные пятисуточные (или другой период) пробы с определением в них высшей теплоты сгорания, низшей теплоты сгорания в пересчете на рабочее состояние топлива, содержание водорода, серы, влаги, зольности и плотности.

7.1.2. Методы определения обязательных показателей топлива изложены в рекомендуемых нормативных документах в приложении 1 к настоящим Методическим указаниям.

7.2. Рекомендации по отбору и хранению объединенных суточных проб

7.2.1. Отбор точечных проб из мазутопровода производится в соответствии с [14]. Объединенные пробы получают путем отбора и накопления точечных проб с помощью ручных или автоматических отборников. Точечные пробы отбирают через равные объемы перекачиваемого топлива или через равные интервалы времени:

1) При производительности перекачивания не более $500 \text{ м}^3/\text{ч}$ точечные пробы отбирают через каждые 500 м^3 . Объединенную пробу составляют смешением одинаковых по объему точечных проб.

2) При производительности перекачивания более $500 \text{ м}^3/\text{ч}$ точечные пробы отбирают не реже чем через каждый час. Объединенную пробу составляют смешением точечных проб, пропорциональных объему топлива, перекачиваемого за это время.

3) При периодическом расходе пробы отбирают по согласно подпунктам 1) и 2) пункта 7.2.1, но не менее трех точечных проб с объемом каждой $0,5 \div 1,0$ л через равные объемы перекачивания или равные интервалы времени.

4) При составлении объединенной пробы каждую точечную пробу перемешивают, берут необходимый объем и сливают в один сосуд. Объединенную пробу составляют сразу после отбора точечных проб. Во всех случаях общий объем объединенной суточной пробы составляет не менее 3000 см^3 .

7.2.2. Точечные пробы отбираются из напорных трубопроводов, подающих топливо к котлам. Допускается отбор проб из трубопровода возврата мазута (рециркуляции) при условии расхода котельной не менее 50 % номинальной производительности. Объединенная проба составляется по каждому отдельному месту отбора.

7.2.3. При отборе топлива с температурой 90°C и более на линии отбора предусматривается установка холодильника. Отбор пробы в герметично закупоренную посуду выполняется при температуре пробы не выше 40°C .

7.2.4. При ручном отборе точечная проба отбирается после слива топлива из отводящего патрубка в количестве, не менее трехкратного его объема.

7.2.5. Объединенная проба отбирается от всего суточного количества топлива, подаваемого в котельную каждым мазутопроводом.

7.2.6. Пробы отбираются, хранятся и переносятся в емкостях, плотно закупоренных пробками, не растворяющимися в мазуте, или герметичными крышками.

7.2.7. Емкость для отбора, хранения и переноски проб перед использованием промывается бензином, высушивается и выставляется в закрытое место, защищенное от пыли и атмосферных осадков.

7.2.8. Емкость подбирается такой, чтобы налитая в нее проба не занимала более 90 % ее вместимости.

7.2.9. Все сосуды с объединенными суточными пробами снабжаются

этикеткой, в которой указывается название пробы, дата, время и место ее отбора, номер мазутопровода, фамилия лица, отобравшего пробу.

7.2.10. Объединенные пробы хранятся до приготовления из них лабораторных суточных проб.

7.3 Рекомендации по приготовлению и хранению лабораторных (аналитических) проб

7.3.1. Для приготовления суточной лабораторной пробы каждую объединенную пробу нагревают и перемешивают в закрытом сосуде в сушильном шкафу до температуры $50 \div 70^\circ\text{C}$. Рабочая температура в сушильном шкафу принимается 90°C и ниже.

7.3.2. Из каждой объединенной суточной пробы после нагрева и перемешивания отбирают суточную лабораторную пробу, используемую для анализа. Объем этой пробы принимается не более 1500 см^3 .

7.3.3. Каждая суточная лабораторная проба снабжается этикеткой в соответствии с пунктом 7.2.9.

7.3.4. При проведении операций с пробами (подогрев, перемешивание, переливание и т.д.) их предохраняют от засорения, увлажнения, потери летучих и влаги.

7.3.5. Суточные лабораторные пробы хранятся до приготовления из них сборной пятисуточной (или другой период) лабораторной пробы и определения требуемых показателей качества.

7.3.6. Сборная пятисуточная (или другой период) проба составляется из суточных лабораторных проб путем сбора в нее топлива в количестве, пропорциональном его расходу за каждые сутки.

Для этого из каждой суточной лабораторной пробы, отобранной за данную пятидневку (или другой период), берут топливо в количестве, определенном по формуле (4):

$$V_{\text{навески}} = \frac{1000}{V_{\text{пят}}} \cdot V_{\text{сут}} \quad (4)$$

где: $V_{\text{навески}}$ – масса навески топлива, г;
 $V_{\text{пят}}$ – количество мазута, сожженного за данную пятидневку (или другой период), т;
 $V_{\text{сут}}$ – количество мазута, сожженного за сутки, т.

7.3.7. Сборные пятисуточные (или другой период) пробы, приготовленные в текущем месяце, хранятся до истечения следующего месяца.

7.4. Расчет среднемесячных показателей качества топлива

7.4.1. Среднемесячные показатели качества топлива (среднемесячное значение влажности, зольности, содержания серы, водорода и др.) по каждой точке отбора проб рекомендуются вычислять по средневзвешенным результатам анализа сборных пятисуточных (или другой период) проб по формуле (5):

$$M_M = \frac{M_1 \cdot B_1 + M_2 \cdot B_2 + \dots + M_i \cdot B_i}{B_M}, \quad (5)$$

где: M_M – среднемесячный показатель качества топлива;
 M_1, M_2 – значения влажности, зольности, содержания серы, водорода и др.), полученные при анализе пробы за каждую пятидневку (или другой период);
 B_M – расход мазута за отчетный месяц, т;
 B_1, B_2 – расход мазута за каждую соответствующую пятидневку (или другой период), т.

