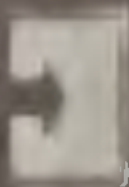

М.И. Певзнер · Р.И. Эстеркин



**ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ГАЗОВОГО
ОБОРУДОВАНИЯ**

И. Певзнер, Р. И. Эстеркин

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Практические упражнения

Под редакцией профессора А. С. ИССЕРЛИНА

91227

Минералогический
техникум
имени И. П. Павлова
ВИДЕОТЕКА



ЛЕНИНГРАД «НЕДРА» ЛЕНИНГРАДСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ 1984 г.

Августовская полевая станция
Институт геологии и геофизики
Ленинград

Певзнер М. И., Эстеркин Р. И. Эксплуатация газового оборудования. Практические упражнения.— Л.: Недра, 1983.— 256 с.

В книге обобщены и систематизированы практические упражнения, задачи и аварийные ситуации по эксплуатации котельных и печных установок промышленных предприятий, использующих газовое и резервное топливо.

Книга предназначена для широкого круга работников, которые заняты эксплуатацией промышленных котельных и печных установок, использующих газ в качестве основного топлива. Она может быть использована при проведении противопожарных тренировок с эксплуатационным персоналом, а также при обучении на курсах повышения квалификации. Книга также может быть полезна студентам старших курсов техникумов и вузов при выполнении практических заданий в период прохождения практики на промышленных предприятиях.

Табл. 27, ил. 67, список лит. 14 назв.

Рецензент — канд. техн. наук Ю. Г. Брук (завод «Большевик»)

Михаил Иосифович Певзнер,
Рахмель Иосифович Эстеркин

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРАКТИЧЕСКИЕ УПРАЖНЕНИЯ

Редактор издательства Н. В. Виноградова. Переплет художника В. Т. Левченко. Технический редактор И. Г. Сидорова. Корректор Н. Д. Баримова

ИБ № 4088

Сдано в набор 06.01.83. Подписано в печать 22.04.83. М-27891. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага тип. № 2. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 16,00. Усл. кр.-отт. 16,00. Уч.-изд. л. 17,00. Тираж 13 900 экз. Заказ № 254/562. Цена 1 р. 20 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», Ленинградское отделение, 193171, Ленинград, С-171, ул. Фарфоровская, 12.

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли, 191126, Ленинград, Социалистическая ул. 14.

ПРЕДИСЛОВИЕ

На современном этапе развития производительных сил страны повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов превращается в государственную задачу первостепенной важности. Это обусловлено как абсолютным ростом потребления, так и существенным повышением переносных и эксплуатационных затрат, необходимых для дальнейшего производства этих ресурсов.

Развитие топливно-энергетического комплекса страны на длительный период определено решениями XXVI съезда КПСС. В части повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов эти задачи конкретизированы постановлением ЦК КПСС и Совета Министров СССР «Об усилении работы по экономии и рациональному использованию топливно-энергетических и других материальных ресурсов» («Правда», 4 июля 1981 г.).

В связи с увеличением использования природного газа в газовых и котельных агрегатах особенно остро стоит вопрос об экономичном расходовании. Для безопасного и рационального использования газа необходимо повысить культуру эксплуатации оборудования, прежде всего путем повышения квалификации обслуживающего персонала. Качество подготовки квалифицированного инженерно-технического персонала и рабочих характеризуется умением самостоятельно, быстро и правильно диагностироваться и действовать при эксплуатации оборудования в возможных аварийных ситуациях.

Настоящий сборник практических упражнений по эксплуатации газового оборудования промышленных предприятий предназначен для лучшего усвоения теоретических положений, действующих Правил Госгортехнадзора СССР, приобретения конкретных навыков при обслуживании оборудования. Материал подобран и расположен так, что она может быть использована для обучения и контроля знаний.

При обучении следует выбрать главу, соответствующую изучаемой теме, и читать все вопросы и ответы подряд. Это в первую очередь относится к главам, в которых рассмотрены вопросы теории и требования Правил Госгортехнадзора СССР.

Главы книги и вопросы внутри глав расположены в такой последовательности, которая облегчает усвоение материала путем постепенного накопления знаний.

При контроле знаний следует прочитать вопрос и ответить на него самостоятельно (лучше в письменной форме), а затем сравнить с ответом, приведенным в книге. Такая система параллельно с самоконтролем позволяет совершенствовать практические навыки и закреплять теоретические знания.

Главы 1, 2, 6 и разделы 3-1, 5-2, 5-3, 8-5 написаны М. И. Певзнером, главы 4, 7 и разделы 3-2, 3-3, 5-1, 8-1—8-4 — Р. И. Эстеркиным.

В связи с тем что в книге впервые обобщены и систематизированы практические упражнения по эксплуатации промышленного газоиспользующего оборудования, авторы будут признательны за все замечания и предложения читателей. Пожелания и замечания следует направлять по адресу: 193171, Ленинград, С-171, Фарфоровская ул., 12, Ленинградское отделение издательства «Недра».

ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

1-1. Проектирование и монтаж

- 1.1. Проект расширения и реконструкции термического цеха предприятия является отраслевой проектно-исследовательский институт. Имеет ли право этот институт выполнить проект газификации реконструируемого цеха?
- 1.2. Проект газификации предприятия согласован 3/VII 1982 г. Может ли быть начато строительство по этому проекту 3/VI 1983 г., 30/I, 3/VII 1984 г.?
- 1.3. В течение какого времени действителен проект реконструкции или расширения существующей на предприятии системы газоснабжения после согласования?
- 1.4. Предприятие имеет всю техническую документацию для сооружения системы газоснабжения. Могут ли быть начаты монтажные работы?
- 1.5. Какие документы должны быть представлены в местные органы гортехнадзора СССР перед началом строительно-монтажных работ по газификации предприятия?
- 1.6. Строительно-монтажная организация при сооружении системы газоснабжения проводила контроль качества сварных стыков в полном соответствии с действующими правилами и нормами, о чем имеется соответствующая документация. Может ли заказчик потребовать дополнительной проверки качества сварных стыков?
- 1.7. Строительно-монтажные работы по газификации обжигового цеха предприятия окончены в 1975 г. Обязано ли предприятие систему газоснабжения этого цеха привести в соответствие с требованиями новых «Правил безопасности в газовом хозяйстве», утвержденных Госгортехнадзором СССР в 1979 г.?

1-2. Газовая служба предприятия

- 1.8. Кем обеспечивается систематическое техническое обслуживание газового хозяйства?
- 1.9. Какими документами регламентируется работа газовой службы?
- 1.10. Кто составляет, с кем согласовывается и кто утверждает «Положение о газовой службе» для данного предприятия?
- 1.11. Кем и на каком основании устанавливается штатное расписание газовой службы предприятия?
- 1.12. В какое структурное подразделение предприятия должна входить обслуживаемая газовая служба?
- 1.13. Укажите основные функции газовой службы промышленного предприятия.
- 1.14. Чем регламентируется работа газовой службы по техническому обслуживанию и профилактическому (плановому) ремонту газового хозяйства предприятия?
- 1.15. На предприятии функционирует газовая служба. Может ли для технического обслуживания газового хозяйства привлекаться специализированная организация?

1.10. В газовую службу принят на работу опытный сварщик, имеющий удостоверение на право сварки газопроводов электродуговой и газовой сваркой. Может ли он сразу же приступать к сварочным работам на газопроводе?

1-3. Подготовка и ответственность персонала

1.17. Кто и как организует ведомственный контроль за безопасной эксплуатацией газового хозяйства предприятия?

1.18. На предприятии несколько газифицированных цехов, потребляющих значительное количество газа. Кто персонально отвечает за безопасную эксплуатацию систем газоснабжения в этих цехах?

1.19. Кто может возглавлять газовую службу предприятия?

1.20. Инженер приступает к работе на предприятии в качестве сменного мастера. Должен ли он проходить обучение и сдавать экзамены по наладке газового оборудования?

1.21. Ответственный за газовое хозяйство цеха (начальник цеха) и рабочий, обслуживающий газифицированный агрегат, сдали соответствующий экзамен в объеме выполняемой работы 26/XI 1980 г. Действительны ли полученные ими удостоверения (при выполнении тех же работ) на ту же дату 1981, 1982, 1983 и 1984 г.?

1.22. Сегодня 20/V. На какую ближайшую дату может быть назначено проведение первичной проверки знаний ИТР и рабочих по безопасным методам работы в газовом хозяйстве?

1.23. Обязательно ли оповещение и участие представителя органов Госгортехнадзора СССР в повторной проверке знаний ИТР и рабочих?

1.24. Может ли первичная или повторная проверка знаний персонала, обслуживающего газовую систему предприятия, проводиться одновременно по правилам техники безопасности и выполнению газоопасных работ?

1.25. При каких условиях может быть допущен к обслуживанию, монтажу, наладке, ремонту газифицированных агрегатов рабочий?

1.26. Рабочий, имеющий право обслуживания газифицированных котлоагрегатов, работает машинистом котла. Стаж его работы по обслуживанию данного агрегата 10 лет. Может ли он быть допущен к техническому обслуживанию газового оборудования этого же котлоагрегата?

1.27. Ответственный за газовое хозяйство предприятия заметил, что производительность рабочих в противогазах при ремонте оборудования резко падает. Что он должен сделать для исправления сложившейся ситуации?

1.28. Во время проведения работ по ремонту газового оборудования мастер газовой службы предприятия заметил, что обслуживающий персонал нарушает правила безопасной эксплуатации газового оборудования. Как он должен поступить?

1.29. Какую ответственность несут должностные лица и ИТР, занятые эксплуатацией систем газоснабжения, за нарушение Правил?

1.30. Сменный мастер газифицированного объекта, обученный и сдавший экзамены на знание «Правил безопасности в газовом хозяйстве», а также соответствующих глав СНиП в объеме выполняемой работы, нарушил Правила. Несут ли за это ответственность руководители цеха?

1.31. Ответственный за газовое хозяйство предприятия дал распоряжение возобновить работу газифицированной установки, оставленной органами Госгортехнадзора СССР. Это распоряжение не привнесло ни к аварии, ни к несчастному случаю. Несет ли он за это ответственность?

1.32. Слесарь-ремонтник, обслуживающий газовое оборудование, нарушил инструкцию по эксплуатации и мерам безопасности в газовом хозяйстве. Несет ли он за это ответственность и какую?

1.33. При очередной проверке знаний комиссия установила, что машинист котла не знает безопасных методов обслуживания газифицированных котлоагрегатов. Каковы должны быть действия администрации?

1.34. Комиссия по проверке знаний ИТР пришла к заключению, что мастер газовой службы не может быть допущен к руководству техническим обслуживанием газового хозяйства. Как должен поступить в этом случае ответственный за газовое хозяйство предприятия?

1.35. На газифицированном объекте предприятия, имеющего газовую службу, произошла авария (вышел из строя газопровод к одному из агрегатов). Для ликвидации аварии начальник газовой службы вызвал по записке бригаду аварийно-диспетчерской службы (АДС) предприятия газового хозяйства. Правильно ли он поступил?

1.36. Произошла авария на газифицированном объекте предприятия, пострадавших нет, последствия аварии не угрожают жизни людей и не нарушают порядка работы предприятия. Может ли газовая служба приступить к ликвидации последствий аварии, соблюдая все установленные правила ведения наряда и т. д.?)

1-4. Документация

1.37. Где и у кого должна храниться исполнительная документация газопредприятия?

1.38. С кем согласуются и кем утверждаются инструкции по эксплуатации, техническому обслуживанию и т. д., а также план ликвидации аварии в газовом хозяйстве предприятия?

1.39. На предприятии топливопотребляющее оборудование переведено с твердого топлива на газовое. Необходима ли разработка новых инструкций по эксплуатации, техническому обслуживанию и т. д.?

1.40. Ситуация упражнения 1.39. Кто должен разрабатывать (составлять) и согласовывать необходимые инструкции?

1.41. В каких случаях пересматриваются инструкции по эксплуатации в целях безопасности в газовом хозяйстве?

1.42. Всем машинистам котлоагрегатов, сжигающих газовое топливо, выданы под расписку инструкции. Необходимо ли в этом случае вывесить эту инструкцию на рабочем месте?

1.43. Какими документами, приборами, оборудованием и т. д. должна быть обеспечена дежурная газовая служба предприятия?

1.44. Кем ведется сменный журнал работы котлоагрегатов и какие сведения в него заносятся?

1.45. На предприятии 26/XI 1982 г. организована газовая служба. Может ли представитель газового хозяйства или руководство предприятия в 1983 г. проконтролировать работу службы за истекший период?

1-5. Прием в эксплуатацию

1.46. Произведен капитальный ремонт системы газоснабжения предприятия (цеха). Система испытана на прочность и плотность. Может ли она быть введена в эксплуатацию приказом по предприятию?

1.47. Ситуация та же, что и в упр. 1.46. Кто назначает и в каком составе приемочную комиссию для введения объекта в эксплуатацию?

1.48. Ответственный за газовое хозяйство предприятия является членом комиссии по приемке системы газоснабжения цеха в эксплуатацию. Может ли он потребовать от строительной организации вырезки отрезка газопровода для проверки качества сварного стыка?

1.49. На предприятии закончено строительство системы газоснабжения. Какими документами оформляется приемка в эксплуатацию объектов?

1.50. Какие чертежи, кем и в каком виде представляются приемочной комиссии при сдаче газифицированного объекта в эксплуатацию?

1.51. Смонтирована система газоснабжения среднего давления. В нее входят подземные и надземные газопроводы, арматура с условным прохо-

дом $D_7=50, 80, 100, 150, 200$ мм, ГРУ и другое оборудование. Кто и какие паспорта представляет приемочной комиссии при сдаче системы газоснабжения в эксплуатацию?

1.52. Какими документами о выполненных сварочных работах должна располагать приемочная комиссия при приемке газифицированного объекта в эксплуатацию?

1.53. Если система газоснабжения предприятия включает в себя ГРП, какие дополнительные документы должны быть представлены приемочной комиссии при приемке объекта в эксплуатацию?

1.54. Какие документы представляет комиссия при приемке объекта в эксплуатацию заказчик?

1.55. На предприятии смонтирован межцеховой газопровод. Строительно-монтажная организация и заказчик представили комиссии всю необходимую исполнительно-техническую документацию. Каков порядок передачи газопровода предприятию?

1.56. Как принимается в эксплуатацию и передается предприятию входящий в систему газоснабжения ГРП?

1.57. Как принимается в эксплуатацию и передается предприятию система внутрицехового газового оборудования?

1.58. На предприятии смонтирована система газоснабжения. Может ли предприятие пригласить специализированную организацию для выполнения пусконаладочных работ?

1.59. Ситуация та же, что в упр. 1.58. Может ли система газоснабжения быть взята под контроль местного органа Госгортехнадзора СССР?

1.60. Перечислите этапы выполняемых работ при пусковой наладке агрегата, переводимого с твердого топлива на газовое.

1-6. Ввод в эксплуатацию

1.61. Какие документы кроме акта приемки необходимы для получения разрешения на ввод в эксплуатацию вновь газифицированного предприятия?

1.62. Акт приемки вновь газифицированного цеха предприятия подписан комиссией 30/I 1982 г. С тех пор никаких работ, связанных с системой газоснабжения, в цехе не проводилось. Может ли цех быть введен в эксплуатацию 3/VI, 29/VII, 26/XI или 27/XII 1982 г.?

1.63. Один из цехов предприятия переведен с жидкого топлива на газовое. Других газифицированных объектов на предприятии нет. Кто должен осуществлять первичный пуск газа (ввод в эксплуатацию)?

1.64. Ситуация соответствует описанной в упр. 1.63, только предприятие имеет действующее газовое хозяйство, которое обслуживается газовой службой. Кто в этом случае должен осуществлять пуск газа?

1.65. Ситуация соответствует описанной в упр. 1.64. Какие операции и кто должен выполнить непосредственно перед вводом котельной в эксплуатацию?

1.66. С какой целью проводится осмотр и контрольная опрессовка газовой системы перед пуском газа?

1.67. Газ пускается в систему, состоящую из газопроводов: наружных (подземных и надземных, $p_{p1}=2,5$ кгс/см² до регулятора давления) и внутренних ($p_{p2}=1,2$ кгс/см² после регулятора давления). На газопроводе установлены различное оборудование, КИП и т. д. Как произвести контрольную опрессовку газовой системы?

РЕШЕНИЯ УПРАЖНЕНИЯ

1.1. Да, может, если этот институт имеет разрешение главгаза союзной республики на выполнение проектов газификации промышленных предприятий. В общем случае такие проекты должна выполнять специализированная проектная организация. Как исключение проект газификации может быть выполнен неспециализированной организацией, но в этом случае он должен быть обязательно отрецензирован специализированной организацией, имеющей разрешение главгаза на такие работы.

1.2. Строительно-монтажные работы по этому проекту могут быть начаты не позднее 3/VI 1984 г. (согласованный проект действителен только в течение 24 мес). При начале строительства позднее этого срока проект должен быть повторно согласован.

1.3. Проект действителен после согласования в течение 24 мес. Требования к строительству, вводу в эксплуатацию и т. д. при расширении, реконструкции и к техническому перевооружению системы газоснабжения такие же, как и к строительству нового объекта.

1.4. Нет, не могут. Перед началом монтажных работ по газификации объект должен быть зарегистрирован в местных органах Госгортехнадзора СССР.

1.5. Для регистрации газифицируемого предприятия в органы Госгортехнадзора СССР должны быть представлены следующие сведения: адрес предприятия и его ведомственная принадлежность, наименование проектной и строительно-монтажной организации по данным работам, копия протокола о сдаче экзамена в определенном объеме инженерно-техническим работником, который назначается приказом по предприятию для ведения технического надзора за строительством газифицируемого объекта.

1.6. Да, может. Такое право предоставляется техническому надзору заказчика. При этом технический надзор заказчика может потребовать дополнительной проверки качества сварных стыков как физическими методами контроля, так и вырезкой контрольных стыков для механических испытаний.

1.7. Предприятие не обязано приводить газовую систему цеха в соответствие с новыми «Правилами безопасности в газовом хозяйстве». Правила не имеют обратного действия и не могут применяться в контрольном порядке к сооружениям, построенным по ранее действующим нормам для объектов газоснабжения. В то же время при реконструкции системы газоснабжения данного цеха (после ввода в действие новых Правил) оценка строительства, изготовления конструктивных элементов и т. д. будет проводиться по действующим Правилам.

1.8. При значительном количестве газопотребляющего оборудования техническое обслуживание газового хозяйства, как

правило, обеспечивается газовой службой предприятия. В зависимости от газопотребления, количества и сложности газового оборудования, территориального расположения объектов потребления газа газовая служба может быть централизованной или децентрализованной по производствам, цехам. На небольших предприятиях при малых объемах газопотребления техническое обслуживание может обеспечиваться по договору специализированной организацией.

1.9. Работа газовой службы предприятия регламентируется «Положением о газовой службе предприятия». Типовое положение о газовой службе утверждено Госгортехнадзором СССР 9/XII 1975 г.

1.10. «Положение о газовой службе предприятия» с учетом местных условий разрабатывается ИТР данного предприятия на основании «Типового положения о газовой службе и ответственных лицах за газовое хозяйство предприятий». Положение согласовывается со службой, ведающей техникой безопасности, и с пожарной охраной, утверждается директором предприятия.

1.11. Штатное расписание газовой службы устанавливается администрацией предприятия в результате тщательного изучения объема и состава работ, которые должна выполнять служба. При этом учитывается организационная структура всего предприятия, наличие в его составе других служб (например, контрольно-измерительных приборов и автоматики).

1.12. Газовая служба входит в отдел главного энергетика, а при его отсутствии — в отдел главного механика. При значительном газопотреблении, большом количестве и сложности газового оборудования газовая служба может быть выделена в самостоятельный цех.

1.13. Основные функции газовой службы промышленного предприятия следующие: контроль за составом и давлением газа; поступающего из распределительных сетей; техническое обслуживание, ревизия и ремонт всего газового хозяйства, включая контрольно-измерительные приборы (КИП) и автоматику безопасности; контроль за режимом работы электрохимической защиты подземных газопроводов от коррозии; ликвидация аварий в газовом хозяйстве.

1.14. Работа газовой службы и сроки проведения технического обслуживания и профилактического ремонта газопроводов и газового оборудования (включая осмотр трасс надземных и подземных газопроводов, проверку на загазованность колодцев и других сооружений, контроль настройки приборов регулирования и безопасности) регламентируются планами и графиками, утвержденными главным инженером предприятия.

1.15. Да, может. Довольно часто для специфических работ по техническому обслуживанию газового хозяйства предприятия (шурфование, измерение электропотенциалов и т. д.) при-

влекаются на договорных началах специализированные организации. При этом в договорах должны быть четко оговорены границы и объем работ, выполняемых подрядной организацией.

1.16. Нет, не может. Перед тем как приступить к работе в данной организации, сварщик должен сварить пробный стык в условиях и материалами, соответствующими производственным условиям. Пробный стык подвергается внешнему контролю, просвечиванию рентгеновским или γ -излучением при всех видах сварки, а при газовой сварке еще и механическому испытанию.

1.17. Ведомственный контроль за состоянием газового хозяйства и соблюдением действующих правил, норм и инструкций организует и периодически проводит главный инженер предприятия, на которого возлагается обязанность обеспечить безопасное использование газового топлива.

1.18. В этих цехах наряду с ответственным за газовое хозяйство предприятия персональную ответственность несут назначенные приказом ответственные за газовое хозяйство цеха. В очень крупных цехах, где установлено большое количество специализированного оборудования, назначаются ответственные по отдельным участкам. Лица, ответственные за газовое хозяйство предприятия, цеха, участка, должны быть обучены и сдать экзамен на знание Правил и соответствующих глав СНиП в объеме выполняемой работы.

1.19. Возглавить газовую службу может только лицо (начальник службы, начальник цеха), назначенное приказом предприятия из числа инженерно-технических работников, прошедших обучение и сдавших экзамены на знание Правил и соответствующих глав СНиП в объеме выполняемой работы.

1.20. Нет, не должен. Инженерно-технические и руководящие работники должны пройти обучение и перед допуском к работе сдать экзамены на знание Правил и соответствующих глав СНиП только в объеме выполняемой работы.

1.21. Удостоверение начальника цеха действительно до 26/XI 1983 г., рабочего — до 26/XI 1981 г. Объясняется это тем, что повторная проверка знаний ИТР (руководящих работников) проводится не реже 1 раза в 3 года, а рабочих — ежегодно.

1.22. Проверка знаний может быть назначена не ранее чем за 25 мая, так как 5 дней — минимальный срок для оповещения органов Госгортехнадзора СССР о дне и месте проведения экзамена.

1.23. Оповещение органов Госгортехнадзора СССР обязательно в любом случае (не менее чем за 5 дней), а участие их представителя в комиссии не обязательно.

1.24. Да, может. При этом комиссия при оформлении об этом протокола как первичной, так и повторной проверки зна-

ний фиксирует в нем возможность допуска того или иного работника к выполнению газоопасных работ.

1.25. К работе по обслуживанию газифицированных агрегатов, эксплуатации газопроводов, монтажу систем газоснабжения и их наладке допускаются рабочие, прошедшие медицинский осмотр, обучение безопасным методам работы в газовом хозяйстве и сдавшие экзамены. Рабочий допускается только к виду работ, указанному в протоколе экзамена, на основании которого ему выдается удостоверение. Кроме того, рабочий не может быть допущен к работе без инструктажа по технике безопасности на рабочем месте и выдачи ему под расписку инструкции по безопасным методам работ на рабочем месте.

1.26. Нет, не может. Техническое обслуживание действующего газового оборудования — газоопасная работа, а к ее выполнению допускаются рабочие (это ограничение относится и к ИТР), обученные и сдавшие экзамены на знание правил безопасности, приемов проведения газоопасных работ и прошедшие стажировку. Кроме того, персонал, допущенный к выполнению газоопасных работ, должен уметь пользоваться противогазами и другими средствами индивидуальной защиты, знать приемы искусственного дыхания и другие способы оказания первой доврачебной помощи. В общем случае порядок допуска как рабочих, так и ИТР к работе, отличающейся от предыдущей, следующий: обучение, практическая стажировка, сдача экзамена.

1.27. Для исправления сложившейся ситуации необходимо: а) проверить правильность подбора противогазов (лицевых масок) каждым рабочим, так как неправильно выбранный противогаз (неправильное обращение с ним) может явиться причиной затруднений при работе, ухудшения самочувствия рабочего и т. д.; б) провести повторные занятия по правилам пользования противогазом; в) провести (регулярно проводить) тренировочные занятия.

У нетренированного человека при работе в противогазе нарушается дыхание, иногда даже резко, а естественное для работы в противогазе снижение поля зрения и слышимости делает движения неуверенными и замедленными. Все это резко снижает производительность труда. Вредное влияние этих факторов будет значительно ослаблено в результате длительных и многократных тренировок (работа в противогазе в незагазованной среде в помещении и на улице). При проведении тренировок важно, чтобы рабочие (при постепенном наращивании) получали физические нагрузки, соответствующие работе в реальных условиях. Если тренировки проводятся систематически, с правильной дозировкой нагрузок, то через небольшой промежуток времени почти все рабочие приобретают навыки, при которых сохраняется их производительность труда без противогазов. При проведении тренировок в противогазах должны

...подходиться все меры безопасности, включая постоянный вра-
тский контроль работающих.

1.28. О замеченных нарушениях мастер газовой службы, как
любой работник этой службы, должен немедленно сообщить
ответственному за газовое хозяйство предприятия (цеха, уча-
стка), или администрации предприятия (цеха, участка). Если
предупреждение не принято во внимание, мастер делает запись
в оперативном журнале и сообщает об этом начальнику газо-
вой службы, а если его нет, — ответственному за газовое хо-
зяйство предприятия.

1.29. Указанные работники несут дисциплинарную, админи-
стративную или уголовную ответственность. Характер ответ-
ственности определяется последствиями нарушения.

1.30. Да, несут. Должностные лица на предприятиях, в ве-
дении которых находятся газониспользующие объекты, несут от-
ветственность за своих подчиненных, нарушивших Правила.

1.31. Да, несет. Это распоряжение ответственного за газо-
вое хозяйство является грубейшим нарушением Правил. Он не-
сет личную ответственность за свои действия независимо от
того, привело ли это к каким-либо последствиям или нет.

1.32. Рабочий, нарушивший инструкцию при выполнении ра-
бот, несет ответственность в соответствии с установленными на
предприятии правилами внутреннего распорядка. При грубых
нарушениях правил безопасности, в результате которых про-
изошла авария или несчастный случай, он несет уголовную от-
ветственность.

1.33. В этом случае ответственный за газовое хозяйство
предприятия должен отстранить машиниста котла от обслужи-
вания агрегата.

1.34. Ответственный за газовое хозяйство должен сделать
представление руководству предприятия об отстранении ма-
стера от технического обслуживания газового хозяйства. Ма-
стер газового хозяйства может быть допущен к работе только
после повторного обучения и успешной сдачи экзаменов
в объеме выполняемой работы.

1.35. Нет, не правильно. При наличии на предприятии газо-
вой службы аварийные работы выполняются ее силами и сред-
ствами. Аварийно-диспетчерская служба в этом случае может
быть вызвана по заявке, если необходимо локализовать аварию
(например, отключить предприятие от системы городского газо-
снабжения). При сложных авариях, особенно угрожающих
жизни людей и состоянию оборудования, АДС может быть вы-
звана для оказания методической помощи и контроля за ходом
выполнения аварийных работ. На предприятиях, не имеющих
собственной газовой службы, ликвидация аварий и аварийных
ситуаций в газовой системе выполняется АДС. После ликвида-
ции ситуаций, угрожающих жизни людей и состоянию матери-
альных ценностей (взрыв, пожар, отравление и т. д.), дальней-

шне работы и приведение оборудования в рабочее состояние АДС может передавать эксплуатационной газовой службе.

1.36. Нет, не может. При каждой аварии, так же как и при несчастном случае на предприятии, необходимо: а) сообщить немедленно в местные органы Госгортехнадзора СССР; б) до прибытия инспектора Госгортехнадзора СССР (в ситуации упражнения) сохранить всю обстановку аварии. При авариях, угрожающих жизни людей, сохранности материальных ценностей, нарушающих ритм работы предприятия и т. д., работники газовой службы должны применять срочные меры для устранения прямой угрозы жизни людей и т. д. Такие работы выполняются без наряда на газоопасные работы.

1.37. Порядок хранения исполнительно-технической документации газового хозяйства определяется приказом по предприятию.

1.38. Инструкции согласовываются с начальником отдела по технике безопасности предприятия, а план ликвидации аварий — с начальником газовой службы, с начальниками газифицированных цехов (участков), начальником отдела по технике безопасности и начальником пожарной охраны. Инструкции и план ликвидации аварий утверждаются главным инженером предприятия.

1.39. Да, обязательно. Инструкции составляются для каждого конкретного вида работ или профессии работника, что должно указываться в названии инструкции. Наличие соответственно оформленных конкретных инструкций является одним из необходимых условий для получения разрешения на ввод в эксплуатацию газового хозяйства предприятия.

1.40. Составляет и согласовывает инструкции ответственный за газовое хозяйство предприятия (при наличии газовой службы — совместно с ее начальником). В обязанности ответственного за газовое хозяйство также входит разработка плана ликвидации аварий.

1.41. Инструкции пересматриваются, уточняются (с учетом накопленного опыта) и переутверждаются 1 раз в 2 года. Кроме того, инструкции переутверждаются при выходе новых Правил и других инструктивных и нормативных документов, при реконструкции газовой схемы, оборудования, а также изменении структуры газовой службы предприятия. При внесении изменений в инструкцию следует самым тщательным образом сверить нумерацию запорной арматуры и других элементов на схеме с натурой.

1.42. Да, обязательно. Кроме того, у котлоагрегатов и других газифицированных агрегатов должна быть вывешена схема газоснабжения.

1.43. Дежурная газовая служба должна быть обеспечена: КИП, в том числе и переносными газоанализаторами (газоиндикаторами); набором специальных инструментов, переносных

взрывозащищенных светильников, материалов, испытанной арматуры и других запасных частей, необходимых для проведения технического обслуживания, газоопасных и аварийных работ; средствами индивидуальной защиты и пожаротушения. Перечень приборов, инструментов и средств, которыми должна обладать газовая служба, утверждается главным инженером предприятия. В телефонизированном помещении газовой службы должны быть вывешены: а) пофамильный график дежурств; б) список номеров телефонов организаций и должностных лиц, связанных с безопасной эксплуатацией газового хозяйства (в списке обязательно должны быть номера телефонов местных органов Госгортехнадзора СССР, аварийной службы газоснабжающей организации, домашних телефонов должностных лиц); в) подробная схема газового хозяйства предприятия со всеми направлениями и дополнениями, а также отключающими устройствами; г) план и инструкция по ликвидации аварий. В дежурном помещении должны находиться прошнурованные и пронумерованные журналы технического обслуживания и выдачи нарядов на газоопасные работы. Кроме того, дежурный по службе должен располагать оперативной технической документацией.

1.44. Смешанный журнал работы котлоагрегатов ведется начальником смены котельного цеха (старшим машинистом). В журнале фиксируются результаты осмотров оборудования, проверки водоуказательных приборов, сигнализаторов уровня, манометров, предохранительных клапанов, питательных приборов, автоматики безопасности, отмечаются время и продолжительность продувки котлоагрегатов, выполнения ремонтных работ, ликвидации дефектов, обнаруженных в работе оборудования и КИП, изменения в режиме работы котлоагрегатов, пуска и остановки отдельных агрегатов, включения газо- и паропроводов и другие данные по указанию администрации цеха.

1.45. Да, может. Проверка может быть осуществлена по журналам учета. Как правило, газовой службой должно вестись семь пронумерованных и прошнурованных журналов учета: проверки знаний персонала; проводимых инструктажей по технике безопасности; проводимого технического обслуживания и профилактического (планового) ремонта газового хозяйства; выдачи нарядов на газоопасные работы; проверки средств сигнализации и защиты; проверки КИП; проведения учебно-тренировочных занятий (при небольшом объеме работ фиксация проверки средств сигнализации, защиты и КИП может производиться в одном журнале)..

1.46. Нет, не может. Запрещается вводить в эксплуатацию систему газоснабжения предприятия, если она не принята специально назначенной комиссией

1.47. Комиссия назначается предприятием (заказчиком) в составе: представитель заказчика, строительно-монтажной орга-

низации, предприятия газового хозяйства, местного органа Госгортехнадзора СССР. Участие представителя местного органа Госгортехнадзора СССР обязательно только для приемки в эксплуатацию систем газоснабжения впервые газифицируемых предприятий.

По требованию комиссии для участия в приемке особо сложного или уникального оборудования заказчик обязан приглашать представителя специализированной организации. Члены приемочной комиссии извещаются заказчиком о дате, месте и времени приемки объекта не менее чем за 2 дня. Представитель местного органа Госгортехнадзора СССР извещается не менее чем за 5 дней до начала работы комиссии.

1.48. Да, может. Комиссии предоставляется право проверять любой шов любого участка газопровода как физическими методами, так и механическим испытанием. Кроме того, комиссия имеет право потребовать повторного испытания газопровода.

1.49. В результате приемки законченных строительных объектов приемочная комиссия подписывает следующие акты: а) на межцеховые подземные и надземные газопроводы («Акт приемки газопровода в эксплуатацию», форма 13); б) на ГРУ (ГРУ) («Акт приемки ГРУ в эксплуатацию», форма 12); в) на внутрицеховое газовое оборудование («Акт приемки внутрицехового газопровода в эксплуатацию», форма 14); г) на электрозащитную установку («Акт на приемку электрозащитной установки в эксплуатацию», форма 16).

1.50. Полный комплект рабочих чертежей со всеми внесенными в них изменениями представляет комиссии строительно-монтажная организация. На чертежах должны быть подписи лиц, ответственных за производство работ, подтверждающие выполнение работ строго по чертежам с учетом исправлений, если они имели место.

1.51. Комиссии представляются паспорта всего смонтированного оборудования, арматуры с $D_y = 150, 200$ мм (паспорта арматуры с $D_y > 100$), а также строительные паспорта по определенной форме: а) подземного газопровода — форма 1; б) надземного газопровода — форма 2; в) ГРУ — форма 4; г) внутрицехового газопровода — форма 6. Для газопровода низкого давления, диаметр которого не превышает 100 мм, вместо паспортов по п.п. «а», «б» представляется паспорт газового ввода — форма 3. Все паспорта представляет комиссии строительно-монтажная организация. В разделе «Заключение» каждого паспорта должны быть указаны даты начала и окончания монтажных работ и стоять подписи главного инженера СМУ, представителей газового хозяйства и заказчика. Кроме того, отдельные разделы строительных паспортов («Испытание газопровода на прочность», «Проверка качества защитных покрытий» и т. д.) должны быть подписаны производителем работ, представителями газового хозяйства и заказчика. Все подписи

в паспортах сопровождаются указанием должности подписавшего, его фамилии, имени и отчества (разборчиво).

1.52. Строительно-монтажной организацией комиссии представляется: «Схема сварных стыков подземных газопроводов» в трех экземплярах (один на кальке) -- форма 8, «Заключение о качестве сварных стыков» — форма 9.

1.53. Строительно-монтажная организация представляет комиссии проект и исполнительно-техническую документацию по ГРП, а также подготавливает «Акт приемки ГРП в эксплуатацию» (форма 12).

1.54. Заказчик представляет комиссии план и профиль подземного газопровода в трех экземплярах (один на кальке) и акт проверки исправности дымоходов и бортовых (отсутствие завалов, золы и сажи).

1.55. Комиссия рассматривает проект, исполнительно-техническую документацию и проводит внешний осмотр элементов газопровода. При этом проверяется: соответствие проекту и требованиям СНиП использованных материалов, установленного оборудования и запорных устройств, их действие; качество изготовления и монтажа опор, кронштейнов, площадок, лестниц, колодцев и других сооружений; качество работ по монтажу оборудования, запорных устройств, компенсаторов; качество устройств для защиты газопровода от коррозии и их действие; качество окраски надземных газопроводов и металлоконструкций; качество теплоизоляции и значения уклонов надземных газопроводов. На основании проверки комиссия оценивает качество выполненных работ и определяет готовность газопровода к эксплуатации по отдельным участкам. При положительных выводах и удовлетворительном состоянии исполнительно-технической документации комиссия подписывает «Акт приемки газопровода в эксплуатацию» (форма 13). Этим же актом газопровод передается строительно-монтажной организацией (подрядчик) в ведение предприятия (заказчик). Одновременно заказчик получает от подрядчика всю исполнительно-техническую документацию, что фиксируется в акте.

1.56. Порядок приемки в эксплуатацию и передача в ведение предприятия ГРП аналогичны указанным в упр. 1.55. При приемке ГРП в эксплуатацию комиссия проверяет: соответствие проекту и требованиям СНиП использованных материалов, установленного оборудования, регуляторов давления, предохранительных устройств, КИП; качество работ по монтажу газопроводов, оборудования, КИП; наличие, исправность и действие электроснабжения, отопления, вентиляции, связи и т. д. Работа приемочной комиссии завершается подписанием акта по форме 12 («Акт приемки ГРП в эксплуатацию»).

1.57. Прием в эксплуатацию и передача в ведение предприятия внутрицехового газового оборудования аналогичны, описанным в упр. 1.55. При приемке внутрицехового газового

оборудования проверяется: соответствие проекту и СНиП используемых материалов, установленного оборудования и приборов; качество монтажных работ; исправность и действие электросилового и осветительного оборудования, дымоотводящих и вентиляционных устройств. При положительных выводах и удовлетворительном состоянии исполнительно-технической документации комиссия подписывает «Акт приемки внутрицехового газопровода в эксплуатацию» (форма 14).

1.58. Нет, не может. Только при наличии акта о приемке системы газоснабжения в эксплуатацию предприятие может пригласить специализированную организацию для выполнения пусконаладочных работ.

1.59. Нет, не может. Объект берется под контроль местного органа Госгортехнадзора СССР только после оформления акта приемки его в эксплуатацию и завершения пусконаладочных работ.

1.60. Пусконаладочные работы должны состоять из следующих этапов: а) наружный и внутренний осмотр установки; б) подготовка установки и вспомогательного оборудования к комплексному опробованию; в) подготовка эксплуатационного персонала к комплексному опробованию; г) комплексное опробование установки; д) испытание агрегата по установленным КИП; е) составление технического отчета и ориентировочной режимной карты.

1.61. Для получения разрешения на ввод в эксплуатацию шпиль газифицированного предприятия кроме акта приемки необходимы следующие документы: откорректированная технологическая схема газопроводов с указанием оборудования, арматуры и т. д.; должностные инструкции, инструкции по эксплуатации и технике безопасности; планы ликвидации аварий; приказ о назначении лиц, ответственных за эксплуатацию газового хозяйства предприятия, цехов участков; протоколы об обучении и проверке знаний ИТР и рабочих. Газовая служба предприятия должна быть обеспечена инструментом, контрольными приборами, средствами индивидуальной защиты, материалами и оборудованием для выполнения технических, газоопасных и аварийных работ.

1.62. Цех не может быть введен в эксплуатацию 26/VI и 27/VII 1982 г., так как к этому времени истечет шестимесячный срок со дня подписания акта. Цех может быть введен в эксплуатацию 3/VI и 29/VII 1982 г., если к этому времени не истечет шестимесячный срок со дня последнего испытания системы газоснабжения на плотность. Если срок истек, то цех может быть введен в эксплуатацию после повторного испытания системы на плотность. Повторное испытание на плотность проводится совместно с представителем предприятия газового хозяйства. Кроме того, перед пуском необходимо повторно проверить состояние вентиляционной системы цеха, дымоходы,

исправность и комплектность газового оборудования, арматуры, устройств электрохимической защиты.

1.63. Пуск газа в газопроводы, ГРП (ГРУ), газовое оборудование в описанной ситуации должен проводиться специализированными бригадами предприятия газового хозяйства или организацией, выполняющей их функции, либо специализированной пусконаладочной организацией.

1.64. Пуск газа в цех (ввод в эксплуатацию нового газового оборудования) выполняется газовой службой в присутствии представителя предприятия газового хозяйства. При отсутствии газовой службы пуск газа в цех осуществляется специализированной бригадой предприятия газового хозяйства или организацией, выполняющей ее функции, либо специализированной пусконаладочной организацией.

1.65. Непосредственно перед вводом котельной в эксплуатацию необходимо выполнить следующие операции: а) осмотреть трассу газопровода, арматуру и все газовое оборудование с последующим устранением выявленных дефектов (выполняется пусковой бригадой); б) произвести контрольную опрессовку воздухом газопроводов и т. д. (выполняется работниками предприятия — эксплуатирующей организацией); в) продуть газопровод газом (выполняется пусковой бригадой).

1.66. Контрольная опрессовка и осмотр проводятся для обеспечения безопасного пуска системы газоснабжения. Опыт показывает, что между испытанием системы газоснабжения и пуском газа часто имеется значительный разрыв по времени. В связи с этим возможна разгерметизация системы газоснабжения.

1.67. Независимо от рабочего (расчетного) давления контрольная опрессовка производится: а) наружных (подземных и надземных) газопроводов воздухом под давлением 2000 мм вод. ст., падение давления не должно превышать 10 мм вод. ст. за 1 ч (при установке на подземном газопроводе низкого давления гидрозатворов контрольная опрессовка может производиться давлением 400 мм вод. ст.; падение давления в этом случае не должно превышать 5 мм вод. ст. за 10 мин); б) внутренних газопроводов, оборудования и газопроводов ГРП (ГРУ) воздухом под давлением 1000 мм вод. ст.; падение давления за 1 ч не должно превышать 60 мм вод. ст. Результаты контрольной опрессовки обязательно записываются в наряд-допуск на газобезопасную работу «пуск газа».

ГАЗООПАСНЫЕ РАБОТЫ И ПРИЕМЫ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

2-1. Организация газоопасных работ

2.1. Перечислите наиболее часто выполняемые газоопасные работы при эксплуатации газового хозяйства предприятия.

2.2. Сколько ИТР и рабочих должно привлекаться к выполнению газоопасных работ, связанных с эксплуатацией и ремонтом систем газоснабжения и газового оборудования предприятий?

2.3. Как оформляется проведение газоопасных работ?

2.4. Кто имеет право выдавать наряды на газоопасные работы?

2.5. Для выполнения каких газоопасных работ, наиболее часто встречающихся при эксплуатации газового хозяйства предприятий, кроме наряда необходим специальный план выполнения работ?

2.6. Сложная (комплексная) газоопасная работа выполняется несколькими бригадами рабочих. Как координируется их деятельность?

2.7. Газоопасная работа не окончена в срок, указанный в наряде. Руководитель работ дал указание рабочим продолжать работу. Правомочны ли его действия?

2.8. Вы назначены ответственным за выполнение текущего ремонта арматуры действующего газопровода. Срок выполнения работы, указанный в наряде: начало — 24/XII в 8 ч, окончание — 27/XII в 15 ч. Заместитель начальника цеха выдал вам наряд 24/XII в 8 ч. После окончания работы 27/XII в 15 ч вы доложили о выполнении и ходе работы. Правильно ли была организована работа?

2.9. В процессе пуска газа на капитально отремонтированную печь начальник энергоцеха, выдавший наряд, лично дает распоряжение рабочим. Допустимо ли это?

2.10. В шочное время в газифицированной котельной произошла авария, угрожающая жизни обслуживающего персонала и создающая прямую угрозу оборудованию. Начальник смены немедленно сообщил по телефону всем лицам, которые должны быть извещены, удалил персонал в безопасное место и ожидает выдачи наряда на газоопасные работы, чтобы в дневное время приступить к их выполнению. Правильно ли он поступил?

2.11. Необходимо откачать конденсат из конденсатосборника. Чем и как эта работа может быть выполнена?

2.12. Для проведения ряда работ рабочим необходимо спуститься в колодцы, траншеи и т. д. Какие меры безопасности при выполнении таких работ необходимо соблюдать и какие применяются приспособления?

2.13. Имеется ремонт газопровода, подводящего газ к агрегату. Как следует подготовиться к безопасному проведению работы?

2.14. На месте проведения газоопасной работы была изготовлена лестница соответствующей конструкции и длины. Может ли она быть использована сразу же после изготовления?

2.15. В ГРП необходимо выполнить работу с применением газовой резки и сварки. Начальник энергоцеха выдал наряд на проведение этих работ. Правильно ли оформлена документация на указываемую работу?

2.16. На обводной линии ГРП котельного цеха необходимо перевернуть штуцер для манометра. Какие меры безопасности должны быть предусмотрены?

2.17. Обнаружена утечка газа в цеховом газопроводе. Начальник цеха дал указание слесарю-ремонтнику ликвидировать утечку газа. Правомочны ли действия начальника цеха?

2.18. Намечено проведение ремонта задвижки газопровода в колодце. В результате предварительного обследования установлено, что возможен внезапный выход газа. Как обеспечивается безопасное проведение этой работы?

2.19. Можно ли приступить к проведению ремонтных работ в камере газифицированной установки при отключении ее от газовой сети всеми имеющимися запорными устройствами на подводящем газопроводе?

2.20. Какие дополнительные меры безопасности должны быть предусмотрены в ситуации упр. 2.19, если в цехе установлены несколько агрегатов, выключенных в общую борову (дымоходу)?

2-2. Средства личной защиты

2.21. Какие личные средства газозащиты применяются при выполнении газоопасных работ?

2.22. Какие изолирующие противогазы применяются при проведении газоопасных работ?

2.23. Обязательно ли все газоопасные работы должны выполняться в противогазе?

2.24. При проведении газоопасной работы в загазованной среде есть возможность обеспечить подачу воздуха для дыхания рабочего только с расстояния не меньше 25 м. Может ли рабочий использовать противогаз типа ПШ-17?

2.25. Может ли быть применен шланговый противогаз при выполнении работы в загазованной среде, если подача свежего воздуха к месту работы обеспечивается с расстояния больше 15 м?

2.26. Как выбрать шланговый противогаз?

2.27. Как хранятся, выдаются и проверяются шланговые противогазы?

2.28. В процессе выполнения газоопасной работы выяснилось, что не все рабочие обеспечены средствами личной защиты и не все эти средства исправны. В какой период подготовки работ была допущена ошибка и кто за это несет персональную ответственность?

2.29. Необходимо выполнить газоопасную работу в котлопане глубиной 2,5 м. Рабочий надел только шланговый противогаз и спустился в колодез. Допустимо ли это?

2.30. Ситуация соответствует описанной в упр. 2.20. Рабочий надел противогаз, пожарный пояс, к которому прикреплен спасательная (сигнальная) цепь длиной 3,5 м (испытана усилием 400 кгс). Допустимо ли это?

2.31. Спасательный пояс с кольцом от карабина, карабин и спасательная веревка последний раз испытывались 27/XII 1981 г. специально назначенным для этого рабочим. Испытание каждого элемента производилось усилием 150 кгс в течение 3 мин. В результате испытаний (имеется запись в журнале технического обслуживания оборудования) установлено: после снятия нагрузки на пояс обнаружены незначительные надрывы, форма карабина изменялась, затвор с трудом открывается и закрывается, у перекки оборвалось всего 2—3 нити, остаточное удлинение составило 8% от первоначальной длины. Могут ли быть использованы эти средства при проведении газоопасных работ 26/XI 1982 г.? Если не могут, то по каким причинам?

2.32. Спасательные средства успешно прошли испытания 30/I 1982 г. Могут ли они быть использованы 6/III 1982 г.?

2-3. Приборы и инструменты

2.33. Какими параметрами характеризуют и как определяют воздухообмен в помещениях?

2.34. Как определить необходимую производительность воздухоудалителя подачи через шланг в колодец воздуха при длительности работы больше 1 ч?

2.35. Необходимо проконтролировать работу воздуховода большого сечения на входе в газифицированную котельную. Чем будет отличаться методика определения расхода воздуха по сравнению с описанной в упр. 2.34?

2.36. Как определяется расход воздуха внутри воздуховода большого сечения?

2.37. Укажите последовательность операций при измерении скорости потока в воздуховоде пневмометрической трубкой

2.38. Что необходимо контролировать и какими приборами для поддержания нормальных метеорологических условий в помещении газифицированного цеха?

2.39. Какими способами осуществляется контроль на загазованность воздушной среды в колодцах, топках котлов и печей и т. д.?

2.40. В термических печах сжигается природный газ. С помощью каких приборов может быть оперативно определена загазованность цеха?

2.41. При определении загазованности на содержание метана прибором ПГФ2М1-И1А обнаружено, что в положении «Анализ» переключателя при нажатии на кнопку «Назад» стрелка гальванометра резко перемещается вправо или влево и не устанавливается на нуль нулевым резистором. Укажите причину неисправности и способ ее устранения.

2.42. Как и каким прибором можно оперативно определить количественный и качественный состав воздушной среды в колодце?

2.43. Для проведения работы в колодце необходимо организовать местное освещение. Какие в указанном случае могут быть использованы переносные лампы?

2.44. Какими инструментами можно пользоваться при выполнении газоопасных работ?

2.45. Укажите способы обеспечения слесарного инструмента, их преимущества и недостатки.

2-4. Доврачебная помощь

2.46. Вдыхая загазованную атмосферу (результат утечки газа, продуктов сгорания и т. д.) рабочий почувствовал общую слабость, боль в мышцах и т. д. Какую помощь ему необходимо оказать?

2.47. Ситуация соответствует описанной в упр. 2.46, но пострадавший потерял сознание (дыхание слабое, ровное и устойчивое). Что необходимо предпринять?