7.4.2. Среднемесячные значения плотности подчитываются по формуле (6):

$$\rho_4^t = \frac{B_1 \cdot \rho_1 + B_2 \cdot \rho_2 + \dots + B_i \cdot \rho_i}{B_M} \quad (6)$$

где: ρ_4^t – среднемесячные значения плотности;
 $\rho_1, \rho_2 \dots$ – плотность, определенная в сборной пятисуточной (или другой период) пробе соответствующей пятидневки (или другой период), кг/м³;
 B_M – расход мазута за отчетный месяц, т;
 B_1, B_2 – расход мазута за каждую соответствующую пятидневку (или другой период), т.

7.4.3. Среднемесячную характеристику топлива в целом по ТЭС рекомендуется рассчитывать по полученным среднемесячным данным на каждом мазутопроводе с учетом сожженного количества мазута.

8. Газообразное топливо

8.1. Методы контроля качества газа

8.1.1. Качество газообразного топлива рекомендуется определять показателями его теплоты сгорания, плотности и влажности.

8.1.2. Контроль показателей качества газа рекомендуется проводить непрерывно (применение непрерывно действующих регистрирующих и показывающих контрольно-измерительных приборов) или периодически (лабораторные анализы периодически отбираемых проб).

Рекомендации по выбору метода контроля качества газа по степени неоднородности газа.

8.1.3. В зависимости от коэффициента неоднородности газы подразделяются на восемь групп (таблица 2).

Неоднородность газа определяется не реже 2 раз в год, а также в каждом случае изменения условий снабжения газом по методике, приведенной в приложении 3 к настоящим Методическим указаниям.

8.1.4. Для непрерывного определения теплоты сгорания, плотности и влажности газа для всех групп (I ÷ VIII) используются автоматические регистрирующие калориметры, плотномеры и гигрометры.

При отсутствии автоматических регистрирующих приборов показатели качества газа определяются путем периодического контроля с отбором средних или разовых проб. Для газов V ÷ VIII групп неоднородности периодический контроль проводится путем отбора только средних проб.

Таблица 2 – Коэффициенты неоднородности по группам

Группа газа	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Коэффициент неоднородности, %	0-0,3	0,31-0,5	0,51-0,6	0,61-0,8	0,81-1,2	1,21-1,6	1,61-2,0	2,1-2,2

8.1.5. Отбор средних проб проводится с помощью автоматических пробоотборников конструкции СКБ ВТИ (чертежи ИС 1845, ИС 1850) и накоплением разовых порций газа в специальных емкостях – газгольдерах (приложение 4 к настоящим Методическим указаниям).

Отбор разовых проб производится в пипетки или в специальные баллоны [18].

8.1.6. При отсутствии автоматических непрерывно действующих приборов контроля качества теплота сгорания определяется бомбовыми калориметрами [4], плотность – пикнометрическим методом [16], влажность - по методике, изложенной в приложении 5 к настоящим Методическим указаниям.

8.1.7. Влажность топлива определяется только при содержании влаги в газе более 0,005 об. % (50 ppm) или 0,04 г/м³.

8.1.8. Определение качества газа по перечисленным показателям производится по действующим нормативным документам (приложение 1 к настоящим Методическим указаниям).

8.1.9. Для контроля качества газа на каждой ТЭС, котельной сооружаются пробоотборные линии (приложение 6 к настоящим Методическим указаниям).

8.1.10. При отборе проб газа из газопровода и получении систематических расхождений между результатами параллельных определений рекомендуется установить: не является ли причиной расхождения изменяющееся качество газа, подаваемого в сеть. Для этого отбирается проба газа из газопровода в металлическую пипетку вместимостью $12 \div 20 \text{ дм}^3$ и проводится ряд параллельных определений объемной теплоты сгорания газа в пробе.

8.1.11. Порядок согласования результатов измерений объемной теплоты сгорания прямым калориметрическим методом с результатами косвенного расчетного метода рекомендуется осуществлять по указаниям [4].

8.2. Рекомендации по определению числа отбираемых проб газа

8.2.1. При периодическом контроле качества газа в зависимости от коэффициента неоднородности отбираются разовые или накапливаются средние за $3 \div 5$ суток пробы.

8.2.2. Число отбираемых проб и анализов в месяц принято из расчета возможного отклонения среднемесячных данных по теплоте сгорания не более $\pm 0,3 \%$ с доверительной вероятностью 95 %.

8.2.3. При определении теплоты сгорания с отбором проб автоматическими пробоотборниками для всех групп неоднородности газа в течение месяца составляются 10 трехсуточных или 6 пятисуточных проб.

Максимальное число порций газа, необходимое для составления средних проб, приводится в таблице 3.

Таблица 3 - Максимальное число порций газа, необходимое для составления средних проб

Группа газа	Коэффициент неоднородности, %	Минимальное число порций газа, отбираемых в среднюю пробу	
		трехсуточную	пятисуточную
1	2	3	4
I ÷ IV	$0 \div 0,8$	5	25
V	$0,81 \div 1,2$	10	50
VI	$1,21 \div 1,6$	20	100
VII	$1,61 \div 2,0$	30	150
VIII	$2,1 \div 2,2$	40	180

Для газов I ÷ IV групп вместо средних допускается отбирать разовые

пробы. Минимальное число разовых проб, отбираемых в течение месяца, указывается в таблице 4.

Таблица 4 - Минимальное число разовых проб

Группа газа	Коэффициент неоднородности, %	Минимальное число разовых проб и анализов в месяц
I	0 ÷ 0,3	6
II	0,31 ÷ 0,5	10
III	0,51 ÷ 0,6	15
IV	0,61 ÷ 0,8	24

8.2.4. Определение плотности производится:

для газов I ÷ IV групп (коэффициент неоднородности 0 ÷ 0,8 %) во всех средних пробах (таблица 3) и не менее чем в 50 % разовых проб (таблица 4), пикнометрическим способом;

для газов V ÷ VII групп (коэффициент неоднородности 0,81 ÷ 2,0 %) во всех средних пробах (таблица 3) пикнометрическим способом;

для газа VIII группы (коэффициент неоднородности 2,1 ÷ 2,2 %) непрерывным способом с применением регистрирующих приборов.

8.2.5. Минимальное число анализов проб для определения влажности в течение месяца в зависимости от предельного массового или объемного содержания влаги приводится в таблице 5.

Таблица 5 - Минимальное число анализов проб для определения влажности

Верхние пределы изменения влажности газа		Минимальное число анализов в месяц
г/м ³	об.%	
До 2	0,3	3
4	0,5	4
6	0,8	6
8	1,0	9
10	1,3	13
12	1,6	18
14	1,9	24

8.3. Расчет средних значений показателей качества газа за декаду и месяц

8.3.1. На ТЭС (котельных), где определение качества газа производится путем периодического отбора и анализа проб, вычисление средних значений теплоты сгорания и плотности за декаду или месяц рекомендуется производить по результатам лабораторных анализов разовых и средних за 3 или 5 суток проб по формулам (7 ÷ 10):

при отборе разовых проб

$$H_n^c = \frac{\sum H_{ni}^c}{n}, \quad (7)$$

$$\bar{\rho}^c = \frac{\sum \rho_{ni}^c}{n}; \quad (8)$$

при отборе средних проб

$$H_n^c = \frac{\sum (G_j H_{nj}^c)}{\sum G_j}, \quad (9)$$

$$\bar{\rho}^c = \frac{\sum (G_j \rho_j^c)}{\sum G_j}, \quad (10)$$

где: $\bar{H}_n^c; \bar{\rho}^c$ – средние значения теплоты сгорания и плотности газа за декаду или месяц;
 $H_{ni}^c; \rho_{ni}^c$ – теплота сгорания и плотность газа по результатам лабораторных анализов разовых проб, выполненных за декаду или месяц;
 n – число разовых проб, отобранных за декаду или месяц;
 G_j – расход газа за каждые из суток (3 или 5 суток), декады или месяца;
 $H_{nj}^c; \rho_{nj}^c$ – теплота сгорания и плотность по результатам лабораторных анализов средней пробы за каждые из соответствующих суток (3 или 5 суток) декады или месяца.

8.3.2. При определении теплоты сгорания и плотности газа с помощью регистрирующих приборов непрерывного действия их средние значения за декаду или месяц рассчитываются по формулам (9) и (10) с подстановкой в них показателей количества газа, израсходованного за каждые из суток декады или месяца, и соответствующие им среднесуточные значения теплоты сгорания и плотности газа.

Для газов I ÷ IV групп среднесуточные значения теплоты сгорания и плотности определяются планиметрированием диаграмм приборов или как среднеарифметические среднечасовые значения.

Для газов V ÷ VIII групп среднесуточные значения качественных показателей рассчитываются по формулам (11, 12):

$$H_{n(сум)}^c = \frac{\sum (n_k \cdot H_{nk}^c \cdot G_k)}{\sum (n_k \cdot G_k)}; \quad (11)$$

$$\rho_{\text{сут}}^c = \frac{\sum (n_m \cdot \rho_m \cdot G_m)}{\sum (n_m \cdot G_m)}, \quad (12)$$

где: $\bar{H}_{n(\text{сут})}^c$; $\bar{\rho}_{\text{сут}}^c$ – средние значения теплоты сгорания и плотности газа за сутки;

H_{nk}^c ; ρ_m – теплота сгорания и плотность газа по результатам лабораторных анализов разовых проб;

n_k, n_m – длительность периодов (суток), в течение каждого из которых значения теплоты сгорания (плотности) были близкими;

G_k, G_m – среднечасовые расходы газа в течение периодов n_k, n_m соответственно;

$\frac{\sum (n_k \cdot G_k)}{\sum (n_m \cdot G_m)}$ – количество израсходованного за сутки газа.

9. Рекомендации по безопасности при отборе проб и проведении контроля качества топлива

9.1. Лицам, допускаемым к проведению контроля качества топлива настоятельно рекомендуется:

знать и строго выполнять требования [2], [3], настоящих Методических указаний, а также НТД (приложение 2 к настоящим Методическим указаниям), указания руководства цеха (участка);

получить инструктаж у руководства цехов (участков) по правилам техники безопасности применительно к местным условиям по отбору первичных проб топлива и эксплуатации пробоотборников с записью в журнале инструктажа на рабочем месте;

иметь при себе удостоверение о проверке знаний, выданное по месту основной работы.

9.2. Разлитое жидкое топливо немедленно убирается, а место, где оно было пролито, насухо протирается.

9.3. На трубопроводе отбора проб устанавливаются два вентиля: первый от трубопровода - резервный, второй - рабочий.

9.4. Пробы жидкого топлива отбираются (при ручном отборе) в рукавицах, вентиль для отбора проб открывается медленно во избежание удара или вспенивания жидкости.

9.5. Заглядывать в сосуды во время отбора проб не допускается.

9.6. При отборе проб вручную принимаются меры для предупреждения вдыхания паров нефтепродуктов и попадания топлива на тело или одежду.

9.7. После отбора сосуд с первичной пробой жидкого топлива герметично закрывается.

9.8. Отобранные пробы жидкого топлива переносятся в металлической или полиэтиленовой таре.

9.9. Ручной отбор первичных проб твердого топлива с движущейся (работающей) ленты конвейера не допускается.

9.10. При разделке первичной пробы зачистка застрявшего топлива в бункере-накопителе производится специальным инструментом.

9.11. Банки с лабораторными пробами из проборазделочной машины вынимаются после ее полной остановки и отключения.

9.12. Применять огонь для обнаружения утечек газа из газопроводов и приборов не допускается. Проверка плотности соединений газопроводов и отыскание мест утечек газа из газопроводов и приборов производятся только с помощью мыльной эмульсии или специальными приборами.

9.13. При работе с бомбовыми калориметрами соблюдаются требования безопасности в соответствии с [2].

9.14. Помещение для установки газгольдера оборудуется водопроводом, стоком воды, вентиляцией и необходимыми противопожарными средствами.