2.48. Ситуация соответствует описанной в упр. 2.46, но пострадавший не дышит (пульс прощупывается, удары сердца прослушиваются). Какую помощь необходимо оказать пострадавшему?

2.49. Какие способы искусственного дыхания в настоящее время применяются?

РЕШЕНИЯ УПРАЖНЕНИЯ

2.1. К газоопасным относятся работы, выполняемые в загазованной среде или при выполнении которых возможен выход газа из газопроводов, арматуры, агрегатов и другого оборудования. Наиболее часто выполняются следующие газоопасные работы: а) ввод в эксплуатацию газопроводов, ГРП (ГРУ),

агрегатов и приборов; б) присоединение агрегатов к действующим газопроводам без отключения их от сети; в) техническое обслуживание и ремонт находящихся «под газом» газопроводов, арматуры и газового оборудования, установка и снятие заглушек на газопроводах при отключении от сети агрегатов, оборудования и отдельных узлов, а также все виды сварочных (огневых) работ; г) демонтаж, консервация и расконсервация газопроводов, отключенных от сети, консервация и расконсервация оборудования с южного действия; д) откачка конденсата из конденсатосборников; е) осмотр, ремонт газопроводов и арматуры в колодцах, проветривание последних; ж) земляные работы при раскопке поврежденного подземного газопровода до устранения утечек.

2.2. При определении числа ИТР и рабочих, которые должны привлекаться к выполнению различных газоопасных работ, следует исходить из следующих положений:

а) все газоопасные работы, кроме откачки конденсата из конденсатосборников, осмотра и проветривания колодцев, должны выполняться под руководством инженерно-технического работника;

б) все газоопасные работы должны выполняться не менее чем двумя рабочими, а работы в колодцах, топках котлоагрегатов, ГРП — не менее чем тремя рабочими;

в) спуск в загазованный колодец, туннель и т. д. или работа в них при не отключенном от сети газопроводе трех человек и более запрещены;

г) при работе рабочего (рабочих) в колодце, внутри агрегата и т. д. на поверхности земли должно находиться не менее двух человек;

д) при выполнении работ в загазованном помещении в действующих ГРП и т. д. снаружи должен выставляться рабочий.

Число рабочих, привлекаемых к выполнению газоопасных работ, определяется расчетом. При ответственных работах число рабочих следующее: расчетное плюс один человек (слесарь); при работах, связанных со сваркой: расчетное плюс два человека (слесарь, сварщик). Следует учитывать, что чрезмерное увеличение работающих приводит к суете и безответственности.

2.3. На проведение газоопасных работ выдается разовый наряд-допуск, оформленный и подписанный по установленной форме. Наряд должен быть зарегистрирован в специальном (прономерованном и прошнурованном) журнале. Ответственное лицо, получая и возвращая наряд, расписывается в журнале. Срок хранения наряда — 1 год со дня выдачи. Проведение всех газоопасных работ должно согласовываться с лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию газового хозяйства предприятия (цеха, участка).

2.4. Выдавать наряды на газоопасные работы могут только руководящие и инженерно-технические работники, допущенные к выполнению газоопасных работ и назначенные приказом по предприятию.

2.5. К таким работам относятся: пуск газа в газопроводы с давлением более 6 кгс/см²; огневые работы (сварка, газовая резка) в ГРП; ремонтные огневые работы на действующих газопроводах среднего и высокого давления; отключение и включение подачи газа на предприятии.

2.6. Сложные газоопасные работы проводятся по наряду и специальному плану. Этим планом определяется: последовательность выполнения работ; расстановка людей; необходимые для выполнения работы механизмы и приспособления; меры безопасности при проведении работ; лица, ответственные за проведение каждой определяемой данным планом газоопасной работы (на каждую газоопасную работу выдается наряд), а также лицо, осуществляющее общее руководство. Руководитель работы и координирует деятельность отдельных бригад, участвующих в выполнении комплексной газоопасной работы.

2.7. Нет, не правомочно. Для продолжения работ необходимо продлить срок действия наряда, а это может сделать только руководящий инженерно-технический работник, выдавший наряд. О продлении наряда делается соответствующая запись в наряде и ставятся подписи продлившего наряд и руководителя работ.

2.8. Нет, не правильно. Наряд на выполнение текущих газоопасных работ выдается заблаговременно, что позволяет провести все необходимые подготовительные работы. Докладывать лицу, подписавшему наряд, следует ежедневно.

2.9. Нет, не допустимо. В процессе выполнения газоопасной работы все указания и распоряжения рабочим могут даваться только лицом, ответственным за проведение этой работы. Если начальник цеха, как и любое другое должностное лицо, в том числе и подписавшее наряд на выполнение работы, хочет дать распоряжение рабочему, то он должен это сделать через руководителя данной работы.

2.10. Начальник смены поступил правильно, сообщив об аварии и удалив персонал из опасной зоны, в остальном его действия неправильны. Если в результате аварии возникла прямая угроза оборудованию или жизни людей, то она ликвидируется без наряда до устранения угрозы в любое время суток. Работы, которые необходимы для ликвидации аварии, выполняются под непосредственным руководством инженерно-технического работника. Начальник смены в приведенной ситуации должен был возглавить ликвидацию аварии. Аварийные газоопасные работы должны осуществляться в соответствии с планом и инструкцией по предупреждению и ликвидации возможных аварий при эксплуатации газового хозяйства предприятия.

Если после устранения угрозы, вызванной аварией, потребуется приведение газовой системы и оборудования в технически исправное состояние, то выполнение работ проводится в обычном порядке с выдачей наряда-допуска

2.11. Работа выполняется не менее чем двумя рабочими, допущенными к газоопасным работам; как исключение выполняется без наряда на газоопасные работы, но по утвержденной инструкции.

2.12. Перед открытием люка следует поставить ограждение. Если ограждение устанавливается в проходе или на проезжей части территории предприятия, а работа выполняется в темное время суток, то на ограждении должен быть красный световой сигнал. Открывать крышку люка во избежание образования искры следует крючками или ломом из цветного металла (при закрывании крышки, по той же причине, нельзя допускать сильных ударов металла о металл). Нельзя не только опускать голову в открытый люк, но даже низко наклоняться над ним, чтобы не вдохнуть загазованный воздух, который может быть в колодце. Если после открытия люка установлено, что колодец загазован, то его необходимо проветрить или провентилировать нагнетанием воздуха через шланг от ручного переносного вентилятора.

Спускаться в колодец, траншею и т. д. рабочие должны по стационарным скобам или по металлической лестнице. Применение в колодцах стальных лестниц может привести к взрыву при ударе ее о стенку, арматуру, трубы, поэтому более безопасно использовать лестницы из алюминиевых трубок. При спуске по скобам рабочий, прежде чем взяться или переступить на следующую скобу, должен проверить прочность ее закрепления. Если для спуска применяется лестница, то она обязательно должна быть достаточной длины, с приспособлением для закрепления у верхнего края колодца, траншеи и т. д. Кроме того, во избежание скольжения лестницы ее нижние концы в зависимости от грунта должны иметь резиновые наконечники или быть заострены.

Спускающийся в колодец рабочий должен обязательно надеть спасательный пояс с веревкой и противогаз. Оставшиеся наверху должны находиться с наветренной стороны люка и, наблюдая за рабочим в колодце, держать в руках конец веревки спасательного пояса. Наблюдающие работники должны иметь при себе наготове спасательные пояса и противогазы. При выполнении длительных ремонтных работ (более 1 ч) в колодец следует подавать воздух вентилятором или компрессором. Если ремонтные работы ведутся на неотключенном газопроводе, допускается одновременный спуск в колодец не более двух человек при наличии наверху наблюдающих.

2.13. Работа является газоопасной, поэтому выполняется по наряду-допуску. Для хорошей подготовки наряд должен быть

выдан заблаговременно. В наряде подробно описываются технологическая последовательность выполнения основных операций и меры безопасности, которые необходимо соблюдать. Каждый рабочий, входящий в бригаду, а также руководитель работ обеспечиваются шланговым или изолирующим противогазом. Если при выполнении работ необходимо иметь переносное освещение, то должны быть подготовлены светильники во взрывозащищенном исполнении (допускается использование аккумуляторных светильников шахтного типа). Рабочие должны быть обеспечены взрывобезопасным слесарным инструментом. Перед началом работ руководитель инструктирует всех рабочих по безопасным методам выполнения работы. Каждый рабочий, получив инструктаж, расписывается в наряде. Очень важно удалить всех лиц, непосредственно не участвующих в проведении газоопасной работы, из зоны ее выполнения. Нарушение этого правила может усугубить опасные последствия внезапного выхода газа, взрыва и т. д.

2.14. Нет, не может. Перед использованием лестница должна быть проверена руководителем работ и пройти статическое испытание. Испытание лестницы производится грузом массой 200 кг при установке ее под углом 75° к горизонту. При испытании стоек груза прикреплается к середине лестницы, при испытании ступенек — поочередно к середине каждой из них. Продолжительность каждого испытания 5 мин. Результаты испытания заносятся в специальный журнал. В общем случае исправность лестниц должна проверяться наружным осмотром перед каждым применением, но не реже 1 раза в месяц. Статическое испытание производится 1 раз в год.

2.15. Нет, этого недостаточно. Сложные и наиболее газоопасные работы, к которым относится рассматриваемый случай, производятся по наряду и специальному плану.

2.16. Работа газоопасная, поэтому должна выполняться с соблюдением всех требований и мер безопасности, необходимых при проведении газоопасных работ. Кроме того, работа огневая и проводится на действующем газопроводе в помещении ГРП. В связи с этим обводная линия должна быть отключена запорными устройствами (с установкой заглушек) и продута воздухом или инертным газом. Перед началом огневых работ для проверки загазованности помещения ГРП следует отобрать пробу воздуха в наиболее плохо вентилируемом месте. Работы можно начинать при содержании газа в пробе менее $1/3$ от нижнего предела воспламенения используемого газа. Помещение ГРП при проведении огневых работ должно тщательно вентилироваться, а снаружи должен находиться рабочий для наблюдения за работающими в ГРП; он же следит за отсутствием вблизи ГРП источника огня.

Следует помнить, что: а) проверка воздушной среды на загазованность обязательна при выполнении огневых работ

в любых помещениях, где имеются газопроводы и газопотребляющее оборудование; б) при проведении огневых работ в колодцах и т. д. должна производиться их принудительная вентиляция, обеспечивающая трехкратный воздухообмен; в) при проведении любых работ в загазованной среде вне помещения должен находиться рабочий, наблюдающий за работающими в помещении.

2.17. Нет, не правомочны. Ремонт действующего газопровода газопасная работа, которая выполняется по наряду под руководством инженерно-технического работника не менее чем двумя рабочими, имеющими право на газопасные работы.

2.18. Работа газопасная, поэтому при ее подготовке должны быть выполнены все операции, описанные в упр. 2.13. Кроме того, необходимо: а) проверить обувь всех членов бригады, включая и руководителя работ, на предмет отсутствия в подошве стальных гвоздей и подков (при их наличии подготовить для работы галоши); б) подготовить металлическую лестницу, если в колодце отсутствуют скобы; в) обеспечить каждого рабочего противогазом и спасательным поясом; г) подготовить ограждения и предупредительные знаки; д) в зимнее время убрать снег, сколоть лед, посыпать песком (золой) площадку около колодца шириной не менее 0,5 м; е) назначить для выполнения работы не менее трех человек.

2.19. Нет, нельзя. Работа газопасная и должна выполняться по наряду-допуску с соблюдением всех необходимых требований. При этом в наряде указывается, что работа должна выполняться только при отключении агрегата от газопровода с установкой заглушки. Соблюдение указанных требований также обязательно при внутреннем осмотре агрегата. Работа внутри печи, котла и других агрегатов допустима только после их охлаждения, проветривания и проверки воздушной среды в рабочем объеме на загазованность. При производстве работ все имеющиеся в агрегате дверцы, люки, взрывные клапаны должны быть открыты. Если окажется, что принятых мер недостаточно для поддержания в камере нормальных метеорологических условий, то она принудительно вентилируется чистым воздухом.

2.20. Поставленный на ремонт агрегат должен быть плотно отключен от общего боровая всеми имеющимися шиберами, а при необходимости и специально выложенной в боровой стенкой

2.21. В качестве личных средств, защищающих от вдыхания вредных газов, применяются противогазы. Разрешается использовать только шланговые или изолирующие противогазы. Применение фильтрующих (вониских противохимических) противогазов и различных противоядных респираторов при выполнении газопасных работ категорически запрещается. Это объясняется тем, что фильтрующие противогазы не поглощают

природный и другие газы, а также продукты их сгорания; пылевые респираторы задерживают только пыль. Кроме того, при выполнении газоопасных работ неизвестен состав выделяемых газов.

2.22. При выполнении газоопасных работ применяют шланговые и кислородно-изолирующие противогазы. Последние (обычно применяют противогазы типа КИП-5, КИП-7, КИП-8, РКК-2М, РМ-1 и др.) при газоопасных работах используются крайне редко, так как требуют квалифицированного пользования, постоянной практики, тщательного ухода и хранения. В противном случае пользование этими противогазами небезопасно.

2.23. При проведении газоопасных работ каждый рабочий и руководитель должны иметь противогазы (шланговый или изолирующий). Однако только работа, проводимая в загазованном ограниченном пространстве (коллектор, колодец и т. д.), выполняется в противогазе. Также в противогазе должна осуществляться работа, при которой существует опасность внезапного выхода газа. В остальных случаях противогазы, полностью подготовленные к применению, находятся на рабочем месте каждого рабочего.

2.24. Нет, не может. Противогаз типа ПШ-1 — самовсасывающий (воздух засасывается через шланг непосредственно легкими человека), и применять его можно только при заборе воздуха с расстояния не более 15 м. При большей длине шланга вдыхание воздуха становится затруднительным (при интенсивной работе дыхание при самовсасывании затрудняется при длине шланга 10 м).

2.25. Да, может. Для этого применяют шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха, обычно типа ПШ-2. При использовании этого противогаза следует учитывать, что электродвигатель, входящий в комплект, невзрывобезопасного исполнения (при работе он должен находиться вне зоны возможного появления газа), а воздуходувка может одновременно питать два шланга и кроме электрического имеет ручной привод. Комплектация противогазов ПШ-1 и ПШ-2 и их технические характеристики приведены ниже.

Комплектация противогазов ПШ-1 и ПШ-2

	пш-1	пш-2
Защитные лицевые маски:		
№ 1	1	2
№ 2	1	2
№ 3	1	2
Соединительные гофрированные трубки (мягкие)	2	4
Гофрированные шланги (армированные) длиной:		

10 м	—	2
20 м	—	2
Фильтр от пыли	1	2
Крепежный штырь	1	2
Пояс с наплечными ремнями	1	2
Веревка (спасательная, сигнальная)	1	2
Вентилятор	—	1
Чемодан	1	—
Деревянный ящик	—	1

Технические характеристики противогазов ПШ-1 и ПШ-2

	ПШ-1	ПШ-2
Масса комплекта, кг	8	50
Подача воздуха	Самовсасывание	Механическая
Максимальный радиус действия, м	20	40
Объем подаваемого воздуха на 1 чел., л/мин	30—60	50—60
Внутренний диаметр шланга, мм	25	—
Сопротивление шланга, мм вод. ст.:		
длиной 10 м	5	—
длиной 20 м	—	6—8

2.26. Лицевая маска противогаза подбирается индивидуально для каждого работника по размеру головы. Номер маски предварительно определяется следующим образом: измеряется голова в двух направлениях (через лоб на затылок и через подбородок на темя); суммируя результаты измерений, получают номер маски. Маски имеют три размера № 1, 2 и 3. Этим размерам соответствует сумма двух измерений головы, см: 93—95, 95—99 и 99—103. Окончательно маска подбирается путем пробного надевания. При выборе противогаза следует помнить, что если маска велика, то возможен подсос газовой смеси (со всеми вытекающими из этого последствиями); если маска окажется мала, то это значительно осложнит работу из-за сдавливания головы и щек, что может привести к головной боли.

2.27. При хранении шланговых противогазов необходимо соблюдать следующие условия:

1) противогазы хранят в специальных шкафах (каждый в индивидуальном отделении) с застекленной передней стенкой, имеющей надпись «Противогазы»;

2) на противогазах должны быть обозначены размеры (номера в нижней части маски), а в шкафу приклеен список лиц, пользующихся противогазами, с указанием номеров закрепленных за ними противогазов;

3) в помещении, где хранятся противогазы, влажность воздуха должна быть 50—60 %, температура 3—20 °С;

4) шкафы с противогазами устанавливают на расстоянии не менее 0,75 м от наружных стен помещения и окон;

5) резиновые части противогазов необходимо пересыпать тальком и укладывать свободно, без резких перегибов и

в несжатом состоянии, так как в таких местах появляются признаки старения резины.

Перед выполнением каждой газоопасной работы противогаз осматривается руководителем работ (при выдаче) и проверяется на плотность самим рабочим. При осмотре шлема следует обращать внимание на целостность стекол и ободов очков, а при осторожном растягивании шлема на наличие проколов, трещин и т. д. Для проверки противогаза на плотность его надевают и крепко зажимают рукой гофрированную трубку. Если дыхание при этом невозможно, то противогаз пригоден к применению. Выдача и применение неисправного или даже внушающего сомнения противогаза строго воспрещаются. Выданный противогаз в конце рабочего дня сдается на хранение.

2.28. Ошибка была допущена при выдаче наряда, так как обеспеченность средствами личной защиты должна определяться и контролироваться руководителем работ именно в этот период. Руководитель работ несет персональную ответственность за невыполнение этих требований. Исключение составляют работы, руководителем которых является рабочий. В этом случае ответственность за обеспеченность рабочих средствами личной защиты и их исправности несет инженерно-технический работник, выдавший наряд-допуск на выполнение газоопасных работ.

2.29. Нет, не допустимо. При выполнении газоопасных работ в котлованах глубиной более 2 м, а также в колодцах, агрегатах, резервуарах рабочий должен надевать спасательный пояс. Конец веревки спасательного пояса должен быть в руках одного из наблюдающих (не менее двух человек), которые находятся с наветренной стороны и следят за воздухозаборным патрубком шлангового противогаза.

2.30. Нет, не допустимо. Пожарные и аналогичные им монтерские пояса не имеют наплечных ремней, а веревка или цепь крепятся непосредственно к поясу. При выполнении газоопасных работ в колодцах, котлованах и т. д. обязательно должны применяться пояса с наплечными ремнями и кольцом на их пересечении для крепления веревки. Пояс должен подгоняться по фигуре рабочего так, чтобы кольцо располагалось на уровне лопаток или выше. Такими поясами комплектуются противогазы ПШ-1 и ПШ-2. Применение стальных цепей запрещено, хотя они могут выдерживать значительную нагрузку, из-за опасности искробразования. Обычно применяют пеньковые или капроновые веревки диаметром около 15 мм. При этом длина спасательной веревки должна быть не менее чем на 3 м больше глубины котлована, колодца и т. д.

2.31. Нет, не могут, по многим причинам: 1) испытание указанного инвентаря должно проводиться не реже 2 раз в год; 2) испытания проводятся специально назначенным для этого инженерно-техническим работником, а не рабочим; 3) резуль-

таты испытания оформляются актом, а не записываются в журнал технического обслуживания оборудования; 4) нагрузка при испытании должна быть 200, а не 150 кгс; 5) время выдержки под нагрузкой спасательных поясов и карабинов 5, а веревок 15 мин. Кроме того, инвентарь по результатам испытаний следовало забраковать.

Инвентарь считается выдержавшим испытания, если после снятия нагрузки:

— на поясе не обнаружено никаких следов повреждений (надрывы, неисправность пряжек, отсутствие заклепок или прорез или поясного материала и т. д.);

— форма карабина не изменилась, а освобожденный затвор свободно и правильно устанавливается на свое место;

— никаких повреждений на веревке не обнаружено, а остаточное удлинение не превышает 5% от ее первоначальной длины.

2.32. Однозначный ответ на этот вопрос невозможен, так как не только срок, но и результаты испытаний (см. упр. 2.31) характеризуют степень пригодности средств для использования в данное время. В каждом конкретном случае степень пригодности спасательного пояса, карабина и веревки определяется наружным осмотром, который проводится перед началом и после окончания каждой газоопасной работы рабочим, пользовавшимся средствами. Степень пригодности веревок перед каждым применением определяется мастером, а после применения в дождливую или снежную погоду — ответственным руководителем работ.

2.33. Воздухообмен в помещениях определяется кратностью вентиляции

$$n = V_n/V_n$$

где V_n — объем подаваемого (отсасываемого) воздуха, м³/ч;
 V_n — объем помещения, м³.

Количество подаваемого воздуха рассчитывается по формуле

$$V_n = 3600 \bar{\omega} F,$$

где $\bar{\omega}$ — средняя скорость воздуха в канале, коробе, трубе, м/с;
 F — площадь поперечного сечения канала, короба, трубы, м².
Средняя скорость в канале с достаточной для практики точностью определяется анемометром или пневмометрической трубкой, устанавливаемой в различных точках сечения.

2.34. При проведении газоопасных работ в колодце в течение длительного времени (более 1 ч) в него должен быть подан воздух в количестве, обеспечивающем трехкратный воздухообмен. Следовательно, производительность воздуходувки $V_n \geq \geq 3 V_n$. Это означает, что воздуходувка пригодна, если в результате испытаний $3600 \bar{\omega} F \geq 3 V_n$ (где V_n — объем колодца,

м²; F — площадь выходного сечения подающего шланга, м²). Для измерения скорости в пределах 0,3—5 м/с применяют крыльчатые анемометры типа АСО-3, скорости 1—20 м/с — чашечные анемометры типа МС-13. Эти анемометры пригодны для измерения расхода воздуха на входе в канал или на его выходе. Измерения анемометром производятся следующим образом. Анемометр вносят в поток и, установив в нужном положении, выдерживают некоторое время, пока крыльчатка не начнет вращаться с постоянной скоростью. Затем, выполнив начальный отсчет по шкале счетчика, одновременно включают счетчик и секундомер. Через некоторый промежуток времени (100—200 с) одновременно останавливают счетчик и секундомер, фиксируя конечный отсчет показаний счетчика и секундомера. По результатам измерений подсчитывают изменение числа делений шкалы в единицу времени:

$$m = (A_2 - A_1) / \tau,$$

где A_1 , A_2 — показания анемометра в начале и конце измерения; τ — время работы анемометра, с. По градуировочному графику прибора (прилагается к каждому прибору), зная m , определяют скорость воздуха. Так как диаметр шланга мал, скорость, измеренную в его центре, можно принять за среднюю ($\bar{\omega} = \bar{\omega}$).

2.35. Методика будет отличаться только определением средней скорости. При расчете расхода воздуха по воздухопроводу большого сечения (диаметр более 350 мм или равновеликий по площади прямоугольник) недопустимо принимать среднюю скорость равной скорости в центре сечения. Поэтому сечение воздухопровода разбивается на ряд равновеликих площадей. Круглое сечение разбивают на ряд равновеликих по площади колец, прямоугольное — на ряд квадратов или прямоугольников. Измерив скорость в каждой из выделенных площадей, находят среднюю скорость по формуле

$$\bar{\omega} = (\omega_1 + \omega_2 + \dots + \omega_n) / k,$$

где $\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n$ — скорость в выделенных площадях, м/с; k — число площадей, в которых измерялась скорость. Число площадей, на которое разбивается сечение, принимается от 3 до 6.

2.36. Для определения расхода воздуха внутри воздухопровода большого сечения на прямом участке выбирают сечение для измерения скорости. Затем выбранное сечение разбивают на равновеликие площади (круглое — на ряд равновеликих по площади колец, прямоугольное — на ряд квадратов или прямоугольников с длиной стороны 150—200 мм). Число колец, на которое разбивается круглое сечение, зависит от диаметра воздухопровода. Воздуховоды диаметром 300—1000 мм разбивают

соответственно на 6—16 колец. Для измерения динамического напора применяют пневмометрические трубки различных конструкций. В круглом сечении воздуховода динамический напор измеряют по одному из диаметров в каждом кольце в двух точках, расположенных симметрично по обе стороны от центра воздуховода.

Расстояние от центра воздуховода до точки измерения в каждом кольце, мм,

$$r_a = R_0 \sqrt{(2a-1)/(2z)},$$

где R_0 — радиус воздуховода, в сечении которого проводятся измерения, мм; a — порядковый номер кольца от центра; z — число колец, на которое разбито выбранное сечение.

В прямоугольном сечении, разбитом на квадраты или прямоугольники, проводят диагонали, на пересечении которых измеряют динамический напор.

Средний динамический напор для круглого сечения определяется по формулам:

$$\bar{h} = K_p \sqrt{h_0};$$

$$K_p = (\sqrt{h_1} + \sqrt{h_2} + \dots + \sqrt{h_n}) / (2z \sqrt{h_0}),$$

а для прямоугольного — по формуле

$$\bar{h} = (\sqrt{h_1} + \sqrt{h_2} + \dots + \sqrt{h_n}) / n,$$

где K_p — коэффициент распределения скорости по сечению воздуховода; h_0 — динамический напор в центре сечения, мм вод. ст.; h_1, h_2, \dots, h_n — динамические напоры в точках измерения (на диаметрах или в точках пересечения диагоналей), мм вод. ст.; n — общее число точек измерения в прямоугольном сечении.

Средняя скорость потока, м/с, в круглом сечении

$$\bar{w} = K_p \sqrt{h_0} \sqrt{2\rho},$$

в прямоугольном —

$$\bar{w} = \bar{h} \sqrt{2g_0 \rho},$$

где ρ — плотность воздуха в точках измерения, кг/м³.

2.37. Простейшая схема пневмометрической трубки типа МНОТ показана на рис. 2-1. Длина удлинителя L выбирается в зависимости от размеров воздуховода. Для измерения динамического напора трубку устанавливают в выбранных точках сечения, как указано в упр. 2.36. Отверстие для измерения полного напора должно быть направлено навстречу потоку воздуха.

При этом угол атаки (угол между вектором скорости потока и направлением носика трубки) не должен превышать 10—15°. Правильность установки трубки определяют по разности между полным и статическим напорами, измеренной микроманометром или U-образным манометром. Наибольшая разность этих напоров будет соответствовать правильному положению трубки. По измеренным динамическим напорам определяют средний динамический напор и среднюю скорость в воздуховоде по формулам, приведенным в упр. 2.36.

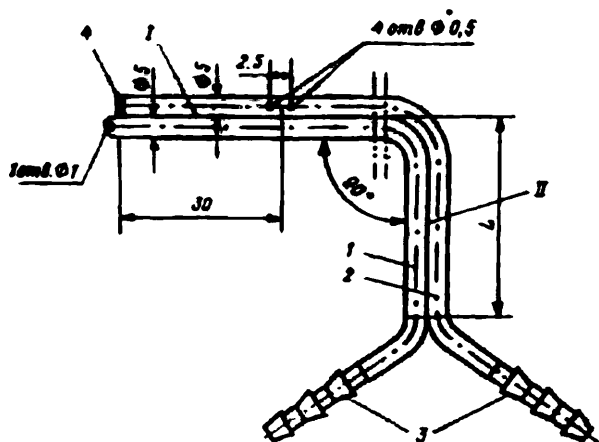


Рис 2-1. Схема пневмометрической трубки.

I — рабочая часть трубки; *II* — дифференциальный манометр; *1* — трубка полного напора; *2* — трубка статического напора; *3* — диффузные концы для присоединения резиновых шлангов; *4* — заглушка.

Наиболее точно динамический напор может быть измерен микроманометром типа ММН. При использовании микроманометра трубку, измеряющую полный напор, соединяют резиновым шлангом со штуцером, помеченным знаком «плюс», а трубку, измеряющую статический напор, — со штуцером, помеченным знаком «минус».

Скорость по измеренному динамическому напору в данной точке подсчитывается по формуле

$$w = K_T \sqrt{2g\rho_m (A - A_0) \sin \alpha / \rho},$$

где K_T — градуировочный коэффициент трубки (при заводском изготовлении указывается в паспорте трубки, при индивидуальном определяется градуировкой в аэродинамической трубе), правильно изготовленная трубка имеет градуировочный коэффициент, близкий к единице; ρ_m — плотность жидкости, которой заполнен микроманометр (обычно спирт), кг/м³; ρ — плотность измеряемого потока, кг/м³; A — показания микромано-

метра при измерении, мм; A_0 — начальное показание микроманометра, мм; $\sin \alpha$ — масштаб микроманометра (указывается в паспорте или на шкале прибора для каждого наклона трубки).

Трубка, показанная на рис. 2-1, с плавным переходом от рабочей части к удлинителю легко вводится в воздуховод. Однако ее фиксация в заданном положении и уплотнение места ввода трубки в воздуховод затруднены. При точных измерениях применяют трубку Прандтля, фиксация и уплотнение которой надежно осуществляются с помощью разрезного сальника.

2.38. Для поддержания нормальных метеорологических условий в помещении газифицированного цеха необходимо: систематически следить за исправностью и правильной эксплуатацией агрегатов и газопроводов, контролировать наличие вредных газов в атмосфере, испытывать, наладживать и контролировать работу вентиляционной системы.

Для контроля атмосферы в цехе следует иметь газоанализаторы и газоиндикаторы. Для испытания и наладки вентиляционной системы необходимо иметь ряд приборов и приспособлений. Для этой цели используются комплекты, в которые входят: два ручных анемометра (чашечный типа МС-13 и крыльчатый типа АСО-3); пневмометрическая трубка ($D=12$ мм, $L=750$ мм); микроманометр типа ММН (длина шкалы 100 мм, $i=0,125; 0,25; 0,5; 1,0$); микротрубка ($D=6$ мм, $L=360$ мм); аспирационный психрометр (пределы измерения относительной влажности воздуха 10—100 % при температуре от -10 до $+40^\circ\text{C}$, время действия заводного механизма 8—10 мин); ручной тахометр III класса (тип НО-10, $n=25—10^4$ об/мин). Весь комплект укладывается в переносном ящике-футляре размером $350 \times 350 \times 190$ мм (масса 11,5 кг), что обеспечивает возможность его ручной транспортировки.

2.39. Проведение ремонтных работ, включая аварийные, а также эксплуатация газового хозяйства невозможны без контроля загазованности среды. Контроль на загазованность осуществляется двумя способами.

Первый способ. В пипетку, аспиратор и т. д. отбирается проба воздуха из наиболее плохо вентилируемого места в контролируемом объеме и анализируется газоанализаторами в лаборатории. Этот способ дает наиболее достоверные данные о загазованности помещения. При этом удается определить не только наличие вредных газов в воздухе, но и их качественный и количественный состав. В качестве газоанализаторов применяются различного типа хроматографы. Однако для анализов на предприятии при этом способе необходимо иметь хорошо оснащенную лабораторию с высококвалифицированным персоналом. Кроме того, анализы требуют много времени.

Второй способ. Применяют различного типа газоиндикаторы, которые позволяют с известной степенью точности установить наличие в воздухе одного или суммы нескольких вред-

ных газов. Преимущества этого способа — высокая мобильность, простота и быстрота определения.

2.40. Загазованность цеха может быть вызвана двумя причинами: попаданием газа из-за неплотности газопроводов или продуктов полного сгорания в атмосферу цеха. Основная составляющая природного газа — метан CH_4 , а вредная составляющая продуктов его полного сгорания — углекислый газ CO_2 . Поэтому для оперативного определения загазованности цеха может быть применен ручной переносимый газондикатор. Для выбора типа и марки прибора могут быть использованы технические характеристики наиболее распространенных газондикаторов, приведенные в табл. 2-1 и 2-2.

При пользовании газондикаторами необходимо иметь в виду следующее.

А. Приведенные в таблицах приборы искровзрывобезопасны, в то время как ранее выпускавшийся прибор ПГФ-11, который еще применяется на практике, взрывоопасен. Таким образом, прибором ПГФ-11 нельзя проводить анализ непосредственно в загазованной среде.

Б. Время, необходимое для выполнения анализа, составляет 1—2 мин.

В. При концентрации газа в замкнутом объеме, например в колодце, превышающей диапазон прибора, анализ проводят, разбавляя пробу чистым воздухом. Забор пробы и воздуха в прибор следует осуществлять одновременно через два штуцера. Такой прием позволяет поднять верхний предел измерения прибора в 2 раза. Во избежание значительной погрешности трассы забора воздуха и пробы следует делать одинакового сопротивления, т. е. равной длины и диаметра.

Таблица 2-1

Технические характеристики электрических газондикаторов типа ПГФ2М1

Марка прибора	Анализируемый газ	Положение переключателя	Диапазон измеряемой концентрации, об. %	Погрешность измерения, об. %
ПГФ2М1-И1А	Метан	PrI	0,37—1,2	$\pm 0,15$
		PrII	1,2—4,2	$\pm 0,5$
ПГФ2М1-И3Г	Коксовый газ	PrI	0,2—1,0	$\pm 0,1$
		PrII	1,0—4,0	$\pm 0,5$
	Пропан-бутан	PrI	0,1—0,4	$\pm 0,1$
		PrII	0,4—2,0	$\pm 0,3$
ПГФ2М1-И4А	Водород	PrI	0,2—0,6	$\pm 0,1$
		PrII	0,6—3,7	$\pm 0,5$

Примечания: 1. Для ПГФ2М1-И1А реперная точка II, для остальных приборов — I (по реперной точке устанавливается ток накала). 2. ПГФ2М1-И3Г может быть использован для определения концентрации в воздухе этилена, этилового спирта, диметилового эфира, бензина.

Таблица 2-2

Технические характеристики оптических газоиндикаторов (шахтные интерферометры) типа ШИ

Показатели	ШИ-3	ШИ-5	ШИ-4ИГА	ШИ-7	ШИ-8, ШИ-9	ШИ-10
Анализируемый газ	CH ₄ , CO ₂		CH ₄ , CO ₂ , O ₂	CH ₄ , CO ₂		
Пределы измерения, %:	0-6		0-100	0-6		
CH ₄	0-6		0-100	0-6		
CO ₂	—		5-20,9	—		
O ₂	±0,3		±2,5	±0,2		
Погрешность измерения, об. %	—		400-600	—		
Срок службы патрона до перезарядки (число измерений)	—		—	500		
Масса прибора, кг	1,4	1,3	2,2	0,85	0,9-1,0	1,6

Таблица 2-3

Некоторые неисправности приборов типа ПГФ2М1-Н1А

Неисправность	Причина	Способ устранения
Стрелка гальванометра не устанавливается на реперную точку даже при полностью выведенном реостате моста	Разрядились батареи	Сменить батареи питания
Прибор не включается при установке переключателя в положение «Контроль» и нажатии кнопки «Накал»	Разрядились или отсутствуют батареи в приборе Обрыв в схеме	Сменить батареи Проверить схему и устранить обрыв
Стрелка скачет при установке прибора на нуль	Подсели плечевые элементы	Сменить плечевые элементы
Нет воспроизводимости результатов при анализе одной и той же смеси	Плохой контакт в кнопке «Накал»	Передать прибор в мастерскую
При проведении анализа прибор зашкаливает при установке переключателя на Пр11	Слишком высокая концентрация анализируемой смеси	Провести анализ с разбавлением пробы чистым воздухом

Г. Каждый прибор рассчитан на выполнение определенного числа анализов, после чего некоторые узлы, приспособления должны заменяться, перезаряжаться и т. д., а сам прибор подлежит контрольной проверке. При неудовлетворительных результатах проверки прибор подлежит ремонту и повторной проверке. Кроме того, каждый прибор должен проходить 1 раз в 6 мес. государственную поверку.

Некоторые неисправности приборов типа ШИ

Неисправность	Причина	Способ устранения
При включении прибора не появляется интерференционная картина или она недостаточно освещена	Ослабло крепление лампы в патроне	Закрепить лампу в патроне, установить его на место и произвести настройку небольшим поворотом патрона за хвостовик
	Перегорела лампа Неисправна электрическая цепь	Заменить лампу Проверить плотность прилегания контактов к сухому элементу
Интерференционная картина частично затемнена Погрешность анализа превышает допустимое значение	Разрядился сухой элемент	Заменить сухой элемент
	Сбилась устиновка лампы Нарушилась юстировка прибора	Проверить установку лампы Передать прибор в мастерскую
	Поглотительный патрон не поглощает углекислый газ	Перезарядить поглотительный патрон
Газовый тракт прибора имеет большое сопротивление	Слабо завернут колпачок мостика	Завернуть колпачок мостика
	Нарушена юстировка прибора	Передать прибор в мастерскую
Газовый тракт прибора имеет большое сопротивление	Ватный фильтр в поглотительном патроне набит слишком плотно	Вскрыть патрон и заменить ватный фильтр
	В поглотительном патроне произошло спекание хлористого кальция	Заменить поглотительный патрон
Прибор систематически занижает показания	Пережата резиновая трубка	Проверить резиновую трубку
	Проникновение загазованного воздуха в тракт чистого воздуха	Проверить целостность резинового колпачка, закрывающего штуцер для чистого воздуха

2.41. Причина неисправности, по-видимому, заключается в том, что перегорел плечевой элемент, и его следует заменить. После замены элемента прибор необходимо подвергнуть контрольной проверке. В табл. 2-3 и 2-4 приведены основные неисправности, их причины и способы устранения для приборов типа ПГФ2М1-ИИА и ШИ.

2.42. Точная количественная и качественная идентификация газов может быть выполнена только в лаборатории. В практике газового хозяйства для оперативного определения обычно пользуются колориметрическим прибором УГ-2 (универсальный газоанализатор). Принцип работы прибора основан на изменении цвета индикаторного реактива под действием определенного газа, содержащегося в прокачиваемом через трубку с индикатором воздухе. Длина окрашенного столбика индикаторного

порошка или перемещение окрашенного его участка в трубке пропорциональны концентрации анализируемого газа в воздухе, которая измеряется по шкале, градуированной в миллиграммах на литр. Применяя индикаторные трубки с различными химикатами (индикаторами), с помощью УГ-2 можно определить содержание в анализируемом воздухе: окиси углерода, окислов азота, сероводорода, аммиака, хлора, толуола, бензола, паров бензина, ацетона и т. д. Погрешность определения в промышленных условиях $\pm 10\%$ от верхнего предела измерения. Продолжительность анализа 3—10 мин. Достоинством прибора УГ-2 является полная безопасность применения в загазованной среде, так как в нем нет нагреваемых частей или искрящих контактов. Срок годности индикаторного порошка в трубках не более 1 мес, запаянного в ампулах — 18 мес.

2.43. При выполнении газоопасных работ для освещения применяются переносные взрывобезопасные светильники или аккумуляторные переносные лампы. Требования к взрывобезопасным аккумуляторным лампам, которые допустимо применять во взрывоопасных помещениях, сводятся к следующему:

- лампа накаливания должна быть закрыта стеклом (колпак, фара) толщиной не менее 5 мм;
- лампа должна иметь затвор для опломбирования и магнитный затвор, который не допускал бы открывания корпуса с находящимся в нем аккумулятором без специального приспособления;

— устройство корпуса должно гарантировать герметичность аккумулятора (исключать возможность выливания электролита) при любом положении лампы.

В настоящее время в газовом хозяйстве нашли наибольшее распространение аккумуляторные лампы типа ЛАУ (с лампой под стеклянным колпаком), типа ЛАТ (с фарой), типа СТ (отличается пластмассовым корпусом, не дающим искр при возможном падении) и типа СГГ (головной светильник с фарой, укрепляемый на каске рабочего; имеет пластмассовый корпус). Лампы с фарой, дающие направленный поток света, более удобны в газовом хозяйстве. Кроме того, на фару лампы ЛАТ может быть надета металлическая обойма с красным стеклом, что позволяет использовать ее в качестве взрывобезопасного сигнального фонаря, часто необходимого при проведении аварийных и газоопасных работ. Непрерывность работы ламп указанных типов 10—12 ч.

2.44. При выполнении газоопасных работ применяют взрывобезопасный инструмент не дающий искр во время работы. Ударные взрывобезопасные инструменты изготавливают из цветных металлов или их сплавов (медь, алюминий, фосфористая бронза, бериллиевая бронза, алюминиевый сплав АП-8 и т. д.). Там, где невозможно использовать инструменты из цветных металлов и сплавов (ограничения по твердости, прочности и

т. д.), применяют стальной обмедненный инструмент. Инструменты для рубки металла и другие приспособления из необмедненных сталей перед употреблением во взрывоопасных условиях необходимо густо смазывать тавотом, солидолом или техническим вазелином. Применение электрических инструментов, дающих искрение (дрели и т. д.), в загазованной среде не допускается.

2.45. Обмеднение обычно производят наплавкой гальваническим или термическим способом. Наплавку меди на инструмент, как правило, осуществляют кислородно-ацетиленовым пламенем, однако такая наплавка недостаточно надежна, а главное требует большого расхода меди. Гальваническое обмеднение дает хорошие результаты, если перед гальванизацией инструмент тщательно обезжирен в магниевой извести, а сам процесс ведется при реверсировании тока 1,5—2,0 А в ванне при температуре раствора 18—20°С. Время обмеднения при этом не превышает 2 ч, слой меди 20—25 мкм. После обмеднения инструмент следует промыть в воде и высушить, а затем самым тщательным образом осмотреть. Если при осмотре обнаружены не покрытые медью места или слой обмеднения отслаивается, инструмент отбраковывается.

Термическое обмеднение, более надежное, но и более трудоемкое и продолжительное, производится в термических печах. После термического обмеднения инструмент должен быть подвергнут термической обработке.

При использовании обмедненных или покрытых смазкой инструментов рабочий должен возможно чаще осматривать рабочие поверхности инструмента (перед началом работы осмотр обязан выполнить руководитель работ) для проверки состояния защитного слоя, так как тонкий слой меди может быть сбит, а смазка стерта.

2.46. Пострадавшего необходимо немедленно вывести (вынести) в незагазованное помещение (на свежий воздух), освободить от всего, что стесняет дыхание (расстегнуть воротник, пояс, вынуть вставные зубы и т. д.). Следует срочно вызвать медицинскую помощь. Дать пострадавшему крепкий чай или кофе, делать наружное согревание (грелка, растирание), не давать заснуть до прибытия врача.

2.47. Действия аналогичны описанным в упр. 2.46, только вместо того, чтобы понюхать пострадавшего часом, ему дают нюхать нашатырный спирт, брызгают на него холодной водой. После приведения пострадавшего в сознание дать покой, но не давать уснуть до прихода врача. При наличии кислородной подушки весьма полезно давать пострадавшему вдыхать через марлю кислород. Кислород впускают при каждом вдохе, надавливая рукой на подушку, в режиме: 5 мин — кислород, 3 мин — перерыв. При описанной ситуации показаний для выполнения приемов искусственного дыхания нет.

2.48. После того как пострадавший вынесен из загазованного помещения и установлено, что он не дышит (окончательным признаком отсутствия дыхания служит незамутнение зеркала, поднесенного к губам пострадавшего), необходимо немедленно приступить к искусственному дыханию (ИД). Для этого необходимо:

— освободить пострадавшего от стесняющей дыхание одежды;

— обеспечить сквозной проход воздуха от губ до легких (открыть рот и освободить его от посторонних предметов, пенной слизи и т. д.);



Рис. 2-2. Проведение искусственного дыхания по способу «рот в рот».

1 — очистка рта; 2 — запрокидывание головы; 3 — положение пострадавшего, обеспечивающее проходимость дыхательных путей; 4 — зажимание ноздрей; 5 — вдыхание (грудь пострадавшего поднимается); 6 — пассивный выдох (грудь пострадавшего опускается).

— придать телу пострадавшего наиболее удобное положение.

Во избежание охлаждения на пострадавшего и под него кладут что-нибудь теплое и обогревают его грелками. Если в процессе ИД пострадавший пошевеливает губами или веками, делает глотательные движения гортанью, то следует прекратить ИД и проверить, не сделает ли он самостоятельного вдоха. Искусственное дыхание следует сразу же прекратить, как только пострадавший начнет дышать самостоятельно, чтобы не помешать восстановлению дыхания. Если через несколько секунд после прекращения ИД пострадавший не начнет самостоятельно дышать, то следует немедленно возобновить ИД. Если пострадавший не начал дышать самостоятельно, ИД должно продолжаться до появления бесспорных признаков смерти, которые может определить только врач.

2.49. В настоящее время разработано и применяется несколько способов «ручного» (без применения специальных аппаратов) искусственного дыхания. Наиболее эффективными являются «рот в рот» и его разновидность «рот в нос». При выполнении искусственного дыхания по этому методу пострадавшего кладут на спину, а под лопатки подкладывают валик из одежды так, чтобы голова могла свободно откинуться назад. Этим обеспечивается отход корня языка от задней стенки гортани и проходимость дыхательных путей. При отсутствии валика голову откидывают назад так, как показано на рис. 2-2; там же показана последовательность ИД.

Вдыхание спасителем (С) воздуха в легкие пострадавшего (П) делается в такой последовательности:

— С глубоко вдыхает в себя воздух;

— С плотно зажимает нос П пальцами руки, лежащей на лбу П;

— С, быстро охватив весь открытый рот П своими губами, за 1 раз (1—2 с) вдыхает (вдувает) весь запас воздуха в легкие П;

— после каждого вдувания (вдоха) освобождают рот и нос П для свободного выхода воздуха из легких (выдох);

— воздух вдувают каждые 5—6 с (приблизительно 12 раз в минуту), при этом 1—2 с приходится на активное вдувание (грудь П должна заметно приподняться) и 4—5 с — на пассивный выдох (за счет опадания тканей легких и естественного сокращения грудной клетки).

При проведении дыхания по способу «рот в рот» на рот П может быть наложена ткань (носовой платок, марля и т. д.), в центре которой сделано небольшое отверстие. Следует подчеркнуть, что только движение грудной клетки П вверх — вниз служит подтверждением эффективности ИД, а также помнить, что если челюсти П плотно сжаты и разжать их не удастся или нет времени, то ИД делается по способу «рот в нос». Последовательность операций такая же, как и при способе «рот в рот». В этом случае вдувание (вдох) выполняют через нос, а рот во избежание выхода воздуха прикрывают ладонью.

ТРУБЫ, ЗАПОРНЫЕ УСТРОЙСТВА И ИХ СОЕДИНЕНИЕ

3-1. Трубы

3.1. Где и как на предприятии должны храниться трубы, арматура и материалы, предназначенные для монтажа и ремонта систем газоснабжения?

3.2. Какие трубы могут применяться при монтаже и ремонте газопроводов?

3.3. Какими основными размерами характеризуют трубы?

3.4. Какие стальные трубы используют при монтаже и ремонте газопроводов?

3.5. Осуществляется проект газификации вновь смонтированных печных установок. На складе предприятия имеются стальные отечественные трубы необходимых размеров, приобретенные для выполнения других работ. Могут ли они быть использованы для монтажа системы газоснабжения?

3.6. Ситуация аналогична описанной в упр. 3.5, но на складе имеются импортные трубы. Могут ли они быть использованы для монтажа системы газоснабжения?

3.7. Какие трубы могут применяться для изготовления импульсных линий?

3.8. Для чего и какие резиновые и резиноканевые рукава могут применяться в системах газоснабжения?

3.9. Какие данные должны быть указаны в сертификате на трубы?

3.10. Что необходимо проверить перед использованием труб для монтажа или ремонта?

3.11. Чуть понижают под условным, рабочим и пробным давлением?

3.12. В каких случаях не разрешается использовать для систем газоснабжения пластмассовые трубы?

3.13. При какой температуре грунта разрешается применять для газопроводов винилпластиковые трубы?

3-2. Сварка, соединительные части,

фланцевые и резьбовые соединения стальных труб

3.14. Каким способом следует соединять стальные трубы для систем газоснабжения?

3.15. Кто проверяет качество сварочных работ при сооружении газопроводов?

3.16. В чем заключается контроль за качеством сварочных работ?

3.17. Необходимо подсоединить к газовой сети вновь смонтированный агрегат. Трубы соединяются с помощью электродуговой сварки. Какие электроды могут быть применены?

3.18. Ситуация аналогична описанной в упр. 3.17, только склепывание производится с помощью газовой сварки. Какая сварочная проволока, кислород и ацетилен могут быть применены?

3.19. В чем заключается операционный контроль сборки и сварки стыков?

3.20. Как производится приемка готовых стыков по внешнему виду?

3.21. В чем сущность проверки качества стыков физическими методами?

3.22. В чем сущность проверки качества стыков механическими испытаниями?

3.23. Как устроена и как устанавливается предохранительная муфта, повышающая надежность сварного шва (рис. 3-1)?

3.24. Из каких материалов изготавливаются соединительные части газопроводов?

3.25. При монтаже системы газоснабжения на подводщем газопроводе необходимо установить арматуру, приборы и т. д. Можно ли это осуществить с помощью резьбовых и фланцевых соединений?

3.26. Какие фланцы могут применяться для подсоединения арматуры, приборов и т. д.?

3.27. Какие материалы следует применять для уплотнения фланцевых и резьбовых соединений?

3-3. Запорные устройства

3.28. Какие требования предъявляются к запорным устройствам?

3.29. Какая запорная (отключающая) арматура может применяться на газопроводах?

3.30. Необходимо заменить задвижку на газопроводе. На складе предприятия имеется идентичная модель задвижки, предназначенная для газовой среды. Паспортные данные задвижки полностью соответствуют условиям эксплуатации газопровода. Может ли она быть немедленно смонтирована на газопроводе, если все необходимые документы для проведения работ оформлены в установленном порядке?

3.31. Можно ли для системы газоснабжения применять арматуру общего назначения (не предназначенную для газовой среды)?