Приложение 1
к Методическим указаниям по
контролю качества твердого, жидкого и
газообразного топлива для расчета
удельных расходов топлива на
тепловых электростанциях и котельных

**Рекомендуемый перечень основных нормативных документов,
используемых при определении качества топлива**

Обозначение документа	Наименование документа
1	2
Топливо твердое	
ГОСТ 147-95 (ИСО 1928-76)	Межгосударственный стандарт. Топливо твердое. Метод определения высшей теплоты сгорания и вычисление низшей теплоты сгорания
ГОСТ 2408.1-95 (ИСО 625-75)	Межгосударственный стандарт. Топливо твердое. Методы определения углерода и водорода
ГОСТ 8606-93 (ИСО 334-92)	Межгосударственный стандарт. Топливо твердое минеральное. Определение общей серы. Метод Эшка
ГОСТ 9516-92 (ИСО 331-83)	Межгосударственный стандарт. Уголь. Метод прямого весового определения влаги в аналитической пробе
ГОСТ 10742-71	Межгосударственный стандарт. Угли бурые, каменные, антрацит, горючие сланцы и угольные брикеты. Методы отбора и подготовки проб для лабораторных испытаний
ГОСТ 11022-95 (ИСО 1171-81)	Межгосударственный стандарт. Топливо твердое минеральное. Методы определения зольности
ГОСТ Р 52911-2008	Топливо твердое минеральное. Методы определения общей влаги. Соответствующий межгосударственный или национальный стандарт РК пока отсутствует.
Топливо жидкое	
ГОСТ 1437-75	Межгосударственный стандарт. Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения серы
ГОСТ 1461-75	Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод определения зольности
ГОСТ 2477-65	Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды
ГОСТ 2517-85	Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод отбора проб

ГОСТ 3877-88	Межгосударственный стандарт. Нефтепродукты. Метод определения серы сжиганием в калориметрической бомбе
ГОСТ 3900-85	Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности
ГОСТ 21261-91	Межгосударственный стандарт. Нефтепродукты. Метод определения высшей теплоты сгорания и вычисление низшей теплоты сгорания
РД 34.44.206-93	Топливо нефтяное. Метод определения водорода
	Топливо газообразное
СТ РК ГОСТ 8.577-2010	Теплота объемная (энергия) сгорания природного газа. Общие требования к методам определения
ГОСТ 17310-2002	Межгосударственный стандарт. Газы. Пикнометрический метод определения плотности
ГОСТ 18917-82	Межгосударственный стандарт. Газ горючий природный. Методы отбора проб
СТ РК ИСО 10715-2004	Газ природный. Методы отбора проб
ГОСТ 31370-2008	Межгосударственный стандарт. Газ природный. Руководство по отбору проб

Приложение 2
к Методическим указаниям по
контролю качества твердого, жидкого и
газообразного топлива для расчета
удельных расходов топлива на
тепловых электростанциях и котельных

**Перечень нормативных документов,
на которые имеются ссылки в настоящих Методических указаниях**

Обозначение документа	Наименование документа	Номер пункта
1	2	3
СТ РК ГОСТ 8.577-2010	Теплота объемная (энергия) сгорания природного газа. Общие требования к методам определения	8.1.6, 8.1.11, приложение 3
ГОСТ 10742-71	Межгосударственный стандарт. Угли бурые, каменные, антрацит, горючие сланцы и угольные брикеты. Методы отбора и подготовки проб для лабораторных испытаний.	6.2.1, 6.3.3
ГОСТ 2517-85	Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод отбора проб	7.2.1
СТ РК ИСО 10715-2004	Газ природный. Методы отбора проб	8.1.5, приложение 5
ГОСТ 17310-2002	Межгосударственный стандарт. Газы. Пикнометрический метод определения плотности	8.1.6
ГОСТ 10121-76	Межгосударственный стандарт. Масло трансформаторное селективной очистки. Технические условия	Приложение 5
ГОСТ 3164-78	Межгосударственный стандарт. Масло вазелиновое медицинское. Технические условия	Приложение 5
ГОСТ 5496-78	Межгосударственный стандарт. Трубки резиновые технические	Приложение 5
ГОСТ 6709-72	Межгосударственный стандарт. Вода дистиллированная. Технические условия	Приложение 5
ГОСТ 9147-80	Межгосударственный стандарт. Посуда и оборудование лабораторные фарфоровые. Технические условия	Приложение 5
ГОСТ 11055-78	Межгосударственный стандарт. Угли бурые, каменные и антрацит. Радиационные методы определения зольности	6.1.4

1	2	3
ГОСТ 11056-77	Межгосударственный стандарт. Угли каменные. Электрический метод определения массовой доли влаги	6.1.4
ГОСТ 13830-97	Межгосударственный стандарт. Соль поваренная пищевая	Приложение 5
ГОСТ 24104-2001	Межгосударственный стандарт. Весы лабораторные. Общие технические требования	Приложение 5
ГОСТ 25336-82	Межгосударственный стандарт. Посуда и оборудование лабораторные стеклянные. Типы, основные параметры и размеры	Приложение 5
ГОСТ 28498-90	Межгосударственный стандарт. Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний	Приложение 5
СТ РК ГОСТ 8.577-2010	Теплота объемная (энергия) сгорания природного газа. Общие требования к методам определения	8.1.7
	Требования к устройству и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, утв. Приказом МЧС РК №189 от 29.10.2008г.	9.1, 9.13
	Требования промышленной безопасности в газовом хозяйстве предприятий черной металлургии, утв. Приказом МЧС РК №86 от 24.04.2009г.	9.1

Приложение 3
к Методическим указаниям по
контролю качества твердого, жидкого и
газообразного топлива для расчета
удельных расходов топлива на
тепловых электростанциях и котельных

Методика определения неоднородности газа

Неоднородность газа выражается в изменении его качества в течение времени и измеряется расчетной величиной - коэффициентом V .

Определять неоднородность газа рекомендуется при изменении условий снабжения газом. Для определения степени неоднородности в течение месяца равномерно в разное время суток отбираются 10 разовых проб газа (n).

По каждой такой пробе определяется теплота сгорания H_{ni}^c по [4] как средняя арифметическая из двух параллельных определений.

По средним результатам рассчитывают среднюю теплоту сгорания как среднеарифметическое всех значений за месяц.