3.32. Как испытывается арматура общего назначения перед монтажом в системе газоснабжения?

3.33. Какие краны наиболее часто применяются в системах газоснабжения предприятий?

3.34. Какие условные обозначения приняты в каталогах для арматуры?

3.35. Какие смазки применяются для натяжных кранов?

3.36. Какие задвижки наиболее часто используют в системах газоснабжения предприятий?

3.37. Для чего предназначен и как устроен электромагнитный вентиль типа СВМГ (рис. 3-3)?

3.38. Для чего предназначен и как устроен электромагнитный клапан типа КГ (рис. 3-4)?

3.39. Как испытывается арматура, предназначенная для газовой среды, перед установкой на газопроводах предприятия?

3.40. Какие материалы применяют при изготовлении сальниковой набивки для газовой арматуры?

3.41. Каковы основные правила пользования арматурой, устанавливаемой в системах газоснабжения предприятий?

3.42. В чем заключается сущность и как производится притирка арматуры, устанавливаемой в системах газоснабжения?

3.43. Укажите причины появления неплотностей в сальниках арматуры.

3.44. На что следует обратить внимание, осматривая шпильку при ремонте арматуры?

3.45. В чем заключается ремонт фланцевых соединений?

3.46. Как, зная диаметр газопровода и максимальное возможное давление в нем, выбрать толщину и диаметр плоской, зажатой между двумя фланцами, заглушки?

* Здесь и далее рисунки см. в разделе «Решения упражнений».

3.1. Трубы, арматура и материалы, предназначенные для монтажа и ремонта систем газоснабжения, следует хранить на складах, обеспечивающих не только их сохранность, но и защиту от механических повреждений, осадков и теплового воздействия, а также от солнечного излучения. Арматура, подверженная коррозии, должна быть покрыта антикоррозионной смазкой. Запорные устройства должны находиться в закрытом положении, а все отверстия закрыты заглушками. Сварочные и другие материалы при хранении не должны засоряться и увлажняться.

3.2. Наибольшее применение для газопроводов получили стальные трубы. В последнее время для подземных газопроводов начали использоваться пластмассовые (полиэтиленовые и винилпластовые) трубы.

3.3. Размер труб характеризуется условным проходом, наружным и внутренним диаметрами. Под условным проходом D , труб, фасонных частей и арматуры понимают их номинальный внутренний диаметр. Принят следующий ряд условных проходов, мм: 3, 6, 15, 20, 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 800 и 1000. Наружный диаметр труб D_n — постоянный, а внутренний $D_{вн}$ — переменный (зависит от толщины стенки). Толщина стенки труб, применяемых для подземных газопроводов, не должна быть меньше 3 мм, а для надземных — меньше 2 мм.

3.4. При монтаже и ремонте газопроводов должны применяться стальные бесшовные, сварные прямошовные и спиральношовные трубы, изготавливаемые из хорошо сваривающихся сталей, содержащих не более, %: углерода — 0,27, серы — 0,05, фосфора — 0,04.

Для наружных газопроводов (подземных и надземных), а также внутренних среднего и высокого давления должны применяться стальные трубы, изготовленные из спокойной стали по ГОСТ 1050—74 (подгрупп «а» и «в», марок 08, 10, 15, 20, категорий 2, 3, 4) и ГОСТ 380—71 (группы В, марок Ст2, Ст3 и Ст4, категорий 2, 3, 4, 5 и 6).

Для газопроводов среднего и высокого давления могут также использоваться трубы из полуспокойной и кипящей стали в следующих случаях: для подземных газопроводов с расчетной наружной температурой воздуха до -30°C включительно; для надземных газопроводов из полуспокойной стали — до -20°C , а из кипящей стали — до -10°C ; для внутренних газопроводов среднего давления с наружным диаметром не более 159 мм и толщиной до 5 мм, если температура стенок труб в процессе эксплуатации не будет ниже 0°C .

При использовании труб из полуспокойной и кипящей стали в указанных случаях необходимо соблюдать следующие усло-

вия: температура стенки труб $t_{ст}$ наружных газопроводов не ниже -20°C для труб из полуспокойной стали и не ниже -10°C для труб из кипящей стали; диаметр наружных газопроводов D не превышает 820 мм для труб из полуспокойной стали и 530 мм для труб из кипящей стали, а толщина стенки труб не более 8 мм; содержание углерода в стали не выше 0,24 %.

Для наружных (подземных и надземных) и внутренних газопроводов низкого давления следует применять стальные трубы, изготовленные из кипящей, полуспокойной или спокойной стали по ГОСТ 380—71 (группы А, Б и В, марок Ст1, Ст2, Ст3 и Ст4, категорий 1, 2, 3, 4, 5 и 6) и по ГОСТ 1050—74 (подгруппы «а» и «в», марок 08, 10, 15, 20, категорий 1, 2, 3, 4).

3.5. Да, могут, при условии, что на трубы имеются сертификаты завода-изготовителя, удостоверяющие их соответствие требованиям, указанным в проекте газификации, а также если трубы не имеют сертификатов завода-изготовителя, но для каждой партии выполнен химический анализ и проведены физические испытания образцов, которые подтверждают пригодность к использованию в системе газоснабжения.

3.6. Да, могут, если документально подтверждено, что по способу изготовления, химическому составу и физическим характеристикам стали (основного и сварочного металла) они соответствуют требованиям СНиП II-37—76, п. 12.4—12.12.

3.7. Для изготовления импульсных линий (импульсные газопроводы) следует применять стальные трубы, пригодные для газопроводов соответствующего давления. Допускается использование труб, изготовленных в соответствии с ГОСТ 617—72 из меди марок М1, М2, М3 (ГОСТ 859—78), а также резиновых и резиноканевых рукавов, отвечающих требованиям, указанным в СНиП II-37—76.

3.8. Резиновые и резиноканевые рукава могут применяться для присоединения КИП, переносных горелок и передвижных агрегатов к газопроводам. Для присоединения КИП разрешается использовать рукава длиной не более 1 м, изготовленные в соответствии с ГОСТ 18698—79, ГОСТ 9356—75, ГОСТ 10362—76 и СНиП II-37—76. Переносные горелки и передвижные агрегаты можно присоединять к газопроводам резиноканевыми рукавами длиной не более 30 м, состоящими не более чем из трех кусков, соединенных специальными гофрированными ниппелями с закреплением хомутами. На газопроводе и перед горелкой следует установить отключающие краны, а рукав надежно закрепить хомутами. Кроме того, рукава необходимо защитить от механических повреждений, защемлений, резких перегибов, теплового воздействия и воздействия агрессивных жидкостей. Перемещение горелок и передвижных агрегатов должно быть ограничено во избежание натяжения рукава. Не допускается проводить рукава через стены, окна, двери.

3.9. Трубы, применяемые для монтажа или ремонта газопроводов, должны иметь сертификаты с указанием размера труб, ГОСТ, в соответствии с которым они изготовлены, марки стали, номера партий, результатов механических и гидравлических испытаний, отметки ОТК о соответствии ГОСТ или ТУ. Маркировке подлежит каждая труба: с наружным диаметром от 57 до 159 мм, с толщиной стенки 3,5 мм и более на расстоянии от торца не более 250 мм, с диаметром больше 159 мм — на расстоянии от торца не более 500 мм. При маркировке указывается товарный знак завода-изготовителя и марка стали, из которой изготовлена труба. Трубы со стенкой толщиной меньше 3,5 мм или с условным диаметром меньше 50 мм не маркируются, но каждый пакет таких труб снабжается биркой.

3.10. Перед использованием труб необходимо проверить: отсутствие разностенности, овальности, расслоений металла, вмятин, поврежденных кромок и других механических повреждений. Выявленные дефекты стремятся исправить, но если это оказывается невозможным, трубы бракуются.

3.11. Условное давление — наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается длительная работа изделия, имеющего определенные размеры, обоснованные расчетом на прочность при 20°C. Рабочее давление — наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается длительная работа изделия при рабочей температуре движущейся среды. Пробное давление — избыточное давление, при котором изделие должно подвергаться гидравлическому испытанию на прочность и плотность водой при температуре не более 100°C.

3.12. Пластмассовые трубы не разрешается использовать в районах с расчетными зимними температурами ниже -40°C, в макропористых просадочных грунтах, глинистых грунтах текучей консистенции, в районах подрабатываемых территорий и в районах с сейсмичностью более 6 баллов.

3.13. Применять винилпластовые трубы разрешается в местах, где температура грунта в зоне прокладки газопровода не падает ниже 5°C.

3.14. Стальные трубы для систем газоснабжения разрешается соединять только сваркой.

3.15. Качество сварочных работ при сооружении газопроводов должны проверять строительско-монтажная организация, а контроль осуществляют технический надзор заказчика и представитель предприятия газового хозяйства.

3.16. Контроль за качеством сварочных работ заключается в следующем: а) проверка права сварщика выполнить работы по сварке газопроводов; б) операционный контроль сборки и сварки стыков и качества применяемых материалов; в) проверка качества стыков внешним осмотром; г) проверка качества стыков физическими методами контроля (просвечивание

рентгеновским или γ -излучением, магнитографическая или ультразвуковая дефектоскопия); д) проверка качества стыков путем механических испытаний.

3.17. Тип и марка электродов подбираются в зависимости от марки свариваемой стали. Для ручной электродуговой сварки применяются толстообмазные электроды по ГОСТ 9467—75 типов Э42, Э46, Э42А, Э46А для малоуглеродистых нелегированных сталей и типа Э50А для малоуглеродистых низколегированных сталей. На электроды и другие сварочные материалы должны быть сертификаты или справки о принадлежности их к партии, имеющей сертификат. При отсутствии документов на сварочные материалы применение их разрешается только после лабораторных испытаний образцов и получения заключения о соответствии данной партии требованиям ГОСТ или ТУ. При этом, если электроды пролежали более 6 мес, использовать их можно только после получения положительных результатов контроля пробного стыка.

3.18. При газовой сварке применяются: сварочная проволока по ГОСТ 2246—70 марки СВ-08А, СВ-08ГА; кислород технический в баллонах по ГОСТ 5583—78; ацетилен в баллонах по ГОСТ 5457—75.

3.19. Пооперационный контроль сборки и сварки стыков заключается в следующем.

1. Проверяются совпадение осей свариваемых труб и смещение кромок, которое должно быть не более $0,15s + 5$ мм (s — наименьшая толщина стенок свариваемых труб). Для обеспечения соосности свариваемых электродуговой сваркой труб применяют центраторы и другие приспособления для фиксации труб.

2. Контролируются размеры зазоров, скосы кромок и приотступлений, которые должны соответствовать требованиям СНиП III-29—76 и ГОСТ 16037—80.

3. Проверяется качество зачистки кромок. Кромки и прилегающие к ним поверхности зачищаются до металлического блеска (снаружи и внутри на ширину не менее 10 мм).

4. Проверяется качество прихваток и их расположение. Прихватки, фиксирующие положение свариваемых труб, следует выполнять теми же электродами или сварочной проволокой, что и основной шов. Прихватки для поворотных стыков должны иметь длину 30—40, а для неповоротных — 50—60 мм. Высота прихватки должна быть равна 40—50 % толщины стенки трубы.

5. Контролируется режим сварки, отдельные слои шва и их форма. При электродуговой сварке труб со скосом кромок 30° и толщиной стенок до 6 мм делают два слоя, а с толщиной стенок более 6 мм — не менее 3 слоев. Перед наложением каждого последующего слоя производят очистку шва от шлака и брызг металла. При ручной газовой сварке накладывают только один слой.

б. Осуществляется внешний осмотр шва.

3.20. Внешний осмотр готовых стыков при электродуговой и газовой сварке заключается в проверке: оцетки шва от шлака и брызг металла, а также от окалины; отсутствия трещин, прожогов, подрезов глубиной более 5 % толщины шва (но не более 0,5 мм), незаваренных кратеров, пор, выходящих на поверхность; качества и высоты усиления шва (высота усиления должна составлять 1—3 мм, но не более 40 % толщины стенки).

3.21. Проверка качества сварных стыков физическими методами заключается в просвечивании рентгеновским или γ -излучением. При просвечивании рентгеновским излучением на пленке можно обнаружить дефекты и их глубину в металле путем сравнения с дефектомером, который фотографируется вместе со швом на пленку. При проверке сварных стыков магнитографический и ультразвуковой методы могут применяться только в сочетании с просвечиванием рентгеновским или γ -излучением. Причем просвечиванием рентгеновским или γ -излучением должно проверяться не менее 20 % от общего числа стыков, подлежащих контролю, но не менее одного стыка, сваренного каждым сварщиком.

Браковка стыков при проверке их физическими методами контроля производится при наличии следующих дефектов:

а) трещины любых размеров и направлений;
б) непровара по сечению шва;
в) непровара в корне шва глубиной свыше 15 % от толщины стенки при электродуговой и 10 % при газовой сварке в соединениях, доступных для сварки только с одной стороны (при суммарной длине непровара в корне шва более $\frac{1}{3}$ периметра шов бракуется независимо от глубины непровара);

г) газовых пор или шлаковых включений, не образующих цепочки или скопления, глубиной больше 15 % от толщины стенки при электродуговой и 10 % при газовой сварке;

д) скопления газовых пор по периметру шва на трех и более участках, имеющих на площади шва 1 см² свыше пяти дефектов глубиной более 10 % от толщины стенки с расстоянием между дефектами, меньшим, чем трехкратный их размер, или равным ему;

е) газовых пор или шлаковых включений, расположенных вдоль шва цепочкой с расстоянием между дефектами, равным или меньшим, чем трехкратный размер дефекта (при суммарной длине дефектов более 200 мм на 1 м шва);

ж) сочетания в шве непровара длиной более 50 мм и шлаковых включений или газовых пор, образующих цепочки и скопления, при глубине дефектов более 10 % от толщины стенки трубы независимо от числа дефектов.

3.22. Механические испытания сварных стыков производятся специальными машинами на растяжение и изгиб (при услов-

ном диаметре труб менее 65 мм — на растяжение и сплющивание). Механические испытания стыков, выполненных всеми видами дуговой сварки, осуществляются на образцах, вырезанных из стыка. Для испытания на растяжение вырезаются три образца с неснятым усилением, а на изгиб — три образца со снятым усилением. При условном диаметре труб менее 65 мм механические испытания производятся на целых стыках. Сварные соединения должны обладать следующими механическими свойствами: предел прочности — не менее нижнего предела прочности основного металла труб, установленного ГОСТ или ТУ на эти трубы; угол загиба — не менее 120° для всех видов сварки, кроме газовой и прессовой (для них допускается

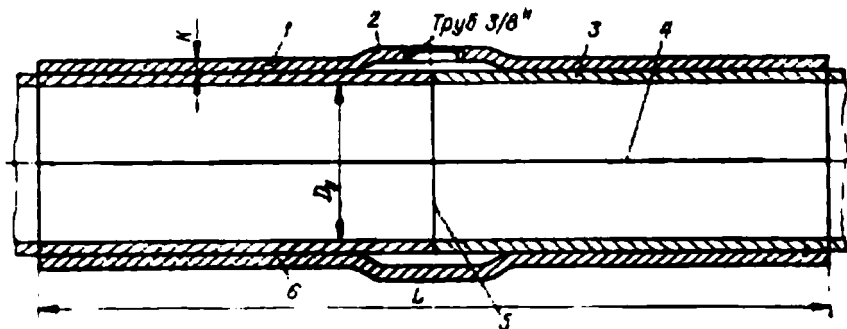


Рис. 3-1. Предохранительная муфта.

угол загиба не менее 100°). Стыки для проведения механических испытаний по требованию представителя заказчика или газового хозяйства должны отбираться в его присутствии.

3.23. Предохранительная муфта, повышающая надежность сварного шва, устанавливается на швах ответственных газопроводов и дефектных швах. Предохранительная муфта, показанная на рис. 3-1, состоит из двух половинок 1 и 6, зига 2 с отверстием. После установки на газопроводе 3 обе половинки муфты свариваются продольными швами 4, которые не должны привариваться к стенке газопровода. С торцевых сторон муфта приваривается к газопроводу. Сварной шов 5 газопровода должен располагаться в зиге 2. Отверстие в зиге 2 заваривается после окончания испытаний сварного шва 5.

3.24. Соединительные части и детали газопроводов должны изготавливаться из ковкого чугуна или спокойной стали (литые, кованные, штампованные, гнутые или сварные) в соответствии с ГОСТ, перечисленными в СНиП II-37—76.

3.25. Да, можно. Установка отключающих устройств, компенсаторов, регуляторов давления и других приборов может производиться с помощью резьбовых и фланцевых соединений. При подсоединении к подземному газопроводу с помощью

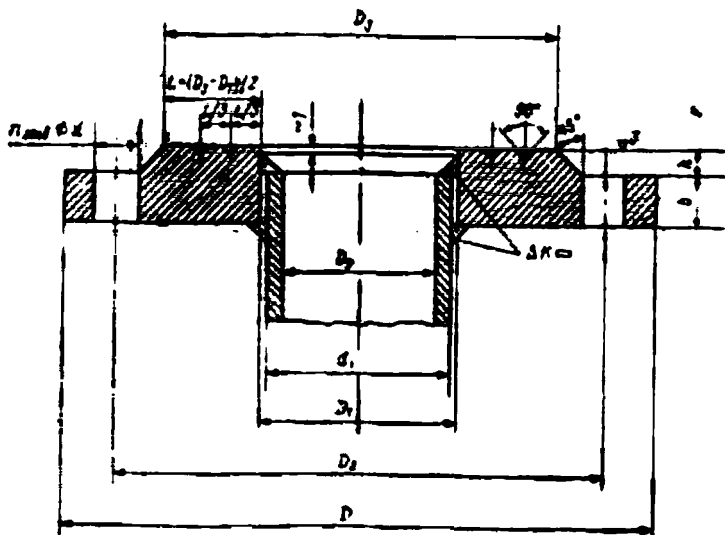


Рис. 3-2. Стальной приварной фланец.

Таблица 3-1

Размеры, мм, стальных приварных фланцев (см. рис. 3-2)

D _н прива- риваема	d ₁	D ₁	D ₂	D ₃	D	b		h	d	n	ΔK	Крепимые болты (п шт.)
						прн P _у ≤ 2,5 кгс/см ²	прн P _у > 2,5 кгс/см ²					
25	32	33	75	60	100	10	12	2	12	4	4	M10
32	38	39	90	70	120	10	12	2	12	4	4	M12
40	45	46	100	80	130	10	13	3	14	4	4	M12
50	57	59	110	90	140	10	13	3	14	4	4	M12
70	76	78	130	110	160	11	13	3	14	4	5	M12
80	89	91	150	128	185	11	15	3	16	4	5	M16
100	108	110	170	148	205	11	15	3	18	4	5	M16
125	133	135	200	178	235	11	17	3	18	8	5	M16
150	159	161	225	202	260	13	17	3	18	8	5	M16
200	219	222	280	258	315	15	19	3	18	8	7	M16
250	273	273	335	312	370	18	20	3	18	8	7	M16
300	325	325	395	365	435	18	20	4	23	12	9	M20
350	377	377	445	415	485	18	22	4	23	12	10	M20
400	426	426	495	465	535	18	24	4	23	16	10	M20

фланцев арматура устанавливается вместе с компенсаторами (стальная арматура, присоединяемая сваркой, может устанавливаться без компенсатора), Применение резьбовых соединений на подземных газопроводах не разрешается.

3.28. Фланцы, применяемые для присоединения арматуры и приборов к газопроводам, должны соответствовать ГОСТ

12820—80. Размеры фланцев выбираются по диаметру газопровода и условному давлению. В соответствии с рис. 3-2 в табл. 3-1 приведены размеры наиболее часто применяемых на практике стальных приварных фланцев.

При изготовлении и монтаже фланцев следует помнить следующие:

— плотность фланцевого соединения во многом зависит от подготовки уплотнительных поверхностей и их строгой параллельности;

— применять фланцы без уплотнительных капавок, что часто наблюдается, недопустимо;

— в качестве крепежных деталей используются болты (см. табл. 3-1) по ГОСТ 7798—70, гайки по ГОСТ 5915—70, шайбы по ГОСТ 11371—78.

3.27. Плотность и срок службы фланцевых и резьбовых соединений во многом определяются правильным выбором уплотнительных материалов. Для уплотнения фланцевых соединений следует применять прокладки: из паронита (ГОСТ 481—80, марка ПМБ) толщиной 1—4 мм и маслобензостойкой резины (ГОСТ 7338—77) толщиной 3—5 мм. Паронитовые прокладки перед установкой необходимо пропитать цилиндрическим маслом и покрыть графитовым порошком. На практике для уплотнения соединения прокладки смазывают сурником или белилами. Этого делать не следует, так как прокладка «прикипает» к уплотнительным плоскостям фланцев и замена ее на действующем газопроводе становится весьма затруднительной. При снабжении предприятия искусственным газом применять резиновые прокладки не допускается, так как эти газы могут разрушить резину. Для уплотнения резьбовых соединений применяют: льняную прядь (ГОСТ 10330—76), фторопластовую ленту ФУМ (ТУ6-05-1388—70, марки I), фторопластовый шнур (МРТУ 6-05-870—66, марок В и К). Перед намоткой на резьбу льняную прядь обмазывают сурником (ГОСТ 19151—73) или свинцовыми белилами (ГОСТ 12287—77), замешанными на натуральной олифе (ГОСТ 7931—76). Фторопластовые материалы обмазки не требуют.

3.28. К запорным устройствам предъявляются следующие требования: герметичность; минимальные потери давления; удобство ремонта и обслуживания; легкость хода и быстрота открытия и закрытия. При выборе материала для арматуры необходимо учитывать условия ее эксплуатации по давлению и температуре газа. Так, в СНиП 11-37—76 указывается, что серый чугун может применяться при давлении до 6 кгс/см² и температуре до —30°С, ковкий чугун, бронза и латунь — при давлении до 16 кгс/см² и температуре не ниже —30°С, углеродистая и легированная сталь — при давлении до 16 кгс/см² и температуре не ниже —40°С.

3.29. На газопроводах может применяться следующая за-

порная арматура; краны, задвижки, вентили и поворотные затворы. Арматура, устанавливаемая на газопроводах, должна быть предназначена для работ в газовой среде. На газопроводах предприятий наиболее часто используют краны и задвижки и реже — вентили. На газопроводах низкого давления в качестве запорных устройств допускается применять гидрозатворы. Поворотные краны должны иметь ограничители поворота и указатели положений «Открыто» и «Закрыто». На кранах с условным проходом до 80 мм должна быть риска, указывающая направление движения газа в пробке. На задвижках должны быть указатели положений «Открыто» и «Закрыто», а с неподвижным шпинделем также указатели степени открытия.

3.30. Нет, не может. Перед установкой, в том числе и при монтаже новой системы газоснабжения, запорная арматура должна быть подвергнута ревизии. Ревизия арматуры, предназначенной для газовой среды, кроме расконсервации, смазки и проверки включает также испытание на герметичность. Задвижки и любая другая арматура могут устанавливаться на газопроводе только в том случае, если результаты испытаний на герметичность окажутся удовлетворительными, т. е. будут соответствовать требованиям ГОСТ 9544—75 для арматуры первого класса герметичности.

3.31. Да, можно. Однако в этом случае кроме ревизии и дополнительных работ по притирке затворов должны быть проведены испытания на прочность и плотность материала арматуры.

3.32. Испытания арматуры, предназначенной для газопроводов низкого давления, производят на прочность и плотность материала — водой при давлении 2 кгс/см². При проверке кранов допускается использовать воздух давлением 2 кгс/см², а задвижки дополнительно испытываются на плотность воздухом при давлении 1 кгс/см². Кроме того, арматура испытывается на герметичность затвора, сальников и прокладок. Краны испытываются воздухом давлением 1,25 p_p (краны, рассчитанные на рабочее давление менее 0,4 кгс/см², — давлением 0,5 кгс/см²). Герметичность затвора задвижек проверяется керосином. Для этого одну из сторон затвора красят меловым раствором, а с другой стороны наливают керосин. Задвижка считается выдержавшей испытания, если через 1 ч на закрашенной стороне затвора не будут обнаружены керосиновые пятна.

Арматуру, предназначенную для газопроводов среднего и высокого давления, испытывают:

— на прочность и плотность материала водой при давлении 1,5 $p_{p \max}$ ($p_{p \max}$ — максимальное рабочее давление), но не ниже 3 кгс/см²; кроме того, задвижки и вентили проходят дополнительное испытание на плотность воздухом в соответствии с ГОСТ 5762—74;

— на герметичность затвора, сальников и прокладок (краны испытываются воздухом при давлении $1.25 p_{p \max}$, а задвижки — керосином, как было описано выше).

3.33. В системах газоснабжения предприятий, как правило, применяются фланцевые краны (пробковые и шаровые). Кроме того, используются фланцевые чугунные и стальные краны со смазкой. Краны герметичнее задвижек, но применяются для основных проходов не более 150 мм

3.34. В каталогах приняты цифровые и буквенные обозначения арматуры. Первые две цифры указывают вид арматуры (кран, вентиль, задвижка и т. д.), а последующие буквы характеризуют материал корпуса (сталь углеродистая, чугун серый и т. д.). Цифры после букв обозначают конструкцию привода, а последние буквы — материал уплотнительных поверхностей. Так, краны обозначаются цифрой 11, вентили — 14 или 15, задвижки — 30 или 31. Материал корпуса: сталь углеродистая — с, сталь нержавеющая — иж, чугун ковкий — кч, латунь, бронза — б. Привод: механический с червячной передачей — 3, с цилиндрической передачей — 4, с конической передачей — 5, пневматический — 6, гидравлический — 7, электромагнитный — 8, электрический — 9. Материал уплотнительных поверхностей: латунь, бронза — бр, нержавеющая сталь — иж, уплотнительные поверхности без колец и наплавки — бк.

3.35. Натяжные краны, используемые вне помещений, смазываются смазкой, состоящей из 50 % горного воска, 40 % цилиндрического масла и 10 % графитового порошка. При более высоких температурах применяют каллисоллин или смазку 1-13с. Шаровые краны смазывают бескислотной смазкой. В кранах с уплотняющей принудительной смазкой применяется кальциевая смазка на касторовом масле желтого цвета (поставляется в форме стержней).

3.36. В системах газоснабжения предприятий применяют фланцевые задвижки (чугунные или стальные). По устройству затвора задвижки бывают клиновые и параллельные, а по устройству для подъема затвора — с выдвигаемым и невыдвигаемым шпинделем. Задвижки могут иметь механический, гидравлический, пневматический, электромагнитный и электрический привод. При этом электрооборудование привода по требованиям взрывобезопасности должно приниматься в соответствии с указаниями ПУЭ.

3.37. Вентиль типа СВМГ (рис. 3-3) предназначен для систем автоматик безопасности в качестве предохранительного быстродействующего отсекающего устройства, прекращающего подачу газа на агрегат или отдельные горелки. Вентиль состоит из корпуса 1, основного 2 и разгрузочного 5 клапанов с уплотнениями из маслостойкой резины 3. Тарельчатая шайба 4, мембрана 6 и диск 7 скреплены накладной гайкой 8. Резиновое уплотнительное кольцо 9 служит для герметизации кожуха.

Упор 10 ограничивает ход клапана и расположенного в кожухе 11 сердечника 13. Сердечник 13 может перемещаться в трубке 14, расположенной в катушке 12. Доступ к основному клапану возможен через съемную крышку 15. Для подъема клапана вручную необходимо снять защитный колпачок 16 и вращать винт 17 в штуцере 18.

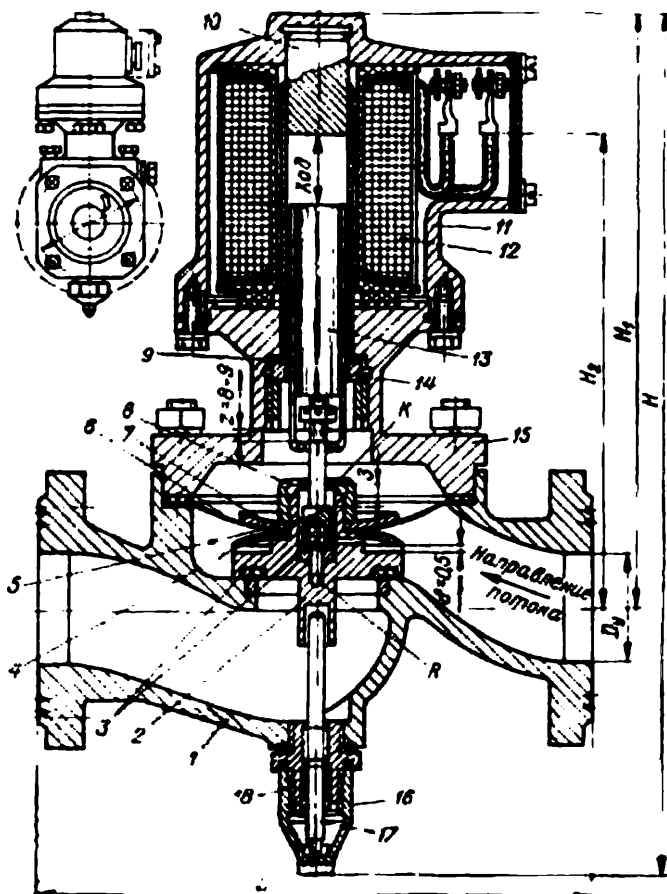


Рис 3-3. Вентиль электромагнитный СВМГ.

В рабочем состоянии клапан открыт, а сердечник 13 находится в верхнем положении в катушке 12 за счет протекания тока через катушку. При отсутствии напряжения на клеммах катушки 12 сердечник 13 и основной клапан опускаются. Под давлением газа на входе в вентиль основной клапан прижимается к седлу. Для выравнивания давления газа под мембра-

ной 6 и над ней служит отверстие К. При подаче напряжения на катушку 12 сердечник 13 перемещается вверх, приподнимая разгрузочный клапан 5. Вследствие этого открываются разгрузочные отверстия R и газ из надмембранной полости сбрасывается в газопровод после вентиля. Уменьшение перепада давления под мембраной и над ней облегчит подъем сердечником 13 основного клапана 2.

Электромагнитные вентили СВМГ выпускаются на условные проходы 25, 40 и 50 мм.

3.38. Электромагнитный клапан типа КГ (рис. 3-4) предназначен для дистанционного или автоматического включения и отключения подачи газа на горелки. Клапан состоит из корпуса 1, крышки 2, мембраны 3, клапана 4, пружины 5, регулировочного болта 6, крышки 7, электромагнита 10, сердечника 11, серьги 12, соединительного устройства 13, мембраны 14, пружины 16, клапана электромагнита 17, седла 18 и штуцера 19. При подаче тока на электромагнит 10 сердечник 11 нахо-

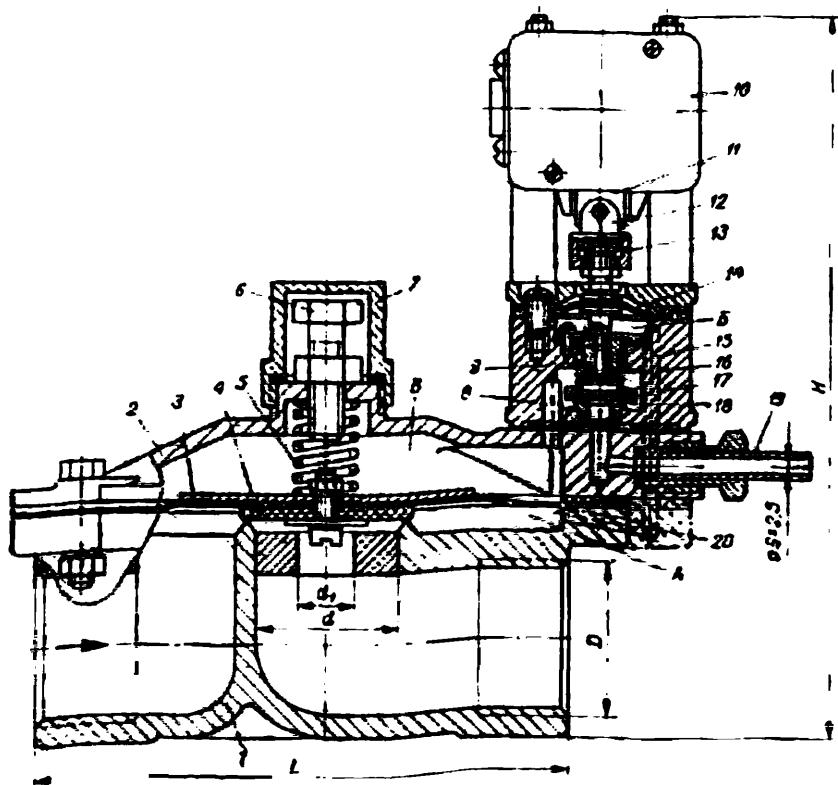


Рис. 3-4. Клапан электромагнитный КГ.

дится в верхнем положении и клапан электромагнита 17 открыт. Вследствие этого полость В через отверстие 8, седло 18 и штуцер 19 соединена с газопроводом за клапаном. Газ перед клапаном, воздействуя на мембрану 3, удерживает ее в верхнем положении, а связанный с ней клапан 4 в открытом положении. При отсутствии напряжения клапан электромагнита 17 под действием веса движущихся частей и пружины 16 опускается, прекращая выпуск газа из полости В. При этом газ при давлении на входе в клапан через сверления 20 и 15 поступает сначала в полость Б, а из нее по отверстиям 9 и 8 в полость В. Вследствие этого давление в полостях А и В выравнивается и под действием веса клапана 4 и усилия пружины 5 прекращается поступление газа в газопровод после клапана за счет его плотного прилегания к седлу.

3.39. Арматура, предназначенная для газовой среды, испытывается на герметичность воздухом. Результаты испытаний запорных устройств должны соответствовать 1-му классу по ГОСТ 9544—75. Испытание кранов на герметичность производится давлением, равным $1,25 p_p$. Краны, работающие при рабочем давлении $p_p < 0,4$ кгс/см², испытываются давлением 0,5 кгс/см². Герметичность задвижек и вентилей проверяют давлением, установленным ТУ в зависимости от типа. Испытание на герметичность задвижек и кранов должно осуществляться в одном из рабочих положений. Вентили испытываются при горизонтальном положении шпинделя. Положение затвора при испытании изменяют дважды. Пробку крана дважды открывают и закрывают, а затворы у задвижек и клапаны у вентилей дважды открывают и закрывают на 30 % хода. Для определения плотности арматуры возможные места пропуска воздуха проверяют мыльной эмульсией.

3.40. Для изготовления сальниковой набивки обычно применяют асбестовый шнур, пропитанный жиром с добавлением графита. Состав такой набивки следующий: 50 г шнурового асбеста, 40 г технического жира и 10 г графитового порошка. Жир растапливают и, добавляя графит, хорошо перемешивают. В эту массу укладывают асбестовый шнур, который должен хорошо пропитаться. Могут применяться и другие материалы, например асбестовый плетеный шнур, пропитанный тальком. Размеры плетеного шнура выбирают по зазору между шпинделем и стенкой сальника; шнур должен плотно входить в этот зазор. Шнур укладывают кольцами с косыми срезами концов и с расположением стыков вразбежку. Уложив два-три кольца, их уплотняют, обжимая разрезными полукольцами. Так заполняют за несколько приемов всю коробку сальника, оставляя для установки крышки 4—5 мм. При заправке сальниковой набивки необходимо следить, чтобы крышка сальника находилась в гнезде без перекоса. Это можно определить по одинаковому размеру зазора у шпинделя в отверстии крышки сальника. При

обжатии набивки следует проверять легкость вращения шпинделя, не допуская чрезмерного уплотнения набивки, при котором шпиндель будет туго вращаться.

3.41. Задвижки и вентили должны открываться и закрываться без применения удлиняющих рычагов. Однако при диаметре арматуры более 25 мм допускается использование «вилки», надеваемых на маховик. Открывать арматуру следует осторожно, сначала на $\frac{1}{2}$ —1 оборот маховика. После открытия задвижки и вентиля следует повернуть маховик в обратную сторону на $\frac{1}{2}$ оборота во избежание заедания в резьбе шпинделя. Тяжелый ход шпинделя обычно вызывается чрезмерной затяжкой сальника и плохим состоянием самого шпинделя. Во время работы оборудования следует проверять плотность действующей арматуры сообразно с местом и условиями ее работы. Арматуру, устанавливаемую на улице, желательно ограждать во избежание механических повреждений. Следует систематически следить за состоянием окраски арматуры, особенно устанавливаемой в колодцах.

3.42. Основной операцией, выполняемой при ремонте арматуры, является притирка уплотнительных поверхностей, при которой используются абразивные порошки. Сущность притирки заключается в том, что зерна микропорошка, находящиеся между твердой уплотнительной поверхностью и более мягкой поверхностью притира, вдавливаются в притир и при его движении срезают шероховатости притираемой поверхности уплотнительного кольца. Дефекты уплотнительных поверхностей глубиной более 0,05—0,06 мм целесообразно выводить шлифовкой на станках или с помощью специальных приспособлений. Весьма существенное значение для качества притирки имеет правильный выбор сорта микропорошка и номера зернистости, т. е. размера зерен. Поверхности притираются только возвратно-круговым движением с постепенным поворотом на всю окружность. Нажимать притир следует с таким усилием, чтобы обеспечить давление 0,5—1,5 кгс/см². Сильнее нажимают при грубой притирке, а слабее — при доводке.

3.43. Опыт эксплуатации арматуры показал, что неплотности в сальниках обусловлены плохим качеством набивки или неправильной укладкой ее в камере. При смене набивки следует тщательно очищать камеры сальников от остатков старой набивки. При этом нельзя пользоваться острым металлическим инструментом (зубилом, ножом и т. д.) во избежание повреждения поверхности шпинделя.

3.44. При ремонте арматуры поверхность шпинделя должна быть тщательно проверена, так как шпиндель, покрытый ржавчиной или имеющий задиры, не обеспечивает плотности сальника даже при высококачественной набивке. Очищать шпиндель рекомендуется окисью хрома, разведенной в чистом шлифовальном масле до консистенции сметаны. Кусок чистого

войлока обмакивают в разведенную окись хрома и стирают им грязь или ржавчину с поверхности до тех пор, пока она не станет чистой. В процессе осмотра шпиндели проверяют уплотнительную поверхность имеющейся на нем заточки, которая не допускает проникновения рабочей среды в сальник при поднятом до отказа клапане. Необходимо также проверить надежность крепления клапана к шпинделю и наличие слабину в этом креплении, необходимой для самоустановки тарелки вентиля при закрытии.

3.45. При ремонте фланцевых соединений ликвидируют дефекты на уплотнительных поверхностях посредством различных приспособлений в зависимости от характера дефекта и области его распространения. Раковины и забонны единичного характера глубиной 1—5 мм устраняют электронаплавкой предварительно расчищенного дефектного участка, затем лишний металл срубают зубилом заподлицо с поверхностью зеркала, а фланец шлифуют абразивным диском. Дефекты глубиной 0,5—2 мм, распространенные по всему зеркалу фланца, следует ликвидировать на токарном станке, возможно также применение соответствующих приспособлений для проточки зеркала фланцев на месте. Дефекты глубиной 0,05—0,5 мм (язвины, забонны, царапины, радиальные риски) лучше всего устранять абразивным диском, приводимым во вращение пневматической машинкой. Дефекты глубиной менее 0,05 мм устраняют притиркой. В качестве притира применяют чугунный диск и ведут притирку с притирочным порошком, приготовленным из наждака; в качестве смазки в процессе притирки используют чистое машинное или турбинное масло.

Причиной неплотности фланцевых соединений также может быть непараллельность фланцев. Поэтому перед установкой прокладки необходимо убедиться не только в чистоте, но и в параллельности фланцев, что легко сделать, измерив зазор между плоскостями фланцев, когда они стянуты.

3.46. Сначала, пользуясь рис. 3-2 и табл. 3-1, определяют диаметр заглушки. Диаметр заглушки должен быть $D = D_3$. Толщина заглушки рассчитывается по формуле

$$s \geq 0,4D \sqrt{p'(100\sigma_2)}$$

где p — максимально возможное давление в газопроводе, кгс/см²; σ_2 — допустимое напряжение материала заглушки, кгс/мм².

После изготовления заглушка должна быть испытана (обычно проводят гидравлическое испытание). Испытательное давление не должно превышать значения, определенного по формуле

$$p_n \leq 260 (s^2/D^2) \sigma_n$$

где σ_b — предел прочности материала заглушки при растяжении (при 20 °С), кгс/мм². Значения σ_d и σ_b для различных марок стали приведены в табл. 3-2.

Таблица 3-2

Значения σ_d и σ_b для различных марок стали

Показатель	Ст.2	III	Ст.3	15, 16к	Ст.4	20, 20к	22к	25, 25к
σ_d ($t = 20 + 260$ °С)	9,1	9,1	10,1	9,9	10,7	11,0	11,8	11,8
σ_b	34	34	38	37	40	41	44	44

ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ (ГРП) И УСТАНОВКИ (ГРУ)

4-1. Назначение и устройство оборудования ГРП (ГРУ)

- 4.1. Объясните назначение ГРП (ГРУ).
- 4.2. Как принято классифицировать ГРП (ГРУ)?
- 4.3. Какая разница между ГРП и ГРУ?
- 4.4. На рис. 4-1 показана схема ГРП (ГРУ). Укажите название оборудования и отдельных узлов, обозначенных цифрами.
- 4.5. На рис. 4-2 показаны два газовых фильтра. Укажите назначение фильтра и название деталей, обозначенных цифрами, а также область применения фильтров.
- 4.6. Какие требования предъявляются к прочности фильтров?
- 4.7. Укажите максимально допустимую потерю давления на фильтрах с условным проходом от 80 до 500 мм.
- 4.8. Для чего предназначены предохранительные запорные клапаны (ПЗК) и где они должны устанавливаться?
- 4.9. На рис. 4-3 показан предохранительный запорный клапан типа ПК. Перечислите основные детали клапана, обозначенные цифрами, и опишите принцип его работы.
- 4.10. На рис. 4-4 показан предохранительный запорный клапан типа ПК11. Перечислите основные детали клапана, обозначенные цифрами, и опишите принцип его работы.
- 4.11. Какова должна быть точность срабатывания предохранительного запорного клапана?
- 4.12. Как принято классифицировать регуляторы давления по принципу работы?
- 4.13. Какие требования предъявляются к конструкции регулятора давления?
- 4.14. Что понимают под устойчивой и неустойчивой работой регулятора давления?
- 4.15. Что такое степень неравномерности регулирования?
- 4.16. На какие начальные и конечные давления выпускаются регуляторы давления?
- 4.17. Какие регуляторы давления в настоящее время наиболее часто применяются в ГРП (ГРУ) предприятий?
- 4.18. На рис. 4-5 показан регулятор среднего давления (прежнее название РСД). Укажите область применения, название деталей, обозначенных цифрами, и принцип его работы.
- 4.19. На рис. 4-6 показан регулятор типа РДС. Укажите название деталей, обозначенных цифрами, и опишите принцип работы регулятора.
- 4.20. На рис. 4-7 показана схема регулятора давления типа РДУК. Укажите название узлов, обозначенных цифрами, и опишите принцип работы регулятора.
- 4.21. На рис. 4-8 показана конструкция регулятора РДУК2. Перечислите основные детали регулятора давления и пилота, обозначенные цифрами.
- 4.22. Для чего предназначены сбросные предохранительные клапаны и какие конструкции применяются для высокого и среднего давления газа?

- 4.23. Для чего предназначена обводная (байпасная) линия и зачем на ней устанавливаются два запорных органа?
- 4.24. Вышла из строя задвижка после регулятора давления, но на складе имеются только вентили с нужным условным проходом. Ответственный за газовое хозяйство дал указание поставить стальной вентиль вместо задвижки. Правильно ли он поступил?
- 4.25. Для чего предназначены продувочные свечи ГРП (ГРУ) и какие требования к ним предъявляются?
- 4.26. Во время продувки оборудования ГРП и воздуха, поступающего через приточные насадки, чувствуется запах газа. Укажите возможные причины этого явления.
- 4.27. В связи с выходом из строя вторичного прибора с диаграммой, приводимой в движение от часового механизма, мастер КИИП дал указание установить вторичный прибор с электроприводом в нормальном исполнении. Правильно ли поступил мастер КИИП?
- 4.28. Можно ли заменить установленные в ГРУ указывающие манометры на регистрирующие?
- 4.29. Ответственный за газовое хозяйство дал указание установить телефон, имеющий нормальное исполнение, в помещении ГРП. Правомочны ли его указания?
- 4.30. Какие требования предъявляются к вентиляции помещения ГРП и ГРУ?
- 4.31. Возникла необходимость улучшить освещение ГРП, а светильников по взрывозащищенному исполнению на предприятии нет. Что должен предпринять ответственный за газовое хозяйство?

4-2. Обслуживание оборудования ГРП (ГРУ)

- 4.32. Какие операции необходимо выполнить перед включением в работу (пуск газа после приемки в эксплуатацию) регулятора давления РДУК2?
- 4.33. На какое давление настраиваются предохранительные запорные и сбросные клапаны ГРП (ГРУ)?
- 4.34. Какая должна быть выполнена проверка отдельных узлов регулятора РДС с пилотом типа РУП при его первичном пуске после приемки в эксплуатацию?
- 4.35. Каков порядок пуска ГРП (ГРУ), схема которой показана на рис. 4-9?
- 4.36. Пользуясь рис. 4-9, перечислите операции, которые необходимо выполнить для перехода с регулятора давления на обводную (байпасную) линию.
- 4.37. Перечислите операции, которые необходимо выполнить для перехода с обводной (байпасной) линии на регулятор давления, пользуясь рис. 4-9.
- 4.38. Какие меры предосторожности необходимо выполнять при осмотре оборудования ГРП (ГРУ)?
- 4.39. Укажите порядок проверки оборудования ГРП (ГРУ) при перемене смены.
- 4.40. Укажите сроки и объем технического обслуживания оборудования ГРП (ГРУ).
- 4.41. Укажите сроки и объем работ при текущем ремонте оборудования ГРП (ГРУ).
- 4.42. Укажите сроки и объем работ при капитальном ремонте оборудования ГРП (ГРУ).
- 4.43. При наличии каких неисправностей оборудования ГРП (ГРУ) проводятся аварийно-восстановительные работы?
- 4.44. Какие операции и в какой последовательности выполняются при проверке воздухом настройки предохранительных пилотных клапанов типа ПКП и ПК, если оборудование ГРП (ГРУ) не работает?

4.43 Укажите порядок проверки настройки предохранительных запорных клапанов типа ПКН и ПК воздухом и газом при работе оборудования ГРП (рис. 4-10).

4.46. При проверке срабатывания сбросного пружинного предохранительного клапана установлено, что он начал отрываться при превышении установленного давления на 6 % и полностью открылся при превышении установленного давления на 16 %. Требуется ли перенастройка клапана?

4.47. Какие операции необходимо выполнить, если сопротивление газового фильтра превышает допустимое значение?

4.48. В ГРП (ГРУ) среднего давления требуется заменить задвижку перед регулятором давления. На складе предприятия имеются задвижки общего назначения из серого чугуна с требуемым условным проходом. Можно ли использовать такую задвижку для установки вместо вышедшей из строя?

4.49. В какие сроки и в каких местах берется проба воздуха в помещении ГРП (ГРУ) для определения наличия в нем газа?

4.50. При проверке настройки ПЗК, рассчитанного на срабатывание при минимальном давлении газа 100 мм вод. ст., установлено, что удастся настроить его на срабатывание при 93 мм вод. ст. или при 106 мм вод. ст. На какое из указанных давлений следует настроить ПЗК?

4.51. Во время присма (сдачи) смены в ГРУ котельного цеха сработал ПЗК. Кто выполняет операции по ликвидации аварии?

4.52. Какая минимальная температура воздуха может поддерживаться в помещении ГРП (ГРУ)? Что может произойти при ее падении ниже допустимой?

4-3. Неполадки и аварии в работе оборудования ГРП (ГРУ)

4.53. Как повлияет на работу регулятора РДУК2 засорение импульсных линий и их дросселей на них, указанные стрелками на рис. 4-7?

4.54. Следует ли смазывать подвижные механические узлы регулятора давления РДУК2?

4.55. Каковы причины, по которым возможна «качка» (колебание давления) в работе регулятора РДУК2?

4.56. Какие изменения в работе регулятора РДУК2 будут наблюдаться, если произойдет заедание штока основного клапана в направляющей втулке?

4.57. Укажите причину неисправности, если давление газа после регулятора РДУК2 постепенно падает, временами повышается и наконец спадает до нуля.

4.58. По каким причинам при отсутствии расхода газа давление после регулятора РДУК2 постепенно и непрерывно повышается и как устранить эту неисправность?

4.59. Укажите возможные неисправности регулятора давления РДС с пилотом РУН (см. рис. 4-6), если:

а) при ввертывании винта пилота давление газа после регулятора не поднимается;

б) внезапно резко повысилось давление газа после регулятора;

в) внезапно резко упало давление газа после регулятора;

г) при отсутствии расхода газа давление после регулятора постепенно и непрерывно повышается;

д) давление газа после регулятора пульсирует;

е) регулятор не работает, т. е. давление после него не меняется в соответствии с изменением начального давления газа и расхода агрегатами.

4.60. Укажите возможные неисправности регулятора среднего давления (прежнее название РСД), показанного на рис. 4-5, если:

а) при ввертывании винта пилота давление газа после регулятора не повышается;

б) при полностью вывернутом винте пилота давление газа после регулятора растет;

в) регулятор работает с пульсацией;

г) при уменьшении расхода давление газа заметно отклоняется от заданного и медленно восстанавливается.

- 4.61. Что произойдет, если порвется мембрана предохранительного запорного клапана?
- 4.62. Каким способом можно наиболее быстро прекратить подачу газа на ГРП (ГРУ) к агрегатам?
- 4.63. Как может отразиться на работе оборудования ГРП (ГРУ) быстрое прекращение подачи газа на один из работающих агрегатов?
- 4.64. По каким признакам можно определить пропуск газа предохранительным сбросным клапаном?
- 4.65. Что необходимо предпринять, если при нормальном уровне жидкости по водомерному стеклу обнаружен пропуск газа гидравлическим предохранительным сбросным клапаном?
- 4.66. При переходе с байпаса на регулятор давления начальник смены начал поднимать рычаг 4 клапана ПК (см. рис. 4-3), но поднять клапан ему не удалось, несмотря на приложенные усилия. В чем причина описанного явления?
- 4.67. Перечислите действия обслуживающего персонала при выходе из строя ротационного счетчика типа РС, показанного на рис. 4-11.
- 4.68. Какие операции обязаны выполнить машинисты котлоагрегатов и начальник смены при разрыве мембраны регулятора давления РДУК2?
- 4.69. По каким причинам внезапно резко повысилось давление газа после регулятора РДУК2 и какие меры необходимо принять?
- 4.70. По каким причинам внезапно резко снизилось давление газа после регулятора РДУК2 и какие меры следует принять?
- 4.71. Что необходимо предпринять, если при обходе оборудования ГРП обнаружен запах газа в помещении?
- 4.72. Каковы причины и что необходимо предпринять при появлении резких колебаний давления газа после регулятора РДУК2?

РЕШЕНИЯ УПРАЖНЕНИЯ

4.1. ГРП (ГРУ) предназначены для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне независимо от давления перед ГРП (ГРУ) и расхода газа установленным на предприятии оборудованием. Кроме того, в ГРП (ГРУ) производится очистка газа, учет расхода и измерение его параметров, а также предохранение системы газоснабжения предприятия от повышения или понижения давления газа в недопустимых пределах.

4.2. ГРП и ГРУ принято классифицировать в зависимости от давления газа, поступающего в них. По этому признаку ГРП (ГРУ) разделяют на следующие группы:

- среднего давления (свыше 0,05 до 3 кгс/см²);
- высокого давления (свыше 3 до 12 кгс/см²).

4.3. ГРП сооружаются на территории предприятий и предназначены для газоснабжения крупных потребителей газа. ГРП могут размещаться в отдельно стоящих зданиях, в пристройках к зданиям или в шкафах, устанавливаемых на несгораемой стене снаружи здания или на отдельно стоящей несгораемой опоре, а также на несгораемой крыше промышленного здания. ГРУ монтируется в помещениях, где расположены газопотребляющие установки и агрегаты небольшой производительности (в печных цехах, котельных и т. д.).

4.4. На рис. 4-1 цифрами обозначены: 1 — общее запорное устройство (завдвижка) на входном газопроводе; 2 — трубопро-

вод для продувки газопровода перед ГРУ; 3 — штуцер для контроля окончания продувки газопровода перед ГРУ; 4 и 9 — задвижки для включения и отключения основного оборудования ГРУ; 5 — газовый фильтр; 6 — предохранительный запорный клапан; 7 — регулятор давления; 8 — патрубок для присоединения импульсных линий к регулятору давления, предохранительному запорному клапану и КИП; 10 — тройник для облегчения промывки ротационного счетчика; 11, 20 — задвижки для отключения ротационного счетчика; 12 — общее запорное устройство на выходе из ГРУ; 13 и 14 — край и штуцер для периодической проверки настройки сбросного клапана;

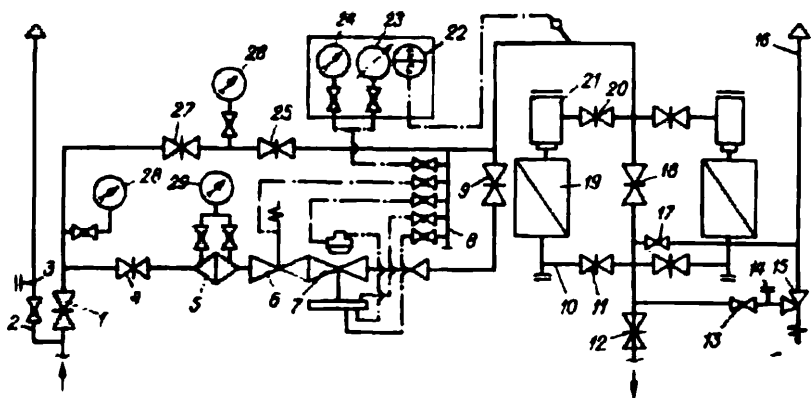


Рис 4-1. Схема ГРУ (ГРУ).

15 — сбросной предохранительный клапан; 16 — продувочный газопровод; 17 — кран на продувочном газопровode; 18 — задвижка на обводной линии ротационных счетчиков; 19 — ротационный счетчик; 21 — фильтр-ревизия; 22 — термометр, регистрирующий температуру газа; 23, 24 — манометры, регистрирующий и показывающий давление газа после регулятора; 25, 27 — задвижки на обводной (байпасной) линии; 26 — манометр показывающий; 28 — манометр, показывающий давление перед регулятором; 29 — манометр показывающий для измерения сопротивления фильтра.

4.5. Фильтры, показанные на рис. 4-2, предназначены для очистки газа, поступающего в ГРУ (ГРУ), от механических примесей (пыли, ржавчины и т. д.), которые приводят к износу оборудования и арматуры. На рис. 4-2, а показан сетчатый фильтр, применяемый для небольших расходов газа. Эти фильтры выпускаются с условным проходом $D_s = 25$ и 50 мм. Сетчатый фильтр состоит из корпуса 1, сетки с мелкими ячейками 2 и колпака 3. Цифрой 4 показаны отверстия для штуцеров дифференциального манометра. Кассетный чугунный литой

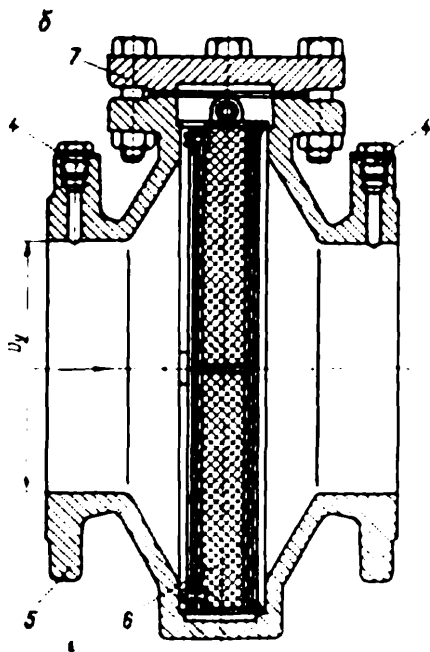
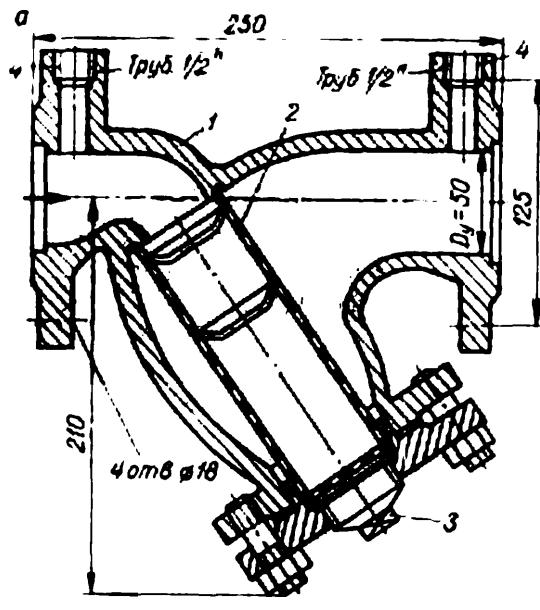


Рис. 4-2. Головные фильтры.
 а — сетчатый; б — картриджный.

фильтр с условным проходом от 80 до 500 мм (рис. 4-2, 6) в корпусе 5 имеет кольцевой паз, в который вставляется кассета 6. Торцевые стенки кассеты затянуты проволочной сеткой, а сама кассета заполнена прессованным конским волосом. Крышка 7 закреплена болтами, а отверстия 4 предназначены для штуцеров, к которым подключается дифференциальный манометр. Кассетный фильтр применяется в ГРП (ГРУ) котельных, печных и других цехов предприятий.

4.6. Фильтры, работающие под давлением более 0,7 кгс/см², должны удовлетворять требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», утвержденных Госгортехнадзором СССР.

4.7. Максимально допустимая потеря давления для фильтров с условным проходом от 80 до 500 мм (кассетных) составляет 1000 мм вод. ст. Сопротивление фильтра при чистой кассете обычно 400—500 мм вод. ст.

4.8. Предохранительные запорные клапаны предназначены для автоматического прекращения подачи газа при повышении или понижении его давления в недопустимых пределах; в ГРП (ГРУ) их устанавливают перед регулятором давления, а импульс на срабатывание берут после регулятора давления.

4.9. Предохранительный запорный клапан типа ПК (рис. 4-3) в настоящее время не изготавливается, но в эксплуатации их еще довольно много. Клапан состоит из корпуса 1, тарельчатого золотника 2 с мягкой резиновой прокладкой, закрепленного на штоке 3. Рычаг 4 имеет защелку 6, посредством которой сцепляется с рычагом 5, удерживающим золотник 2 в открытом положении. В мембранной головке ПК расположена мембрана 7, жестко связанная с промежуточным штоком, который удерживает рычаг с защелкой 11 в горизонтальном положении. Защелка 11 удерживает ударник 12 в приподнятом положении. Промежуточный шток с мембраной нагружен грузами 10 и 9. Грузы 9 служат для настройки клапана на срабатывание при повышении давления газа сверх допустимого предела, а грузы 10 — при понижении давления меньше допустимого предела. Вентиль 8 предназначен для выравнивания давления газа перед клапаном и после него, что позволяет уменьшить усилие при открывании клапана. Срабатывание клапана происходит следующим образом. Под мембрану 7 подается по импульсной трубке газ конечного давления, удерживающий ее в определенном положении. При уменьшении давления ниже заданного значения мембрана опускается и защелка 11, поднимаясь, освобождает ударник 12, который падает и, ударяя по рычагу 4, выводит его из зацепления с рычагом 5, что приводит к опусканию клапана 2 и прекращению подачи газа. При повышении конечного давления газа выше определенного значения мембрана 7, поднимаясь, преодолевает вес груза 9 и защелка 11 опускается

вниз, освобождая ударник 12, что в результате приводит к опусканию клапана 2 и прекращению подачи газа.

4.10. В комплекте с регуляторами типа РДУК устанавливаются предохранительные запорные клапаны типа ПКН и ПКВ. В головке 6 клапана (рис. 4-4) размещена мембрана 10, жестко связанная со штоком 12, на котором расположен груз

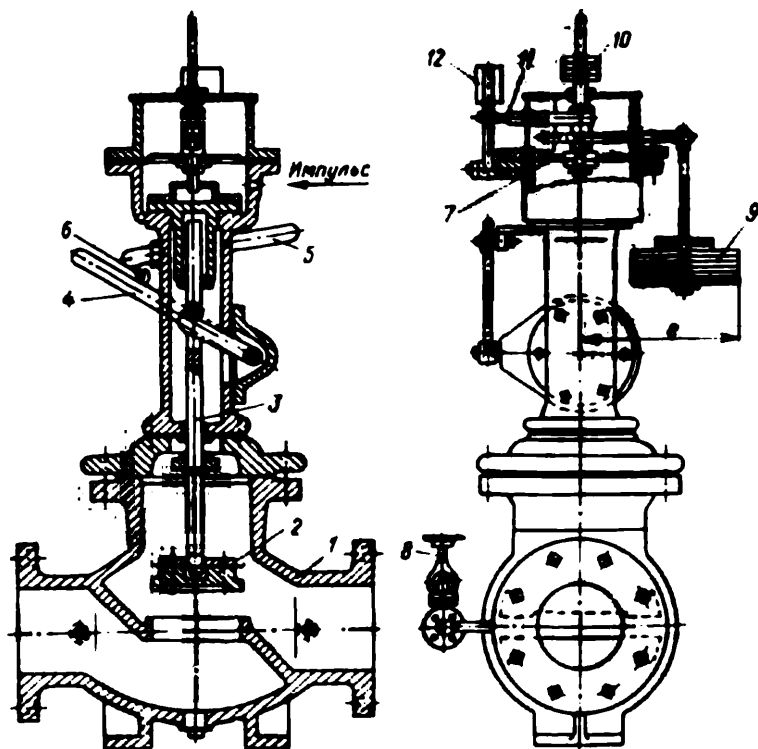


Рис. 4-3. Предохранительный запорный клапан ПК.

13, предназначенный для настройки на минимальное давление газа. Под мембрану 10 через импульсный штуцер 5 подается газ конечного давления, удерживающий мембрану и коромысло 15 в определенном положении, при котором штифт 16 удерживает ударник 7 в верхнем положении. При этом рычаг 9 также находится в верхнем положении, основной клапан 2 поднят, штифт 8 сцеплен с крючком анкерного рычага 4. Регулировочный стакан 14 при изменении натяжения пружины 11 позволяет настраивать клапан на срабатывание при повышении конечного давления газа в недопустимых пределах.

При недопустимом повышении конечного давления газа мембрана 10 перемещается вверх, преодолевая усилие пружины 11, в результате чего штифт 16 ударника выходит из зацепления с коромыслом 15. Ударник 7 падает и ударяет по анкерному рычагу 4, вследствие чего рычаг 9 выходит из зацепления со штифтом 8 и падает, закрывая сначала основной клапан, а затем разгрузочный 3. При недопустимом понижении конечного

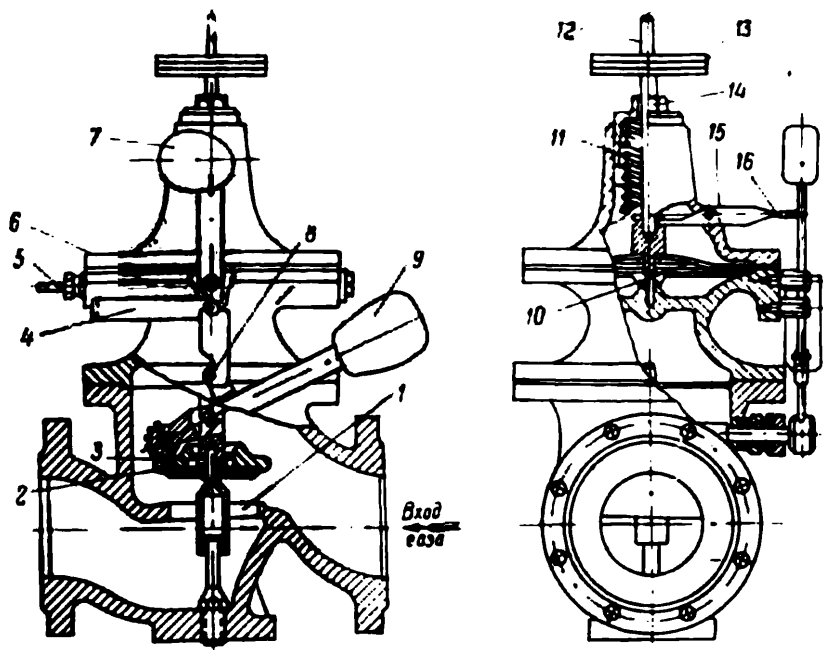


Рис. 4-4. Предохранительный запорный клапан ПКН.

давления газа мембрана 10 под действием груза 13 опустится, при этом освободится ударник 7, что в итоге приведет к закрытию основного и разгрузочного клапана.

4.11 Точность срабатывания предохранительных запорных клапанов, в том числе встроенных в регулятор давления, должна составлять $\pm 5\%$ от заданных значений контролируемого давления.

4.12. По принципу работы регуляторы давления принято разделять на регуляторы прямого и непрямого действия. Перемещение регулирующего органа (клапана) у регуляторов прямого действия происходит за счет использования энергии регулируемой среды. При этом силовым элементом привода является одновременно и чувствительным элементом. Регуляторы не

имеют усилителей, проры по конструкции, надежны в работе, широко распространены в системах газоснабжения предприятий.

У регуляторов непрямого действия перемещение регулирующего органа (клапана) происходит за счет использования энергии постороннего источника (сжатого воздуха, газа и др.). В регуляторах всегда имеется один или несколько усилителей.

4.13. Конструкция регулятора давления должна отвечать следующим требованиям:

— простота в эксплуатации, надежность, невысокая стоимость;

— колебание давления газа после регулятора для заданного настройкой значения не выше $\pm 10\%$ при изменении расхода в пределах всего диапазона регулирования и колебании давления газа перед регулятором на $\pm 25\%$;

— для односедельных клапанов минимальный регулируемый расход газа не более 2% , а для двухседельных — не более 4% максимального расхода;

— для односедельного клапана при закрытом положении отсутствие протечки газа, а для двухседельного — протечка не более $0,1\%$ номинального расхода.

4.14. Под устойчивой работой регулятора давления понимают такой режим, при котором давление после него изменяется с постоянной малой амплитудой, совершая затухающие или гармонические незатухающие колебания. При неустойчивой работе регулятора давление после него колеблется с возрастающей амплитудой.

4.15. Степенью неравномерности регулирования называют отношение разности между максимальным и минимальным контролируемым давлением после регулятора к его среднему значению.

4.16. В системах газоснабжения применяются регуляторы давления при начальном и конечном давлении газа соответственно от $0,05$ до 16 и от $0,005$ до 12 кгс/см².

4.17. В ГРП (ГРУ) предприятий наиболее часто применяются регуляторы давления прямого действия. Наиболее широко используются при малых расходах газа регуляторы среднего давления (прежнее название РСД), регуляторы давления универсальной конструкции Казанцева (РДУК), которые серийно выпускаются, и находящиеся еще в эксплуатации РСД (в настоящее время сняты с производства).

4.18. Регулятор среднего давления выпускается с условным проходом 32 и 50 мм и состоит из следующих деталей (рис. 4-5): сменного седла 1, установленного в корпусе 2 вентильного типа; подвижного регулирующего клапана 3, укрепленного на штоке 4; рычага 5; штуцера 6, к которому подсоединяется импульсная трубка конечного давления газа; диска 7 и мембраны 12, связанных со штоком 8; пружины 11, стремящейся через шток 8 поднять мембрану 12 и диск 7; винта 9, регулирующего сброс

газа через дроссель 13 и сбросную трубку 10 в газопровод после регулятора; крышки пилота 14, в которой размещена пружина 16; стакана 15, регулирующего усилие, создаваемое пружиной 16 на мембрану 21 пилота; золотника 17, перекрывающего отверстие в специальной втулке 18; штуцера 19, к которому подсоединяется импульсная трубка начального давления газа; пружины 20, постоянно отжимающей золотник 17 вверх.

В начальный момент включения регулятор работает следующим образом. Газ поступает под клапан 3 регулятора, который

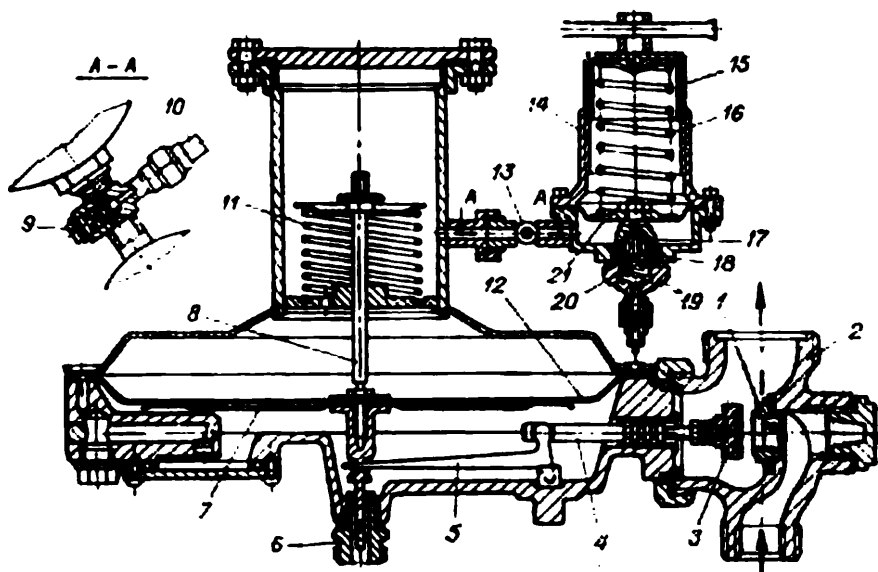


Рис. 4-8. Регулятор среднего давления.

остается в закрытом положении под действием пружины 11. При ввертывании винта пилота мембрана 21 под действием пружины 16 опускается вниз и, преодолевая усилие пружины 20 золотника, перемещает его вниз. Вследствие этого газ первоначального давления поступает под мембрану 21 пилота и затем в надмембранное пространство регулятора. Под давлением газа мембрана 12, преодолевая усилие пружины 11, опускается вниз и клапан 3 начинает открываться, в результате чего давление газа после регулятора возрастает. Газ начинает поступать через штуцер 6 в подмембранную полость регулятора и создает в ней давление, равное конечному давлению газа. Таким образом, мембрана регулятора находится под воздействием с одной стороны сдросселированного начального давления газа, а с другой стороны усилия пружины 11 и конечного давления газа. Когда указанные усилия уравниваются, клапан 3 займет

вполне определенное положение и будет снижать начальное давление до заданного значения. Если при определенном положении винта пилота снизится расход газа, то произойдет повышение давления газа после регулятора, в связи с чем одновременно повысится давление в подмембранной полости и мембрана начнет перемещаться вверх, прикрывая клапан регулятора. Однако при этом произойдет также повышение давления в надмембранной полости, вследствие чего газ из нее начнет перемещаться по импульсной сбросной трубке 10.

При увеличении расхода газа давление его за регулятором упадет, вследствие чего снизится также давление в подмембранной полости и под действием давления газа, находящегося в надмембранной полости, мембрана опустится вниз и откроет клапан 3 регулятора. В случае падения начального давления понизится давление газа после регулятора и соответственно в подмембранной полости, а также под мембраной пилота, и она опустится, в результате чего золотник 17 увеличит доступ газа в надмембранное пространство регулятора. Оба указанных фактора заставят опуститься мембрану регулятора, из-за чего приоткроется клапан 3. Таким образом, всякое изменение конечного давления выводит систему из равновесия, и клапан регулятора будет открываться или закрываться до тех пор, пока не восстановится первоначальное заданное пружиной пилота давление газа после регулятора.

4.19. Регулятор типа РДС с пилотом типа РУН состоит из следующих деталей (рис. 4-6): клапана 1, мембраны регулятора 2, диффузора 3, сбросной импульсной трубки 4, импульсной трубки конечного давления газа 5, регулирующего винта 6, пружины пилота 7, мембраны пилота 8, пружинки золотника пилота 9, перепускной импульсной трубки 10, импульсной трубки начального давления 11, разгрузочной мембраны 12, калиброванного отверстия 13 и лаза 14 для осмотра рычажной системы и клапана регулятора.

Принцип работы регулятора заключается в следующем. Всякое изменение давления газа после регулятора передается по импульсной трубке 5 под мембрану пилота 8. Например, при снижении давления газа мембрана 8 под действием пружины 7 опустится вниз и, преодолевая усилие пружинки 9, опустит вниз золотник пилота. При этом золотник прикроет отверстие, через которое поступает газ начального давления по трубке 11, и приоткроет расположенное над ним отверстие. Вследствие этого из надмембранной полости регулятора по перепускной трубке 10 и сбросной 4 начнется сброс газа в газопровод после регулятора. Давление газа в надмембранной полости понизится, и мембрана 2 начнет перемещаться вверх, увеличивая степень открытия клапана 1 регулятора.

При повышении давления газа после регулятора произойдет повышение давления в импульсной трубке 5 и под мембраной

8 пилота. Вследствие этого мембрана 8, преодолевая усилия пружины 7 пилота, начнет подниматься вверх. Золотник освободится и под действием пружинки 9 начнет подниматься вверх, увеличивая проход для поступления газа начального давления в перепускную трубку 10 и по ней в надмембранную полость регулятора. Давление газа в надмембранной полости увели-

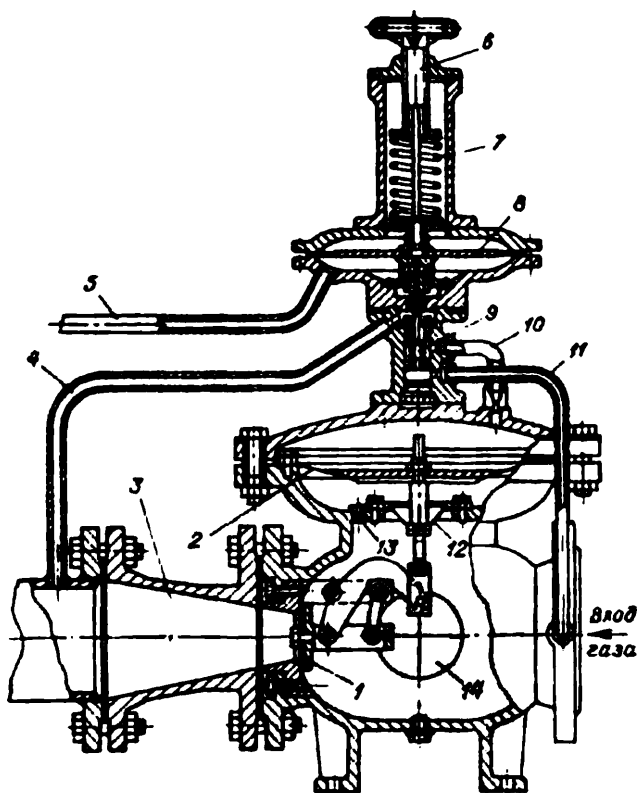


Рис. 4-8. Регулятор РДС с пилотом РУИ.

чится, в результате чего мембрана 2 регулятора опустится, прикрывая клапаном 1 отверстие для прохода газа. Клапан регулятора будет перемещаться, прикрывая отверстие, до тех пор, пока давление после него не снизится до прежнего уровня и опять не установится равновесие между усилием пружины пилота и давлением газа под его мембраной.

4.20. На рис. 4-7 обозначено: 1 — регулятор давления; 2 — сетчатый фильтр; 3 — клапан регулятора; 4 — мембрана регулятора; 5 — шток; 6 — импульсная трубка начального давления; 7 — мембрана пилота; 8 — пружина пилота; 9 — пружина

клапана пилота; 10 — регулятор управления (пилот); 11 — клапан пилота; 12, 13 — импульсные трубки; 14, 15, 18 — дроссели; 16 — перепускная трубка; 17 — сбросная трубка; А, В — камеры.

Давление газа после регулятора определяется усилием пружины 8 на мембрану 7. Система находится в равновесии, когда усилие пружины 8 и давление газа на мембрану 7 пилота равны. При этом клапан пилота приоткрыт и пропускает газ из трубки начального давления 6 в трубку 13. Из трубки 13 газ

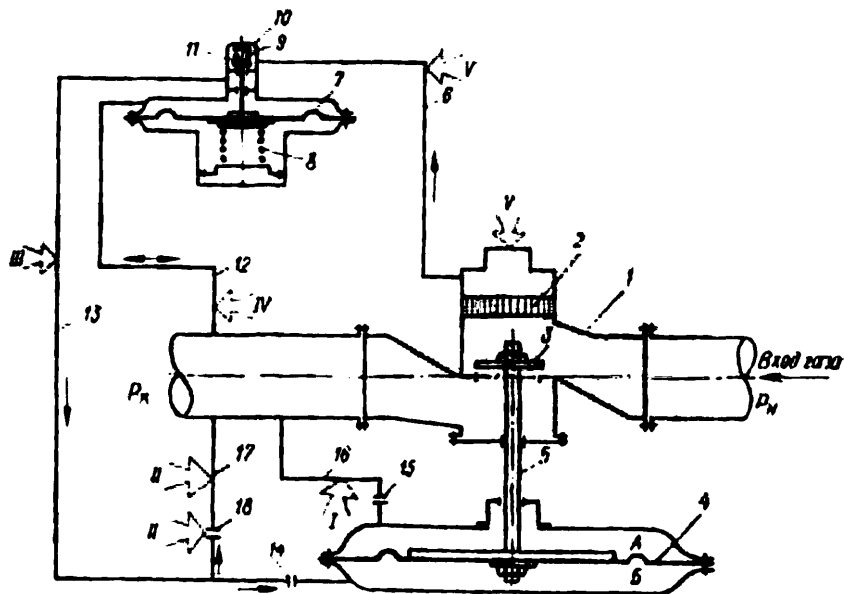


Рис. 4-7. Принципиальная схема регулятора РДУК.

одновременно поступает через дроссель 14 в подмембранное пространство В регулятора и через дроссель 18 и сбросную трубку 17 в газопровод конечного давления. Дроссель 15 имеет несколько больший диаметр по сравнению с дросселем 14. В связи с этим при нормальной работе регулятора давление в подмембранной полости В всегда больше, чем в надмембранной полости А. Разность давлений обеспечивает уравнивание сил, действующих на мембрану 4 регулятора. При понижении давления газа за регулятором по сравнению со значением, заданным пружинной 8 пилота, мембрана 7 поднимается вверх. Вследствие этого клапан 11 пилота также поднимется вверх и приоткроет отверстие для прохода газа. Это приведет к повышению давления в подмембранной полости В регулятора, из-за чего мембрана 4 переместится вверх и увеличит степень открытия клапана 3. Когда давление газа в газопроводе после

регулятора (вследствие открытия клапана 3) восстановится до первоначального значения, давление в надмембранной полости А уравнивает повышение давления в подмембранной полости Б.

При повышении давления газа после регулятора мембрана 7 пилота, преодолевая усилие пружины 8, опускается вниз, что приводит к прикрыванию клапана 11 пилота. Вследствие этого понижается давление в подмембранной полости Б и прикрывается клапан 3 регулятора. Это приводит к снижению давления газа после регулятора до первоначального значения.

4.21. На рис. 4-8 показаны следующие детали регулятора РДУК2: 1 — клапан регулятора; 2 — седло клапана регулятора; 3 — мембрана регулятора; 4 — демпфирующий дроссель; 5 — импульсная трубка конечного давления; 6 — сбросная трубка; 7 — импульсная трубка от пилота к регулятору; 8 — дроссель; 9 — импульсная трубка конечного давления газа к пилоту; 10 — пилот (регулятор управления); 11 — импульсная трубка начального давления; 12 — фильтр; 13 — пружина пилота; 14 — регулировочный стакан; 15 — рычаг стакана пилота; 16 — колонка штока клапана регулятора; 17 — клапан пилота; 18 — седло клапана пилота; 19 — шпилька; 20 — толкатель; 21 — мембрана пилота.

4.22. Сбросные предохранительные клапаны предназначены для сброса в атмосферу газа после регулятора давления в случае кратковременного повышения давления. Своевременное открытие сбросного клапана предотвращает срабатывание предохранительного запорного клапана. Кроме того, при временном прекращении потребления газа при пропуске его через неплотно закрытый клапан регулятора давления во избежание роста давления необходим сброс газа в атмосферу. Эту функцию выполняет предохранительный сбросной клапан. В качестве сбросных предохранительных клапанов для ГРП (ГРУ), поддерживающих после регулятора низкое давление газа, применяются гидрозатворы, а поддерживающих среднее давление — пружинные клапаны.

4.23. Обводная (байпасная) линия предназначена для подачи газа потребителям на время ревизии или ремонта фильтра, регулятора давления, ПЗК. На обводной линии устанавливается два запорных устройства для обеспечения плавного регулирования давления газа.

4.24. Да, правильно. Но установка вентиля вместо задвижки потребует корректировки в настройке регулятора давления, так как сопротивление вентиля больше, чем у задвижки.

4.25. Продувочные свечи ГРП (ГРУ) предназначены для сброса в атмосферу газозадушной смеси, образующейся при удалении воздуха из газопроводов и оборудования, а также при удалении газа после сбросного клапана в случае его срабатывания. Продувочные свечи должны иметь запорные устрой-

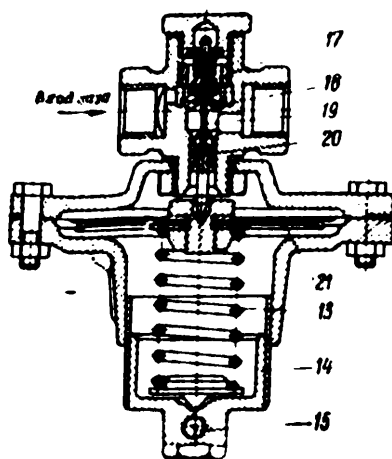
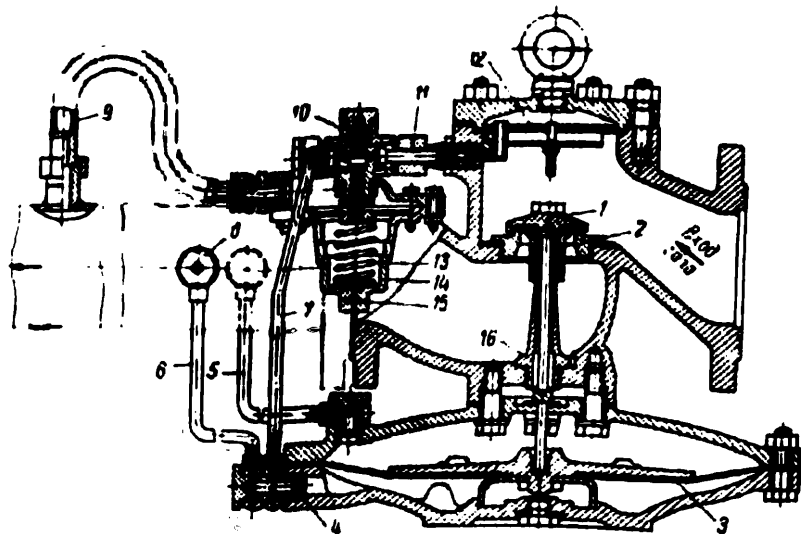


Рис. 4-2. Регулятор РДУКЗ.

ства. Концевые участки продувочных свечей должны выводиться выше крыши на 1 м по возможности на стену здания, не имеющую заборных устройств приточной вентиляции. Если это требование не может быть выполнено по местным условиям, то расстояние (по вертикали) от концевых участков продувочных свечей до мест забора воздуха приточной вентиляцией должно быть не менее 3 м.

4.26. Наиболее вероятно, что поступление вместе с приточным воздухом газа в помещении ГРП (ГРУ) обусловлено неправильным расположением продувочных свечей по отношению к заборной шахте приточной вентиляции. Требования к расположению продувочных свечей указаны в ответе к упр. 4.25.

4.27. Мастер КИП поступил неправильно, так как в помещении ГРП могут устанавливаться приборы, имеющие электропривод только во взрывозащищенном исполнении. Приборы с электроприводом в нормальном исполнении должны размещаться в обособленном помещении, имеющем негорючие ограждающие конструкции, или снаружи в запирающемся ящике, если это позволяют требования, предъявляемые к прибору.

4.28. Заменять указывающие манометры на регистрирующие нельзя. Можно дополнительно к имеющимся показывающим давление газа до регулятора и после него манометрам установить регистрирующие манометры.

4.29. Нет, не правомочны. В помещении ГРП допускается установка телефонного аппарата только во взрывозащищенном исполнении. Телефонный аппарат в нормальном исполнении должен устанавливаться в подсобном помещении ГРП или снаружи здания в запирающемся ящике.

4.30. Помещение ГРП должно иметь естественную постоянно действующую вентиляцию, обеспечивающую не менее трехкратного воздухообмена в 1 ч.

Помещения котельных или других цехов предприятий, в которых расположены ГРУ, должны иметь не менее чем трехкратный воздухообмен в 1 ч.

4.31. При отсутствии светильников во взрывозащищенном исполнении можно использовать светильники нормального исполнения, но расположить их следует за пределами помещения. Так, можно установить снаружи помещения ГРП в оконных проемах рефлекторы типа «космосвет».

4.32. Необходимо выполнить следующие операции (см. рис. 4-8):

а) произвести наружный осмотр регулятора;

б) проверить центровку мембраны 3 регулятора, вскрыв имеющуюся пробку;

в) отсоединить все импульсные трубки и продуть их сжатым воздухом;

г) при открытом верхнем люке присоединить тройник с насосом и U-образным манометром к штуцеру подмембранного пространства и, накачивая в него воздух, проверить перемещение клапана 1, при этом одна из импульсных трубок (сбросная или от пилота к регулятору) должна быть заглушена;

д) отвернуть пробку головки пилота, проверить пружину и клапан 17, при сильном засорении вынуть седло 18 и произвести прочистку и продувку сжатым воздухом;

е) проверить целостность мембраны пилота, для чего подсос динить тройник с насосом и U-образным манометром к импульсной трубке 9, ослабить полностью пружину 13, накачать воздух, подняв давление по U-образному манометру до ~40 мм вод. ст.; отключив закрытием крана насос, наблюдать за давлением в надмембранном пространстве, если не удастся поднять давление в надмембранном пространстве или оно падает сразу после отключения насоса, то мембрана пилота порвана;

ж) вывернуть полностью стакан 14 и, вынув пружину 13, проверить ее диаметр и длину, а также диаметр проволоки; внутренний диаметр пружины должен быть 27,5—28 мм, высота полностью сжатой пружины для пилота КИ2 должна быть не более 32, а для пилота KB2 — не более 38 мм.

4.33. Настройка на максимальное давление предохранительных запорных и сбросных клапанов производится в зависимости от конечного давления газа, при котором работает регулятор давления при номинальном режиме. Пружинный или гидравлический предохранительный сбросной клапан рекомендуется настраивать на $(1,25 \div 1,5) p_p$, где p_p — номинальное давление газа после регулятора давления.

Максимальное давление, на которое настраивается предохранительный запорный клапан, рекомендуется принимать равным $2p_p$ для ГРП (ГРУ) низкого конечного давления и $1,5p_p$ для ГРП (ГРУ) среднего конечного давления. Минимальное давление настройки клапана выбирается в зависимости от нижнего предела устойчивой работы газовых горелок и принимается равным ему. Пределы настройки предохранительных запорных и сбросных клапанов уточняются в результате выполнения пусковой наладки оборудования.

4.34. При первичном пуске регулятора необходимо выполнить следующие операции (см. рис. 4-6):

а) продуть импульсные трубки сжатым воздухом;

б) вскрыть пилот и проверить свободу перемещения клапана золотника, для чего нажать пальцем на шток клапана золотника и выяснить, возвращается ли он на прежнее место под действием пружины клапана;

в) открыть смотровой лаз 14 и осмотреть клапан и седло; очистить от грязи внутреннюю полость, проверить отсутствие заеданий в рычажной системе;

г) проверить целостность мембраны пилота и регулятора, для чего снять трубку конечного давления и перепускную трубку и, ввернув вместо них тройник с насосом и U-образным манометром, накачать воздух под мембрану пилота и в надмембранное пространство регулятора, подняв давление до 20 мм вод. ст.; если давление под мембраной пилота и в надмембранном пространстве поднять не удастся или оно после отключения насоса падает, мембрана порвана и необходимо ее заменить.

4.35. Пуск ГРУ в соответствии со схемой, показанной на рис. 4-9, необходимо производить в следующем порядке:

- а) провентилировать помещение;
- б) произвести наружный осмотр оборудования, арматуры и КИП;
- в) проверить, закрыты ли все задвижки и краны, опущен ли клапан *ПКИ* и вывернут ли полностью винт пилота регулятора давления;
- г) открыть задвижку *1* и проверить по манометру *М1* давление газа; если давление ниже минимального, указанного в инструкции, осуществлять пуск ГРУ не разрешается;

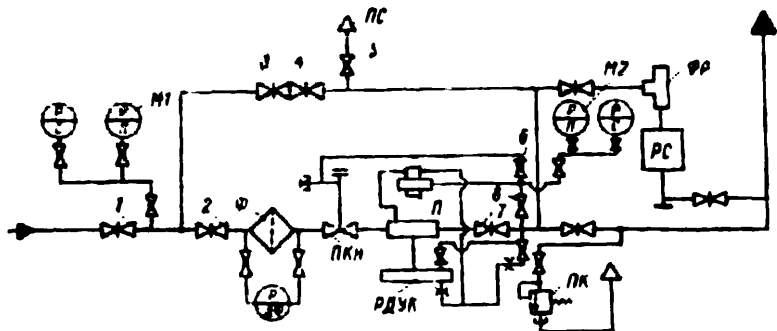


Рис. 4-9. Схема ГРУ (ГРУ).

д) открыть кран *5* на продувочной линии и кран на манометр *М2*;

е) приоткрыть задвижку *3* на два-три оборота, а задвижку *4* так, чтобы был слышен шум проходящего газа (давление по манометру *М2* должно быть не более 500 мм вод. ст.), и в течение 2-3 мин продувать обводную (байпасную) линию;

ж) открыть кран *6*, задвижку *7* и поднять клапан *ПКИ*, введя в зацепление его рычаги (ударник откинуть на предохранительную скобу);

з) медленно открыть задвижку *2*, наблюдая за показаниями манометра *М2*;

и) постепенно поворачивать по часовой стрелке винт пилота *П* так, чтобы по манометру *М2* давление газа повысилось примерно на 10% против установленного при продувке обводной линии;

к) закрыть задвижки *3* и *4* и в течение 2-3 мин выполнять продувку оборудования ГРУ;

л) постепенно поворачивая винт пилота *П* по часовой стрелке, повысить давление газа по манометру *М2* до номинального значения;

м) при устойчивой работе регулятора давления открыть кран 6 и ввести ударник ПКН и зацепление.

4.36. Для перехода на обводную линию необходимо выполнить следующие операции (см. рис. 4-9):

а) предупредить обслуживающий персонал о переходе на обводную (байпасную) линию;

б) повернуть винт пилота П против часовой стрелки так, чтобы давление по манометру М2 снизилось примерно на 10 % против установленного;

в) открыть примерно на 50 % задвижку 3 и, медленно открывая задвижку 4, установить по манометру М2 прежнее давление газа;

г) медленно поворачивая винт пилота П против часовой стрелки, вывернуть его полностью, одновременно наблюдая за давлением газа по манометру М2;

д) полностью закрыть сначала задвижку 2, затем задвижку 7 и краны 6 и 8;

е) откинуть на предохранительную скобу ударник ПКН и расцепить его рычаги, опустив клапан;

ж) установить непрерывный контроль по манометру М2 за давлением газа, поддерживая его на заданном уровне регулировкой вручную степени открытия задвижки 4;

з) сообщить обслуживающему персоналу о том, что переход на обводную (байпасную) линию закончен.

4.37. Для перехода с обводной (байпасной) линии на регулятор давления необходимо (см. рис. 4-9):

а) предупредить обслуживающий персонал о переходе на регулятор давления;

б) поднять клапан ПКН, сняв его рычаги, откинуть на предохранительную скобу ударник и убедиться, что винт пилота П полностью вывернут;

в) снизить, прикрыв задвижку 4, давление газа по манометру М2 примерно на 10 % против установленного;

г) открыть задвижку 7, затем медленно задвижку 2;

д) открыть кран 8 и, поворачивая винт пилота П по часовой стрелке, установить по манометру М2 прежнее давление газа;

е) полностью закрыть задвижку 3, а затем задвижку 4;

ж) ввести с предохранительной скобы ударник ПКН в рабочее положение;

з) сообщить обслуживающему персоналу, что переход на регулятор давления закончен.

4.38. При осмотре оборудования ГРП (ГРУ) необходимо: выявлять утечки газа только применением мыльной эмульсии; в помещении ГРП не курить и не пользоваться открытым огнем; при обнаружении утечек газа немедленно принять меры по вентиляции помещения, сообщить ответственному за газовое хозяйство, запретить вход в помещение без противогазов, смену

перегоревших ламп производить только после того, как будет обесточена система электроснабжения помещения.

4.39. При приеме смены следует проверить: отсутствие запаха газа; температуру в помещении ГРП и работу вентиляционных устройств; состояние и положение запорных устройств; состояние и работу ПЗК, регулятора давления, сбросного клапана, манометров, расходомера или газового счетчика; сопротивление газового фильтра по манометру.

4.40. Техническое обслуживание оборудования ГРП (ГРУ) должно производиться ежедневно путем обхода и проверки оборудования. При этом выполняются следующие работы: смена диаграмм регистрирующих приборов; заливка чернил и завод часовых механизмов измерительных приборов; проверка правильности показаний манометров; внешний осмотр оборудования; проверка изменения настройки регулятора давления, плотности всех соединений (мыльной эмульсией), температуры в помещении, работы вентиляции, освещения, телефона; очистка от пыли и грязи помещения. Если при осмотре помещения ГРП (ГРУ) замечены какие-либо неисправности, обслуживающий персонал должен немедленно сообщить ответственному за газовое хозяйство. При этом выявленные неисправности должны устраняться немедленно.

4.41. Текущий ремонт оборудования ГРП (ГРУ) производится в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером предприятия. Обычно текущий ремонт осуществляется не реже 4 раз в год. При текущем ремонте выполняются следующие работы:

- а) осмотр и промывка фильтра (промывка должна производиться чаще в случае увеличения его сопротивления выше допустимого значения);
- б) разборка регулятора давления с заменой или ремонтом изношенных деталей;
- в) проверка плотности прилегания к седлу клапана регулятора давления и пилота;
- г) определение плотности и чувствительности мембраны регулятора давления и пилота;
- д) разборка предохранительного запорного и сбросного клапанов с заменой или ремонтом изношенных деталей;
- е) проверка работы и настройки предохранительного запорного и сбросного клапанов (1 раз в 2 мес. в том числе 1 раз при проведении текущего ремонта);
- ж) продувка импульсных трубок;
- з) проверка хода и плотности задвижек, предохранительных запорных и сбросных клапанов;
- и) смазка трущихся частей и перенабивка сальников;
- к) проверка и устранение неплотностей всех соединений и арматуры.

4.42. Капитальный ремонт оборудования ГРП (ГРУ) про-

изводится в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером предприятия, но не реже 1 раза в год. При капитальном ремонте оборудования ГРП (ГРУ) выполняются следующие работы: разборка задвижек, замена износившихся деталей, шабровка или замена уплотнительных колец; замена устаревших или износившихся регуляторов давления, предохранительных запорных и сбросных клапанов; ремонт здания ГРП; государственная поверка всех манометров и других приборов в соответствии с инструкциями Государственного комитета СССР по стандартам.

4.43. Аварийно-восстановительные работы в ГРП (ГРУ) должны проводиться при наличии следующих неисправностей: трещина стыкового сварного шва; повреждение корпуса задвижки, регулятора давления, предохранительного запорного и сбросного клапанов, фильтра, линзового компенсатора; разрушение опор; разрушение строительной части ГРП с повреждением оборудования, КИП.

4.44. Для проверки воздухом настройки предохранительного запорного клапана необходимо:

а) к импульсной линии клапана присоединить U-образный манометр и насос;

б) снять груз 13 и ослабить пружину 11 у клапанов типа ПКН (см. рис. 4-4), а у клапанов ПК снять оба груза 9 и 10 (см. рис. 4-3);

в) ввести защелку ударника в зацепление (защелка 16 у клапанов ПКН и 11 у клапанов ПК);

г) подкачать насосом воздух, создавая под мембраной давление;

д) постепенно сбрасывая воздух из-под мембраны, следить по U-образному манометру, при каком давлении ударник выходит из зацепления;

е) постепенно добавляя груз 13 при настройке ПКН и груз 10 при настройке ПК, установить заданное минимальное давление, при котором клапан должен сработать;

ж) для проверки настройки срабатывания на максимальное давление повышать давление воздуха под мембраной при постепенном вворачивании стакана 14 у клапанов ПКН или при добавлении груза 9 у ПК и наблюдать по U-образному манометру за давлением, при котором произойдет срабатывание клапана.

4.45. Для проверки настройки клапана воздухом (рис. 4-10, а) необходимо:

а) крепко привязать рычаг 9 у клапана ПКН (см. рис. 4-4), чтобы он не упал при срабатывании ударника, и связать рычаги 4 и 5 у ПК (см. рис. 4-3), чтобы они не расцепились;

б) закрыть кран подачи газа 1 под мембрану предохранительного запорного клапана;

в) подключить тройник с U-образным манометром 2 и на-

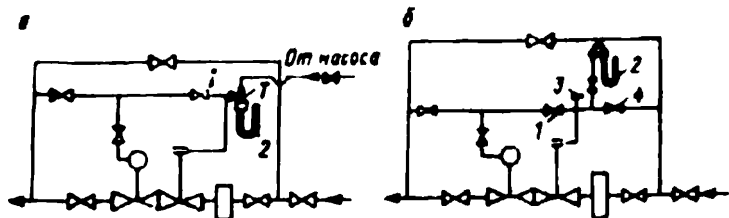


Рис. 4-10. Схемы проверки настройки предохранительных газорыбных клапанов.
 а — воздухом; б — газом.

сосом. Остальные операции выполняются в последовательности, указанной в упр. 4.44.