Степень неоднородности определяется среднеквадратичным отклонением σ , которое рассчитывается по отклонению каждого из измеренных значений теплоты сгорания газа, от его среднего значения, по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (H_{ni}^c - H_n^c)^2}{n-1}} \cdot 0,7, \quad (\text{П.1})$$

- где:
- σ – среднеквадратичное отклонение;
 - H_n^c – среднее значение теплоты сгорания газа за декаду или месяц;
 - H_{ni}^c – теплота сгорания газа по результатам лабораторных анализов разовых проб, выполненных за декаду или месяц;
 - n – число разовых проб, отобранных за декаду или месяц (обычно 10);
 - 0,7 – корректирующий эмпирический коэффициент.

Степень неоднородности выражается в относительных единицах с помощью коэффициента неоднородности и определяется по формуле:

$$V = \frac{\sigma \cdot 100}{H_n^c} \quad (\text{П.2})$$

- где:
- V – коэффициент неоднородности, %;
 - σ – среднеквадратичное отклонение;
 - H_n^c – среднее значение теплоты сгорания газа за декаду или месяц;

Приложение 4
к Методическим указаниям по
контролю качества твердого, жидкого и
газообразного топлива для расчета
удельных расходов топлива на
тепловых электростанциях и котельных

Общие требования к автоматическим отборникам средних проб газа

Отборники проб предназначены для обеспечения отбора порций газа пропорционально его расходу и периодического накопления достаточного числа отдельных порций газа в специальных емкостях – газгольдерах.

Пропорциональность отбора обеспечивается с помощью пробоотборников конструкции СКБ ВТИ, которые при постоянной частоте отбора порций газа обеспечивают автоматическое изменение их объема пропорционально расходу газа.

Частота отбора проб пробоотборником устанавливается с таким расчетом, чтобы общее число порций в среднюю пробу было не менее указанного в таблице 3 настоящих Методических указаний.

Перед пуском пробоотборников в эксплуатацию производится их настройка и испытание, при которых основное внимание обращается на надежность работы механизмов и узлов, устойчивость частоты отбора проб и соблюдение пропорциональности объема порций расходу газа.

Если в процессе эксплуатации пробоотборника конструкции СКБ ВТИ случайные нарушения пропорциональности объема порций не превышают $\pm 20\%$ среднего его объема, то для обеспечения нормальной работы пробоотборника вместо перепада давлений, создаваемого расходомерной шайбой, допускается использовать соответствующий перепад давлений, создаваемый каким-либо из местных сопротивлений.

Приложение 5
к Методическим указаниям по
контролю качества твердого, жидкого и
газообразного топлива для расчета
удельных расходов топлива на
тепловых электростанциях и котельных

Методика определения влажности газа

Сущность метода заключается в пропуске определенного количества газа через трубки с поглотителями влаги и определении количества поглощенной влаги по увеличению массы поглотителя.

1. Отбор проб.

1.1. При отборе проб газа для определения влажности руководствуются основными положениями [18] и правилами, установленными данной методикой.

1.2. Пробу газа отбирают, присоединяя измерительную установку непосредственно к источнику анализируемого газа (без промежуточного отбора проб способом продувки).

1.3. Отбор проб производится из пробоотборной линии, соединяющей установку для определения влажности с газопроводом (рисунок 1).

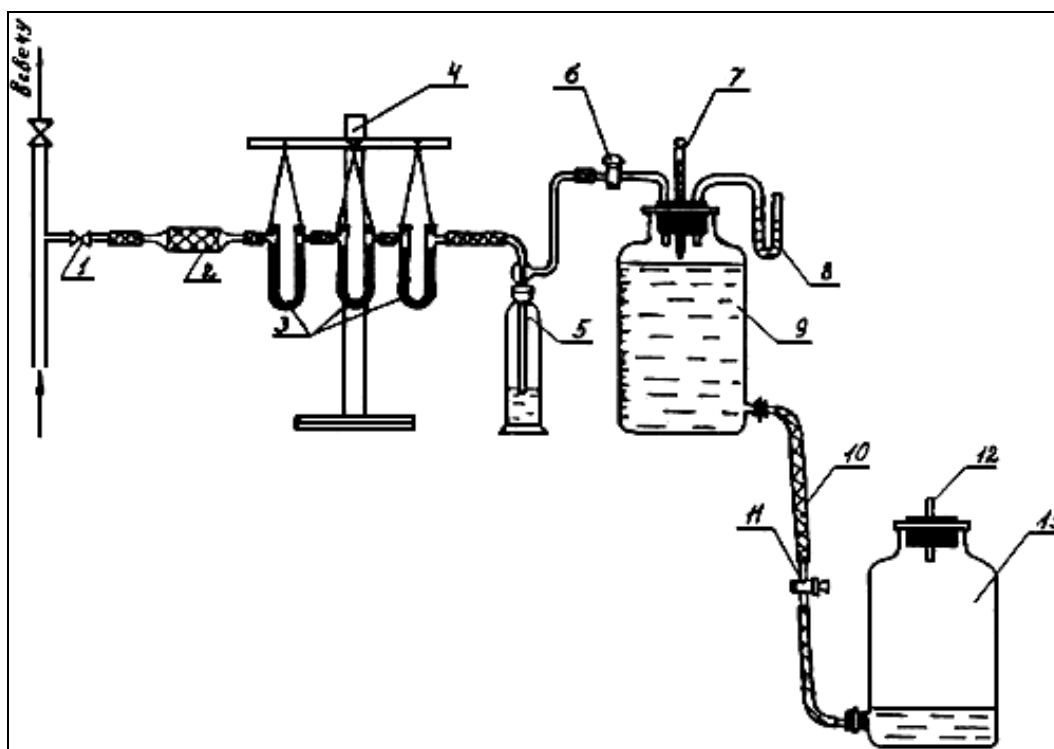


Рисунок 1 - Схема установки для определения влажности газа

Пробоотборные линии выполняются короткими, изготовленными из

коррозионно-стойких трубок (стальных, медных или латунных, внутренним диаметром не менее 8 мм).

1.4. Перед отбором пробы пробоотборные линии продуваются испытуемым газом до полного удаления остаточного газа, сбрасывая его в свечу. Установку присоединяют к пробоотборной линии через кран 1 резиновыми или полиэтиленовыми трубами с внутренним диаметром $2 \div 6$ мм. Давление в пробоотборной линии поддерживается выше атмосферного не более, чем на 49,0 кПа.