Для проверки настройки клапана газом (рис. 4-10, б) необходимо:

- а) привязать рычаг 9 у клапана ПКН (см. рис. 4-4) и связать рычаги 4 и 5 у ПК (см. рис. 4-3);
- б) закрыть кран 1 на импульсной линии (рис. 4-10, б);
- в) медленно открывать кран 4, создавая повышенное давление, и наблюдать, при каком давлении ударник выйдет из зацепления;
- г) поднять давление под мембраной до рабочего и, отвертывая пробку 3, сбросить газ, наблюдая, при каком давлении ударник выходит из зацепления.

4.46. Да, требуется. Предохранительные сбросные клапаны должны начинать открываться при превышении установленного давления не более чем на 5 % и достигнуть полного открытия при превышении этого давления не более чем на 15 %.

4.47. Если сопротивление газового фильтра превышает допустимое значение, необходимо его очистить. Работа по очистке фильтра является газоопасной, поэтому должны быть выполнены все требования, предъявляемые к газоопасным работам. Перед вскрытием фильтра необходимо перейти на обводную (байпасную) линию, выполнив все операции, описанные в упр. 4.36. Затем с помощью трехходовых кранов, установленных перед манометром (манометрами) для измерения перепада на фильтре, сбросить остаток давления в помещение ГРП, если невозможно устроить отвод резиновым шлангом наружу. После сброса давления трехходовой кран закрывается и по манометру проверяется отсутствие подъема давления на отключенной линии. Повышение давления по манометру указывает на неплотность задвижек (наиболее вероятно неплотность задвижки на входе в регулятор). Если подтяжка маховика задвижек не обеспечит их плотного закрытия, то необходимо установить заглушку после задвижки на входе в регулятор.

Перед вскрытием фильтра следует еще раз убедиться по манометру в отсутствии давления, а затем слегка отпустить

все гайки на крышке фильтра, приоткрыв ее с помощью отвертки. Кассета фильтра осторожно вынимается и выносится из помещения. На расстоянии 10—20 м от помещения кассету выбивают, удаляя загрязнения, и в случае необходимости промывают бензолом.

4.48. Задвижка из серого чугуна общего назначения может быть использована для установки вместо вышедшей из строя. Однако перед установкой необходимо произвести ревизию задвижки, притирку ее уплотнительных поверхностей и испытание затвора на герметичность в соответствии с ГОСТ 9544—75.

4.49. Проба воздуха в помещении ГРП (ГРУ) для определения наличия в нем газа должна отбираться не реже 2 раз в месяц. В помещении ГРП проба воздуха берется как минимум в трех точках: у двери, над регулятором давления и посредине помещения на высоте 2—2,5 м.

4.50. Приведенные в условии данные показывают, что погрешность срабатывания ПЗК в одном случае 7 %, а в другом 6 %. ПЗК требует ремонта, так как действительная точность его срабатывания не соответствует допустимой. Погрешность срабатывания ПЗК должна составлять 5 % заданного значения контролируемого давления.

4.51. Персонал, принимающий смену, прекращает прием смены до окончания ликвидации аварии. Ликвидацией аварии руководит начальник, сдающий смену. В случае необходимости весь персонал, пришедший на смену, поступает в распоряжение начальника смены, занятого ликвидацией аварии.

4.52. Температура воздуха в помещении ГРП (ГРУ) должна быть не ниже 5°C. При снижении температуры воздуха до 0°C возможно обледенение регулятора давления и нарушение его нормальной работы.

4.53. При засорении импульсных линий или соответствующих дросселей, как показано стрелками на рис. 4-7, в работе регулятора произойдут следующие нарушения:

I, IV — регулятор перестанет работать, т. е. давление после него будет изменяться в соответствии с изменением начального давления и расхода газа агрегатами;

II — давление газа после регулятора будет медленно повышаться и при вращении винта пилота против часовой стрелки не будет снижаться;

III, V — давление газа после регулятора будет медленно снижаться и при вращении винта пилота по часовой стрелке не будет повышаться.

4.54. Нет, не следует, так как на смазанные поверхности быстро налипают пыль, содержащаяся в газе. Это приведет к нарушению нормальной работы регулятора давления.

4.55. Причины «качки» в работе регулятора РДУК2 могут быть следующие:

а) слишком мал фактический расход газа через регулятор по сравнению с пропускной способностью, на которую он выбран;

б) настройка регулятора не соответствует режиму работы;

в) состояние отдельных узлов и деталей регулятора не отвечает требованиям режима его работы (пружина пилота, мембрана, место врезки импульсных трубок и т. д.).

4.56. При заедании штока основного клапана регулятор перестанет поддерживать заданное давление. Это означает, что давление газа после регулятора будет изменяться в зависимости от изменения начального давления и расхода газа агрегатами.

4.57. Причиной неисправности является обмерзание клапана пилота. Для устранения неисправности следует обогреть головку пилота тряпкой, смоченной в горячей воде.

4.58. Причинами неисправности могут быть (см. рис. 4-8):

а) неплотное закрытие клапана 1 (необходимо произвести ревизию клапана);

б) сломана пружина клапана 17 (необходимо сменить пружину);

в) клапан 17 не садится на седло (следует сменить клапан).

4.59. Причины указанных неисправностей могут быть следующие:

а) порвана мембрана 2 регулятора (см. рис. 4-6); засорена сбросная импульсная трубка 4; засорена перепускная импульсная трубка 10;

б) порвана мембрана пилота 8;

в) снижение давления газа перед регулятором; поломка пружины 7 пилота;

г) неплотно закрывается клапан 1 регулятора или клапан золотника пилота; перекося в установке шпиделя золотника;

д) недостаточная загрузка регулятора; после регулятора имеется водяная пробка;

е) засорилась перепускная трубка 10; засорилось калиброванное отверстие 13; засорилась импульсная трубка кошечного давления 5.

4.60. Причинами указанных неисправностей (см. рис. 4-5) могут быть:

а) порвана мембрана 12 регулятора; недостаточное давление газа перед регулятором; отсутствует дроссель 13 в сбросной трубке;

б) клапан 3 регулятора плотно не закрывается; лопнула пружина 11 регулятора;

в) недостаточная загрузка регулятора (крайне мал расход газа); заедание в направляющей толкателя золотника; скопление влаги в газопроводе или импульсной трубке;

г) чрезмерно вверх дроссель 13.

4.61. При разрыве мембраны предохранительного запорного клапана ударник выйдет из зацепления и произойдет отсечка подачи газа (предохранительный запорный клапан срабатывает).

4.62. Наиболее быстро прекратить подачу газа к агрегатам можно расцеплением рычагов ПЗК. Для этого достаточно ударить по рычагу 5 клапана ПК (см. рис. 4-3) или рычагу 9 клапана ПКН (см. рис. 4-4).

4.63. Быстрое прекращение расхода газа одним из агрегатов может вызвать резкое повышение давления газа после регулятора, срабатывание предохранительного сбросного и иногда запорного клапанов.

4.64. Пропуск газа сбросным предохранительным клапаном можно определить по следующим признакам:

а) по налету влаги на конце свечи (конец свечи отпотевает, а зимой на ней появляется налет инея);

б) на слух, по шуму проходящего газа;

в) по колебанию воздуха (газа) у конца свечи (если внимательно присмотреться к концу свечи, то на однотонном фоне можно заметить колебание воздуха, аналогично мареву в знойный день над землей).

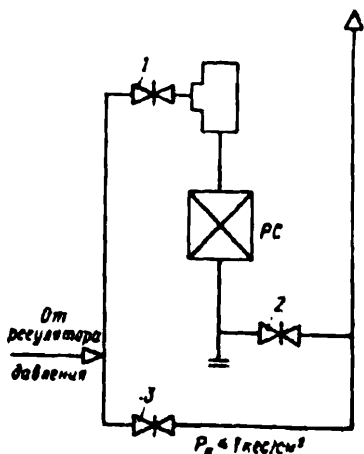


Рис. 4-11. Схема установки счетчика РС.

4.65. Пропуск газа в описанном случае обусловлен неправильным показанием водомерного стекла вследствие скопления грязи в гидравлическом сбросном клапане. В связи с этим необходимо снять верхнюю (заливную) пробку и металлическим прутом определить уровень жидкости и высоту слоя грязи. Добавить жидкость в гидропредохранитель и сообщить ответственному за газовое хозяйство о необходимости промывки гидропредохранителя.

4.66. Затруднения при подъеме клапана ПК рычагом 4 (см. рис. 4-3) возникли потому, что не был открыт обводной вентиль 8. Следует помнить, что после сцепления рычагов 4 и 5 обводной вентиль 8 должен быть закрыт.

4.67. При выходе из строя ротационного счетчика РС необходимо (рис. 4-11):

а) сорвать пломбу с задвижки 3 и затем открыть ее;

б) закрыть задвижки 1 и 2;

в) сообщить диспетчеру горгаза время отключения счетчика и сделать об этом запись в вахтенном журнале;

г) сообщить начальнику цеха или его заместителю и далее действовать по его указанию.

4.68. При разрыве мембраны регулятора давления прекратится поступление газа к горелкам котлоагрегатов. Поэтому машинист каждого котла обязан:

а) закрыть общую задвижку на газопроводе к котлоагрегату;

б) открыть продувку газопровода в пределах котла;

в) закрыть рабочие и контрольные задвижки перед каждой горелкой и открыть краны на газопроводах безопасности;

г) полностью закрыть направляющий аппарат дутьевого вентилятора и шиберы, регулирующие подачу воздуха на горелки (при установке клапана блокировки «газ — воздух» направляющий аппарат дутьевого вентилятора полностью закрывать нельзя во избежание срабатывания клапана блокировки «газ — воздух»);

д) отрегулировать разрежение в верхней части топки, установив его равным 2—3 мм вод. ст., путем прикрывания направляющего аппарата дымососа;

е) сообщить начальнику смены о выполненных переключениях и далее действовать по его указанию.

Начальник смены обязан:

а) закрыть задвижку перед регулятором давления и затем задвижку после него;

б) опустить ПЗК, закрыть краны на импульсных линиях регулятора давления и ПЗК, полностью вывернуть винт пилота регулятора и открыть кран продувки цехового газопровода;

в) предупредить машинистов котлов о пуске системы газоснабжения по обводной линии, провести пуск системы газоснабжения по обводной линии, а затем совместно с машинистами котлоагрегатов поочередно пуск котлоагрегатов;

г) сообщить начальнику цеха или его заместителю (ответственному за газовое хозяйство) о принятых мерах и далее действовать по его указанию.

4.69. Внезапное резкое повышение давления газа происходит при разрыве мембраны пилота. Вследствие повышения давления должен открыться предохранительный сбросной клапан. Необходимо выполнить следующие операции:

а) общими задвижками на каждый агрегат или рабочими задвижками перед каждой горелкой (в зависимости от местных условий) отрегулировать необходимое давление газа перед горелками, предупредить машинистов котлоагрегатов о переходе на обводную (байпасную) линию;

б) произвести переход на обводную (байпасную) линию, поддерживая необходимое давление вручную, закрыть задвижку перед регулятором и после него, опустить ПЗК, закрыть краны на импульсных линиях регулятора давления и ПЗК;

в) сообщить начальнику цеха или его заместителю (ответственному за газовое хозяйство) о принятых мерах и далее действовать по его указанию.

4.70. Давление газа после регулятора может резко снизиться, если лопнула пружина пилота или упало давление газа перед регулятором. Обычно в результате резкого падения давления газа срабатывает ПЗК. Необходимо выполнить следующие операции:

а) закрыть общие задвижки на газопроводе к каждому котлу и открыть продувку газопровода в пределах каждого котла;

б) отрегулировать работу дымососа и вентилятора каждого котла, как указано в п. «г» упр. 4.68;

в) закрыть рабочие и контрольные задвижки перед горелками каждого котла и открыть краны на газопроводах безопасности;

г) отключить регулятор давления, как указано в п.п. «а» и «б» упр. 4.68, а также провести пуск системы газоснабжения по обводной линии;

д) проверить давление газа перед регулятором и выяснить у диспетчера горгаза, если давление понижено, какие перспективы его восстановления;

е) сообщить начальнику цеха или его заместителю и далее действовать по его указанию.

4.71. При появлении запаха газа в ГРП необходимо: усилить вентиляцию помещения (открыть окна и двери); поставить дежурного на улице около ГРП; сообщить начальнику цеха или его заместителю (ответственному за газовое хозяйство) и далее действовать по его указанию.

4.72. Причинами могут быть: недостаточный расход газа через регулятор, наличие водяных пробок после регулятора, чрезмерное трение в направляющих толкателя. Для проверки загрузки регулятора медленно прикрыть задвижку перед ним, если колебания давления прекратятся, необходимо увеличить расход газа через регулятор. Если эта проверка окажется неэффективной, удалить конденсат из газопровода. Если и в этом случае не прекратятся колебания давления, прочистить направляющие толкателя.

ГАЗОПРОВОДЫ

5-1. Наружные газопроводы

- 5.1. Как принято классифицировать газопроводы предприятий по давлению используемого на них газа?
- 5.2. Как прокладываются газопроводы на территории предприятия?
- 5.3. Из каких составных частей состоит система газоснабжения предприятия?
- 5.4. Какие газопроводы системы газоснабжения обслуживаются персоналом предприятия?
- 5.5. При обходе складской территории предприятия ответственный за газовое хозяйство обнаружил ситуацию, изображенную на рис. 5-1. Какие указания он должен дать?
- 5.6. В каких местах наружных газопроводов предприятия устанавливаются отключающие устройства?
- 5.7. Газифицированная котельная расположена в районе с минимальной температурой наружного воздуха -33°C . Можно ли на наружном газопроводе среднего давления установить запорную арматуру из серого чугуна?
- 5.8. Объясните назначение и устройство конденсатосборника, показанного на рис. 5-2.
- 5.9. Объясните назначение и конструкцию компенсаторов, показанных на рис. 5-3.
- 5.10. Для чего применяют и как устроен ковер, показанный на рис. 5-4?
- 5.11. Каково назначение и конструкция контрольной трубки, показанной на рис. 5-5?
- 5.12. Для чего предназначен и как устроен футляр, показанный на рис. 5-6?
- 5.13. Что понимают под коррозией подземных металлических сооружений?
- 5.14. Как защищают газопроводы от почвенной коррозии?
- 5.15. Как защищают газопроводы от коррозии блуждающими токами?
- 5.16. Для чего на газопроводах устанавливают изолирующие фланцы и как они устроены? Из каких деталей состоит изолирующий фланец, показанный на рис. 5-7?
- 5.17. Как обслуживаются газопроводы?
- 5.18. Какова периодичность обхода трасс подземных и надземных газопроводов?
- 5.19. Какие меры безопасности необходимо соблюдать при обходе трасс подземных и надземных газопроводов?
- 5.20. Какой документацией должны пользоваться слесари-обходчики при обслуживании системы газоснабжения предприятия?
- 5.21. Кто и как знакомит слесарей-обходчиков с закрепленной за ними трассой газопроводов?
- 5.22. Какие операции обязаны выполнить слесари-обходчики при обходе трассы подземных газопроводов предприятия?
- 5.23. Какие операции обязаны выполнить слесари-обходчики при обнаружении газа в колодце, контрольной трубке, в подвальном помещении или на территории предприятия?

5.24. Какие меры безопасности необходимо соблюдать при обслуживании конденсатоотводчиков подземных газопроводов среднего и высокого давления?

5.25. В какие сроки и какими способами проверяется плотность подземных газопроводов?

5.26. Для чего и в какие сроки производится шурфовый осмотр подземных газопроводов?

5.27. Укажите сроки обхода трасс надземных газопроводов и операции, которые обязаны выполнить саесарв-обходчики.

5.28. Каков объем работ выполняется при текущем ремонте газопроводов?

5.29. Какой объем работ выполняется при капитальном ремонте наружных газопроводов?

5-2. Внутренние газопроводы

5.30. При указанной на рис. 5-8 трассировке газопровода низкого давления начальник цеха дал указание:

а) с целью сохранности материалов, находящихся в помещении I, закрыть на замок дверь, соединяющую помещения I и II;

б) с целью экономии электроэнергии отключить постоянно действующую в помещении I принудительную вентиляцию.

Правомочны ли указания, данные начальником цеха?

5.31. Можно ли отключающее устройство 2, установленное на газопроводе I, перенести в помещении I (см. рис. 5-8)?

5.32. По производственной необходимости печные агрегаты переводятся на работу при более высоком давлении газа. На какое максимальное давление газа могут быть переведены печи при трассировке газопровода, показанной на рис. 5-8?

5.33. Можно ли в помещении I вместо металлических полуфабрикатов разместить смазочные или коррозионно-активные материалы (см. рис. 5-8)?

5.34. Газопровод давлением $p=0,8$ кгс/см² проложен в борозде стены помещения. Допустима ли такая прокладка газопровода?

5.35. Газопровод давлением $p=0,8$ кгс/см² проложен в борозде стены помещения. Можно ли заделать эту борозду цементным раствором?

5.36. Газопровод, подводящий газ к печи, в связи с изменением технологического процесса стал помехой при обслуживании агрегата. Можно ли этот газопровод проложить в канале бетонного пола цеха?

5.37. Ситуация аналогична описанной в упр. 5.36. На печи установлены газомазутные горелки, работающие на дутье, обогащенном кислородом. Могут ли все подводящие трубопроводы (газо-, паро- и кислородопровод) быть проложены в одном общем канале?

5.38. Можно ли газопровод, подводящий газ к печи, проложить в бетонном полу и заделать канал цементным раствором?

5.39. Можно ли на газопроводе, заделанном в бетонный пол, установить стальную (бесфланцевую) приварную задвижку (общую отключающую задвижку на агрегат), выведя на поверхность шпindel и штурвал (маховик)?

5.40. В газифицированной котельной предприятия в связи с производственной необходимостью проложили кабель по стене, на которой смонтирован газопровод. При наружной прокладке кабель пересек трассу газопровода на расстоянии 50 мм в свету. Допускается ли указываемая прокладка кабеля?

5.41. Стены газифицированного цеха предприятия выкрашены в салатовый цвет. В какой цвет следует окрасить газопровод?

5.42. На рис. 5-9 показана установка кранов при различном расположении газопровода на стене. Расстояние от газопровода до стены I соответствует принятому в проекте. На каком из рисунков краны установлены правильно?

5.43. В каком положении могут устанавливаться на вертикальных и горизонтальных газопроводах вентили с ручным управлением?

5.44. Какие общие правила необходимо соблюдать при включении в работу системы газоснабжения предприятия?

5.45. Как контролируется окончание продувки газопровода огневым методом и газовым анализом?

5.46. При работе регулятора давления и открытом кране продувки включить в работу цеховой газопровод в соответствии со схемой, показанной на рис. 5-11.

5.47. По запаху в помещении цеха определили, что есть утечка газа. Для ускорения поиска и быстрого устранения неплотностей слесарь-ремонтник по обслуживанию газового хозяйства предприятия зажиг факел и с его помощью начал выявлять неплотности в местах подсоединения арматуры и т. д. Правомочны ли его действия?

5.48. Как определяются места утечки газа в помещении цеха с помощью прибора?

5.49. Как определяются места утечки газа с помощью обмыливания?

5.50. В действующий газопровод вварен штуцер. Как проверить сварной шов на плотность?

5.51. Газопотребляющая установка В (рис. 5-12) демонтируется. В этом месте цеха никакое другое газопотребляющее оборудование к установке не планируется. В наряде на выполнение работы указано, что демонтировать следует все оборудование, газопроводы и арматуру в границах I—I и II—II, на подающей газопроводом 2 установить заглушки: в сечении I—I — резьбовую («глухую» муфту), в сечении II—II — фланцевую («глухой» фланец на болтах). Допустимо ли это?

5.52. На внутреннем газопроводе цеха, в одном случае работающем при давлении 300 мм вод. ст. а в другом — 1 кгс/см², необходимо выполнить следующие работы: а) замену прокладки фланцевого соединения; б) замену льняной пряди резьбового соединения; в) осмотр и смазку пробкового крана; г) осмотр диска клина задвижки; д) замену фильтра; е) замену счетчика. Можно ли хотя бы одну из указанных работ выполнить на работающем участке газопровода?

5.53. Ситуация аналогична описанной в упр. 5.52. Можно ли произвести указанные работы, отключив участок газопровода с помощью всех имеющихся запорных устройств?

5-3. Испытание газопроводов

5.54. ГРП предприятия в летнее время был капитально отремонтирован подрядной организацией (оборудование и арматура не заменялись). Какие испытания и кем должны быть проведены?

5.55. Какие испытания газопровода более безопасны: водой (гидравлические) или воздухом (пневматические)?

5.56. Вы, являясь представителем технадзора заказчика, присутствуете при испытаниях капитально отремонтированных газовых сетей предприятия. В результате испытаний выявлены утечки через сварные швы и резьбовые соединения. Как Вы оцените действия подрядчика, который приступил к устранению дефектов (подваривая сварные швы и затягивая резьбу) при следующих условиях: а) не снизив давления в газопроводе, т. е. работая при испытательном давлении; б) снизив давление в газопроводе до атмосферного?

5.57. Какие манометры следует установить при испытании газопровода, рабочее давление которого $p_p = 1,1$ кгс/см²?

5.58. Газопровод, подающий газ к печному агрегату, прошел испытания на прочность и плотность в соответствии с существующими нормами. Рабочее давление газа перед горелками 0,1—0,4 кгс/см². Как, когда и кто проверяет плотность газопроводов в местах подсоединения к ним газогорелочных устройств?

5.59. Как проверяется качество монтажа продувочных свечей?
5.60. Проводятся испытание на прочность внутреннего газопровода с рабочим давлением $p_r = 1,3$ кгс/см². Осмотр и проверка соединений мыльной эмульсией проведены при $p = 6,5$ кгс/см². Допустимо ли это?

5.61. Как и когда должна быть произведена внутренняя очистка газопроводов и оборудования ГРУ?

5.62. На предприятии смонтирован межцеховой газопровод. Какую операцию необходимо выполнить до испытания газопровода?

5.63. Необходимо испытать газопровод ($p_r = 1,3$ кгс/см²) и смонтированное на нем оборудование, арматуру и КИП. Одна часть оборудования, арматуры и приборов рассчитана на давление 2,5, а другая — 5 кгс/см². Может ли газопровод испытываться с установленным на нем оборудованием, арматурой и приборами?

РЕШЕНИЯ УПРАЖНЕНИЯ

5.1. Газопроводы предприятий в зависимости от давления транспортируемого газа разделяются на газопроводы низкого (до 0,05 кгс/см²), среднего (свыше 0,05 до 3 кгс/см²) и высокого (свыше 3 кгс/см²) давлений.

5.2. Газопроводы, прокладываемые на территории предприятия, как правило, должны быть надземными. Надземные газопроводы предприятий прокладываются по отдельно стоящим колоннам, эстакадам из негорючих материалов, по наружным стенам зданий не ниже IV степени огнестойкости и по негорючим покрытиям. При этом на территории предприятия не разрешается надземная прокладка магистральных внутриплощадочных газопроводов (внутриплощадочный газопровод является магистральным по отношению к тем зданиям, где газ не используется) по эстакадам, колоннам и опорам из негорючих материалов. Также не разрешается прокладка всех надземных газопроводов на территории предприятия по стговаемым покрытиям и стенам, по покрытиям и стенам зданий, в которых размещаются взрывоопасные материалы и вещества, по территории, занятой складами горючих и легковоспламеняющихся материалов, а также в галереях.

5.3. Система газоснабжения предприятия состоит из следующих частей: ввод распределительных газопроводов на территории предприятия, межцеховые газопроводы, ГРП, цеховые газопроводы и газопроводы в пределах агрегатов (обвязочные). К наружным газопроводам относятся вводы и межцеховые газопроводы, к внутренним — цеховые и газопроводы в пределах агрегатов. Вводы предназначены для обеспечения подачи газа от распределительных газопроводов или их ответвлений до межцеховых газопроводов, размещаемых на территории предприятия. Межцеховые газопроводы служат для подачи газа от ввода распределительного газопровода в цеха, цеховые для подачи газа от ввода межцехового газопровода в цех до главных отключающих устройств на агрегатах. Газопроводы в пределах агрегата (обвязочные) предназначены для подачи газа от главных отключающих устройств агрегатов до газовых горелок.

5.4. Персоналом предприятия обслуживаются газопроводы от отключающего устройства на вводе распределительного газопровода до газовых горелок. Предприятием газового хозяйства обслуживается отключающее устройство на вводе распределительного газопровода.

5.5. Ответственный за газовое хозяйство, обнаружив ситуацию, показанную на рис. 5-1, должен дать указание соответствующим службам предприятия немедленно освободить зону шириной 4 м вдоль всей трассы газопровода от складированных материалов и оборудования. В этой зоне (полоса отвода) на складской территории или территории предприятия не допускается складирование оборудования или материалов независимо от их горючести и давления газа в газопроводе.

5.6. Отключающие устройства на газопроводах должны быть установлены в следующих местах:

- на вводах газопроводов в ГРП и выводах из них;
- на вводах газопроводов в цеха предприятия;
- при прокладке газопроводов в коллекторе (на вводе, а при кольцевых сетях и на выходе).

Если отключающее устройство установлено на отводе от распределительного газопровода на расстоянии от ГРП предприятия не более 100 м, то перед ГРП допускается не размещать второго отключающего устройства. Также допускается не устанавливать отключающее устройство после ГРП на предприятиях, имеющих одностороннее питание газом.

5.7. Нет, нельзя. Запорная арматура из серого чугуна допускается к установке при давлении в газопроводе $p < 6 \text{ кгс/см}^2$ и температуре не ниже $-30 \text{ }^\circ\text{C}$. Также недопустимо в рассматриваемом случае применение арматуры из ковкого чугуна, бронзы и латуни.

При температуре наружного воздуха до $-40 \text{ }^\circ\text{C}$ следует применять арматуру из углеродистой стали, а при более низких температурах — из легированной стали.

5.8. Конденсатосборники предназначены для сбора и удаления сконденсировавшихся водяных паров и жидких фракций

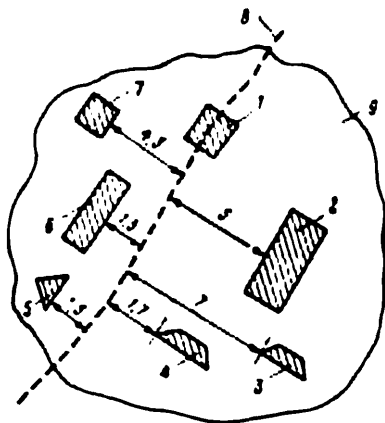


Рис. 5-1. План трассы подземного газопровода и расположение складированного оборудования и материалов (расстояния указаны в метрах).

1, 7 — оборудование для вновь строящейся котельной; 2, 6 — штабеля с паломатериалами; 3, 4 — бункера твердого (резервного) топлива для котельной; 5 — демонтированное оборудование механического цеха; 8 — газопровод низкого давления; 9 — складская территория предприятия.

других транспортируемых вместе с газом продуктов из подземных газопроводов. Конденсатосборники устанавливаются в нижних точках газопроводов, укладываемых с уклоном к ним. На рис. 5-2 показан конденсатосборник, устанавливаемый на газопроводах среднего давления. Конденсатосборник состоит из пробки крана 1, фланца внутренней трубы 2, фланца наружной трубы 3, внутренней трубы 5 с отверстием 4, наружной трубки 6, корпуса 7, ковра 8, крана 9 и подушки под ковер 10. Удаление конденсата из газопроводов среднего и высокого давления происходит под давлением транспортируемого газа. Поэтому для удаления конденсата необходимо вывернуть пробку 1, присоединить резиновый шланг, а другой его конец опустить в специальную емкость. Затем открыть кран 9. После удаления конденсата кран 9 быстро закрывают и устанавливают на место пробку 1. Слив конденсата на проезжую часть дорог, в грунт или выброс в атмосферу категорически запрещен. Собранный конденсат следует вывозить в безопасное место и там сливать (предварительно следует попытаться сжечь конденсат).

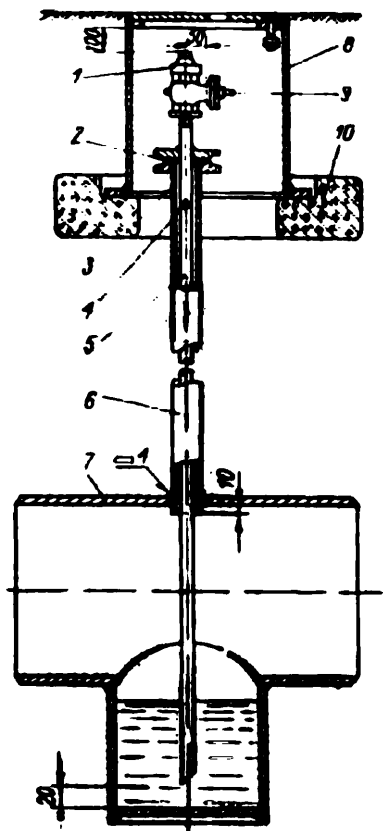


Рис. 5-2. Конденсатосборник газопровода среднего давления.

5.9. Компенсаторы предназначены для защиты газопроводов и установленного на них оборудования от разрушения вследствие напряжений, возникающих при изменении температуры, а также для облегчения удаления или установки арматуры и других устройств при их ремонте. На рис. 5-3, а показан двухлинзовый компенсатор, который состоит из фланца 1, присоединяемого к фланцу арматуры (другой конец приваривается к газопроводу или также имеет фланец), стоек 2 с отверстиями, тяги 3 с гайками, цапфы 4, полости 5, заполненной битумом (битум класса Б-2 заливается перед монтажом), полулинз 6 и стакана 7.

На рис. 5-3, б показан резинотканевый компенсатор, применяемый в пучнистых грунтах и сейсмоопасных районах. Эти компенсаторы изготавливаются из резины с прослойками капро-

нового волокна в виде винтообразного шланга, усиленного снаружи капроновым канатом.

На рис. 5-3, а показан волнистый осевой компенсатор типа КВ05. Он состоит из гаек 1, фланцев 2, патрубков 3, направля-

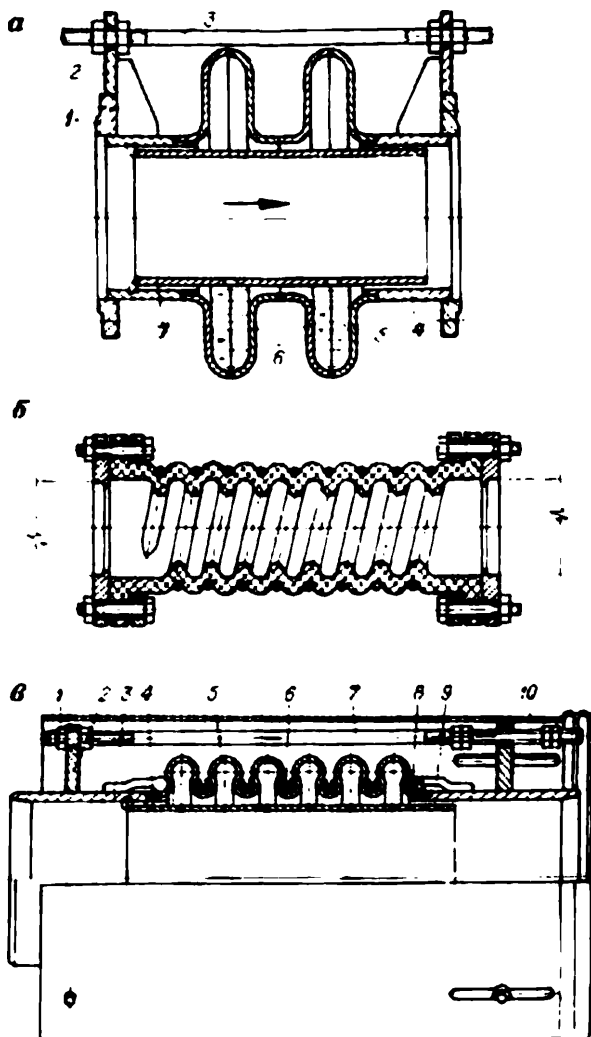


Рис 5-3. Компенсаторы.

а — двухслойный; б — пропитанный смолой; в — типа КВ05.

ющей трубы 4, волн 5 (двухслойные гибкие элементы), ограничительных колец 6, тяг 7, опорных колец 8, упоров 9 и кожуха 10. Для монтажа с арматурой к одному концу компенсатора приваривают фланец, а второй конец приваривается к газопроводу.

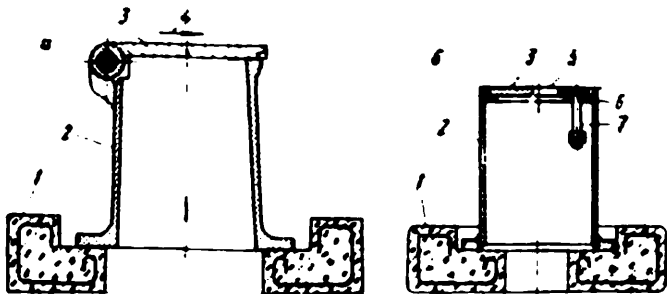


Рис. 5-4. Коверы.
а — литой; б — сварной.

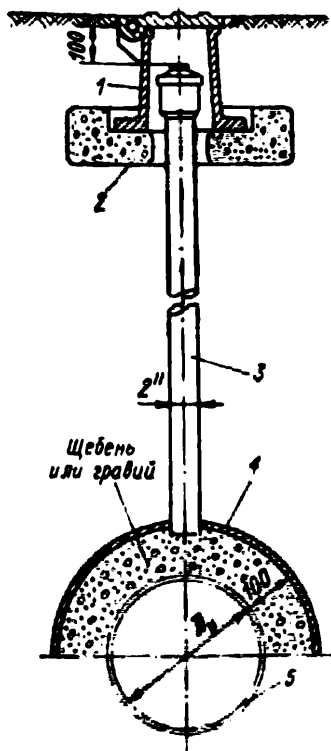


Рис. 5-5. Контрольная трубка.

5.10. Коверы, показанные на рис. 5-4, а, б, предназначены для защиты выходящих из земли различных устройств подземных газопроводов от механических повреждений. Ковер состоит из железобетонного основания 1, корпуса 2, крышки 3 (крышки 3 с отверстием 5, рис. 5-4, б), опорного кольца 6 и болта с гайками 7. При установке на проезжей части ковер не должен выступать за поверхность покрытия. Закрывается ковер должен в сторону движения транспорта, как показано стрелкой 4.

5.11. Контрольная трубка предназначена для быстрого выявления утечек газа из подземного газопровода. Контрольные трубки устанавливаются в наиболее ответственных местах газопровода (5), например над стыками в местах присоединения отводов на предприятии. Контрольная трубка, показанная на рис. 5-5, состоит из ковера 1, подушки под ковер 2, трубки 3, кожуха 4. В настоящее время контрольные трубки применяются довольно редко.

5.12. Футляр, показанный на рис. 5-6, предназначен для защиты газопровода при проходе через стены и фундаменты от возможной их осадки. Футляр состоит из стальной трубы, диаметр которой выбирается в зависимости от условного прохода

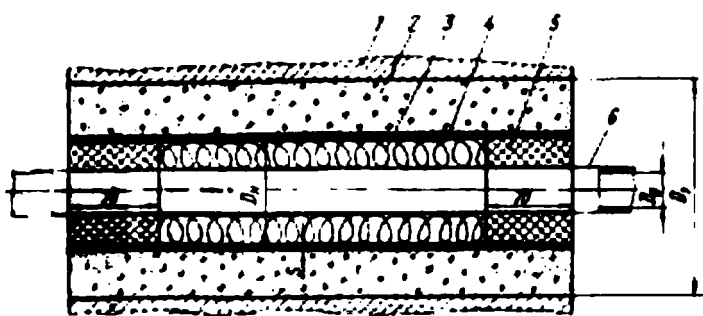


Рис. 5-4. Фугавр газопровода.

газопровода. На рис. 5-6 обозначено: 1 — стена или фундамент; 2 — бетон М110; 3 — просмоленная пенька; 4 — футляр; 5 — битум; 6 — газопровод. При проходе через стены длина футляра не должна превышать их толщины, при проходе через фундамент футляр должен выступать за его пределы на 50 мм.

5.13. Под коррозией подземных металлических сооружений понимают процесс разрушения металла вследствие химического или электрохимического взаимодействия с окружающей средой. На подземные газопроводы наибольшее влияние оказывает электрохимическая коррозия: почвенная и блуждающими токами. Под почвенной коррозией понимают разрушение металла газопроводов вследствие электрохимического взаимодействия с электролитической средой (почвой). В результате этого возникает электрический ток, разрушающий металлические подземные сооружения. Коррозией блуждающими токами называют электрохимический процесс разрушения подземных металлических сооружений под влиянием токов от внешнего источника.

5.14. От почвенной коррозии газопроводы защищают путем изоляции (пассивная защита). Протнвокоррозионная изоляция разделяется на нормальную, усиленную и весьма усиленную. На промышленных предприятиях для изоляции газопроводов применяют весьма усиленную изоляцию: битумно-полимерную, битумно-минеральную, полимерную, этиленовую и др. При выполнении изоляционных работ необходим контроль их качества. При изоляции битумными покрытиями контролируется: наличие дефектов (внешним осмотром), толщина и сплошность покрытия, степень прилипаемости.

5.15. Газопроводы от коррозии блуждающими токами защищают применением различных электрических методов (активная защита). Для этого используют: дренажную, катодную, протекторную защиту и установку изолирующих вставок. Электрическим дренажем (дренажная защита) называют отвод блуждающих токов из анодной зоны защищаемого газопровода

при помощи изолированного приводника обратно к источнику этих токов (к отрицательной шине тяговой подстанции, к отсасывающему кабелю или к рельсам). Метод катодной защиты заключается в искусственном создании отрицательного потенциала на защищаемом газопроводе специальным источником постоянного тока. При этом защищаемый газопровод присоединяется к отрицательному полюсу. Этот метод применяют при защите как от почвенной коррозии, так и от коррозии блуждающими токами. Протекторная защита заключается в том, что к защищаемому газопроводу присоединяют металлические пластины и стержни, обладающие более низким электрическим потенциалом, чем металл газопровода. При этом газопровод является катодом, а стержни (протекторы) -- анодом. Электролитом служит грунт с содержащейся в нем влагой.

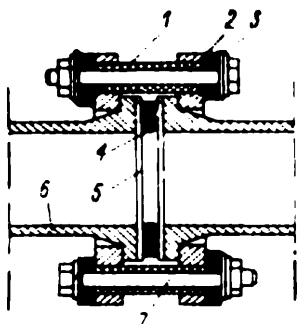


Рис. 5-7. Изолирующий фланец на газопроводе.

Изолирующий фланец на газопроводах устанавливают для уменьшения повреждения протяженных участков за счет их секционирования. Изолирующий фланец, показанный на рис. 5-7, состоит из текстолитовой втулки 1, текстолитовой шайбы 2, стальной шайбы 3, текстолитовой прокладки 4, свинцовой шайбы 5 и болта 7. Установка изолирующего фланца производится на газопроводе б. Изолирующие фланцы устанавливают в общих с отключающими устройствами или в специально выполненных для этих целей колодцах, а также на надземных участках газопроводов, например на вводах.

5.17. Обслуживание наружных газопроводов заключается в надзоре за их состоянием, а также за состоянием окружающей газопровод среды путем обхода трасс. Обход совершается бригадой из двух слесарей-обходчиков, один из которых является старшим. Все работы по техническому обслуживанию подземных и надземных газопроводов должны выполняться в соответствии с разработанными и утвержденными инструкциями в сроки, предусмотренные графиками. Основной целью обхода трасс газопроводов является обнаружение и выявление первичных признаков (прямых или косвенных) наличия утечки газа из наружных газопроводов и сооружений на них.

5.18. Обход трасс подземных и надземных газопроводов должен проводиться в сроки, установленные графиками, составленными газовой службой предприятия (ответственным за газовое хозяйство) и утвержденными руководителями предприятия. Сроки обхода трасс газопроводов должны ежегодно пересматриваться с учетом изменения условий эксплуатации и

накопленного опыта. При определении сроков обхода трасс газопроводов необходимо учитывать целый ряд факторов: продолжительность эксплуатации, состояние газопровода, давление газа, наличие сигнализаторов загазованности в подвалах, лучи-нистость грунтов, коррозионная активность грунтов, наличие блуждающих токов, наличие защиты, характер местности территории предприятия и плотность ее застройки, время года и т. д. При этом обход трасс подземных газопроводов предприятия должен проводиться не реже 1 раза в 2 дня. Если вблизи газопровода ведутся земляные или строительные работы, связанные с перемещением по трассе газопровода тяжелых машин или механизмов, обход выполняется ежедневно и при необходимости устанавливается круглосуточный надзор постоянного характера.

5.19. При обходе трасс подземных и надземных газопроводов необходимо соблюдать следующие меры предосторожности:

а) проверять наличие газа в колодцах только через имеющиеся отверстия по запаху или отбором проб воздуха;

б) в случае необходимости пробитривания люка колодца открывать крышку с подветренной стороны, предварительно очистив ушко колодца от грязи, крышку поднимать на 60—80 мм, пользуясь специальным крючком, второй рабочий в этот момент должен вставить под крышку деревянную опору; если колодец расположен на проезжей части дороги, то перед открыванием крышки необходимо на расстоянии 5 м от колодца установить предупредительный дорожный знак, а в ночное время на предупредительный знак укрепить сигнальный фонарь красного цвета;

в) ни при каких условиях не спускаться в колодцы;

г) проверять плотность соединений надземных газопроводов только мыльной эмульсией;

д) осмотр надземных газопроводов проводить только с поверхности земли, в случае необходимости осмотр может быть выполнен при помощи переносной лестницы, если газопровод расположен в пределах одного этажа; при работе на лестнице один из слесарей должен находиться внизу и поддерживать лестницу;

е) при проверке наличия газа в колодце газоанализатором в невзрывоопасном исполнении после отбора пробы шланг должен быть удален из колодца и только после этого можно проводить анализ;

ж) анализ воздуха в подвалах зданий может проводиться непосредственно в подвале газоанализатором взрывозащищенного типа, а при отсутствии их — путем отбора пробы воздуха и анализа ее вне здания;

з) при нахождении в подвале, а также у колодцев, шахт, коллекторов и других сооружений курить и пользоваться открытым огнем запрещается.

5.20. Слесари-обходчики при обслуживании системы газоснабжения предприятия должны пользоваться маршрутной картой, на которой нанесены колодцы всех сопутствующих газопроводам подземных сооружений, коллекторов, подвалов, расположенных на расстоянии до 50 м в обе стороны от газопроводов. Не реже 1 раза в год маршрутная карта должна проверяться и корректироваться, что отмечается в соответствующей графе характеристики (даты корректировки и роспись исполнителя). Маршрутная карта после ознакомления с ней слесарей-обходчиков выдается им под расписку.

5.21. Слесарей-обходчиков с закрепленной за ними трассой газопроводов должен знакомить мастер газовой службы предприятия или другой ответственный за систему газоснабжения инженерно-технический работник. В процессе ознакомления слесарей-обходчиков необходимо пройти с ними всю трассу от начала до конца, показав в натуре все сооружения и объекты, подлежащие проверке и осмотру в соответствии с имеющейся маршрутной картой.

5.22. При обходе трассы подземных газопроводов слесари-обходчики обязаны:

а) проверить на загазованность колодцы и контрольные трубки, установленные на газопроводе;

б) проверить на загазованность сооружения, расположенные на расстоянии 15 м в обе стороны от оси газопровода, среди которых могут быть колодцы других подземных коммуникаций (телефонные, водопроводные, теплофикационные и др.), коллекторы, подвалы зданий и др.;

в) выявить утечки газа по внешним признакам (пожелтение растительности на трассе газопровода, бурые пятна на снегу, выделение пузырьков газа и т. д.);

г) вести наблюдение за сохранностью и состоянием ковров и настенных указателей, очищать их от снега, льда, грязи и т. д.;

д) вести наблюдение за дорожными и другими строительными работами, проводимыми вблизи трассы газопровода, с целью предупреждения его повреждения, а также загромождения и застройки трассы.

Для сокращения объема работ и исключения из него самой тяжелой операции, связанной с приподнятием крышек люков колодцев, в этих крышках просверливают или прожигают сквозные отверстия диаметром 12—14 мм. Пробу из колодца для анализа воздушной среды следует отбирать из верхней зоны, т. е. из зоны возможной максимальной концентрации природного газа.

При осмотре подвалов слесари-обходчики должны пройти весь подвал по всему периметру наружной кладки и взять пробу минимум в 2—4 местах. Проба отбирается из верхней зоны помещения в местах, наименее подверженных сквознякам. Один из слесарей-обходчиков входит и обследует подваль-

ное помещение, а второй находится снаружи у открытой двери и поддерживает связь разговором со слесарем, осматривающим подвал. В подвальном помещении включать электроосвещение можно только после того, как будет установлено отсутствие газа в воздухе.

5.23. При обнаружении в колодце, контрольной трубке, в подвальном помещении или просто в воздухе на территории предприятия газа (по запаху и подтверждено газоиндикатором) слесари-обходчики обязаны:

а) поставить в известность о подозрении на утечку газа из подземного газопровода или просто об обнаружении запаха газа газовую службу предприятия или ответственного за газовой хозяйство;

б) одновременно с извещением ответственного за газовое хозяйство принять меры по созданию максимально возможной безопасности на месте предполагаемой утечки газа;

в) принять меры, необходимые для выяснения зоны распространения газа или газозвушной смеси, обеспечив дополнительные меры безопасности с учетом выявленных границ зоны безопасности.

Если наличие газа обнаружено в газовом колодце, слесари-обходчики должны принять меры для проветривания колодца, а затем проверить подвалы и другие подземные сооружения в радиусе 50 м от газопровода. При обнаружении загазованности подвалов зданий слесари-обходчики обязаны принять меры к предупреждению находящихся в здании людей о недопустимости пользования открытым огнем, а при необходимости удалить людей из здания. При обследовании колодцев смежных газопроводу подземных коммуникаций следует регистрировать уровень концентрации газа в процентах, а затем удалять крышку с люка колодца и оставлять его открытым для проветривания, а также для предотвращения распространения газа по коммуникациям. Главное на этой стадии — как можно скорее выяснить конечные точки (подвальные помещения), в которых газ может воспламениться от любого источника огня.

5.24. При обслуживании конденсатоотводчиков (газонасная работа) необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

а) работа по обслуживанию должна производиться двумя рабочими, один из которых назначается старшим;

б) до открытия кранов на стояках конденсатоотводчиков установить автоцистерну и соединить стояки с ее емкостью;

в) после окончания откачки конденсата закрыть кран на стояке конденсатоотводчика, вывернуть отвод и завернуть глухую пробку;

г) во время откачки конденсата не курить и не допускать к месту работы посторонних лиц;

д) при откачке конденсата на проезжей части территории предприятия на расстоянии 5 м от места работ установить предупреждающий знак и стоять лицом к движущемуся транспорту.

5.25. Плотность газопроводов всех давлений должна проверяться не реже 1 раза в 5 лет. Проверка плотности производится с помощью сверхчувствительных газоиндикаторов, называемых детекторами, без вскрытия грунта. Также допускается проверять плотность подземных газопроводов методом бурового осмотра, который выполняется преимущественно в летний период. Суть бурового осмотра заключается в том, что на расстоянии 0,3—0,5 м от стенки газопровода любым из возможных способов в грунте пробивают скважину диаметром 25—30 мм на глубину, соответствующую глубине укладки газопровода, считая от его верха. На межцеховых газопроводах скважины бурятся через каждые 2 м. При использовании высокочувствительных приборов (с чувствительностью не ниже 0,01 об.%) расстояние между скважинами допускается увеличивать до 5 м. Наличие газа в скважинах проверяется газоиндикаторами. Также допускается проверять наличие газа в скважинах огнем, если они расположены на расстоянии более 3 м от зданий, колодцев, туннелей, коллекторов и других подобных сооружений. Однако на песчаных и супесчаных почвах, не имеющих твердого покрытия, применение открытого огня опасно. На практике были случаи возгорания значительной площади поверхности грунта (возникновение огненного ковра) при утечке газа из газопровода среднего давления.

5.26. Проверка состояния защитных покрытий и наружной поверхности труб производится путем открытия шурфов в местах, определенных прибором, а при отсутствии прибора — одного шурфа на каждые 200 м межцехового газопровода. Для осмотра следует выбирать участки наибольшего приближения к трамвайным путям, а также проложенные в грунтах с наиболее высокой коррозионной активностью. Шурфовый осмотр газопроводов проводится 1 раз в 5 лет после ввода в эксплуатацию. При механизированном рытье шурфов последний слой грунта над газопроводом толщиной 200—300 мм должен удаляться вручную лопатами с соблюдением мер предосторожности во избежание повреждения газопровода. Изоляция осматривается, а затем проверяется с помощью приборов или принятыми в практике приемами на соответствие требованиям, предъявляемым к ней в процессе приемки в эксплуатацию. Так же производится оценка степени коррозии металла труб.

5.27. Обход трассы надземных газопроводов предприятия следует производить ежедневно. Слесари-обходчики обязаны проверять: работу конденсатоотводчиков, дренажных труб, компенсаторов, арматуры, измерительных приборов и других устройств. Особое внимание необходимо обращать на плотность

соединений, правильность положения задвижек и кранов, наличие смазки в резьбовых соединениях задвижек, плотность сальников задвижек и кранов, состояние тепловой изоляции и окраски газопровода, исправность лестниц, площадок, ограждений.

5.28. При текущем ремонте наружных газопроводов выполняется следующий объем работ:

а) устранение мелких дефектов и утечек газа, выявленных при техническом обслуживании;

б) установка муфт на отдельных сварных стыках с целью их усиления;

в) ремонт поврежденной изоляции;

г) устранение провеса газопроводов;

д) приведение в порядок настенных знаков;

е) окраска надземных газопроводов;

ж) проверка состояния люков и крышек колодцев и коверов с устранением перекосов, оседаний и других неисправностей;

з) ремонт кирпичной кладки колодцев, наращивание кладки под люки, ремонт отдельных мест штукатурки, проверка, осмотр и ремонт задвижек, кранов, компенсаторов;

и) окраска задвижек, кранов, компенсаторов;

к) проверка плотности резьбовых соединений конденсаторных сборников и гидрозатворов, устранение повреждений их оголовков, наращивание или обрезка выводных трубок конденсатороводчиков, гидрозатворов и контрольных трубок;

л) проверка и устранение неплотностей всех соединений и арматуры.

5.29. При капитальном ремонте наружных газопроводов выполняется следующий объем работ:

а) замена отдельных участков труб, пришедших в негодность;

б) замена изоляции без восстановления или с восстановлением стенок трубы отдельных участков газопроводов;

в) ремонт кирпичной кладки колодцев с разборкой и заменой перекрытий, замена изношенных люков и крышек, перекладка горловины, полное восстановление и ремонт гидроизоляции колодцев;

г) наращивание высоты колодцев, штукатурка их заново, смена лестниц, ходовых скоб и др.;

д) разборка задвижек, замена износившихся деталей, шабровка, расточка или замена уплотнительных колец и т. д.;

е) демонтаж или замена конденсаторных сборников, гидрозатворов, ремонт и замена коверов и т. д.

5.30. Нет, не правомочно. Если газопровод (рис. 5-8) проложен транзитно через помещение, где газ не используется (это допустимо только для смежных помещений), то в помещении / должен быть свободный круглосуточный доступ обслужива-

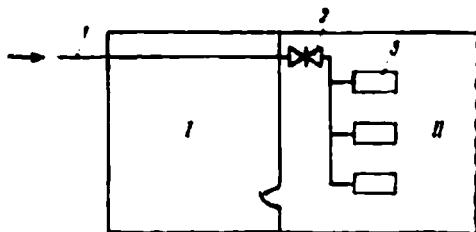


Рис. 6-8 Трассировка газопровода через помещения, где газ не используется
 I — склад металлических полуфабрикатов, II — участок термических печей; 1 — газопровод; 2 — отключающее устройство; 3 — термические печи

ющего персонала (открытый дверной проем), а вентиляция должна обеспечивать трехкратный воздухообмен.

5.31. Нет, нельзя. При транзитной прокладке газопровода через помещение I не допускается установка никакой арматуры. Кроме того, газопровод, проходящий через помещение I, не должен иметь резьбовых или фланцевых соединений независимо от давления газа.

5.32. Максимально допустимое давление газа в газопровode в рассматриваемом случае не должно превышать 3 кгс/см². Это обусловлено тем, что транзитная прокладка через помещения, в которых газ не используется, допустима только для газопроводов низкого и среднего давлений.

5.33. Нет, нельзя. В помещениях, через которые транзитом проходит газопровод, запрещается размещать склады смазочных и коррозионно-активных материалов. Не допускается также размещать в этих помещениях электрораспределительные устройства и вентиляционные камеры.

5.34. Да, допустима, если это помещение промышленного предприятия. Борозда в стене должна иметь такие размеры, чтобы была обеспечена возможность осмотра и обслуживания газопровода. В общем случае газопроводы в помещениях, в том числе и промышленных предприятий, следует прокладывать открыто. В местах прохода людей расстояние от пола до нижней кромки газопровода должно быть не менее 2,2 м.

5.35. Нет, нельзя. Борозда, в которой проложен газопровод, может быть закрыта легко снимающимися щитами с отверстиями для вентиляции.

5.36. Да, можно. Такая прокладка допустима только для газопроводов, подводящих газ к агрегату. Канал, в котором прокладывается газопровод, должен быть закрыт легко снимающимися бетонными или стальными щитами. Если в производственном процессе цеха используются коррозионно-активные вещества, которые могут попасть в канал с газопроводом, прокладка его в канале бетонного пола не допускается.

5.37. В одном канале с газопроводом может быть проложен только паропровод (в общем случае также и трубопровод

с инертным газом, холодной или горячей водой). Все соединения проложенных в общем канале трубопроводов должны быть выполнены на сварке и без установки какой-либо арматуры. Кислородопровод в общем канале с газопроводом прокладывать запрещается.

5.38. Да, можно, но только газопровод должен быть покрыт противокоррозионной изоляцией и испытан до заделки цементным раствором. Газопровод, заделываемый в цементном полу, должен иметь минимальное количество сварных стыков и не иметь фланцевых и резьбовых соединений.

5.39. Нет, нельзя. На газопроводе, заделанном в бетонном полу, установка любой арматуры запрещена.

5.40. Нет, не допускается. При открытой проводке изолированных проводов или кабеля расстояние между ними и газопроводом при пересечении должно быть в свету не менее 100 мм (при параллельной прокладке 250 мм). Для осуществления указанного взаимного расположения кабель в месте пересечения с газопроводом следует проложить в стене или в трубопроводе, выступающем на 100 мм с каждой стороны газопровода. При такой прокладке расстояние от кабеля до газопровода в свету может быть равным 10 мм (при параллельной прокладке 50 мм).

5.41. Независимо от цвета стен газопроводы предприятия должны окрашиваться водостойкими красками в желтый цвет с предупреждающими красными кольцами.

5.42. Правильная установка кранов показана на рис. 5-9, б, в, так как краны на вертикальных и горизонтальных газопроводах должны устанавливаться так, чтобы их ось были параллельны стене.

5.43. Вентили могут устанавливаться на газопроводах в любом положении, удобном для обслуживания. Исключение составляют вентили со свободно висящим клапаном, которые могут

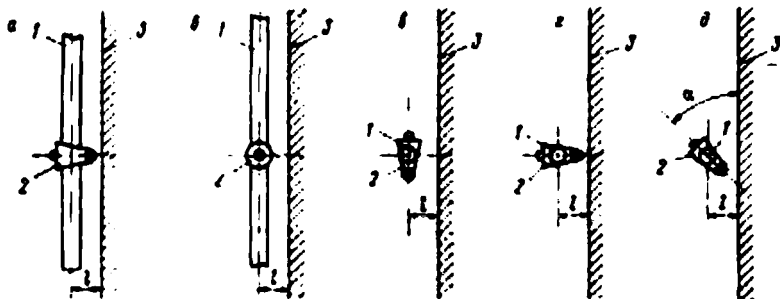


Рис 5-9. Установка кранов на газопроводе.

Расположение газопровода а, б — вертикальное, в—д — горизонтальное.
1 — газопровод; 2 — кран; 3 — стена

размещаться только на горизонтальных участках газопровода. При этом шпindel вентиля должен быть направлен вверх.

5.44. При включении в работу системы газоснабжения предприятия необходимо соблюдать следующие общие правила:

а) газопроводы и газовое оборудование освобождаются от воздуха путем продувки газом;

б) продувка протяженных газопроводов производится по отдельным участкам при давлении газа не более 500 мм вод. ст.;

в) окончание продувки контролируется огневым методом или газовым анализом;

г) при включении газового оборудования всегда открывается задвижка после него, а затем перед ним; при отключении, наоборот, сначала закрывается задвижка перед оборудованием, а затем после него;

д) при последовательной продувке отдельных участков газопровода всегда сначала открывается кран на продувочном газопроводе включаемого участка, а затем закрывается кран на продувочном газопроводе предыдущего участка.

5.45. Для контроля окончания продувки огневым методом набирают пробу в опрокинутый вверх дном металлический стаканчик, показанный на рис. 5-10. Затем выводят в соседнее помещение и поджигают взятую пробу. Если проба не загорится, в газопроводе чистый воздух, если загорится с хлопком, — смесь газа с воздухом. Спокойное возмелание пробы при вялом, коптящем пламени означает, что в газопроводе газ и продувка его может быть окончена. При контроле газовым анализом продувка считается оконченой, если содержание кислорода в пробе менее 1 %.

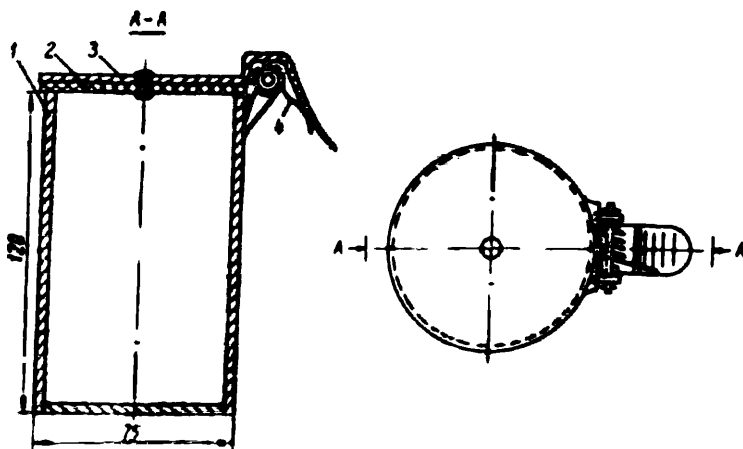


Рис. 5-10. Металлический стаканчик для отбора газозоудушной смеси.

1 — стальной стакан; 2 — резиновая уплотнительная прокладка; 3 — крышка; 4 — спиральная пружина.

5.46. Включение в работу цехового газопровода (рис. 5-11) производится в такой последовательности:

- а) открыть кран продувки 6;
- б) открыть задвижку 5 и прудуть в течение 1—2 мин обводную (байпасную) линию счетчика РС;
- в) открыть задвижку 4 и затем задвижку 2, закрыть задвижку 5, в течение 2—3 мин прудуть цеховой газопровод;
- г) закрыть кран 1 продувки ГРУ.

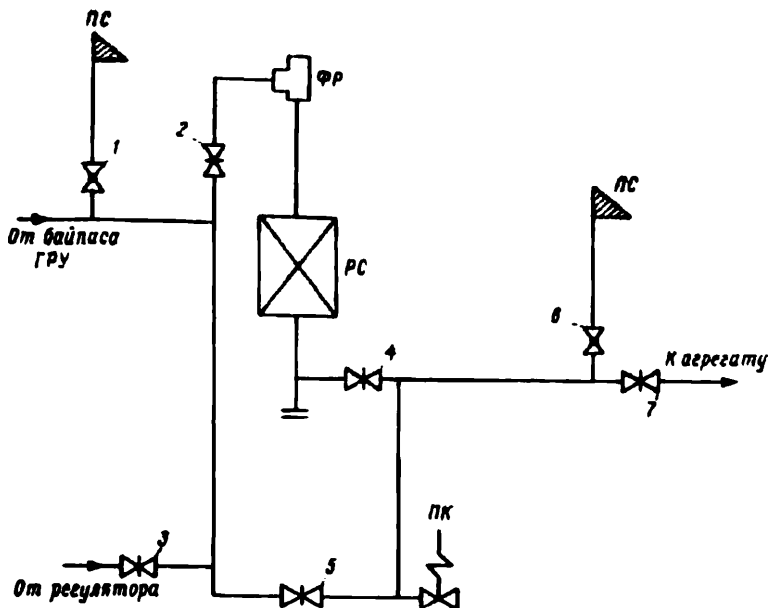


Рис. 5-11. Схема цехового газопровода.

При первичном пуске газа задвижка 5 на обводной линии после включения системы газоснабжения пломбируется представителем газового хозяйства. При повторных пусках системы газоснабжения продувка обводной линии счетчика РС не производится.

5.47. Нет, не правомочны. Проверка плотности газопроводов, арматуры, приборов огнем, как иногда делается на практике, запрещается. Вызвано это опасностью зажигать огонь в загазованном помещении: при проверке огнем в стесненном месте (например, между газопроводом и стеной) весьма вероятно, что образовавшийся маленький огневой очаг не будет обнаружен, а утечка газа будет увеличиваться вследствие «разгара» отверстия (выгорание льна в резьбовом соединении), наконец, огневой очаг может явиться причиной пожара и взрыва; поиск утечки газа огнем на подземных газопроводах может вы-

«звать «перевоску» и лачени в колодцы, подвалы и т. д., что приведет к аварийной ситуации.

5.48. Поиск места утечки газа может производиться с помощью специальных приборов, называемых газоиндикаторами. При применении газоиндикаторов заборный шланг прибора подносят к предполагаемому месту утечки газа и набирают пробу воздуха. По результатам анализа судят о наличии утечки газа в данном месте. При этом первое измерение следует проводить, если позволяет конструкция прибора, на максимальную концентрацию газа в воздухе.

5.49. Для определения утечки газа путем обмыливания необходимо приготовить мыльную эмульсию (хорошая эмульсия получается при растворении 50 г мыла в 1 л воды). Мыльная эмульсия наносится в виде пленки на место предполагаемой утечки газа. Место выхода газа через неплотности обозначается в зависимости от размера утечки следующими признаками:

— при незначительной утечке появляются пузыри, которые медленно надуваются (1—2 пузыря);

— при значительной утечке почти мгновенно появляется гирлянда мелких пузырей (эмульсия «кипит»);

— при очень большой утечке пузыри заметны только при нахождении кисточки с эмульсией непосредственно на месте выхода газа.

Способ обнаружения утечки газа с помощью мыльной эмульсии получил широкое распространение благодаря своей простоте, дешевизне и наглядности. Однако при отрицательной температуре воздуха применение этого способа затруднено. При температуре воздуха от 0 до -25°C в качестве эмульсии могут быть использованы водный раствор лакричного (солодкового) корня (1 л воды, 10 г корня, 290 г поваренной соли) и мыльная эмульсия на основе глицерина.

5.50. После врезки штуцера сварной шов проверяется на плотность (при рабочем давлении в газопроводе) обмыливанием или газоиндикатором.

5.51. Нет, не допустимо. При демонтаже газопотребляющего оборудования (рис. 5-12) газопровод, подводящий газ, должен отрезаться в месте отвода от распределительного газопровода. В месте отреза должна устанавливаться наглухо завариваемая заглушка. Применение заглушек на резьбе и болтах запрещено.

5.52. Нет, нельзя. Разборку, замену и вскрытие арматуры и оборудования на газопроводе любого давления без отключения соответствующего участка производить запрещается.

5.53. Нет, нельзя. Указанные работы могут выполняться только при отключении участка газопровода запорными устройствами с обязательной установкой на границах участка заглушек.

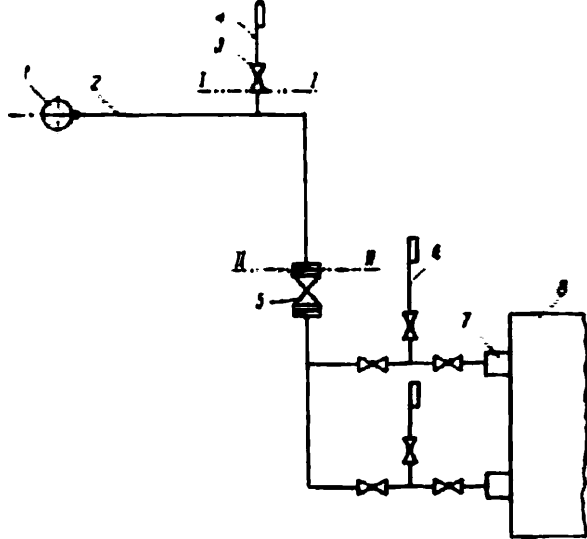


Рис. 5-12. Отключение газопровода при демонтаже газотребляющего оборудования. 1 — основной газопровод, 2 — подводящий газопровод; 3 — резьбовой край, 4 — продувочный газач, 5 — фланцевая задвижка; 6 — газопровод безопасности; 7 — газогорелочное устройство; 8 — газотребляющая установка

5.54. ГРП следует испытать на прочность и плотность. Испытания выполняет подрядная организация в присутствии представителя технадзора предприятия и представителя предприятия газового хозяйства (испытание на прочность подрядчик может проводить самостоятельно). Результаты испытаний заносятся в строительный паспорт ГРП. Такой же порядок испытаний должен выдерживаться и для вновь смонтированной газовой сети предприятия.

5.55. Гидравлические испытания значительно безопаснее, чем пневматические. При проведении пневматических испытаний на прочность вдоль газопровода должна быть создана охраняемая зона (опасная зона). Ширина опасной зоны, нахождение в которой во время испытаний запрещено, зависит от диаметра газопровода и испытательного давления. При испытании стальных газопроводов давлением воздуха до 10 кгс/см² ширина опасной зоны в каждую сторону от газопровода должна быть не меньше: при диаметре газопровода $D < 300$ мм — 7 м, а при диаметре газопровода $D = 300 + 1000$ мм — 10 м. Границы опасной зоны отмечаются красными флажками, и она должна охраняться постами (один человек на 200 м газопровода).

Гидравлические испытания имеют следующие недостатки: сложность проведения в зимнее время года; значительное по-

Таблица 8-1

Нормы давлений при испытаниях на прочность и плотность газопроводов

Сооружения	Давление при испытании на прочность, кгс/см ²	Испытание на плотность			Указания
		Давление	Время, ч	Допустимое падение давления	
Подземные и надземные газопроводы низкого давления (до 0,05 кгс/см ²)	3	1 кгс/см ²	24 (для подземных); 0,5 (для надземных)	См. прим. 3	—
Подземные и надземные распределительные газопроводы и вводы среднего давления (свыше 0,05 до 3 кгс/см ²)	4,5	3 кгс/см ²			
То же, высокого давления (свыше 3 до 6 кгс/см ²)	7,5	6 кгс/см ²			
Вводы к зданиям газопровода низкого давления с диаметром условного прохода до 100 мм при раздельном строительстве с распределительным газопроводом	1	1000 мм вод. ст.	1	5 мм вод. ст.	При совместном строительстве с распределительными газопроводами вводы следует испытывать по нормам распределительных газопроводов

Газопроводы и оборудование ГРП и ГРУ низкого давления (до 0,05 кгс/см ²)	3	1 кгс/см ²	12	1 % от начального давления	При испытании в целом (от входной до выходной задвижки) нормы испытательных давлений следует принимать по давлению газа на высокой стороне. При испытании по частям (до регулятора и после него) нормы испытательных давлений следует принимать отдельно по давлению газа до регулятора давления и после него
То же, среднего давления (свыше 0,05 до 3 кгс/см ²)	4,5	3 кгс/см ²			
То же, высокого давления (свыше 3 до 6 кгс/см ²)	7,5	6 кгс/см ²			
Газопроводы низкого давления в промышленных и коммунальных предприятиях, а также в отопительных и производственных котельных	1	1000 мм вод. ст.	1	60 мм вод. ст.	Испытание следует проводить на участке от отключающего устройства на вводе до отключающих устройств у газовых горелок
То же, среднего давления (до 1 кгс/см ²)	2	1 кгс/см ²	1	1,5 %	
То же, среднего давления (до 3 кгс/см ²)	4,5	3 кгс/см ²	1	См. прим. 4	

Сооружение	Давление при испытании на прочность, кгс/см ²	Испытание на плотность			Указания
		Давление	Время, ч	Допустимое падение давления	
Газопроводы высокого давления (свыше 3 до 6 кгс/см ²) в промышленных и коммунальных предприятиях, а также в отопительных и производственных котельных	7,5	1,25 рр. но не более 6 кгс/см ²	1	См. прим. 4	Испытания следует проводить на прочность — водой, на плотность — воздухом. Испытание на прочность газопроводов диаметром свыше 300 мм допускается проводить воздухом, если приняты специальные меры безопасности

Примечание 1. Время испытания на прочность — 1 ч, включая газопроводы среднего давления в промышленных и коммунальных предприятиях, где время не регламентируется. При испытании на прочность видимое падение давления по манометру не допускается. (Обнаруженные дефекты должны устраняться до испытания на плотность). 2. Фактическое падение давления $\Delta p_{\text{ф}}$, мм рт. ст. за время испытаний на плотность рассчитывается по формуле $\Delta p_{\text{ф}} = (p_1 - B_1) - (p_2 - B_2)$, где p_1, p_2 — показания манометра соответственно в начале и конце испытаний, мм рт. ст.; B_1, B_2 — показания барометра соответственно в начале и конце испытаний, мм рт. ст. Если фактическое падение давления за время испытаний не превышает допустимого, то газопровод считается выдержавшим испытание. 3. Допустимое падение давления $\Delta p_{\text{д}}$, мм рт. ст., подсчитывается по формулам: а) газопровод имеет одинаковый диаметр по всей длине, тогда

$$\Delta p_{\text{д}} = 0,007 \cdot D; \text{ б) газопровод имеет участки различных диаметров, тогда } \Delta p_{\text{д}} = 0,007 \cdot T (d_1^2 l_1 + d_2^2 l_2 + \dots + d_n^2 l_n) (d_1^2 l_1 + d_2^2 l_2 + \dots + d_n^2 l_n),$$

где D — внутренний диаметр газопровода, мм; T — продолжительность испытаний, ч; d_1, d_2, \dots, d_n — внутренний диаметр участка газопровода, мм; l_1, l_2, \dots, l_n — длина соответствующего участка газопровода, м. 4. Допустимое падение давления для внутренних газопроводов $\Delta p_{\text{д}}$, мм рт. ст., к начальному испытательному давлению, подсчитывается по формулам: а) газопровод имеет одинаковый диаметр по всей длине, тогда

$$\Delta p_{\text{д}} = 0,007 \cdot D; \text{ б) газопровод имеет участки различных диаметров, тогда } \Delta p_{\text{д}} = 0,007 \cdot T (d_1^2 l_1 + d_2^2 l_2 + \dots + d_n^2 l_n) (d_1^2 l_1 + d_2^2 l_2 + \dots + d_n^2 l_n).$$

вышнее нагрузок на опоры, особенно при большом диаметре газопроводов.

5.56. В обоих случаях действия подрядчика неправильны, так как дефекты сварных швов, выявленные при испытаниях, могут устраняться только вырубкой швов с повторной сваркой, а плотность резьбовых соединений может быть обеспечена их разборкой и повторной сборкой. Безусловно, все эти операции должны выполняться только после снижения давления в газопроводе до атмосферного. После устранения дефектов испытания должны быть повторены в полном объеме.

5.57. Из табл. 5-1 находим, что $p_{пр} = 4,5$ и $p_{пл} = 3$ кгс/см². В соответствии с давлением выбирается шкала прибора (лучше, если показания прибора будут во второй трети шкалы). По табл. 5-2 выбирается тип и класс прибора.

Таблица 5-2

Типы манометров, применяемых при испытаниях газопроводов

Испытательное давление, кгс/см ²	Тип манометра	Вид испытания
$0,1 < p_{ис} < 1$	U-образный ртутный: образцовый (ГОСТ 6521-72); пружинный контрольный	На прочность и плотность
$p_{ис} > 1$	Пружинный (класс точности не ниже 1,5) Образцовый (ГОСТ 6521-72); пружинный контрольный; дифманометры	На прочность На плотность

5.58. Плотность газопроводов в местах присоединения к ним горелок проверяется при розжиге горелок (поочередно) во время пуска агрегата. Проверка проводится обмыливанием мест подсоединения при максимальном рабочем давлении перед горелкой (в рассматриваемом случае при $p_p = 0,4$ кгс/см²). Проверку осуществляет наладочная организация или газовая служба предприятия.

5.59. Качество монтажа продувочных свечей проверяется внешним осмотром

5.60. Из табл. 5-1 ясно, что испытание газопровода на прочность должно проводиться воздухом при $p_{пр} = 4,5$ кгс/см². Поэтому не только контроль соединений при $p = 6,5$ кгс/см² недопустим, но и подъем давления до этого значения. Осмотр и проверка соединений обмыливанием должны производиться только при снижении давления в газопроводе до значения, установленного нормами при испытании на плотность (в рассматриваемом случае при $p_{пл} = 3$ кгс/см²) (см. табл. 5-1).

5.61. Внутренняя очистка газопроводов и оборудования должна быть произведена перед монтажом системы газоснабжения. Очистка внутренних полостей труб выполняется «ершами» и другими приспособлениями. Контроль за качеством очистки осуществляет заказчик.

5.62. Перед испытанием на прочность вновь смонтированный газопровод должен быть продут сжатым воздухом для очистки внутренних полостей от засорений. Способ продувки определяется проектом работ для конкретного газопровода. Проведение продувки газопровода заносится в строительный паспорт газопровода и удостоверяется подписями производителя работ, представителя предприятия газового хозяйства и представителя заказчика.

5.63. Испытание газопроводов при $p_y = 1,3 \text{ кгс/см}^2$ должно проводиться давлениями (см. табл. 5-1): на прочность $p_{ар} = 4,5 \text{ кгс/см}^2$, на плотность $p_{пл} = 3 \text{ кгс/см}^2$, т. е. для части оборудования, арматуры и приборов испытательное давление недопустимо велико. В этом случае на период испытаний вместо них устанавливают (рассчитанные на давление, при котором проводятся испытания на прочность) заглушки, катушки, пробки.

СЖИГАНИЕ ГАЗА

6-1. Практические характеристики процесса горения

6.1. Что понимают под выражениями: «газ при нормальных условиях», «нормальный кубический метр»?

6.2. Какое минимальное количество кислорода необходимо для полного сгорания каждого из следующих индивидуальных газов: водорода ($V_{г, H_2} = 20 \text{ м}^3$); оксид углерода ($V_{г, CO} = 50 \text{ м}^3$); сероводорода ($V_{г, H_2S} = 100 \text{ м}^3$); метана ($V_{г, CH_4} = 200 \text{ м}^3$)?

6.3. В агрегате используется газ следующего состава, %: $CH_4 - 37$, $C_2H_6 - 22$, $C_3H_8 - 10$, $C_4H_{10} - 3$, $C_5H_{12} - 2$, $C_6H_{14} - 1$, $C_7H_{16} - 1.5$, $C_8H_{18} - 0.5$, $CO - 3$, $H_2 - 2.5$, $H_2S - 0.2$, $CO_2 - 3.5$, $N_2 - 13.4$, $O_2 - 0.4$. Определите теоретический расход кислорода, необходимый для полного сжигания этого газа

6.4. Какое минимальное количество воздуха необходимо для полного сгорания индивидуальных горючих газов и их смесей?

6.5. Какое минимальное количество воздуха, обогащенного кислородом, необходимо для полного сгорания горючих газов и их смесей?

6.6. Можно ли достигнуть полного сгорания газа в пределах установки при подаче на горение теоретически необходимого количества дутья?

6.7. Дайте определения коэффициента расхода дутья и коэффициента расхода воздуха. Напишите формулы для определения коэффициента расхода дутья (коэффициента расхода воздуха) при заданных: составе газа и дутья, расходе газа и дутья (воздуха).

6.8. Определите необходимый расход воздуха на котел, потребляющий $500 \text{ м}^3/\text{ч}$ газа следующего состава, %: $CH_4 - 92.6$, $C_2H_6 - 2.8$, $C_3H_8 - 0.9$, $C_4H_{10} - 0.4$, $C_5H_{12} - 0.2$, $N_2 - 2.5$, $CO_2 - 0.5$, $O_2 - 0.1$.

6.9. С каким коэффициентом расхода дутья работает печь, если для горения $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ генераторного газа ($CH_4 - 15.3\%$, $H_2 - 53.3\%$, $CO - 23.1\%$, $C_2H_6 - 2.7\%$, $CO_2 - 2.9\%$, $N_2 - 2.4\%$, $O_2 - 0.3\%$) в нее подается $2000 \text{ м}^3/\text{ч}$ воздуха и $100 \text{ м}^3/\text{ч}$ технического кислорода ($O_2 - 97\%$)?

6.10. Какое количество воздуха необходимо подать в горелку (давление воздуха избыточное $p_0' = 300 \text{ мм вод. ст.}$, температура $t_0 = 200^\circ\text{C}$), чтобы получить коэффициент расхода воздуха 1.05, если зафиксированы следующие показания газового счетчика: расход газа $V_{г, г} = 50 \text{ м}^3$ за время $\tau = 15 \text{ мин.}$, давление газа перед счетчиком по манометру $p_{г, г} = 0.7 \text{ кгс/см}^2$, температура газа $t_г = 18^\circ\text{C}$, барометрическое давление в момент снятия показаний счетчика $p_0 = 780 \text{ мм рт. ст.}$? В установке используется газ следующего состава, %: $CH_4 - 98.2$, $C_2H_6 - 0.4$, $C_3H_8 - 0.1$, $C_4H_{10} - 0.1$, $N_2 = 1$, $CO_2 = 0.2$

6.11. В агрегате осуществляется полное сжигание сухого природного газа в смеси с сухим воздухом. Может ли в газоходах установки появиться вода?

6.12. Можно ли рассчитать минимальный суммарный объем продуктов полного сгорания газа и его составляющих, если известен элементный состав топлива (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 и т. д.) и его расход $V_{г, г}$?

6.13. Определите теоретический объем продуктов полного сгорания газа (CH_4 —93 %, C_2H_6 —2,5 %, C_3H_8 —1 %, H_2 —0,2 %, H_2S —0,1 %, CO_2 —1,4 %, N_2 —1,8 %; газ насыщенный; $t_r=10^\circ\text{C}$) при его расходе $V_r=300$ м³/ч

6.14. Изменится ли и как объем продуктов сгорания газа по сравнению с теоретически возможным при его полном сгорании в реальных установках на воздушном дутье?

6.15. В агрегате осуществляется полное сгорание V_r м³/ч газа известного состава (газ состоит из определенного количества H_2 , H_2S , C_2H_6 , CO , CO_2 , N_2), влажосодержание газа d_r г/м³, окислитель — воздух. Коэффициент расхода воздуха α .

Определите общий (суммарный) объем продуктов сгорания и объемы каждого из входящих в него компонентов.

6.16. Ситуация та же, что и в упр. 6.15. Определить: 1) процентный состав продуктов сгорания, 2) объем и процентный состав сухих продуктов сгорания

6.17. В установке сжигается некоторое количество газа V_r известного состава с коэффициентом расхода воздуха α . Влажосодержание газа d_r г/м³. Определите массу дымовых газов.

6.18. Что такое теплота сгорания газа? Какая она бывает?

6.19. Определите высшую $Q_{\text{в}}$ и низшую $Q_{\text{н}}$ теплоту сгорания газа следующего состава, %: CH_4 —91,4, C_2H_6 —4,1, C_3H_8 —1,9, C_4H_{10} —0,6, H_2 —0,9, CO —0,2, N_2 —0,2, CO_2 —0,5, O_2 —0,2.

6.20. Состав сжигаемого газа неизвестен. Как определить его теплоту сгорания?

6.21. В установке сжигается V_r м³ газа, состав которого неизвестен. Расход воздуха на горение $V_{\text{в}}$. Известно влажосодержание газа d_r и воздуха $d_{\text{в}}$. Можно ли при указанных исходных данных определить, объем и массу продуктов сгорания, процентный состав влажных и сухих продуктов сгорания?

6.22. Газовые горелки установки работают с коэффициентом расхода дутья α . Изменится ли α при движении продукта сгорания по газовому тракту установки?

6.23. В котлоагрегате, работающем под разрежением, коэффициент расхода воздуха в газовых горелках α . Рассчитайте коэффициент расхода воздуха α , в конце некоторого i -го участка газового тракта агрегата при его работе на номинальной нагрузке $D_{\text{н}}$.

6.24. Нагрузку котлоагрегата уменьшили от номинальной $D_{\text{н}}$ до $D_{\text{д}}$, не изменив коэффициента расхода воздуха в горелках α . Изменится ли при этом коэффициент расхода воздуха в газовом тракте агрегата?

6.25. Укажите состав продуктов сгорания при сжигании природного газа с $\alpha < 1$.

6.26. Определите состав и количество продуктов сгорания при сжигании газа ($V_r=100$ м³; состав, %: CH_4 —98, C_2H_6 —0,4, C_3H_8 —0,2, CO_2 —0,1, N_2 —1,3) в воздушном дутье ($\alpha=0,5$). Температура в камере сгорания поддерживается $t_{\text{с}}=1300^\circ\text{C}$.

6.27. При наладке агрегата, потребляющего V_r м³ газового топлива известного состава, определен состав отходящих газов. Можно ли по этим данным рассчитать объем сухих продуктов сгорания?

6.28. В установке сжигается газ ($V_r=200$ м³/ч; состав, %: CH_4 —95, C_2H_6 —1,0, C_3H_8 —0,6, C_4H_{10} —0,4, CO_2 —1, N_2 —2). Определите объем уходящих газов, если в результате измерений за установкой получено, что температура газов $t_{\text{г}}=223^\circ\text{C}$, состав продуктов сгорания, %: CO_2 —8,0, CO —0,2, H_2 —0,2, CH_4 —0,1, O_2 —0,4. (В расчетах принять газ и воздух сухими; $\alpha=1$).

6.29. Печь отапливается газом, а в качестве дутья применяется подгретый воздух, обогащенный кислородом. Продукты сгорания после печи разбавляются атмосферным воздухом. Количество, состав и температура газа, кислорода, подогретого и атмосферного (холодного) воздуха известны. Как определить температуру газо-воздушно-кислородной смеси и продуктов сгорания после разбавления?

6.30. Отходящие из печи газы ($V_T=1000$ м³, состав, %: $CO_2^T=14.0$, $H_2O^T=5.5$, $O_2^T=4.1$, $N_2^T=76.4$) с температурой $t_T=1000^\circ C$ разбавляются сухим воздухом ($V_0=500$ м³, $t_0=50^\circ C$) и направляются в сушильную камеру. Определите температуру смеси $t_{см}$ газов на входе в сушильную камеру.

6.31. Отходящие из установки газы с известным процентным составом (CO_2^T , CO^T , N_2^T и т. д.), температурой (t_T) и объемом необходимо разбавить воздухом (V_0) так, чтобы температура смеси имела определенное заданное значение $t_{см}$. Какое количество воздуха (V_0) необходимо подать для этого?

6.32. Как определяется максимально возможное содержание CO_2^T ($CO_{2, макс}^T$) в сухих продуктах полного сгорания газового топлива?

6.33. Анализ состава продуктов сгорания газа в базовой точке печного агрегата дал следующие результаты. %: $CO_2^T=9.0$, $O_2^T=4.4$, $CO^T=0.2$, $H_2^T=0.45$, $CH_4^T=0.6$, $N_2^T=85.5$. Определите $RO_{2, макс}$, если на горение подается воздушное дутье.

6.34. Как определить $RO_{2, макс}$ при сжигании газа в кислородном или обогащенном кислородом дутье?

6.35. Что такое коэффициент изменения объема сухих продуктов сгорания?

6.36. В печной установке происходит полное сжигание коксового газа на воздушном дутье. Показания автоматического газового анализатора за установкой: $RO_2^T=9.45$ %. Определите коэффициент изменения объема сухих продуктов сгорания.

6.37. Как рассчитать коэффициент изменения объема сухих продуктов сгорания при неполном сгорании газа?

6.38. На практике часто с целью упрощения расчетов и экономии времени делают анализ уходящих газов только на RO_2^T (например, газоанализатором ВТИ-2 или ГХП-3М) и, зная $RO_{2, макс}$, определяют коэффициент изменения объема сухих продуктов h , считая его равным коэффициенту расхода воздуха α . Допустимо ли это?

6-2. Контроль процесса горения

6.39. Можно ли, зная коэффициент измерения объема сухих продуктов сгорания h и вид сжигаемого газа, определить коэффициент расхода воздуха α ?

6.40. При сжигании в печи природного газа анализ в базовой точке за печью показал, что сухие уходящие газы имеют следующий состав, %: $RO_2^T=8.8$, $O_2^T=5.3$, $N_2^T=85.9$; при сжигании доменного газа, %: $RO_2^T=21.4$, $O_2^T=2.6$, $N_2^T=76.0$. Определите коэффициент расхода воздуха.

6.41. При двух постоянных режимах работы котла произведен анализ уходящих газов на RO_2^T за топкой ($RO_{2, т}^T$), пароперегревателем ($RO_{2, п}^T$), экономайзером ($RO_{2, э}^T$). Результаты анализа, %: 1) $RO_{2, т}^T=10.2$, $RO_{2, п}^T=9.9$, $RO_{2, э}^T=9.5$; 2) $RO_{2, т}^T=9.9$, $RO_{2, п}^T=10.1$, $RO_{2, э}^T=10.3$. Дайте оценку результатам анализа.

6.42. Автоматический газоанализатор на RO_2^T за агрегатом дает заметные изменения значения RO_2^T . Укажите причины такого явления.

6.43. При эксплуатационной наладке работы горелок на агрегате обслуживающий персонал поддерживал постоянный расход газа на агрегат ($B_T = const$) и разрежение в топочной камере ($p_T = const$), изменяя при этом расход воздуха, что фиксировалось его давлением перед горелкой (p_0). Анализ сухих уходящих газов за агрегатом проводился газоанализатором ГХП-3М только на RO_2^T и O_2^T . Результаты анализа следующие: (p_0 мм вод. ст.; RO_2^T и O_2^T и O_2^T , %): 1) $p_0=1000$, $RO_2^T=6.2$, $O_2^T=10.0$; 2) $p_0=940$, $RO_2^T=6.5$, $O_2^T=8.5$; 3) $p_0=870$, $RO_2^T=7.2$, $O_2^T=7.8$; 4) $p_0=660$, $RO_2^T=8.4$, $O_2^T=6.1$; 5) $p_0=630$, $RO_2^T=9.0$, $O_2^T=5.0$; 6) $p_0=600$, $RO_2^T=9.0$, $O_2^T=4.0$; 7) $p_0=540$, $RO_2^T=10.0$, $O_2^T=3.2$; 8) $p_0=450$, $RO_2^T=10.2$, $O_2^T=2.8$; 9) $p_0=400$, $RO_2^T=10.0$, $O_2^T=2.3$; 10) $p_0=370$, $RO_2^T=9.5$, $O_2^T=2.0$. Оцените правильность анализа, укажите, в каких режимах имела место химическая неполнота горения газа, определите $RO_{2, макс}$ сжигаемого газа (состав топлива в течение испытаний оставался постоянным).

6.44. В каком случае для определения коэффициента расхода воздуха α может быть применена кислородная формула $\alpha = 21/(21 - O_2')$?

6.45. В печной установке происходит полное сжигание природного газа. Результат анализа уходящих газов на кислород перед дымососом; $O_2' = 10.1\%$. Определите коэффициент расхода воздуха перед дымососом.

6.46. При каких условиях для определения α могут быть использованы следующие формулы:

$$\alpha = \frac{N_2'}{N_2' - 3,76O_2'}; \quad (6-1)$$

$$\alpha = \frac{1}{1 - 3,76O_2'/N_2'}; \quad (6-2)$$

$$\alpha = \frac{21}{21 - 79O_2'/N_2'}; \quad (6-3)$$

$$\alpha = \frac{N_2' - N_2'/V_{e.g.}}{N_2' - N_2'/V_{e.g.} - 3,76O_2'}; \quad (6-4)$$

6.47. Анализ уходящих газов после установки, работающей на воздушном дутье, показал, что в них содержится: O_2' , N_2' , CO_2' , CO' , H_2' , CH_4' . Как в этом случае следует вычислить коэффициент расхода воздуха?

6.48. Установка работает на дутье, обогащенном кислородом. Можно ли для определения коэффициента расхода дутья воспользоваться формулами, приведенными в ответах 6.44—6.47?

6.49. В установке сжигается газ в дутье, обогащенном кислородом; процентное содержание O_2 и N_2 неизвестно. Можно ли по анализу уходящих газов определить коэффициент расхода дутья?

6.50. Природный газ сжигается в токе чистого кислорода. Состав сухих продуктов сгорания, %: $CO_2' = 83,5$, $O_2' = 16,5$. Определите α .

6.51. В установке происходит полное сжигание природного газа в воздушном дутье. Автоматический газоанализатор на CO_2 показал $CO_2' = 10,0\%$. Определите коэффициент расхода воздуха в точке отбора пробы газов всеми известными Вам способами.

6.52. Результаты газовой аналиты в некоторой точке установки следующие, %: $CO_2' = 8,05$, $O_2' = 0,70$, $CO' = 4,50$, $H_2' = 4,4$, $CH_4' = 0,60$, $N_2' = 81,75$. В установке сжигается природный газ в воздушном дутье. Определите α в данной точке всеми известными вам способами.

6.53. Можно ли по известному составу газа и окислителя (дутья) и анализу подготовленной смеси (полное смешение газа с окислителем) определить α ?

6.54. В результате газовой аналиты в начале и конце стального газопровода длиной $L = 20$ м определены коэффициенты расхода воздуха: в начале $\alpha_1 = 1,35$, в конце $\alpha_2 = 1,55$. Агрегат отапливается природным газом из газопровода Бухара — Урал, расход газа $V_1 = 1000$ м³/ч. Допустимы ли такие изменения коэффициента расхода воздуха в газопроводе? Какой объем воздуха ΔV_0 подсасался по длине данного газопровода?

6-3. Воспламенение и взрыв

6.55. Назовите причины аварий и несчастных случаев при использовании газового топлива.

6.56. Какие установки (при каком комплекте оборудования) являются наиболее опасными при розжиге?

6.57. В какое время года при естественной тяге в агрегате наиболее опасен розжиг?

6.58. Какие агрегаты и при каких условиях наиболее опасны при взрыве?

6.59. Для чего при эксплуатации газопользующих установок необходимо знать условия и параметры воспламенения смеси горючего газа с окислителем?

6.60. Всегда ли взрывоопасна (всегда ли воспламеняется) смесь газа и окислителя при внесении в нее высокотемпературного местного (точечного) источника зажигания?

6.61. Как следует понимать термины «процесс распространения пламени», «нормальная скорость распространения пламени» (u_n), «турбулентная скорость распространения пламени» (u_t)?

6.62. От чего и как зависит нормальная скорость распространения пламени?

6.63. Как определить содержание сложного горючего газа (состоящего из отдельных индивидуальных газов) в смеси с воздухом, соответствующее максимальной скорости распространения пламени?

6.64. Как определить максимальную нормальную скорость распространения пламени сложного газа?

6.65. Состав, газа, %; CH_4 — 81,0, C_2H_6 — 2,0, CO_2 — 8,0, N_2 — 9,0. Определите содержание данного газа в смеси с воздухом, дающее максимальную скорость распространения пламени и максимальную нормальную скорость распространения пламени.

6.66. Что такое отрыв и прыжок пламени?

6.67. Может ли произойти прыжок или отрыв пламени при скорости потока w , если: 1) из огневых отверстий (кратера горелки) истекает чистый газ или смесь газа с окислителем, концентрация газа в которой больше верхней границы воспламенения, 2) огневые отверстия имеют размеры меньше критических (состав смеси в пределах воспламенения); 3) на выходе из горелки при составе смеси в пределах воспламенения установлен стабилизатор горения (туннель, тело плохобтекаемой формы и т. д.)?

6.68. Как определить диапазон устойчивой работы горелки полного предварительного смешения при сжигании газа в топочной камере с керамическим туннелем, если горелка работает: 1) на холодном воздушном дутье; 2) на подогретом воздушном дутье; 3) на обогащенном кислородом дутье?

6.69. Двухпроводная горелка полного предварительного смешения работает на печь с керамическим туннелем. Известен состав газа, дутья и его температура, коэффициент расхода дутья и выходной диаметр d насадка. Необходимо определить, при каком расходе газа на горелку произойдет отрыв пламени от насадка ($D_r = 2,5 d$).

6.70. При каком давлении газа произойдет прыжок и инжекционной горелке полного предварительного смешения? Сжигается метан ($V_0 = 9,52 \text{ м}^3/\text{м}^2$); горелка имеет керамический туннель ($D_r = 2,5 d$); диаметр выходного насадка $d = 50 \text{ мм}$, сопла $d_c = 3,3 \text{ мм}$.

6.71. Что такое нижний и верхний пределы воспламенения (взрываемости)?

6.72. В замкнутом объеме находится или из горелки истекает горючий газ в смеси с окислителем. Какими данными необходимо располагать, чтобы определить: а) произойдет ли взрыв в объеме; б) произойдет ли зажигание горелки при внесении в объем (поднесении к кратеру горелки) источника зажигания?

6.73. Какие параметры и свойства смеси газа с окислителем влияют на диапазон воспламенения? Укажите хотя бы качественный характер их влияния (направление влияния).

6.74. Для интенсификации технологического процесса газозадушные горелочные устройства печной установки заменены на газоокислородные. Изменилась ли взрывоопасность при розжиге установки?

6.75. Печь обогревается смесью незабалластированных индивидуальных газов. Как определить пределы ее воспламенения?

6.76. Установки используют газ следующего состава, %: CH_4 — 70, CO — 20, H_2 — 5, C_2H_6 — 2, C_3H_8 — 1,5, C_4H_{10} — 1, C_2H_2 — 0,5. Определите пределы воспламенения газозадушной L_0 и газоокислородной $L_{\text{ог}}$ смесей этого газа.

6.77. Можно ли пределы воспламенения сильно забалластированной газовой смеси определять по формуле Ле-Шателье?

6.78. В печи используется газ следующего состава, %, C_2H_4 — 20, CO — 34, H_2 — 10, C_2H_6 — 1, CO_2 — 27, N_2 — 8. Определите пределы воспламенения газокислородной смеси этого газа.

6.79. При повторном розжиге печи по линии обслуживающего персонала топка заполнилась газом. В печи используется природный газ, дутье — воздушное, концентрация газа в топке не превышает 3%. Может ли произойти взрыв?

6.80. Какой расход воздуха V_a , необходимо установить, чтобы при расходе газа $V_r = 300$ м³/ч его средняя концентрация l на выходе из горелки предварительного смешения составила 10%?

6.81. К устью газовой горелки полного предварительного смешения поднесен запальник. Расход газа через горелку 200, воздуха — 800 м³/ч, температура газа и воздуха 20°C. Произойдет ли зажигание смеси (вынужденное), если в качестве газа используется а) CO ; б) H_2 ; в) C_2H_4 ; г) смесь ($\text{CO} = 25\%$; $\text{H}_2 = 30\%$, $\text{C}_2\text{H}_4 = 45\%$)?

6.82. Для отопления печи используется метан и воздушное дутье ($t_r = t_d = 20^\circ\text{C}$). По технологическому регламенту процесса необходимо изменить коэффициент расхода воздуха от 0,5 до 2,5. Осуществимо ли это?

6.83. Можно ли обеспечить технологический регламент печного процесса, указанного в упр. 6.82, при работе на кислородном дутье?

6.84. По технологическому регламенту для плавильной печи используется воздушное дутье с температурой 650°C. Могут ли в этом случае применяться фурмы предварительного смешения (в печи используется природный газ)?

6.85. Ситуация та же, что и в упр. 6.84, только температура подогрева дутья 480°C, дутье — технический кислород. Можно ли в этом случае применять фурмы предварительного смешения?

6.86. Воспламенится ли газозадушная смесь от точечного (местного) источника зажигания, имеющего температуру, указанную в табл. 6-12?

6.87. В некотором объеме (например, борове) образовалась смесь в) метаногазозадушная; б) продукты неполного сгорания с воздухом. Какая смесь наиболее взрывоопасна?

6.88. Чем обусловлен подъем давления при взрыве смеси газа с окислителем в замкнутом объеме?

6.89. В каком случае при данных начальных условиях в результате взрыва смеси газа с окислителем стенки камеры (топки, газотопки и т.д.) окажутся под максимальным давлением?

6.90. Что такое calorиметрическая температура горения топлива, от чего она зависит и как определяется для газового топлива?

6.91. Что такое расчетная температура горения топлива и как ее с достаточной для практики точностью можно определить?

6.92. В печи произошел взрыв при следующей ситуации: избыточное давление перед взрывом $p_{\text{изб}} = 0,5$ кгс/см², температура газов $t_n = 260^\circ\text{C}$, коэффициент расхода воздуха $\alpha = 0,7$, температура воздушного дутья $t_d = 290^\circ\text{C}$. Определите максимально возможное общее давление на стенку и свод печи ($\Sigma p_{\text{ст}} + p_{\text{свд}}$, $\Sigma p_{\text{ст}} + p_{\text{свд}}$), если в качестве топлива используется природный газ, а внутренние размеры печи следующие: $H = 3$ м, $l = 12$ м, $B = 5$ м, площадь арочного свода $S_{\text{свд}} = 70$ м².

6.93. Определите условия и вычислите абсолютное максимально возможное давление $p_{\text{ст}} + p_{\text{свд}}$ в камере при взрыве природного газа, если $p_n = 1$ кгс/см², $t_n = 20^\circ\text{C}$, $t_d = 20^\circ\text{C}$.

6.94. Определите максимально возможное давление в камере при взрыве метаногазозадушной смеси, если $p_n = 1$ кгс/см², $t_n = t_d = 20^\circ\text{C}$, а композиционный состав метаногазозадушной смеси, образовавшейся в камере, соответствует нижнему и верхнему пределу взрываемости.

6.95. Определите максимально возможное давление в камере при взрыве природного газа и технического кислорода ($\text{O}_2 = 98\%$), если $p_n = 1$ кгс/см², $t_n = 200^\circ\text{C}$, $t_d = 20^\circ\text{C}$, $\alpha = 0,8$.

6.96. Может ли в топке, даже весьма термостойкой и прочной, давление в результате взрыва достигнуть максимального значения ($p_0 = p_{0 \max}$)?

6.97. Разрушится ли обмуровка камеры, выложенная в два кирпича (510 мм), при взрыве метановоздушной смеси, если при наличии «холодных» вкрапов и других благоприятных обстоятельства продукты сгорания воспримут только 60 % теплоты, выделенной при взрыве?