1.5. Температура газа в пробоотборных линиях поддерживается не ниже температуры газа в газопроводе. При необходимости пробоотборная линия теплоизолируется или подогревается. В пробоотборных линиях создаются условия для исключения конденсации паров.

2. Аппаратура, материалы и реактивы.

Трубки хлоркальциевые типа ТХ-У под резиновую пробку исполнения 2, высотой 100 или 150 мм [ТХ-У-2-100 (или 150)] или хлоркальциевые трубки типа ТХ-У с пришлифованными пробками исполнения 3, высотой 100 или 150 мм [ТХ-У-3-100 (или 150)] по [22]. Масса трубок с поглотителем влаги принимается из расчета до 190 г.

Аспиратор градуированный вместимостью 20 дм³ по [22] или счетчик газовый барабанного типа ГСБ-400.

Склянка для промывания газов с впаянной трубкой типа СВТ вместимостью 0,05 дм³ по [22].

Термометр ртутный лабораторный с пределом измерения от 0 до 100°С с ценой деления 0,1°С по [23].

Штатив для подвешивания U-образных трубок.

Весы лабораторные общего назначения с наибольшим пределом взвешивания до 200 г с погрешностью не более 0,0002 г по [24].

Манометр стеклянный U-образный.

Барометр ртутный чашечный или барометр-анероид типа М-110, М-67 или другие с погрешностью измерения $\pm 0,013$ кПа.

Фильтр - прямая трубка с расширением, заполняемый стеклянной ватой.

Печь муфельная.

Чашка фарфоровая по [25].

Пробки резиновые.

Трубки резиновые внутренним диаметром $2 \div 5$ мм по [26] или полиэтиленовые.

Палочки стеклянные длиной $20 \div 30$ мм и диаметром $4 \div 5$ мм.

Вата стеклянная.

Кальций хлористый гранулированный безводный прокаленный, магний хлорно-кислый безводный (ангидрон) без пыли с размером зерен предпочтительно от 0,7 до 1,2 мм или другие поглотители влаги, обеспечивающие полноту осушки, не реагирующие с отдельными компонентами газа и не обладающие по отношению к ним абсорбционной способностью.

Запирающая жидкость – насыщенный раствор хлористого натрия по [27]

(22 %-ный раствор в дистиллированной воде по [28]).

Масло трансформаторное по [29] или масло вазелиновое медицинское по [30].

3. Подготовка к испытанию.

3.1. Подготовка хлористого кальция для осушки газа

Хлористый кальций в фарфоровой термостойкой чашке нагревают до расплавления, выпаривают досуха, помещают в муфельную печь и прокаливают при температуре $500 \div 600^\circ\text{C}$. Прокаленный хлористый кальций хранят в эксикаторе.

3.2. Подготовка U-образных трубок.

Промытые и высушенные U-образные трубки наполняют подготовленными поглотителями влаги. Концы U-образных трубок закрывают слоем ваты и стеклянными пришлифованными или резиновыми пробками. К каждой U-образной трубке прикрепляют в виде петли тонкую проволоку из трудно окисляющегося металла и подвешивают на планке штатива 4 (рисунок 1). Соединяют три U-образные трубки одну с другой отрезками резиновых или полиэтиленовых трубок встык. На открытые концы соединительных отростков надевают резиновые трубки, закрытые оплавленными стеклянными палочками.

Первые две трубки являются основными для поглощения влаги, третья - контрольной.

3.3. Подготовка аспиратора.

Тубусы склянок 9 и 13 соединяют один с другим резиновым шлангом 10 с краном 11. В пробке склянки 9 укрепляют манометр 8, термометр 7 и стеклянный кран 6. Затем склянки заполняют запирающей жидкостью: склянку 9 доверху, а склянку 13 - до тубуса. Для насыщения запорной жидкости исследуемым газом его набирают через кран 6 в склянку 9, закрывают кран 11 и встряхивают склянку 9 в течение 3-5 мин. Набор новой порции газа и встряхивание повторяют 2 - 3 раза. Для уменьшения выделения газа из запирающей жидкости склянку 13 аспиратора держат закрытой пробкой с капиллярной трубкой 12.

3.4. Сборка установки.

Установка состоит из фильтра 2, заполненного стеклянной ватой, трех U-образных трубок 3, заполненных поглотителями влаги; склянки для промывания газа 5 (счетчик пузырьков), заполненной вазелиновым или трансформаторным маслом так, чтобы трубка была опущена в масло на 1 мм; градуированного аспиратора (склянки 9, 13) или газового счетчика.

Склянку 13 располагают ниже склянки 9 на высоту, несколько большую, чем высота самой склянки. Склянка 9 служит для забора газа; склянка 13 является напорной уравнивающей.

Фильтр 2 служит для очистки газа от примесей масла и пыли.

При сборке применяют резиновые или полиэтиленовые муфты. Первая U-образная поглотительная трубка присоединена через фильтр 2 к источнику газа, а третья - через счетчик пузырьков к склянке 9. С помощью кранов 1, 6 и 11 U-образные трубки и аспиратор отключаются от общей системы.

3.5. Проверка на герметичность.

Отсоединив аспиратор от склянки 5, пропускают через установку исследуемый газ со скоростью один пузырек в 1 с, регулируя подачу с помощью запорно-регулирующего вентиля 1 пробортборной линии, затем свободный конец склянки 5 закрывают резиновой трубкой со вставленной в нее стеклянной палочкой. Если через 2 ÷ 3 мин поступление газа в систему прекратится, система герметична. Если выделение пузырьков продолжается, системы испытывают по частям.

Для проверки герметичности аспиратора закрывают кран 6, трубку манометра 8 и открывают кран 11. Если после некоторого снижения уровень жидкости в склянке 9 станет постоянным, аспиратор герметичен.

3.6. Предварительная продувка U-образных трубок.

После проверки установки на герметичность продувают U-образные трубки исследуемым газом в течение 30 ÷ 40 мин, пропуская 4-5 дм³ газа со скоростью 0,1-0,1 дм³/мин (один пузырек в 1 с) через склянку 5 и регулируя поток краном 1. После продувки U-образные трубки отсоединяют, надевают на концы соединительных отростков резиновые трубки, закрытые с одной стороны оплавленными стеклянными палочками, вытирают и оставляют на 20 мин около весов в комнате для взвешивания. Затем поглотительные трубки на мгновение открывают, чтобы уравновесить давление, и взвешивают с погрешностью, не превышающей 0,2 мг, сняв на время взвешивания резиновые трубки со стеклянными палочками. Порядок взвешивания поглотительных трубок всегда одинаков.

Предварительное насыщение поглотителей влаги газом выполняется для замены абсорбционного воздуха газом и, в случае использования хлористого кальция, насыщения извести, которая может поглотить углекислоту, если она содержится в газе; поэтому U-образные трубки продуваются исследуемым газом после каждого заполнения реактивами. Периодичность замены реактивов в U-образных трубках определяют по степени их оплавления.

4. Проведение испытания.

4.1. Вновь собирают установку (пункт 3.4), присоединяя в поглотительную цепь уже продутые исследуемым газом и взвешенные U-образные трубки.

4.2. Пробортборную линию продувают испытуемым газом в свечу.

4.3. Присоединяют установку к пробортборной линии и, установив ток газа со скоростью 0,1 ÷ 0,2 дм³/мин (один пузырек в 1 с), при закрытом кране 6 вновь проверяют ее герметичность. Открывают краны 6 и 11 к аспиратору или газовым часам и продувают через U-образные трубки не менее 10 дм³ газа, следя, чтобы жидкость в трубках манометра находилась на одном уровне. По окончании продувки закрывают кран 1 на пробортборной линии, кран 11 у аспиратора или газовых часов. Объем пропущенного газа (V_{tp}) измеряют по делениям аспиратора (склянка 9) или газовым счетчиком.

4.4. Отсоединяют по одной поглотительные U-образные трубки и на концы соединительных отростков надевают резиновые трубки, закрытые с одной стороны оплавленными палочками, вытирают и оставляют на 20 минут

около весов в комнате для взвешивания. Взвешивают, точно следуя процедуре, описанной в пункте 3.6 настоящего Приложения, определяя привес массы водопоглотителей (m). Рекомендуемое увеличение массы контрольной U-образной трубки - не более 1 мг. Большой привес свидетельствует о слишком большой скорости продувки газа или об истощении абсорбционной способности поглотителя влаги в основных трубках.

4.5. В конце опыта фиксируют атмосферное давление $p_б$, избыточное давление $p_з$ в газовом счетчике или аспираторе по разности уровней воды и температуру газа t по термометру 7.

5. Обработка результатов измерений.

5.1. Результат отдельного измерения абсолютной влажности природного газа (W) при стандартных условиях [температуре $T_c = 293$ К (20°C)] и давлении $p_c = 101,325$ кПа, г/м^3 , вычисляют по формуле (П.3):

$$W = \frac{m \cdot 1000}{V_{t/p} \cdot K} \quad (\text{П.3})$$

где: W – абсолютная влажность природного газа, г/дм^3 ;
 m – увеличение массы водопоглотителей, г;
 $V_{t/p}$ – объем испытуемого газа, измеренный аспиратором или газовым счетчиком, дм^3 ;
 K – коэффициент для приведения объема испытуемого газа при условии опыта к стандартным условиям (вычисляется по формуле (П.4))

Коэффициент для приведения объема испытуемого газа при условии опыта (давлении $p_б + p_з - p_w$, и температуры t) к стандартным условиям [температуре $T_c = 293$ К (20°C), давлению $p_c = 101,325$ кПа] вычисляют по формуле (П.4):

$$K = \frac{293 \cdot (p_б + p_з - p_w)}{(273 + t) \cdot 101,325} \quad (\text{П.4})$$

где: K – коэффициент для приведения объема испытуемого газа при условии опыта к стандартным условиям;
 $p_б$ – барометрическое атмосферное давление, кПа;
 $p_з$ – давление газа в аспираторе или газовом счетчике, кПа;
 p_w – давление водяных паров при температуре опыта t , кПа (принимается по таблице П.1);
 t – температура испытуемого газа, $^\circ\text{C}$.

Таблица П.1 - Давление водяных паров при температуре опыта

Температура, °С	Давление водяных паров над насыщенным раствором хлористого натрия, кПа
15	$1293,2 \cdot 10^{-3}$
16	$1373,2 \cdot 10^{-3}$
17	$1466,5 \cdot 10^{-3}$
18	$1559,9 \cdot 10^{-3}$
19	$1653,2 \cdot 10^{-3}$
20	$1759,8 \cdot 10^{-3}$
21	$1879,8 \cdot 10^{-3}$
22	$1999,8 \cdot 10^{-3}$
23	$2119,8 \cdot 10^{-3}$
24	$2253,1 \cdot 10^{-3}$
25	$2386,5 \cdot 10^{-3}$
26	$2533,1 \cdot 10^{-3}$
27	$2693,1 \cdot 10^{-3}$
28	$2853,1 \cdot 10^{-3}$
29	$3026,4 \cdot 10^{-3}$
30	$3199,7 \cdot 10^{-3}$

Влажность газа в объемных процентах вычисляют по формуле:

$$W_v = \frac{W \cdot 24,0548 \cdot 10^{-3} \cdot 100}{18,0153 \cdot 10^{-3} \cdot 1000} = 0,134 \cdot W \quad (\text{П.5})$$

где: W_v , – влажность газа в объемных процентах, об. %;
 W – абсолютная влажность природного газа, г/дм³;
 $24,0548 \cdot 10^{-3}$ – объем одного моля газа при 20°С, м³;
 $18,0153 \cdot 10^{-3}$ – молярная масса воды, кг.

Результаты отдельных определений влажности вычисляют до 0,01 г/м³ или 0,01 об. % и округляют до 0,1 г/м³ или до 0,1 об. %.

За результат измерения влажности газа принимают среднее арифметическое значение результатов двух измерений, проведенных в течение смены, расхождение между которыми с 95 %-ной доверительной вероятностью не превышает 0,3 г/м³.