6.98. Какова причина взрывов «малой мощности» (хлопков)?

6.99. В какой части (по высоте) агрегата, колодца или помещения будет накапливаться топочный газ или продукты неполного сгорания (при неполном заполнении объема газов) в случае их утечки из газопровода, оборудования, неправильной эксплуатации и т. д.?

6.100. Газоснабжение промышленного предприятия переведено с коксового газа (C_2H_4 — 24 %, H_2 — 57 %, CO — 6%, C_2H_6 — 3 %, CO_2 — 3 %, CH_4 — 7 %) на нефтеремывисловый (C_2H_6 — 31 %, CO_2 — 4%, H_2 — 0,5 %, C_2H_4 — 19 %, C_2H_2 — 22 %, C_4H_{10} — 9,5 %, C_4H_8 и выше — 5 %, N_2 — 9 %). Отразится ли также изменение на расположение взрывных предохранительных клапанов?

РЕШЕНИЯ УПРАЖНЕНИЙ

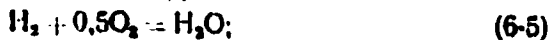
Наиболее часто встречающиеся обозначения. V_T — расход газа, $m^3(m^3/ч)$; V_{T, H_2} , $V_{T, CO}$, V_{T, CH_4} и т. д. — расход водорода, окиси углерода, метана и т. д., $m^3(m^3/ч)$; H_2 , CO , CH_4 и т. д. — процентное содержание индивидуальных газов (компонентов) в горючем газе, об. %; H_2O , CO_2 , CH_4 и т. д. — процентное содержание влаги, двуокиси углерода, метана и т. д. в продуктах сгорания, об. %; V_{0, O_2} , V_{0, H_2} , $V_{0, C}$ — теоретический расход кислорода, дутья, воздуха, необходимый для сжигания 1 m^3 горючего газа, m^3/m^3 .

6.1. В теплоэнергетике под нормальными условиями понимается состояние газа при абсолютном давлении 760 мм рт. ст. и температуре 0 °С. Отметим, что в соответствии с ГОСТ 9249—59, ГОСТ 2939—63 и ГОСТ 10033—68 под нормальными (приведенными) условиями понимается состояние газа при абсолютном давлении 760 мм рт. ст. и температуре 20 °С. В теплоэнергетике эти условия ($p_m = 760$ мм рт. ст., $t_m = 20$ °С) называют «стандартными условиями». «Нормальный кубический метр» — условный термин, применяемый на практике для краткости, так как нет и не может быть «нормальных» и каких-либо «ненормальных» кубических метров. Поэтому правильно следует говорить «кубический метр газа при нормальных условиях».

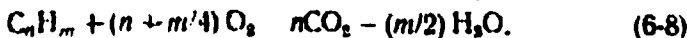
В настоящей главе и во всех последующих «кубический метр при нормальных условиях» обозначается m^3 , при всех других условиях состояния газа (действительные условия) указываются давление и температура. Например, расход газа 20 $m^3/ч$ — расход газа 20 кубических метров при нормальных условиях в час; расход газа 20 $m^3/ч$ ($p = 2$ кгс/см², $t = 60$ °С) — это расход газа 20 кубических метров при его абсолютном давлении 2 кгс/см² и температуре 60 °С.

6.2. Минимальное количество кислорода, необходимое для полного сгорания 1 m^3 горючего газа, называется теоретически необходимым количеством кислорода или теоретическим расходом кислорода для полного сгорания $V_0, O_2, m^3/m^3$,

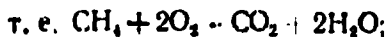
и определяется по реакциям горения. Для H_2 , CO , H_2S реакции полного горения выражаются уравнениями:



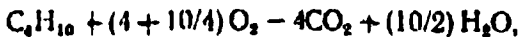
Для углеводородов типа C_nH_m [практически применяются следующие газы (предельные и непредельные углеводороды): метан CH_4 , этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} , пентан C_5H_{12} , этилен C_2H_4 , пропилен C_3H_6 , бутилен C_4H_8 , ацетилен C_2H_2 и т. д.] реакция полного горения выражается уравнением



Для метана



для бутана



Таким образом, теоретический расход кислорода, m^3/m^3 :

$$V_{0, O_2, H_2} = V_{0, O_2, CO} = 0,5;$$

$$V_{0, O_2, H_2S} = 1,5; \quad V_{0, O_2, C_nH_m} = (n + m/4).$$

Следовательно, для полного сгорания указанных объемов газов теоретически необходимое количество кислорода $\Sigma V_{0, O_2}$, m^3 , может быть определено из выражений:

в общем случае

$$\Sigma V_{0, O_2} = V_{0, O_2} B_r;$$

для водорода

$$\Sigma V_{0, O_2, H_2} = V_{0, O_2, H_2} B_{r, H_2} = 0,5 \cdot 20 = 10;$$

для окиси углерода

$$\Sigma V_{0, O_2, CO} = V_{0, O_2, CO} B_{r, CO} = 0,5 \cdot 50 = 25;$$

для сероводорода

$$\Sigma V_{0, O_2, H_2S} = V_{0, O_2, H_2S} B_{r, H_2S} = 1,5 \cdot 100 = 150;$$

для углеводородов типа C_nH_m

$$\Sigma V_{0, O_2, C_nH_m} = V_{0, O_2, C_nH_m} B_{r, C_nH_m} = (n + m/4) B_{r, C_nH_m};$$

для метана

$$\Sigma V_{0, O_2, CH_4} = V_{0, O_2, CH_4} B_{r, CH_4} = 2 \cdot 200 = 400.$$

6.3. Теоретический расход кислорода, необходимый для полного сгорания горючего газа, состоящего из ряда горючих и негорючих индивидуальных газов, определяется по уравнениям горения горючих компонентов смеси (6-5) — (6-8) с учетом их процентного содержания. При этом следует учитывать наличие кислорода в самом газе. Исходя из реакций горения $V_{0,0}$, для смеси в общем случае может быть рассчитано по формуле

$$V_{0,0} = [0,5(H_2 + CO) + 1,5H_2S + \sum (n + m/4)C_nH_m - O_2] \cdot 0,01. \quad (6-9)$$

Для нашего случая

$$V_{0,0} = [0,5(3 + 2,5) + 1,5 \cdot 0,2 + 2 \cdot 3,7 + 3,5 \cdot 2,2 + 6,5 \cdot 3 + 4,5 \cdot 2 + 8 \cdot 1 + 3 \cdot 1,5 + 6 \cdot 0,5 - 0,4] \cdot 0,01 = 2,48 \text{ м}^3.$$

Отметим, что иногда состав газа задается без разбивки на индивидуальные газы тяжелых углеводородов (индивидуальное определение компонентов при небольшом их содержании в смеси весьма затруднительно), в этом случае ($C_nH_m \leq 3\%$) принимают $C_nH_m = C_2H_4$.

6.4. Если в качестве окислителя при горении газа применяется воздух, вернее кислород, содержащийся в воздухе, то пользуются термином «теоретически необходимое количество воздуха» или, что то же самое, «теоретический расход воздуха» для полного сгорания 1 м³ газа ($V_{0,0}$, м³/м³). Допустимость такого понятия обусловлена тем, что для практических расчетов состав сухого воздуха можно принять постоянным, а именно: кислород — 21 об. %, азот — 79 об. % или соответственно 23,2 вес. % и 76,8 вес. %.

Следовательно, 1 м³ кислорода содержится в $100/21 = 4,76$ м³ воздуха или на 1 м³ кислорода приходится $79/21 = 3,76$ м³ азота. Зная это и воспользовавшись реакциями горения газов, можно сказать, что $V_{0,0} = 4,76 V_{0,0}$. Для смеси горючих газов формула (6-5) запишется так:

$$V_{0,0} = [0,5(H_2 + CO) + 1,5H_2S + \sum (n + m/4)C_nH_m - O_2] \times 4,76. \quad (6-10)$$

6.5. Если в качестве окислителя при горении газа применяется воздух, обогащенный кислородом, то необходимое теоретическое количество такого дутья $V_{0,д}$, м³/м³, может быть рассчитано по формуле

$$V_{0,д} = (100/K) V_{0,0}. \quad (6-11)$$

где K — содержание кислорода в дутье, об. %. Эта формула наиболее общая, и ей можно пользоваться при любом составе дутья. В общем случае теоретический расход дутья практиче-

ски для всех применяемых газов и смесей может быть найден по формулам:

$$V_{\text{о.д. H}_2} = V_{\text{о.д. CO}} = 50/K; \quad (6-12)$$

$$V_{\text{о.д. H}_2\text{S}} = 150/K; \quad (6-13)$$

$$V_{\text{о.д. C}_n\text{H}_m} = 100(n + m/4)/K. \quad (6-14)$$

Для метана

$$V_{\text{о.д. CH}_4} = 200/K;$$

для смеси горючих газов

$$V_{\text{о.д.}} = (1/K) [0.5(\text{H}_2 + \text{CO}) + 1.5\text{H}_2\text{S} + \sum (n + m/4)\text{C}_n\text{H}_m - \text{O}_2] \quad (6-15)$$

6.6. На практике из-за несовершенства перемешивания, ограниченных размеров агрегата и других причин достичь полного сгорания газа в пределах установки при подаче на горение дутья в количестве $B_T \cdot V_{\text{о.д.}}$ не удается. Для полного сжигания подается некоторый избыток дутья, т. е.

$$V_d = \alpha B_T V_{\text{о.д.}} \quad (6-16)$$

где V_d — действительное количество поданного на горение дутья, м^3 ; α — коэффициент расхода дутья. Для многих агрегатов, где всегда требуется полное сжигание газа, а в качестве дутья используется только воздух (например, котельные установки), коэффициент расхода дутья принято называть коэффициентом расхода воздуха.

6.7. Коэффициент расхода дутья — это отношение действительного количества дутья, поданного на горение, к теоретически необходимому. Коэффициент расхода воздуха — это отношение действительного количества воздуха, поданного на горение, к теоретически необходимому.

По заданному составу газа и дутья по формулам (6-10) и (6-11) определяют теоретический расход дутья $V_{\text{о.д.}}$ или теоретический расход воздуха $V_{\text{о.в.}}$. Зная расходы газа B_T , дутья V_d , воздуха V_v , формулы для определения коэффициентов расхода дутья и воздуха можно записать так:

$$\alpha_d = V_d / (B_T V_{\text{о.д.}}); \quad (6-17)$$

$$\alpha_v = V_v / (B_T V_{\text{о.в.}}). \quad (6-18)$$

Часто теплотехнические расчеты ведутся для 1 м^3 газа, тогда

$$\alpha_d = V_d / V_{\text{о.д.}}; \quad (6-19)$$

$$\alpha_v = V_v / V_{\text{о.в.}}. \quad (6-20)$$

6.8. Рациональное использование газа в котельном агрегате обеспечивается при полном его сжигании и минимальном избытке воздуха. Полное сгорание несильно (до 5%) забал-

ластированного газа может быть достигнуто при коэффициенте расхода воздуха на выходе из горелки $\alpha = 1.02 + 1.05$. Теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания газа указанного состава, может быть определено по формуле (6-10):

$$V_{0, \text{т}} = (2 \cdot 92.6 + 3.5 \cdot 2.8 + 5 \cdot 0.9 + 6.5 \cdot 0.4 + 8 \cdot 0.2 - 0.1) \cdot 0.0476 - 9.69 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Необходимый расход воздуха, подаваемого в котел,

$$V_{\text{д}} = \alpha V_{0, \text{т}} = 1.02 \cdot 500 \cdot 9.69 = 4942.6 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

6.9. При указанном составе и количестве дутья содержание в нем кислорода (процент обогащения дутья кислородом) составит

$$K = (V_{\text{д}} K_{\text{д}} - V_{0, \text{т}} K_{0, \text{т}}) / (V_{\text{д}} + V_{0, \text{т}}) = (3000 \cdot 21 - 1000 \cdot 97) / (3000 + 1000) = 23.45\%.$$

где $K_{\text{д}}$, $K_{0, \text{т}}$ — содержание кислорода в воздухе и техническом кислороде, %.

При данном обогащении дутья кислородом теоретически необходимый расход дутья

$$V_{0, \text{д}} = (1/K) [0.5(H_2 + CO) + \sum (n + m/4) C_n H_m - O_2] = (1/23.45) [0.5 \cdot 76.4 + 2 \cdot 15.3 + 3 \cdot 2.7 - 0.3] = 3.27 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Тогда коэффициент расхода дутья

$$\alpha = V_{\text{д}} / (B_{\text{г}} V_{0, \text{д}}) = (V_{\text{д}} + V_{0, \text{т}}) / (B_{\text{г}} V_{0, \text{д}}) = 3100 / (1000 \cdot 3.27) = 0.95.$$

В составе горючего газа тяжелые углеводороды заданы без разбивки на индивидуальные газы, так как их содержание не превышает 3 %, поэтому принимаем $C_n H_m = C_2 H_4$.

6.10. А. Определим часовой расход газа при условиях снятия показаний ($p'_{г, \text{с}} = 0.7 \text{ кгс/см}^2$, $t_{г, \text{с}} = 18 \text{ }^\circ\text{C}$, $p_0 = 760 \text{ мм рт. ст.}$):

$$B_{г, \text{с}} = B_{г, \text{н}} \cdot 60/\tau = 50 \cdot 60/15 = 200 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Б. Определяем часовой расход газа $B_{г, \text{н}}$ при нормальных условиях ($p_{г, \text{н}} = 760 \text{ мм рт. ст.}$, $t_{г, \text{н}} = 0 \text{ }^\circ\text{C}$) из уравнения, вытекающего из объединенного закона Бойля—Мариотта и Гей-Люссака. Для нашего случая оно запишется так:

$$p_{г, \text{с}} B_{г, \text{с}} / T_{г, \text{с}} = p_{г, \text{н}} B_{г, \text{н}} / T_{г, \text{н}} \quad (6-21)$$

где $p_{г, \text{с}}$ — абсолютное давление газа перед счетчиком, $p_{г, \text{с}} = p'_{г, \text{с}} + p_0$; $T_{г, \text{с}}$ — абсолютная температура газа, $T_{г, \text{с}} = t_{г, \text{с}} + 273$; $T_{г, \text{н}}$ — абсолютная температура при нормальных условиях, $T_{г, \text{н}} = 273 \text{ }^\circ\text{C}$. Откуда

$$B_{г, \text{н}} = (p_{г, \text{с}} + p_0) B_{г, \text{с}} \cdot 273 / [(t_{г, \text{с}} + 273) \cdot 760]. \quad (6-22)$$

Зная, что $1 \text{ кгс/см}^2 = 735 \text{ мм рт. ст.}$, подставляем значения:

$$V_r = (0,7 \cdot 735 + 780) \cdot 200 \cdot 273 / [(18 + 273) \cdot 760] = 319,59 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

В. По составу газа рассчитываем теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сжигания газа [формула (6-10)]:

$$V_{0, \text{т}} = (2 \cdot 98,3 + 3,5 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,1 + 6,5 \cdot 0,1) \cdot 0,0476 = 9,46 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Г. Находим количество воздуха при нормальных условиях, которое необходимо подать в горелку:

$$V_{\alpha} = \alpha V_r V_{0, \text{т}} = 1,05 \cdot 319,59 \cdot 9,46 = 3174,49 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Д. Определяем количество воздуха, которое необходимо подать в горелку при данных условиях ($p_{\text{в}}' = 300 \text{ мм вод. ст.}$, $t_{\text{в}} = 200 \text{ }^\circ\text{C}$; $p_0 = 780 \text{ мм рт. ст.}$).

Из уравнения объединенного закона

$$V_{\alpha}' = 760 V_{\alpha} (t_0 + 273) / [273 (p_{\alpha}' + p_0)]. \quad (6-23)$$

Зная, что $1 \text{ мм рт. ст.} = 13,6 \text{ мм вод. ст.}$, подставляем значения:

$$V_{\alpha}' = 760 \cdot 3174,49 \cdot (200 + 273) / [273 \cdot (22,1 + 780)] = 5211,71 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

При пересчете из действительных условий в нормальные и обратно в формулу обязательно следует подставлять абсолютное давление и абсолютную температуру. Температура выражается в кельвинах (К), а вот давление может быть выражено в различных единицах (кгс/см^2 , мм рт. ст., мм вод. ст., Па), но обязательно одинаковых для всех значений давления, входящих в формулу.

6.11. Да, может. Составляющими природного газа являются углеводородные газы (основной компонент - метан). При горении углеводородов (любых топлив, в состав которых входит водород) образуется большое количество водяных паров [см. реакции горения - формулы (6-5) - (6-8)], которые при температуре ниже точки росы конденсируются, что и является причиной появления воды в газоходах, дымовой трубе и т. д.

6.12. Да, можно. Минимальный (теоретически возможный) объем продуктов полного сгорания газа будет при стехиометрической смеси газа с воздухом, т. е. при $\alpha = 1$

Суммарный теоретический объем продуктов сгорания, м^3 ,

$$V_{0, \Sigma} = V_{0, \Sigma} V_{r, \text{т}} \quad (6-24)$$

где $V_{0, \Sigma}$ - суммарный теоретический объем продуктов полного сгорания 1 м^3 газа, $\text{м}^3/\text{м}^3$,

$$V_{0, \Sigma} = V_{0, \text{CO}_2} + V_{0, \text{SO}_2} + V_{0, \text{H}_2\text{O}} + V_{0, \text{N}_2} \quad (6-25)$$

где V_{0, CO_2} , V_{0, SO_2} , $V_{0, \text{H}_2\text{O}}$, V_{0, N_2} - теоретические объемы CO_2 , SO_2 , H_2O , N_2 в продуктах полного сгорания 1 м^3 газа, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Обычно определяется суммарный объем трехатомных газов, который обозначается V_{0,RO_2} :

$$V_{0,CO_2} + V_{0,SO_2} = V_{0,RO_2} \quad (6-26)$$

тогда

$$V_{0,\Sigma} = V_{0,RO_2} + V_{0,H_2O} + V_{0,N_2} \quad (6-27)$$

А. Теоретический объем трехатомных газов, m^3/m^3 ,

$$V_{0,RO_2} = 0,01 (CO_2 + CO + H_2S + \sum n \cdot C_n H_m) \quad (6-28)$$

Если возникает необходимость в раздельном определении объема CO_2 и SO_2 в продуктах сгорания (например, если на последующих стадиях технологического процесса газы должны очищаться от одного или обоих компонентов), они вычисляются по формулам:

$$V_{0,CO_2} = 0,01 (CO_2 + CO + \sum n \cdot C_n H_m); \quad (6-29)$$

$$V_{0,SO_2} = 0,01 H_2S. \quad (6-30)$$

Б. Теоретический объем водяных паров, m^3/m^3 ,

$$V_{0,H_2O} = 0,01 [H_2 + H_2S + \sum (m/2) \cdot C_n H_m]. \quad (6-31)$$

С учетом содержания в 1 m^3 газа d_r , г, влаги и содержания в воздухе 1 % влаги (10 г на 1 кг сухого воздуха), т. е. 0,0161 m^3 на 1 m^3 сухого воздуха (такое влагосодержание воздуха обычно всегда принимают в расчетах при отсутствии точных данных), теоретический объем водяных паров в продуктах полного сгорания равен, m^3/m^3 ,

$$V_{0,H_2O} = 0,01 [H_2 + H_2S + \sum (m/2) \cdot C_n H_m + 0,124d_r] + 0,0161 V_{0,v} \quad (6-32)$$

где d_r — влагосодержание газового топлива, отнесенное к 1 m^3 сухого газа, $г/м^3$; $V_{0,v}$ определяется по формуле (6-10). Содержание влаги в насыщенном газе соответствует его температуре. Для природного газа можно принимать следующие значения влагосодержания:

Температура газа, °С	0	10	20	30	40	50
Влагосодержание, $г/м^3$	5,0	10,1	19,4	35,9	65,6	114

В. Теоретический объем азота, m^3/m^3 ,

$$V_{0,N_2} = 0,79V_{0,v} + N_2/100. \quad (6-33)$$

Г. При данном расходе газа B_r суммарный объем продуктов полного сгорания, m^3 ,

$$V_{0,v,r} = (V_{0,RO_2} + V_{0,H_2O} + V_{0,N_2}) B_r \quad (6-34)$$

То же, по составляющим, m^3 :

или

$$V_{0,RO_2,v,r} \quad V_{0,CO_2} B_r$$

$$V_{0,CO_2,v,r} = V_{0,CO_2} B_r \quad \text{и} \quad V_{0,SO_2,v,r} \quad V_{0,SO_2} B_r;$$

$$V_{0,H_2O,v,r} = V_{0,H_2O} B_r; \quad V_{0,N_2,v,r} \quad V_{0,N_2} B_r.$$

6.13. Для определения теоретически возможного объема продуктов сгорания данного газа воспользуемся формулами (6-10), (6-28), (6-32), (6-33), (6-27), (6-24).

А. Теоретический объем трехатомных газов в продуктах полного сгорания 1 м³ газа $V_{0, \text{го}} = 0,01 (1,4 + 0,1 + 93 + 2 \cdot 2,5 + 3 \cdot 1) = 1,025 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Б. Влагосодержание газа, отнесенное к 1 м³ сухого газа, определяем из условия задачи (газ насыщенный; $t_r = 10^\circ \text{C}$); по данным, приведенным в упр. 6.12, п. «Б», имеем $d_r = 10,1 \text{ г}/\text{м}^3$.

В. Теоретически необходимое количество воздуха для полного сгорания 1 м³ газа $V_{0, \text{в}} = (0,5 \cdot 0,2 + 1,5 \cdot 0,1 + 2 \cdot 93 + 3,5 \cdot 2,5 + 5 \cdot 1) \cdot 0,0476 = 9,52 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Г. Теоретический объем водяных паров в продуктах полного сгорания 1 м³ газа с учетом влажности газа d_r и воздуха (влагосодержание воздуха в связи с отсутствием данных в условиях задачи принимается равным 10 г на 1 кг сухого воздуха) $V_{0, \text{н.о}} = 0,01 (0,2 + 0,1 + 2 \cdot 93 + 3 \cdot 2,5 + 4 \cdot 1 + 0,124 \cdot 10,1) + 0,0161 \times 9,52 = 2,14 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Д. Теоретический объем азота в продуктах полного сгорания 1 м³ газа $V_{0, \text{н}} = 0,79 \cdot 9,52 + 1,8/100 = 7,54 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Е. Суммарный теоретический объем продуктов полного сгорания 1 м³ газа $V_{0, \text{г}} = 1,025 + 2,14 + 7,54 = 10,71 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Ж. Теоретический объем продуктов полного сгорания при $V_r = 300 \text{ м}^3/\text{ч}$ $V_0 = 10,71 \cdot 300 = 3211,5 \text{ м}^3/\text{ч}$.

6.14. Да, изменится. Для полного сгорания газа в реальных условиях коэффициент расхода воздуха должен быть больше единицы ($\alpha > 1$). Увеличение количества воздуха, подаваемого на горение, по сравнению с теоретически необходимым приводит к возрастанию объема продуктов сгорания относительно теоретического (минимального), рассчитанного по реакциям горения. При этом избыточный воздух в процессе горения участия не принимает, а объем продуктов сгорания увеличивается за счет двухатомных газов (азота и кислорода). Теоретический объем трехатомных газов останется постоянным. Количество водяных паров увеличится за счет дополнительной влаги, вносимой с избыточным воздухом.

6.15. А. Для полного сгорания газа в реальной установке коэффициент расхода воздуха должен быть больше единицы, тогда действительное количество воздуха, поданное на горение 1 м³ газа, м³/м³,

$$V_0 = V_{0, \text{г}} \cdot \alpha, \quad (6-35)$$

где $V_{0, \text{г}}$ определяется по формуле (6-10).

Б. Суммарный объем продуктов полного сгорания 1 м³ газа, м³/м³,

$$V_2 = V_{\text{CO}_2} + V_{\text{SO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{O}_2} \quad (6-36)$$

или

$$V_2 = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{O}_2}, \quad (6-37)$$

где V_{CO_2} , V_{SO_2} , V_{RO_2} , V_{H_2O} , V_{N_2} , V_{O_2} — объемы CO_2 , SO_2 , RO_2 , H_2O , N_2 , O_2 в продуктах полного сгорания 1 м³ газа при $\alpha > 1$, м³/м³.

Объем трехатомных газов V_{RO_2} при $\alpha > 1$ равен объему этих газов при $\alpha = 1$, т. е. $V_{RO_2} = V_{0,RO_2}$ или при раздельном определении объема CO_2 и SO_2 $V_{CO_2} = V_{0,CO_2}$, $V_{SO_2} = V_{0,SO_2}$ и определяются по формулам (6-28) — (6-30).

Объем водяных паров рассчитывается по формуле

$$V_{H_2O} = V_{0,H_2O} + 0,0161(\alpha - 1)V_{0,O_2} \quad (6-38)$$

где V_{0,H_2O} — теоретический объем водяных паров, м³/м³, определяется по формуле (6-32).

Объем азота

$$V_{N_2} = V_{0,N_2} + (\alpha - 1) \cdot 0,79V_{0,O_2} \quad (6-39)$$

где V_{0,N_2} — теоретический объем азота, м³/м³, определяется по формуле (6-33).

Объем кислорода

$$V_{O_2} = 0,21(\alpha - 1)V_{0,O_2} \quad (6-40)$$

Если по условиям задачи не требуется раздельного определения объема двухатомных газов (азота и кислорода) в продуктах сгорания, то можно воспользоваться формулой

$$V_{N_2} = V_{0,N_2} + (\alpha - 1)V_{0,O_2} \quad (6-41)$$

В. При данном расходе газа B_r суммарный объем продуктов сгорания, м³,

$$V_{B_r} = (V_{RO_2} + V_{H_2O} + V_{N_2}) B_r - V_{O_2} B_r \quad (6-42)$$

То же, по составляющим, м³:

$$V_{RO_2, B_r} = V_{RO_2} B_r \text{ или } V_{CO_2, B_r} = V_{CO_2} B_r, \quad V_{SO_2, B_r} = V_{SO_2} B_r;$$

$$V_{H_2O, B_r} = V_{H_2O} B_r;$$

$$V_{N_2, B_r} = V_{N_2} B_r \text{ или } V_{N_2, B_r}, \quad V_{O_2, B_r} = V_{O_2} B_r.$$

6.16. По методике, описанной в упр. 6.15, необходимо предварительно рассчитать суммарный объем продуктов полного сгорания при данном расходе газа B_r , при сгорании 1 м³ газа, а также компонентный состав и объем продуктов сгорания (V_{B_r} , V_{Σ} , V_{RO_2} , V_{H_2O} , V_{N_2} , V_{O_2} и т. д.).

При определении процентного состава продуктов сгорания за 100 % принимают общий (суммарный) объем продуктов

сгорания V_{H_2} или V_{H_2} (или, как его еще называют, объем влажных продуктов сгорания) Тогда

$$RO_2' = V_{RO_2, B_r} \cdot 100/V_{B_r} \text{ или } RO_2' = V_{RO_2} \cdot 100/V_{H_2}; \quad (6-43)$$

$$H_2O' = V_{H_2O, B_r} \cdot 100/V_{B_r} \text{ или } H_2O' = V_{H_2O} \cdot 100/V_{H_2} \quad (6-44)$$

и т. д.

Объем сухих продуктов сгорания:

а) при сгорании данного расхода газа (B_r), м³,

$$V_{c.r, B_r} = V_{RO_2, B_r} + V_{H_2O, B_r}; \quad (6-45)$$

б) при сгорании 1 м³ газа, м³/м³,

$$V_{c.r} = V_{RO_2} + V_{H_2O}. \quad (6-46)$$

Принимая за 100 % объем сухих продуктов сгорания $V_{c.r, B_r}$ или $V_{c.r}$, определяем процентный состав сухих продуктов сгорания, %:

$$RO_2' = V_{RO_2, B_r} \cdot 100/V_{c.r, B_r} \text{ или } RO_2' = V_{RO_2} \cdot 100/V_{c.r}; \quad (6-47)$$

$$O_2' = V_{O_2, B_r} \cdot 100/V_{c.r, B_r} \text{ или } O_2' = V_{O_2} \cdot 100/V_{c.r} \quad (6-48)$$

и т. д.

6.17. Масса продуктов сгорания, полученных при сжигании B_r м³ газа, равна, кг.

$$G_{B_r} = GB_r, \quad (6-49)$$

где G — масса дымовых газов, полученная при сжигании 1 м³ данного газа, кг/м³, определяется по формуле

$$G = \rho_{c.r} + d_r/1000 = 1,306\alpha V_{o.o}, \quad (6-50)$$

где $\rho_{c.r}$ — плотность сухого газа при нормальных условиях, кг/м³, определяется по формуле

$$\rho_{c.r} = 0,01 [1,96CO_2 + 1,52H_2S + 1,25N_2 + 1,43O_2 + 1,25CO + 0,0899H_2 + \sum (0,536m + 0,045n) C_m H_n]. \quad (6-51)$$

В данной задаче при расчете массы продуктов сгорания влажность воздуха принимается равной 10 г на 1 кг сухого воздуха. Если же влагосодержание воздуха указано в ситуации конкретным значением d_o , то рассчитанные по вышеприведенным формулам V_{o, H_2O} , м³/м³, V_{o, H_2O, B_r} , м³, V_{H_2O} , м³/м³, V_{H_2O, B_r} , м³, G , кг/м³, G_{B_r} , кг, следует изменить соответственно на значения:

$$\Delta V_{o, H_2O} = 0,0016V_{o.o} (d_o - 10); \quad (6-52)$$

$$\Delta V_{o, H_2O, B_r} = 0,0016V_{o.o} (d_o - 10) B_r; \quad (6-53)$$

$$\Delta V_{H_2O} = 0,0016\alpha V_{o.o} (d_o - 10); \quad (6-54)$$

$$\Delta V_{H_2O, B_r} = 0,0016\alpha V_{o.o} (d_o - 10) B_r; \quad (6-55)$$

$$\Delta G = 0,0013\alpha V_{o.o} (d_o - 10); \quad (6-56)$$

$$\Delta G_{B_r} = 0,0013\alpha V_{o.o} (d_o - 10) B_r. \quad (6-57)$$

Таблица 6-1

Высшая и низшая теплота сгорания индивидуальных газов

Газ	Q_v , ккал/м ³	Q_n , ккал/м ³	Газ	Q_v , ккал/м ³	Q_n , ккал/м ³
Водород H_2	2045	2575	Пентан C_5H_{12}	37 715	34 900
Оксид углерода CO	3015	3015	Этилен C_2H_4	15 150	14 210
Метан CH_4	9 510	8 570	Пропилен C_3H_6	22 390	20 950
Этан C_2H_6	16 810	15 390	Бутилен C_4H_8	29 510	27 610
Бутан C_4H_{10}	31 490	29 080	Сероводород H_2S	6 100	5 600
Пропан C_3H_8	24 100	22 190	Ацетилен C_2H_2	13 855	13 385

6.18. Теплотой сгорания называется количество теплоты, которое выделяется при полном сгорании единицы количества газа. Обычно для газового топлива пользуются (приводится в справочных таблицах) значением теплоты сгорания, отнесенным к 1 м³ газа при нормальных условиях, ккал/м³.

Различают высшую Q_v и низшую Q_n теплоту сгорания газа. Высшая теплота сгорания соответствует условиям, при которых водяные пары, находящиеся в продуктах сгорания, доводятся до жидкого состояния. Наглядный пример использования Q_n — контактные экономайзеры, где нагрев воды отходящими газами происходит в результате их непосредственного соприкосновения без разделительной стенки. Из определения Q_v очевидно, что $Q_v \geq Q_n$, причем знак «больше» относится к углеводородным газам и водороду, т. е. газам, у которых при горении (окислении) образуются пары воды. Поэтому $Q_{v,CO} = Q_{n,CO}$, а $Q_{v,C_nH_m} > Q_{n,C_nH_m}$. Значения Q_v и Q_n для различных индивидуальных газов приведены в табл. 6-1.

6.19. Теплота сгорания смеси газов определяется по формулам:

$$Q_v = 0,01 (Q_{v,H_2} H_2 + Q_{v,CO} CO + Q_{v,H_2S} H_2S + \sum Q_{v,C_nH_m} C_nH_m); \quad (6-58)$$

$$Q_n = 0,01 (Q_{n,H_2} H_2 + Q_{n,CO} CO + Q_{n,H_2S} H_2S + \sum Q_{n,C_nH_m} C_nH_m). \quad (6-59)$$

Для условий данной задачи, находя Q_v и Q_n для отдельных компонентов по табл. 6-1, получим

$$Q_v = 0,01 (3045 \cdot 0,9 + 3015 \cdot 0,2 + 9510 \cdot 91,4 + 15 150 \cdot 4,1 + 24 100 \cdot 1,9 + 31 490 \cdot 0,6) = 9993,67 \text{ ккал/м}^3;$$

$$Q_n = 0,01 (2575 \cdot 0,9 + 3015 \cdot 0,2 + 8570 \cdot 91,4 + 14 210 \cdot 4,1 + 22 190 \cdot 1,9 + 29 080 \cdot 0,6) = 9080 \text{ ккал/м}^3.$$

Теоретический объем воздуха, продуктов сгорания
и плотность газового топлива при нормальных условиях

Газопровод	Средние значения				
	$V_{\text{в}}^{\text{т}} \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$	$V_{\text{O}_2} \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$	$V_{\text{H}_2} \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$	$V_{\text{CO}_2} \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$	$\rho_{\text{г}} \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$
<i>Природные газы</i>					
Саратов — Москва	9,52	1,04	7,60	2,10	0,837
Саратов — Горький	9,57	1,03	7,69	2,13	0,786
Ставрополь — Москва	9,58	1,02	7,60	2,14	0,772
Серпухов — Ленинград	9,81	1,06	7,78	2,18	0,799
Дашава — Киев	9,52	1,00	7,52	2,15	0,712
Рудки — Вильнюс, Рудки — Самбор	9,45	1,00	7,49	2,12	0,740
Угерско — Стрый, Угерско — Киев, Угерско — Львов	9,43	0,99	7,46	2,13	0,722
Шебелинка — Острогожск, Шебе- линка — Днепропетровск, Шебе- линка — Харьков	9,96	1,07	7,88	2,21	0,781
Кумертау — Магнитогорск	9,78	1,06	7,79	2,13	0,858
Газли — Коган, Газли — Ташкент	9,64	1,03	7,64	2,16	0,751
Ставрополь — Грозный	9,47	1,00	7,49	2,14	0,728
Коробки — Волгоград	9,51	1,02	7,54	2,13	0,766
Карадаг — Ереван	9,85	1,05	7,79	2,19	0,766
Бухара — Урал	9,73	1,04	7,70	2,18	0,758
Средняя Азия — Центр	9,91	1,07	7,84	2,21	0,776
Игрим — Нижний Тагил	9,68	1,03	7,66	2,17	0,741
Оренбург — Совхознос	10,05	1,08	7,94	2,23	0,883
<i>Попутные газы</i>					
Каменный Лог — Пермь	11,13	1,31	9,03	2,24	1,196
Кулешовка — Куйбышев	10,99	1,26	8,82	2,28	1,052
Безичук — Чапаевск	12,46	1,48	10,01	2,49	1,196
Барса — Небит-Даг, Кызылкум — Небит-Даг	10,11	1,09	7,99	2,24	0,778
Вознесенская — Грозный, Карабу- лак — Грозный	12,40	1,40	9,79	2,60	0,971
Туймазы — Уфа	11,28	1,30	9,08	2,32	1,095
Казань — Запская	10,69	1,22	8,60	2,23	1,046
<i>Промышленные газы</i>					
Газы доменных печей, работающих с добавкой природного газа	0,79	0,40	1,17	0,07	1,194
Газ коксовых печей	4,31	0,39	3,44	1,22	0,424

6.20. Теплота сгорания может быть определена калориметрическим способом в лаборатории. Если же такой возможности на предприятии нет, то следует запросить предприятие газового хозяйства, где ежедневно определяют теплоту сгорания подаваемого в данный город газа. Однако эти данные следует считать только ориентировочными, так как при подаче в данный

город (район) газа из нескольких месторождений его теплота сгорания может сильно различаться в разных городских газопроводах. К этому следует добавить, что теплота сгорания может меняться, и притом значительно, в течение не только месяца, недели, но и одних суток.

6.21. Расчет указанных параметров может быть выполнен только приблизительно. Для выполнения таких расчетов необходимо знать, от какого газопровода снабжается предприятие. В этом случае α , $V_{я,r}$, $V_{го,r}$, V_r , V_N , и другие параметры рассчитываются по формулам, представленным в упр. 6.15—6.17, при этом значения $V_{0,в}$, $V_{0,го}$, $V_{0,н}$, $V_{0,н,о}$ находятся из табл. 6-2 или из других справочных материалов.

При известной низшей теплоте сгорания сухого газа $Q_{н,с,г}$ теоретические объемы воздуха $V_{0,в}$, влажных и сухих продуктов сгорания $V_{0,з}$, $V_{0,с,г}$ ориентировочно могут быть определены из графиков, представленных на рис. 6-1.

6.22. В указанной ситуации недостаточно данных для однозначного ответа на поставленный вопрос: нет указаний о давлении по всему газовому тракту агрегата. Если давление в установке меньше атмосферного (разрежение), то при движении продуктов сгорания по газовому тракту коэффициент расхода дутья будет изменяться (увеличиваться) за счет присосов атмосферного воздуха. При работе установки под избыточным давлением (наддув) коэффициент расхода дутья измениться не будет.

6.23. Рассчитать α , представляется возможным только при обслуживании котла в соответствии с правилами технической эксплуатации.

$$\alpha_i = \alpha_r + \sum_1^i \Delta\alpha_i, \quad (6-60)$$

где i — номер участка газового тракта по ходу движения продуктов сгорания; $\Delta\alpha_i$ — присос воздуха на i -м участке газохода. Значения $\Delta\alpha_i$ для котлоагрегатов при номинальной нагрузке D_n принимаются по табл. 6-3.

6.24. Да, изменится. Связано это с тем, что при понижении нагрузки агрегата при поддержании $\alpha_r = \text{const}$ увеличиваются присосы воздуха, т. е.

$$\sum_1^i \Delta\alpha_{i, D_n} < \sum_1^i \Delta\alpha_{i, D_f}$$

где i — номер участка газового тракта по ходу движения продуктов сгорания; $\Delta\alpha_{i, D_n}$, $\Delta\alpha_{i, D_f}$ — присосы воздуха на i -м участке газохода при номинальной D_n и некоторой меньшей D_f ,

нагрузках котлоагрегата. Присосы при уменьшении нагрузки могут быть рассчитаны по формуле

$$\sum_{i=1}^n \Delta \alpha_{i, D_1} = \sum_{i=1}^n \Delta \alpha_{i, D_n} (D_n / D_i)^{2.5} \quad (6-61)$$

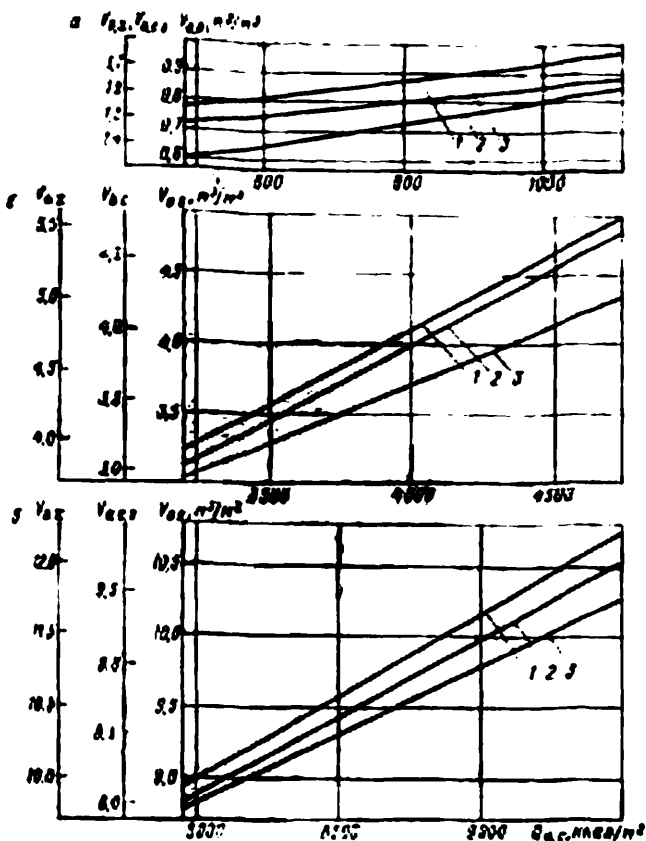


Рис. 6-1. Графики для определения теоретических объемов воздуха $V_{0, \text{теор.}}$ и важных продуктов сгорания $V_{0, \Sigma}$ и $V_{0, \text{с.г}}$.

Газ: а — доменный; б — коксовый; в — природный.
1 — $V_{0, \Sigma}$; 2 — $V_{0, \text{в}}$; 3 — $V_{0, \text{с.г}}$.

Формула и справочные данные, необходимые для расчета присосов и коэффициента расхода воздуха в некоторой i -й точке газового тракта при номинальной нагрузке котла, представлены в упр. 6.23.

6.25. В общем случае при сжигании природного газа при $\alpha < 1$ состав продуктов сгорания следующий: CO_2' , CO' , $\text{H}_2\text{O}'$, H_2' , N_2' , O_2' , CH_4' , $\text{C}_2\text{H}_6'$ и другие индивидуальные газы, входя-

Таблица 6-3

Расчетные значения присосов воздуха $\Delta\alpha_i$ в топку и газоходы котельных агрегатов при номинальной нагрузке

Топочные камеры и газоходы	$\Delta\alpha_i$
Топочные камеры:	
с металлической обшивкой	0,05
без металлической обшивки	0,08
Фестон, ширмовый перегреватель, первый котельный пучок при $D_n > 50$ т/ч	0
Котельные пучки при $D_n \leq 50$ т/ч:	
первый	0,05
второй	0,1
Перегреватели:	
первичный	0,03
промежуточный	0,03
Экономайзеры:	
при $D_n > 50$ т/ч (на каждой ступени)	0,02
при $D_n < 50$ т/ч:	
а) стальной	0,08
б) чугунный с обшивкой	0,1
в) чугунный без обшивки	0,2
Воздухоподогреватели:	
трубчатые (на каждой ступени)	
а) при $D_n > 50$ т/ч	0,03
б) при $D_n \leq 50$ т/ч	0,08
регенеративные	
а) при $D_n > 50$ т/ч	0,2
б) при $D_n \leq 50$ т/ч	0,25
чугунные (на каждой ступени)	
а) из ребристых труб	0,1
б) из ребристых плит	0,2
Газоходы за котельным агрегатом (каждый длиной 10 м):	
стальные	0,01
кирпичные	0,05

щие в состав природного газа. Кроме того, при плохой подготовке (смешении) горючей смеси выделяется сажастый углерод.

На практике при хорошо подготовленной смеси газа с окислителем и высокой температуре процесса в топочной камере агрегата (1100—1400 °С) в состав продуктов сгорания при $\alpha < 1$ входят: CO_2 , CO , H_2O , H_2 , N_2 . Так сжигают природный газ в печах для безокислительного нагрева.

6.26. Расчет ведем на 1 м³ газа.

1. Расход воздуха по формуле (6-35) $V_a = 0,0476 \cdot (2 \cdot 98 + 3,5 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,2) \cdot 0,5 = 4,72$ м³/м³.

2. Объем азота в продуктах сгорания

$$V_{N_2} = 0,79 V_a + N_g/100 = 0,79 \cdot 4,722 + 1,3/100 = 3,73 \text{ м}^3/\text{м}^3. \quad (6-62)$$

3. Составляем уравнения материального баланса, в левой части которых — количество данного элемента в продуктах

сгорания, в правой — в исходном газовом топливе и окислителе (воздухе):

а) количество продуктов горения, $\text{м}^3/\text{м}^3$:

$$V_z = V_{\text{CO}_2} + V_{\text{CO}} + V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{H}_2} + V_{\text{N}_2}; \quad (6-63)$$

обозначим $V_{\text{CO}_2} = x$, $V_{\text{CO}} = y$, $V_{\text{H}_2\text{O}} = z$, $V_{\text{H}_2} = u$;

б) баланс углерода

$$\begin{aligned} x + y &= (\text{CO}_2 + \text{CO} + \sum n \cdot \text{C}_n\text{H}_m) \cdot 0,01 = \\ &= (0,1 + 98 + 2 \cdot 0,4 + 3 \cdot 0,2) \cdot 0,01 = 0,99 \text{ м}^3/\text{м}^3; \end{aligned} \quad (6-64)$$

в) баланс водорода

$$\begin{aligned} 2z + 2u &= (2\text{H}_2 + \sum m \cdot \text{C}_n\text{H}_m) \cdot 0,01 = \\ &= (0,1 + 4 \cdot 98 + 6 \cdot 0,4 + 8 \cdot 0,2) \cdot 0,01 = 3,96 \text{ м}^3/\text{м}^3; \end{aligned} \quad (6-65)$$

г) баланс кислорода

$$\begin{aligned} 2x + y + z &= (2\text{CO}_2 + 2 \cdot 0,21 V_{\text{O}_2}) \cdot 0,01 = \\ &= (2 \cdot 0,1 + 2 \cdot 0,21 \cdot 4,722) \cdot 0,01 = 1,98 \text{ м}^3/\text{м}^3. \end{aligned} \quad (6-66)$$

4. Решаем систему уравнений балансов, для чего определяем константу равновесия реакции $\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$, которая является функцией температуры:

$$K_c^y = \frac{\text{CO} \cdot \text{H}_2\text{O}}{(\text{CO}_2 \cdot \text{H}_2)} = \frac{yz}{xu}. \quad (6-67)$$

По условиям задачи $t_{\text{к}} = 1300 \text{ }^\circ\text{C} = 1300 + 273 = 1573 \text{ K}$, тогда из табл. 6-4 $yz/(xu) = 3,06$. Имеем четыре неизвестных и четыре уравнения, откуда находим: $x = 0,17$; $y = 0,82$; $z = 0,81$; $u = 1,17$. Тогда $V_z = 0,17 + 0,82 + 0,81 + 1,17 + 3,73 = 6,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

При данном расходе газа $B_r = 100 \text{ м}^3$ суммарный объем продуктов сгорания

$$V_{B_r} = V_z B_r = 6,7 \cdot 100 = 670 \text{ м}^3.$$

То же, по составляющим:

$$V_{\text{CO}_2, B_r} = 0,17 \cdot 100 = 17 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{CO}, B_r} = 0,82 \cdot 100 = 82 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}, B_r} = 0,81 \cdot 100 = 81 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{H}_2, B_r} = 1,17 \cdot 100 = 117 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{N}_2, B_r} = 3,73 \cdot 100 = 373 \text{ м}^3.$$

Таблица 6-4

Константа равновесия $K_c^V = \text{CO} \cdot \text{H}_2\text{O} / (\text{CO}_2 \cdot \text{H}_2)$

Температура, К	K_c^V	Температура, К	K_c^V
700	0,1109	1300	1,8400
800	0,2475	1400	2,2660
900	0,4537	1500	2,6990
1000	0,7254	1600	3,1350
1100	1,0506	1700	3,5550
1200	1,4320	1800	3,9670

Отметим, что если температура в камере сгорания не поддерживается на постоянном уровне, то расчеты состава и количества продуктов неполного горения при $\alpha < 1$ значительно усложнятся. В этом случае расчеты ведут методом последовательных приближений, задаваясь температурой в камере и соответственно находя K_c^V . Такие расчеты удобно проводить с использованием ЭВМ.

6.27. Да, можно. Объем сухих продуктов сгорания на 1 м³ газа может быть подсчитан по балансу углерода в сжигаемом газе и образующихся продуктах сгорания:

$$\sum n \cdot C_n H_m + \text{CO} + \text{CO}_2 = V_{c,r} (\text{CO}_2' + \text{CO}' + \sum C_n H_m'), \quad (6-68)$$

откуда

$$V_{c,r} = (\sum n \cdot C_n H_m + \text{CO} + \text{CO}_2) / (\text{CO}_2' + \text{CO}' + \sum C_n H_m'). \quad (6-69)$$

Обычно в продуктах сгорания высшие углеводороды не содержатся, поэтому на практике пользуются формулой

$$V_{c,r} = (\sum n \cdot C_n H_m + \text{CO} + \text{CO}_2) / (\text{CO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4'). \quad (6-70)$$

Отметим, что при обычно применяемых газоанализаторах результаты анализа дают значения процентного содержания компонентов именно в сухих газах.

Общий объем сухих продуктов сгорания, м³,

$$V_{c,r,B,r} = V_{c,r} B_r. \quad (6-71)$$

6.28. Расчетыведем на 1 м³ газа.