При получении расхождения более 0,3 г/м³ проводят третье определение и за окончательный результат принимают среднее арифметическое двух наиболее близких измерений.

Приложение 6
к Методическим указаниям по
контролю качества твердого, жидкого и
газообразного топлива для расчета
удельных расходов топлива на
тепловых электростанциях и котельных

Общие указания к устройствам пробоотборных линий

Для контроля за качеством газа оборудуется пробоотборная линия для отбора разовых проб и для подключения пробоотборников и регистрирующих приборов (калориметров, плотномеров и гигрометров).

Специальные требования, предъявляемые к пробоотборным линиям для автоматических отборников, и дополнительные требования, предъявляемые к пробоотборным линиям для приборов, указываются в технических условиях и инструкциях заводов-изготовителей.

Для обеспечения представительности пробы отбор газа производится при низком давлении (после ГРП) из общего газопровода котельной.

При избыточном давлении в газопроводе выше 98,1 кПа на пробоотборной линии устанавливается редуктор, позволяющий снижать давление до 49,1 кПа.

Для отбора разовых проб с повышенным давлением газа в сухие баллоны допускается устройство газоотборной точки до ГРП через штуцер, снабженный запорным вентилем. Отбор газа производится из газопровода с помощью прямой, газоотборной трубки из нержавеющей стали с внутренним диаметром 15 ÷ 20 мм, введенной перпендикулярно в газопровод на половину его диаметра. На газоотборной трубке устанавливается газовый кран или вентиль, к которому присоединяется пробоотборная линия.

Место установки газоотборной трубки выбирается на прямом (горизонтальном или вертикальном) участке газопровода на расстоянии не менее трех его диаметров изгиба или дросселирующих устройств и задвижек. На горизонтальном участке газопровода газоотборная трубка размещается сбоку или сверху.

Пробоотборной линии на всем протяжении в горизонтальном направлении придается уклон в сторону отстойных сосудов, установленных в нижних точках линии. Отстойные сосуды оснащаются продувочными кранами. Пробоотборная линия выполняется возможно более короткой, изготавливается из коррозионно-стойкого материала (нержавеющей стали, алюминия), из труб внутренним диаметром не менее 8 мм и оборудуется продувочным вентилем, расположенным за точками отвода на приборы. В помещении проводят разводку пробоотборной линии к местам установки приборов, снабжая каждое ответвление вентилем, расположенным у рабочего места.

При периодических отборах и анализах газа производится предварительная, не менее чем пятиминутная продувка.

Библиография

18. Закон Республики Казахстан «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности».
19. Требования к устройству и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Приказ МЧС РК № 189 от 29.10.2008 г.
20. Требования промышленной безопасности в газовом хозяйстве предприятий черной металлургии. Приказ МЧС № 86 от 24.04.2009 г.
21. СТ РК ГОСТ 8.577-2010. Теплота объемная (энергия) сгорания природного газа. Общие требования к методам определения.
22. ГОСТ 147-95. (ИСО 1928-76) Межгосударственный стандарт. Топливо твердое. Метод определения высшей теплоты сгорания и вычисление низшей теплоты сгорания.
23. ГОСТ 2408.1-95. (ИСО 625-75) Межгосударственный стандарт. Топливо твердое. Методы определения углерода и водорода.
24. ГОСТ 8606-93. (ИСО 334-92) Межгосударственный стандарт. Топливо твердое минеральное. Определение общей серы. Метод Эшка.
25. ГОСТ 9516-92. (ИСО 331-83) Межгосударственный стандарт. Уголь. Метод прямого весового определения влаги в аналитической пробе.
26. ГОСТ 10742-71. Межгосударственный стандарт. Угли бурые, каменные, антрацит, горючие сланцы и угольные брикеты. Методы отбора и подготовки проб для лабораторных испытаний.
27. ГОСТ 11022-95. (ИСО 1171-81) Межгосударственный стандарт. Топливо твердое минеральное. Методы определения зольности.
28. ГОСТ 1437-75. Межгосударственный стандарт. Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения серы.
29. ГОСТ 1461-75. Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод определения зольности.
30. ГОСТ 2477-65. Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.
31. ГОСТ 2517-85. Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод отбора проб.
32. ГОСТ 21261-91. Межгосударственный стандарт. Нефтепродукты. Метод определения высшей теплоты сгорания и вычисление низшей теплоты сгорания.
33. ГОСТ 17310-2002. Межгосударственный стандарт. Газы. Пикнометрический метод определения плотности.
34. СТ РК ИСО 6976-2004 Газ природный. Расчет теплотворной способности, плотности, относительной плотности и индекса Воббе для смеси.
35. СТ РК ИСО 10715-2004 Газ природный. Методы отбора проб.
36. ГОСТ 31370-2008 Межгосударственный стандарт Газ природный. Руководство по отбору проб
37. ГОСТ 11055-78. Межгосударственный стандарт. Угли бурые, каменные и антрацит. Радиационные методы определения зольности.

38. ГОСТ 11056-77. Межгосударственный стандарт. Угли каменные. Электрический метод определения массовой доли влаги.

39. ГОСТ 25336-82. Межгосударственный стандарт. Посуда и оборудование лабораторные стеклянные. Типы, основные параметры и размеры.

40. ГОСТ 28498-90. Межгосударственный стандарт. Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний.

41. ГОСТ 24104-2001. Межгосударственный стандарт. Весы лабораторные. Общие технические требования.

42. ГОСТ 9147-80. Межгосударственный стандарт. Посуда и оборудование лабораторные фарфоровые. Технические условия.

43. ГОСТ 5496-78. Межгосударственный стандарт. Трубки резиновые технические.

44. ГОСТ 13830-97. Межгосударственный стандарт. Соль поваренная пищевая.

45. ГОСТ 6709-72. Межгосударственный стандарт. Вода дистиллированная. Технические условия.

46. ГОСТ 10121-76. Межгосударственный стандарт. Масло трансформаторное селективной очистки. Технические условия.

47. ГОСТ 3164-78. Межгосударственный стандарт. Масло вазелиновое медицинское. Технические условия.