А. Объем сухих продуктов сгорания по формуле (6-70)

$$V_{c,r} = (95 + 2 \cdot 1 + 3 \cdot 0,6 + 4 \cdot 0,4) / (8 + 0,2 + 0,1) = 12,5 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Б. Объем водяных паров с учетом неполноты сгорания и также влажности газа и воздуха (по условиям задачи) рассчитывается по формуле (6-31): $V_{H_2O} = 0,01(0,2 + 2 \cdot 0,95 + 3 \cdot 1 + 4 \cdot 0,6 + 5 \cdot 0,4) = 1,97 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

В. Объем водяных паров с учетом неполноты сгорания рассчитывается по формуле

$$V'_{H_2O} = V_{H_2O} - 0,01 V_{c.r.} (H_2 + 2 CH_4). \quad (6-72)$$

откуда $V'_{H_2O} = 1,97 - 0,01 \cdot 12,5 \cdot (0,2 + 2 \cdot 0,1) = 1,92 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Г. Суммарный объем продуктов сгорания $V_Z = V_{c.r.} + V'_{H_2O} = 12,5 + 1,92 = 14,42 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Д. Общий объем продуктов сгорания при нормальных условиях $V_{B_r} = V_Z B_r = 14,42 \cdot 200 = 2884 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Е. Общий объем продуктов сгорания при измеренной температуре $t_{yx} = 223 \text{ }^\circ\text{C}$ $V_{t.a.r.} = V_{B_r} (t_{yx} + 273) / 273 = 2884 \cdot 500 / 273 = 5290 \text{ м}^3/\text{ч}$.

6.29. В обоих указанных в данной ситуации случаях необходимо определить температуру газовой смеси $t_{см}$, которая может быть рассчитана по формуле

$$t_{см} = (V_1 c_1' t_1 + V_2 c_2' t_2 + \dots + V_n c_n' t_n) / (V_1 c_1' + V_2 c_2' + \dots + V_n c_n'). \quad (6-73)$$

где V_1, V_2, \dots, V_n — объемы отдельных компонентов смеси, м^3 ; c_1, c_2, \dots, c_n — средняя теплоемкость каждого компонента смеси в интервале температур $0 - t_1, 0 - t_2, \dots, 0 - t_n$, $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$; t_1, t_2, \dots, t_n — начальная температура каждого компонента, $^\circ\text{C}$; c_1', c_2', \dots, c_n' — средняя теплоемкость каждого компонента смеси в интервале температур $0 - t_{см}$, $^\circ\text{C}$. Значения c_1', c_2', \dots, c_n' зависят от неизвестной, подлежащей определению величины — $t_{см}$, поэтому $t_{см}$ по формуле (6-73) рассчитывается методом последовательных приближений. Суть этого метода заключается в следующем:

а) по t_1, t_2, \dots, t_n , используя табл. 6-5, находят значения c_1, c_2, \dots, c_n ;

б) принимают $c_1' = c_1, c_2' = c_2, \dots, c_n' = c_n$;

в) по принятым значениям c' находят $t_{см1}$;

г) по $t_{см1}$, используя табл. 6-5, определяют новые значения c_1', c_2', \dots, c_n' ;

д) по новым значениям c' находят $t_{см2}$;

е) сравнивают $t_{см1}$ и $t_{см2}$; если расхождение между ними не превышает $50 \text{ }^\circ\text{C}$, то $t_{см2}$ принимают за $t_{см}$ с достаточной для эксплуатационных расчетов точностью (дальнейшее уточнение даст изменение температуры смеси не больше чем на $2-3 \text{ }^\circ\text{C}$), в противном случае последние три операции повторяют снова, добиваясь нужной точности.

Таблица 6-5

Средняя теплоемкость, ккал/(м³·°С), некоторых газов в интервале температур 0—t

t, °С	CO ₂	N ₂	O ₂	H ₂ O	С. в.	В. в.	CO	H ₂	CH ₄	H ₂ S	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀
0	0,362	0,309	0,312	0,357	0,310	0,315	0,310	0,305	0,370	0,360	0,528	0,728	0,966	1,225
100	0,406	0,309	0,315	0,359	0,311	0,316	0,311	0,308	0,392	0,366	0,596	0,838	1,124	1,394
200	0,427	0,310	0,320	0,364	0,312	0,318	0,312	0,310	0,420	0,373	0,663	0,947	1,255	1,556
300	0,445	0,312	0,324	0,368	0,315	0,321	0,314	0,310	0,450	0,381	0,727	1,044	1,379	1,704
400	0,461	0,314	0,329	0,374	0,317	0,323	0,317	0,311	0,481	0,390	0,790	1,137	1,497	1,849
600	0,487	0,320	0,338	0,386	0,324	0,330	0,324	0,312	0,540	0,408	0,902	1,297	1,699	2,098
800	0,509	0,326	0,346	0,398	0,331	0,337	0,331	0,314	0,596	0,426	0,999	1,430	1,865	2,299
1000	0,526	0,332	0,353	0,411	0,337	0,343	0,337	0,317	0,645	0,442	0,082	1,543	2,007	2,471
1200	0,541	0,338	0,358	0,424	0,342	0,349								
1400	0,553	0,343	0,363	0,443	0,347	0,354								
1600	0,563	0,347	0,367	0,448	0,351	0,359								
1800	0,571	0,351	0,371	0,459	0,355	0,362								
2000	0,578	0,354	0,375	0,469	0,358	0,366								
2200	0,585	0,357	0,378	0,478	0,361	0,369								
2400	0,590	0,360	0,381	0,486	0,364	0,372								

Примечание. С. в. — сухой воздух; В. в. — влажный воздух ($d_0 = 10$ г/г).

6.30. Для определения температуры смеси воспользуемся формулой (6-73), для чего по процентному составу дымовых газов найдем их объем, а по табл. 6-5 — теплоемкость отдельных компонентов отходящих газов и воздуха при соответствующих температурах t_r и t_s :

$$\begin{aligned} V_{CO_2} &= 140 \text{ м}^3; & t_{CO_2} &= 1000 \text{ }^\circ\text{C}; \\ V_{H_2O} &= 55 \text{ м}^3; & t_{H_2O} &= 1000 \text{ }^\circ\text{C}; \\ V_{O_2} &= 41 \text{ м}^3; & t_{O_2} &= 1000 \text{ }^\circ\text{C}; \\ V_{N_2} &= 764 \text{ м}^3; & t_{N_2} &= 1000 \text{ }^\circ\text{C}; \\ V_a &= 500 \text{ м}^3; & t_a &= 50 \text{ }^\circ\text{C}; \\ c_{CO_2} &= 0,526 \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot \text{ }^\circ\text{C}); \\ c_{H_2O} &= 0,411 \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot \text{ }^\circ\text{C}); \\ c_{O_2} &= 0,353 \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot \text{ }^\circ\text{C}); \\ c_{N_2} &= 0,332 \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot \text{ }^\circ\text{C}); \\ c_a &= 0,3105 \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot \text{ }^\circ\text{C}). \end{aligned}$$

Принимаем $c_{CO_2} = c'_{CO_2}$, $c_{H_2O} = c'_{H_2O}$ и т. д. (см. упр. 6.29), тогда

$$t_{см1} = \frac{1000 (140 \cdot 0,526 + 55 \cdot 0,411 + 41 \cdot 0,353 + 764 \cdot 0,332) + 500 \cdot 0,3105 \cdot 50}{140 \cdot 0,526 + 55 \cdot 0,411 + 41 \cdot 0,353 + 764 \cdot 0,332 + 500 \cdot 0,3105} = 717 \text{ }^\circ\text{C}.$$

При $t_{см1} = 717 \text{ }^\circ\text{C}$ находим по табл. 6-5 новые значения c' для всех компонентов смеси: $c'_{CO_2} = 0,499$; $c'_{H_2O} = 0,392$; $c'_{O_2} = 0,343$; $c'_{N_2} = 0,324$; $c'_a = 0,328$, тогда, подставляя эти значения в формулу (6-73), получим $t_{см2} = 723 \text{ }^\circ\text{C}$. Значение $t_{см2}$ для эксплуатационных расчетов можно принять за действительное, так как дальнейшее уточнение дает изменение температуры менее $2-3 \text{ }^\circ\text{C}$, т. е. $t_{см} = t_{см2} = 723 \text{ }^\circ\text{C}$.

Отметим, что при проведении расчетов не учитывался коэффициент охлаждения газов $\eta_{охл}$ при смешении из-за потерь теплоты в окружающую среду, обычно $\eta_{охл} = 0,95 \div 0,99$. Большее значение относится к небольшому по протяженности изолированному газопроводу, в котором происходит смешение.

6.31. Для определения необходимого для разбавления объема воздуха: а) находим объем отдельных компонентов, входящих в продукты сгорания, $V_{CO_2} = 0,01 V_r CO_2'$, $V_{CO} = 0,01 V_r CO'$ и т. д.; б) используя выражение, легко выводимое из формулы (6-73), рассчитываем объем воздуха

$$V_a = (V_{CO_2} c'_{CO_2} t_r + V_{CO} c'_{CO} t_r + \dots + V_n c'_n t_r - V_{CO_2} c'_{CO_2} t_{см} - V_{CO} c'_{CO} t_{см} - \dots - V_n c'_n t_{см}) / (c'_a t_{см} - c'_a t_a). \quad (6-74)$$

Как видно из приведенного выражения, при решении данной задачи отпадает необходимость в применении метода последовательных приближений, так как заданное значение $t_{см}$ позволяет, пользуясь табл. 6-5, однозначно определить c' для каждого компонента полученной смеси.

6.32. В зависимости от имеющихся исходных данных содержание CO_{2max} (для газов, содержащих серу, — RO_{2max}) в сухих продуктах полного сгорания газа определяется либо по элементарному составу сжигаемого газа, либо по составу его продуктов сгорания. При определении RO_{2max} по составу топлива подсчитывают $V_{RO_2} = V_{O, RO_2}$ и V_{O, O_2} — объем сухих продуктов сгорания при стехиометрическом количестве дутья. Затем рассчитывают RO_{2max} по формуле, %

$$RO_{2max} = V_{RO_2} \cdot 100 / V_{O, O_2} \quad (6-75)$$

Если элементарный состав сжигаемого газа неизвестен или совместно сжигаются два или несколько топлив, то RO_{2max} для воздушного дутья и полного сжигания газа подсчитывается по составу сухих продуктов сгорания, определяемому газовым анализом, по формуле, %

$$RO_{2max} = 100 RO_2' / (100 - 4,76 \cdot O_2') \quad (6-76)$$

Значения RO_{2max} для некоторых индивидуальных газов и ориентировочные (средние) значения RO_{2max} для некоторых природных и искусственных газов следующие, %:

Оксид углерода	34,7	Ацетилен	17,5
Метан	11,8	Природный	11,8
Этан	13,2	Нефтепромысловый	13,2
Пропан	13,8	Сжиженный	13,8
Бутан	14,1	Коксовый	10,4
Этилен	15,1	Генераторный	20,2
Пропаден	15,1	Домашний	24,5

6.33. Максимально возможное содержание трехатомных газов в сухих продуктах сгорания при неполном горении газа определяется по формуле, %

$$RO_{2max} = (RO_2' + CO' + CH_4') \cdot 100 / [100 - 4,76 \times (O_2' - 0,5CO' - 0,5H_2' - 2CH_4')] \quad (6-77)$$

В нашем случае продукты неполного сгорания не содержат серы, поэтому $RO_2' = CO_2'$, а $RO_{2max} = CO_{2max}$. По данным анализа в базовой точке определяем CO_{2max} :

$$CO_{2max} = (9,0 + 0,2 + 0,6) \cdot 100 / [100 - 4,76 \times (4,4 - 0,5 \cdot 0,2 - 0,5 \cdot 0,45 - 2 \cdot 0,6)] = 11,9 \%$$

Таблица 6-6

Значения x при различном обогащении дутья кислородом и (CO_2 макс для метана (природного газа)

Содержание кислорода в дутье, %	x	CO_2 макс, %	Содержание кислорода в дутье, %	x	CO_2 макс, %
21	4,76	11,8	38	2,63	22,5
22	4,56	12,4	40	2,50	26,0
23	4,37	13,0	42	2,38	26,6
24	4,16	13,6	44	2,27	28,2
25	4,00	14,3	46	2,18	29,9
26	3,84	15,0	48	2,09	31,6
27	3,72	15,6	50	2,00	33,3
28	3,58	16,3	60	1,67	42,8
29	3,45	17,0	70	1,43	54,0
30	3,33	17,7	80	1,25	66,7
32	3,12	19,1	90	1,11	82,0
34	2,94	20,5	100	1,00	100,0
36	2,76	22,0			

6.34. Максимально возможное содержание трехатомных газов в сухих продуктах при полном сгорании газа в кислородном или обогащенном кислородном дутье определяется по формуле, %,

$$RO_2 \text{ макс} = 100 RO_2' \text{ макс} / (100 - xO_2); \quad (6-78)$$

при неполном сгорании

$$RO_2 \text{ макс} = (RO_2' + CO' + CH_4') / [100 - x(O_2 - 0,5CO' - 0,5H_2' - 2CH_4')], \quad (6-79)$$

где x — отношение объема дутья к объему кислорода в нем.

В приведенных формулах имеется два неизвестных ($RO_2 \text{ макс}$, x), поэтому для нахождения $RO_2 \text{ макс}$ надо: либо вычислить процент обогащения дутья кислородом (см. упр. 6.9) и по табл. 6-6 найти x , либо сделать два анализа при различных режимах горения и решить систему из двух уравнений.

В табл. 6-6 также приведены значения $RO_2 \text{ макс} = CO_2 \text{ макс}$ для метана (природного газа) при различной степени обогащения дутья кислородом.

6.35. Коэффициент изменения объема сухих продуктов сгорания h — это отношение реального объема сухих продуктов сгорания $V_{в.г.}$ к теоретическому $V_{в.г.т.}$ при полном сгорании газа:

$$h = V_{в.г.} / V_{в.г.т.} \quad (6-80)$$

6.36. Коэффициент изменения объема сухих продуктов сгорания $h = V_{c, r} / V_{0, c, r}$.

В соответствии с балансом углерода в продуктах полного сгорания газа

$$V_{c, r} RO_{2 \max} = V_{c, r} RO_2, \quad (6-81)$$

откуда

$$h = RO_{2 \max} / RO_2. \quad (6-82)$$

Для коксового газа $RO_{2 \max} = 10,4 \%$ (см. упр. 6-32), тогда

$$h = 10,4/9,45 = 1,1.$$

6.37. При неполном сгорании газа коэффициент изменения объема сухих продуктов сгорания рассчитывается с учетом потенциального содержания в них $RO_{2 \max}$, т. е. суммы углеродсодержащих газов: $RO_2' + CO' + \sum C_n H_m'$. Следовательно, в этом случае

$$h = RO_{2 \max} / (RO_2' + CO' + \sum C_n H_m'). \quad (6-83)$$

Отметим, что при неполном сгорании газа h может быть меньше единицы.

6.38. Нет, не допустимо, так как $h = \alpha$ только при полном сгорании газа и только для газов, у которых теоретический объем сухих продуктов полного сгорания очень мало отличается от объема подаваемого на горение воздуха. Причем разница $\alpha - h$ может быть как положительной, так и отрицательной.

6.39. С достаточной для эксплуатации точностью α может быть определен по рассчитанному значению h .

$$\alpha = V_0 / V_{0, r} = (V_{0, o} + V_{2, \text{изб}}) / V_{0, o} = 1 + V_{2, \text{изб}} / V_{0, o}. \quad (6-84)$$

где $V_{2, \text{изб}} = (V_0 - V_{0, r})$ — избыточное количество воздуха, подаваемого на горение, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

$$h = V_{c, r} / V_{0, c, r} = (V_{0, c, r} + V_{2, \text{изб}}) / V_{0, c, r}. \quad (6-85)$$

откуда $V_{2, \text{изб}} = V_{0, c, r} (h - 1)$, тогда, подставив $V_{2, \text{изб}}$ в уравнение (6-84), получим

$$\alpha = 1 + (h - 1) V_{0, c, r} / V_{0, o}. \quad (6-86)$$

Для известного газа с достаточной для эксплуатации точностью отношение $V_{0, c, r} / V_{0, o} = m$ может быть найдено по табл. 6-7, тогда формула (6-86) примет вид

$$\alpha = 1 + (h - 1) m. \quad (6-87)$$

Анализ формулы показывает, что $\alpha \approx h$ только в том случае, если $m = 1$.

Значения m для различных газов

Газ	m	Газ	m
Природный	0,90	Водяной	1,03
Сжиженный	0,92	Генераторный	1,50
Нефтепромысловый	0,91	Доменный	2,00
Нефтезаводской	0,92	Водород	0,79
Коксовый	0,90		

Примечание. Для жидких топлив значение m : мазут — 0,95; уголь — 0,98

6.40. Как видно из анализа уходящих газов, в обоих случаях имеет место полное сгорание газа в печи. Следовательно, коэффициент h может быть определен по формуле (6-82). Для природного газа $RO_{2\max} = 11,8\%$, для доменного — $RO_{2\max} = 24,5\%$ (см. упр. 6-32), тогда $h_{\text{д}} = 11,8/8,8 = 1,34$ и $h_{\text{п}} = 24,5/21,4 = 1,15$.

Коэффициент расхода воздуха α рассчитываем по формуле (6-87). Из табл. 6-7 $m_{\text{п}} = 0,9$, $m_{\text{д}} = 2,0$, тогда $\alpha_{\text{д}} = 1 + (1,34 - 1) \times 0,9 = 1,3$ и $\alpha_{\text{п}} = 1 + (1,15 - 1) \cdot 2,0 = 1,3$.

Обратим внимание, что для природного газа разность между α и h отрицательна ($\sim 3\%$), для доменного газа — положительна ($\sim 12\%$).

6.41. В первом случае результаты анализа не вызывают особых подозрений. Изменение содержания RO_2' можно объяснить присосами воздуха по дымоному тракту. Анализ абсолютного значения этих присосов даст возможность оценить плотность ограждений на различных участках агрегата. Во втором случае обращает на себя внимание увеличение абсолютного значения RO_2' по ходу дымового тракта. Вызвано это может быть двумя причинами: либо догоранием газов, либо ошибкой при выполнении газового анализа. По всей вероятности, в данном случае увеличение RO_2' все же связано с погрешностью анализа, так как весьма сомнительно, чтобы газы догорали в пароперегревателе и экономайзере.

6.42. Причины изменения показаний прибора могут быть следующие: а) изменение давления газа или воздуха перед горелками, т. е. изменение расхода одной или обеих составляющих горючей смеси; изменение разрежения в агрегате; б) появление химической неполноты горения из-за изменения процесса смесобразования или горения в топочном пространстве агрегата, что может быть вызвано различными конструктивными нарушениями в горелочном устройстве или топочной камере (например, поломка завихрителя горелки, разрушение туннеля, зажигательной горки и т. д.); в) непропорциональ-

ное перераспределение газа и воздуха между горелками, что может иметь место при установке на агрегате большого числа горелок, особенно при их работе под расплав или твердый материал; г) нарушение в работе газоанализатора или неплотности в соединительных линиях, газозаборном устройстве и т. д.

6.43. Для ответа на поставленные вопросы строим зависимость $O_2' = f(RO_2')$ (рис. 6-2). Зная, что при постоянном составе газа и полном его сжигании все точки зависимости $O_2' = f(RO_2')$ должны лежать на одной прямой, можно сказать, что



Рис. 6-2. Зависимость содержания O_2' в продуктах сгорания от RO_2' .

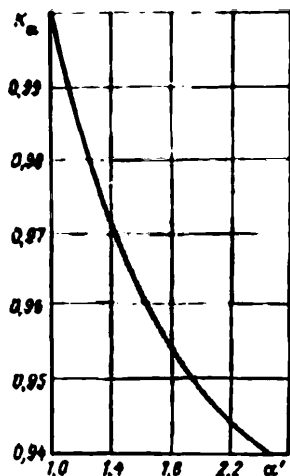


Рис. 6-3. Поправочный коэффициент для определения коэффициента расхода воздуха при кислородной формуле при сжигании природных и нефтяных газов.

при анализе режимов 2 и 6 допущены ошибки, а режимы 9 и 10 характеризуются наличием химической неполноты горения в уходящих газах. Отметим, что если при проведении данной наладки необходимо было определить оптимальный режим работы горелок без химической неполноты горения, то за этот режим ориентировочно можно принять режим 8. Для уточнения оптимального режима в окрестностях точки, соответствующей режиму 8, следует выполнить контрольные полные анализы уходящих газов (например, с помощью хроматографа).

Для определения $RO_{2\max}$ сжигаемого газа достаточно полученную зависимость $O_2' = f(RO_2')$ продлить до оси абсцисс и на пересечении отсчитать значение RO_2' , это и будет $RO_{2\max}$. В нашем случае (рис. 6-2) $RO_{2\max} = 11,8\%$, что соответствует $RO_{2\max}$ для природного газа.

6.44. Коэффициент расхода воздуха можно определять по кислородной формуле $\alpha = 21/(21 - O_2')$ в том случае, если есть

полная улеренность, что в базовой точке присутствуют только продукты полного сгорания, а в установке сжигается топливо, у которого $RO_2 \text{ max}$ мало (на 1—2 %) отличается от 21 %.

Таким образом, определять α по анализу на O_2 можно только при полном сжигании генераторного газа, у которого $RO_2 \text{ max} = 20,2\%$ (см. упр. 6.32). Отметим, что эта формула применима также при использовании твердых топлив, таких, как антрацит, дрова, кокс, у которых $RO_2 \text{ max} = 20,2 \div 20,6\%$.

Кислородная формула с достаточной для эксплуатации точностью может быть использована для определения α при полном сжигании природных и нефтяных газов, но для этого в нее следует ввести поправочный коэффициент K_α . В этом случае модифицированная кислородная формула будет иметь вид

$$\alpha = K_\alpha \cdot 21 / (21 - O_2) \quad (6-88)$$

Коэффициент K_α может быть найден по графику, приведенному на рис. 6-3, при этом приближенное значение $\alpha = \alpha'$ находится по простой кислородной формуле

$$\alpha' = 21 / (21 - O_2) \quad (6-89)$$

6.45. Для определения коэффициента расхода воздуха α перед дымоходом воспользуемся модифицированной кислородной формулой (6-88).

Для нахождения K_α вычисляем α' :

$$\alpha' = 21 / (21 - O_2) = 21 / (21 - 10,1) = 2,05.$$

Зная α' , по рис. 6-3 находим $K_\alpha = 0,948$, тогда

$$\alpha = 0,948 \cdot 21 / (21 - O_2) = 1,91.$$

6.46. А. Все приведенные формулы применимы только при полном сгорании газа (любого углеводородного топлива) и использовании в качестве окислителя (дутия) для горения топлива воздуха, не обогащенного кислородом.

Б. Формулы (6-1)—(6-3) могут быть использованы только при сжигании топлива с небольшим содержанием азота (например, для большинства природных газов). Формулы (6-1)—(6-3) абсолютно равноценны, так как получены из одной общей формулы путем некоторых преобразований:

$$\begin{aligned} \alpha &= \frac{N_2'}{N_2' - N_{2 \text{ в.б}}} = \frac{N_2'}{N_2' - 3,76O_2'} = \frac{N_2'/N_2'}{N_2'/N_2' - 3,76O_2'/N_2'} = \\ &= \frac{1}{1 - 3,76O_2'/N_2'} = \frac{1 \cdot 21}{1 \cdot 21 - 3,76O_2' \cdot 21/N_2'} = \frac{21}{21 - 79O_2'/N_2'} \end{aligned}$$

где $N_{2 \text{ в.б}} = 3,76O_2'$ — количество азота, перешедшее в продукты горения с избыточным кислородом

В. Формула (6-4) применяется для определения α при сжигании газов с большим содержанием азота (например, доменный, генераторный).

6.47. Как видно из результатов анализа, уходящие из установки газы являются продуктами неполного сгорания топлива. Поэтому коэффициент расхода воздуха по результатам анализа следует вычислять по следующим формулам:

а) для газа (топлива) с малым содержанием азота

$$\alpha = \frac{N_2'}{N_2' - 3,76(O_2' - 0,5CO' - 0,5H_2' - 2CH_4')} ; \quad (6-90)$$

б) для газа с большим содержанием азота

$$\alpha = \frac{N_2' - N_2/V_{г.г}}{N_2' - N_2/V_{г.г} - 3,76(O_2' - 0,5CO' - 0,5H_2' - 2CH_4')} . \quad (6-91)$$

6.48. Нет, нельзя. В этих формулах значения 21; 79; 3,76 имеют физический смысл, отражающий состав атмосферного воздуха (см. ответ 6.4).

При сжигании газа в воздухе, обогащенном кислородом, коэффициент расхода дутья (см. ответ 6.7) можно подсчитать по формулам, аналогичным (модифицированным) приведенным в ответах 6.44—6.47 с заменой: а) значений 21 и 79 % процентным содержанием O_2 и N_2 в воздухе, обогащенном кислородом (K_1 и K_2). Расчет K_1 проводится по формуле, приведенной в ответе 6.9, K_2 — по аналогичной формуле; б) значения 3,76 на K_2/K_1 . Например, формула (6-1) модифицируется так:

$$\alpha = \frac{N_2'}{N_2' - (K_2/K_1) O_2'} , \quad (6-92)$$

формула (6-3) —

$$\alpha = \frac{K_1}{K_1 - K_2 O_2' / N_2'} \quad (6-93)$$

и т. д. Очевидно, что при использовании чисто кислородного дутья азотные формулы теряют смысл.

Обратим внимание на то, что возможность использования модифицированных формул предполагает: 1) точное знание расходов воздуха и технического кислорода, подаваемого на горение, а также процентного содержания кислорода в техническом кислороде; 2) отсутствие подсосов воздуха в дымовой тракт до точки отбора пробы для анализа продуктов сгорания, по которым определяется α . Это существенно ограничивает применение модифицированных формул и полностью исключает их использование для определения коэффициента расхода дутья в базовых точках, удаленных от топки, где всегда имеет место подсос атмосферного воздуха.

Таблица 6-8

Коэффициент n для различных горючих газов

Газ	n	Газ	n
Природный	2,0	Доменный	0,41
Нефтепромысловый районов:		Геператорный:	
Небит-Даг	1,87	из подмосковного угля	0,75
Азнефть	1,86	из антрацита	0,64
Грознефть	1,82	из челябинского угля	0,70
Ишимбаев	1,75	из торфа	0,73
Нефтезаводской	1,75	Метан	2,0
Сжиженный	1,65	Пропан	1,67
Коксовый:		Бутан	1,62
очищенный	2,28	Ацетилен	1,25
неочищенный	2,20	Окись углерода	0,5

Примечание. Для резервного топлива значение n : мазут сернистый — 1,4; мазут малосернистый — 1,5.

6.49. С достаточной для эксплуатации точностью коэффициент расхода дутья по анализу продуктов сгорания как при использовании воздушного дутья, так и обогащенного кислородом (вплоть до чисто кислородного), может быть рассчитан по формулам:

а) при полном сгорании газа

$$\alpha = (O_2' + nRO_2') / (nRO_2'); \quad (6-94)$$

б) при неполном сгорании газа

$$\alpha = \left[O_2' - (0,5CO' + 0,5H_2' + 2CH_4') + n(CO_2' + CO' + CH_4') \right] : \left[n(CO_2' + CO' + CH_4') \right]; \quad (6-95)$$

где n — коэффициент, который для различных газов выбирается по табл. 6-8.

6.50. По составу продуктов сгорания видно, что расчет нужно вести по формуле (6-94). Коэффициент n для природного газа по табл. 6-8 равен 2, тогда

$$\alpha = (16,5 + 2 \cdot 83,5) / (2 \cdot 83,5) = 1,10.$$

Расчет по кислородной формуле дает, как и следовало ожидать, неприемлемый результат:

$$\alpha = 100 / (100 - O_2') = 100 / (100 - 16,5) = 1,20.$$

6.51. Коэффициент расхода воздуха при полном сгорании газа может быть определен следующими способами.

1. По формуле (6-87)

$$\alpha = 1 + (h-1)m,$$

при этом h определяется по формуле (6-82)

$$h = RO_{2 \max} / RO_2,$$

$RO_{2 \max}$ находится из ответа 6.32, а m — по табл. 6-7. По условиям данной ситуации $RO_{2 \max} = 11,8\%$, $m = 0,9$, $h = 11,8/10,2 = 1,18$, тогда $\alpha = 1 + (1,18 - 1) \cdot 0,9 = 1,16$.

2. По формуле (6-88)

$$\alpha = K_{\alpha} \cdot 21 / (21 - O_2'),$$

при этом O_2' определяем из формулы (6-76):

$$O_2' = 100(RO_{2 \max} - RO_2') / (4,76RO_{2 \max}) = 21(RO_{2 \max} - RO_2') / RO_{2 \max}.$$

Отметим, что для природного газа O_2' по известному значению RO_2 может быть найдено по рис. 6-2 (пример приведен для природного газа). Далее определяется $RO_{2 \max}$ так же, как в первом способе. Коэффициент K_{α} находится по рис. 6-3, для чего рассчитывается α' по формуле (6-89).

По условиям данной ситуации $O_2' = 21(11,8 - 10,0) / 11,8 = 3,2\%$, $RO_{2 \max} = 11,8\%$, $\alpha' = 21 / (21 - 3,2) = 1,18$, $K_{\alpha} = 0,982$, тогда $\alpha = 0,982 \cdot 21 / (21 - 3,2) = 1,16$.

3. По одной из равнозначных формул (6-1) и (6-3), например, по формуле (6-1)

$$\alpha = N_2' / (N_2' - 3,76O_2'),$$

при этом O_2' также определяется из формулы (6-76), а $N_2' = 100 - (CO_2' + O_2')$.

По условиям данной ситуации $O_2' = 3,2\%$, $N_2' = 100 - (10 + 3,2) = 86,8\%$, тогда $\alpha = 86,8 / (86,8 - 3,76 \cdot 3,2) = 1,16$.

4. По формуле (6-94)

$$\alpha = (O_2' + nRO_2') / (nRO_2'),$$

при этом O_2' определяют по формуле (6-76), а n — по табл. 6-8.

По условиям данной ситуации $O_2' = 3,2\%$, $n = 2,0$, тогда $\alpha = (2 \cdot 10 + 3,2) / (2 \cdot 10) = 1,16$.

6.52. Как видно из результатов анализа, в данной точке установки имеет место химическая неполнота горения, поэтому коэффициент расхода воздуха может быть определен следующими способами.

1. По формуле (6-90)

$$\alpha = 81,75 / [81,75 - 3,76(0,7 - 2,25 - 2,2 - 1,2)] = 0,81.$$

2. По формуле (6-95) (n находится по табл. 6-8)

$$\alpha = [0,70 - (0,5 \cdot 4,50 + 0,5 \cdot 4,40 + 2 \cdot 0,6) + 2(8,05 + 4,50 + 0,60)] / [2(8,05 + 4,50 + 0,60)] = 0,81.$$

6.53. Да, можно. Расчет α в этом случае ведется по формуле

$$\alpha = A/V_{0, д.} \quad (6-96)$$

где A — коэффициент разбавления или коэффициент инжекции, который определяется по формуле

$$A = (x - a)/(b - x), \quad (6-97)$$

где x — концентрация анализируемого компонента в смеси, %;
 a — концентрация анализируемого компонента в топливе, %;
 b — концентрация анализируемого компонента в воздухе, %.

Если анализируемый компонент не присутствует в дутье (например, CH_4 , H_2), то формула (6-97) будет иметь вид

$$A = a/x - 1. \quad (6-98)$$

При воздушном дутье, если определение ведется по кислороду, $x = \text{O}_2 \text{ см}$, $a = \text{O}_2$, $b = 21$, тогда

$$A = (\text{O}_2 \text{ см} - \text{O}_2) / (21 - \text{O}_2 \text{ см}). \quad (6-99)$$

Следует сказать, что большую точность определения A , а следовательно, и α дают расчеты по компоненту, которого в исходном газе больше всего, а в дутье нет. Например, для природного газа лучшие результаты дает определение по метану:

$$\alpha = [(\text{CH}_4 - \text{CH}_4 \text{ см}) / \text{CH}_4 \text{ см}] (1/V_{0, д.}). \quad (6-100)$$

Отметим, что определение α по данному способу находит широкое применение при анализе работы горелок без камер сгорания (переносные горелки, стендовые испытания горелок и т. д.). Кроме того, этот метод позволяет более точно определять коэффициент α , при котором работает горелка, так как исключает имеющие место подсосы воздуха по ходу дымового тракта.

6.54. На длине газохода значение α увеличилось на $\Delta\alpha = \alpha_2 - \alpha_1 = 1,55 - 1,35 = 0,2$. Из табл. 6-3 находим, что для стального газохода допустимый приток на каждые 10 м длины $\Delta\alpha_{д.} = 0,01$, т. е. при длине газохода $L = 20$ м имеем $\Sigma\alpha_{д.} \leq L \Delta\alpha_{д.} / 10 = 0,02$. Из результатов этих несложных расчетов становится очевидно, что имеющее место изменение α по длине данного газохода совершенно недопустимо, а следовательно, в газоходе образовалось какое-то отверстие, через которое в газовый тракт поступает большое количество атмосферного воз-

духа: $\Delta V_0 = \Delta L V_0 \cdot B_1 = 0.2 \cdot 9,73 \cdot 1000 = 1946 \text{ м}^3/\text{ч}$ (V_0 находим по табл. 6-2 для газопровода Булара—Урал).

Отметим, что присосы воздуха в газоходы приводят к перерасходу электроэнергии на привод дымососа, а кроме того, могут явиться причиной недостаточной тяги в топке агрегата.

6.55. Практически все аварии и несчастные случаи возникают по вине обслуживающего (эксплуатационного и ремонтного) персонала в результате несоблюдения «Правил безопасности в газовом хозяйстве». Это в равной степени относится как к инженерно-техническим работникам, так и к рабочим. Исключения составляют случаи внешних (вне предприятия) аварий, падение давления в сетях и т. д.

Главные причины аварий и несчастных случаев следующие.

1. Утечка газа:

а) из подземных газопроводов вследствие механических повреждений и разрушения почвенной (электрохимической) коррозией и блуждающими токами;

б) из внутренних газопроводов из-за повреждений;

в) через фланцевые и резьбовые соединения в местах подсоединения арматуры, приборов и оборудования, а также из-за неисправности последних;

г) в топках неработающих агрегатов (через газогорелочные устройства) в связи с неплотностью запорной арматуры.

2. Отсутствие или недостаточная вентиляция:

а) топок и газоходов;

б) помещений, в которых расположены газопроводы и газоиспользующее оборудование.

3. Плохие (неточные и неполные) инструкции. Вина за аварию или несчастный случай по этой причине относится полностью к работе инженерно-технического персонала.

4. Несоблюдение должностных и эксплуатационных инструкций, низкая дисциплина персонала.

5. Плохая обученность персонала. Здесь особо следует отметить частые несчастные случаи и аварии при работе совместителей. Вызвано это тем, что совместитель обычно недостаточно хорошо ориентируется в местных условиях данного производства.

6. Несвоевременный и некачественный ремонт оборудования.

7. Неполное сгорание газа из-за неотрегулированности газогорелочных устройств или их несоответствия технологическому процессу, конструкции агрегата и т. д. (В некоторых печных процессах неполнота горения газа предусматривается по технологии, тогда в установке обязательна зона дожигания).

8. Нарушение требований техники безопасности или отсутствие и неисправность спасательных, защитных и других средств при проведении газоопасных работ.

6.56. Наиболее опасны при розжиге агрегаты, не имеющие дымососов и дутьевых вентиляторов. Чаще всего эти печи и

малые котлы, работающие с инжекционными, подовыми горелками и т. д. Вентиляция топок и газоходов в этих установках происходит только за счет разрежения, создаваемого трубой (естественная тяга). Естественная тяга определяется по формуле, мм вод. ст.,

$$h = Hg(\rho_a - \rho_c),$$

где H — высота трубы, м; ρ_a , ρ_c — плотность наружного воздуха и продуктов сгорания при данных температурах. Из формулы видно, что при $H = \text{const}$ тяга есть функция разности плотностей $\Delta\rho$. Тяга будет минимальной при растопке котла из холодного состояния, так как при растопке труба (газовый тракт) заполнена не продуктами сгорания (ρ_c), а воздухом (ρ_a') с температурой, приблизительно равной температуре в помещении, а следовательно, $\Delta\rho = \rho_a - \rho_a'$ будет мало. Очевидно, что в этом случае требуется много времени для вентиляции топки и газоходов и анализа среды и их на отсутствие загазованности. При невыполнении этих условий и внесении в топку запальника может произойти взрыв или хлопок.

6.57. Наибольшее внимание (максимальная осторожность) при розжиге агрегата, имеющего естественную тягу, необходимо в весенне-осенний период, т. е. в теплое время года. Обусловлено это тем, что при повышении температуры плотность атмосферного воздуха уменьшается, а следовательно, снижается $\Delta\rho$, т. е. тяга уменьшается и требуется больше времени на вентиляцию топки и газового тракта.

При розжиге из холодного состояния $\Delta\rho$, а следовательно, и тяга приближается к нулю. Учитывая, что именно в весенне-осеннее время котельные агрегаты чаще всего работают в одно- и двухсменном режиме, этот период следует признать наиболее опасным с точки зрения безопасности. Это подтверждает и статистика: приблизительно 75 % взрывов и хлопков происходит в момент первоначального розжига.

6.58. Анализ и расчеты условий и характера взрывов показывают, что наиболее опасными являются крупногабаритные технологические агрегаты, работающие при высоких давлениях на подогретом и обогащенном кислородом дутье и не имеющие охлаждающих поверхностей. В таких агрегатах при взрыве, особенно если в момент взрыва концентрация газа в смеси приближается к стехиометрической, давление может достичь даже десятков килограммов на квадратный сантиметр.

С точки зрения побочных явлений газового взрыва в агрегате наиболее опасны котлы с большим водяным объемом. Последствия разгерметизации пароводяной системы таких котлов (первопричиной чему может явиться газовый взрыв в топке) обычно бывают катастрофическими. То же самое следует сказать о плавильных агрегатах при разрушении обмуровки (ог-

раждений) в результате взрыва газов, когда в помещение цеха выливается расплав.

6.59. Знание условий и параметров воспламенения данного газа, в данном соотношении с данным окислителем, при данной температуре смеси и т. д. является одной из важнейших предпосылок правильной, надежной и безопасной эксплуатации всех газонпользующих установок. Связано это с тем, что воспламенение определяет взрываемость газовой смеси, возможный диапазон изменения коэффициента расхода окислителя, необходимую температуру подогрева дутья, его обогащение кислородом при ведении технологического процесса с $u < 1$ и т. д.

6.60. Нет, не всегда. Смесь газа с окислителем, взрывоопасна, т. е. воспламеняется от внесения точечного высокотемпературного источника зажигания (например, запальника) и продолжает гореть (самопроизвольно) при его удалении, только в определенном концентрационном диапазоне.

Условимся, что здесь и в последующих ситуациях понятия «газ», «газовая смесь», «балластные примеси газовой смеси» и т. д. относятся к горючему газу (топочному), а не к газовой смеси (газокислородной) смеси — смеси горючего газа с воздухом (кислородом).

6.61. Способность образовавшегося фронта пламени самопроизвольно перемещаться (распространяться) в объеме газовой смеси носит название «процесс распространения пламени». Различают два режима стационарного распространения пламени: 1) в покоящейся или ламинарно движущейся среде; 2) в турбулентном потоке. Первый носит название нормального режима распространения пламени, и ему соответствует «нормальная скорость распространения пламени» (u_n), второй — турбулентного режима, которому соответствует «турбулентная скорость распространения пламени» (u_T). Отметим, что механизмом турбулентного распространения пламени в настоящее время еще полностью не раскрыт.

6.62. Нормальная скорость распространения пламени (обычно определяется как линейная скорость распространения пламени в направлении, перпендикулярном к поверхности фронта пламени) зависит от: а) химического состава горючего газа; б) состава дутья; в) содержания горючего газа в смеси; г) температуры и давления смеси.

Значения нормальной скорости распространения пламени u_n для различных индивидуальных газов в смеси с воздухом, представленные в табл. 6-9, различаются значительно (в 2—7 раз), что следует учитывать при переводе отопления установки на другой газ. В зависимости от состава дутья (степени обогащения дутья кислородом) u_n изменяется, и причем резко: так, для CH_4 при воздушном дутье $u_{n \max} = 37$, при кислородном — $u_{n \max} = 325$ м/с. Как видно из табл. 6-9, $u_{n \max}$ не совпадает

Таблица 6-9

Нормальная скорость распространения пламени u_n
в смеси горючих газов с воздухом ($t = 20^\circ \text{C}$, $p = 760$ мм рт. ст.)

Газ	Стехиометрическая смесь			Смесь, в которой $u_n = u_{n \max}$		
	Содержание, об. %		u_n , см/с	Содержание, об. %		u_n , см/с
	газа	воздухо		газа	воздухо	
Водород	29,5	70,5	170	42,5	57,5	266,0
Оксид углерода	29,5	70,5	29	47,5	52,5	42,5
Метан	9,5	90,5	32,5	10,0	90,0	37,5
Пропан	4,03	95,97	40,7	4,26	95,74	43,0
Бутан	3,14	96,86	34,0	3,3	96,7	37,0
Ацетилен	7,75	92,25	114,0	10,3	89,6	144,0
Этилен	6,54	93,46	61,6	7,2	92,8	72,0

со стехиометрическим содержанием горючего газа в смеси, $u_{n \max}$ соответствует всегда $\alpha_{n \max} < 1$. При $\alpha \neq \alpha_{n \max}$ скорость распространения пламени уменьшается.

Для смеси заданного состава u_n является физико-химической характеристикой и зависит только от температуры и давления. Повышение начальной температуры газовой смеси ведет к увеличению u_n :

$$u_n = f(T)^n; \quad u_{n2} = u_{n1}(T_2/T_1)^n,$$

где T_1, T_2 — температура смеси, К; u_{n1}, u_{n2} — скорость распространения пламени при соответствующей температуре смеси, см/с; $n = 1,7 \div 1,8$. Влияние давления p на u_n выражается зависимостью

$$u_n = f(p)^{-m}; \quad u_{n, p_2} = u_{n, p_1} (p_2/p_1)^{-m},$$

где $m = 0,20 \div 0,25$.

Таким образом, подогрев газовой смеси сопровождается значительным ростом u_n , а повышение давления несколько снижает значение u_n .

6.63. Состав смеси сложного горючего газа с воздухом, при котором $u_n = u_{n \max}$, определяется по формуле

$$L = \frac{100}{C_1/l_1 + C_2/l_2 + \dots + C_n/l_n}, \quad (6-101)$$

где L — содержание сложного газа в смеси, дающей максимальную скорость распространения пламени, %; $C_1, C_2, C_3, \dots, C_n$ — содержание отдельных горючих компонентов сложного газа, пересчитанное по отношению к горючей части сложного газа ($C_1 + C_2 + \dots + C_n = 100\%$); l_1, l_2, \dots, l_n — содержание от-

дельных компонентов сложного газа в газозоудушной смеси, при котором имеет место максимальная скорость распространения пламени (см. табл. 6-9), %.

6.64. Максимальную нормальную скорость распространения пламени сложного газа $u_{н\max см}$ вполне надежно можно определить, расчетом по известным для индивидуальных газов, входящих в смесь, значениям $u_{н\max}$:

$$u_{н\max см} = \frac{C_1 u_{н\max 1} / l_1 + C_2 u_{н\max 2} / l_2 + \dots + C_n u_{н\max n} / l_n}{C_1 / l_1 + C_2 / l_2 + \dots + C_n / l_n} \quad (6-102)$$

где $u_{н\max 1}, u_{н\max 2}, \dots, u_{н\max n}$ — максимальные скорости распространения пламени отдельных компонентов сложного газа (см. табл. 6-9), м/с. Формула верна только в том случае, если газы имеют родственную природу (например, сложный газ состоит только из углеводородов). Если же в состав сложного газа наряду с углеводородами входит значительное количество водорода или окиси углерода, то такой расчет $u_{н\max}$ будет приближенным.

Формула применима лишь для сложных газов с малым содержанием балласта (CO_2, N_2). Если содержание балласта в горючем газе превышает 5 %, то полученный результат следует скорректировать поправочным коэффициентом K_0 , т. е.

$$u_{н\max б. см} = K_0 u_{н\max см} \quad (6-103)$$

где

$$K_0 = 1 - 0,01 N_2 - 0,012 CO_2 \quad (6-104)$$

6.65. А. Содержание данного газа в смеси с воздухом L , дающее максимальную скорость распространения пламени, может быть определено по формуле (6-101), для чего содержание отдельных горючих компонентов пересчитываем по отношению к горючей части газа: 1) горючая часть газа составляет $100 - (8+9) = 83$ %; 2) состав горючей части без балластных примесей — $CH_4 = 81 \cdot 100/83 = 97,6$ %; $C_2H_6 = 2 \cdot 100/83 = 2,4$ %.

Пользуясь табл. 6-9, по формуле (6-101) определяем

$$L = \frac{100}{97,6/10 + 2,4/7,2} \approx 10 \%$$

Б. По формуле (6-102) рассчитываем максимальную нормальную скорость распространения пламени для незабалластированного газа

$$u_{н\max см} = \frac{97,6 \cdot 37,5/10 + 2,4 \cdot 72/7,2}{97,6/10 + 2,4/7,2} = 39 \text{ см/с.}$$

С учетом забалластиванности газа $u_{н\max б. см}$ определяется по формуле (6-103): $u_{н\max б. см} = (1 - 0,01 \cdot 9 - 0,012 \cdot 8) \cdot 39 = 31 \text{ см/с.}$

6.66. В зоне горения устанавливается динамическое равновесие между стремлением пламени продвинуться навстречу потоку (смеси газа и окислителя) и стремлением потока отбросить пламя от огневых отверстий (устья горелки). Когда скорость распространения пламени в какой-либо точке фронта горения превышает скорость истечения потока, возникает проскок пламени (обратный удар). Когда скорость потока во всех точках фронта горения превышает скорость распространения пламени, происходит отрыв пламени. Исходя из этого устойчивая работа горелки будет наблюдаться только при скорости истечения потока ω , ограниченной диапазоном скоростей:

$$\omega_{np} < \omega < \omega_{от},$$

где ω_{np} , $\omega_{от}$ — скорости истечения потока, при которых наступает соответственно проскок и отрыв пламени, м/с.

6.67. В первых двух случаях проскок не произойдет при любых значениях ω . Объясняется это тем, что горение внутри горелки в первом случае исключается в связи с отсутствием (недостатком) окислителя, а во втором — так как при критическом размере огневых отверстий (для данного состава и температуры дутья) отношение их периметра к площади таково, что теплоотвод от корня факела уменьшает скорость распространения пламени и проскок становится невозможным. (Для природного газа в смеси с холодным воздухом критический диаметр огневого отверстия 1,5—1,8 мм, критическая ширина щели 0,8—1 мм.) В то же время отрыв пламени в обеих рассматриваемых ситуациях вполне возможен и будет иметь место, если $\omega > \omega_{от}$.

В третьем случае проскок наступит при $\omega < \omega_{np}$, причем $\omega_{np,с} \gg \omega_{np}$ (где $\omega_{np,с}$ — скорость истечения потока, при которой наступает проскок пламени для горелки со стабилизатором). Знак «больше» в последнем выражении будет иметь место, если стабилизатор влияет на температуру выходного насадка горелки, т. е. способствует подогреву смеси, а следовательно, увеличению скорости распространения пламени. Отрыв в третьем случае произойдет при тех же условиях, что и в первых двух, т. е. при $\omega > \omega_{от,с}$, причем $\omega_{от,с} \gg \omega_{от}$ (где $\omega_{от,с}$ — скорость истечения потока, при которой наступает отрыв пламени для горелки со стабилизатором).

6.68. Диапазон устойчивой работы любой горелки определяется выражением (см. ответ 6.66)

$$\omega_{np} < \omega < \omega_{от}. \quad (6-105)$$

Для газогорелочного устройства с керамическим туннелем скорости на выходе из насадка горелки, при которых наступает отрыв или проскок пламени, определяются по эмпирическим формулам:

1) холодное воздушное дутье ($T_0 = 293 \text{ K}$)

$$\omega_{от} = 57,5x^{-2}u_n^{1,5} (D_T/a)^{0,5}, \quad (6-106)$$

$$\omega_{пр\ макс} = 7,75 \cdot 10^{-3} u_n d/a; \quad (6-107)$$

2) подогретое воздушное дутье ($T \leq 673 \text{ K}$)

$$\omega_{от\ T} = \omega_{от} (T/293)^{0,5}; \quad (6-108)$$

$$\omega_{пр\ макс\ T} = \omega_{пр\ макс} (T/293)^{1,5}; \quad (6-109)$$

3) дутье, обогащенное кислородом ($k \leq 45 \%$),

$$\omega_{от\ O_2} = \omega_{от} (0,0476k)^{2,25}; \quad (6-110)$$

$$\omega_{пр\ макс\ O_2} = \omega_{пр\ макс} (0,0476k)^{2,25}, \quad (6-111)$$

где $\omega_{от}$ — скорость потока, вызывающая отрыв пламени от устья (насадка) горелки, м/с; $\omega_{пр\ макс}$ — скорость потока, вызывающая проскок при таком содержании данного горючего газа в смеси, которое соответствует максимальной скорости распространения пламени, м/с; α — коэффициент расхода воздуха; u_n — нормальная скорость распространения пламени, м/с; D_T и d — диаметр туннеля и диаметр насадка горелки ($D_T = 2,5d$), м; a — коэффициент температуропроводности смеси (для природного газа при $a = 0,8 \div 1,2$ с достаточной для практических расчетов точностью можно принимать $a = (0,189 \div 0,187) \cdot 10^{-4}$), м²/с; T — температура подогрева дутья, К; k — процентное содержание кислорода в дутье, %.

6.69. Для определения расхода газа на горелку, при котором произойдет отрыв пламени от насадка, необходимо:

а) по формуле (см. ответ 6.68), соответствующей составу и температуре дутья, рассчитать $\omega_{от}$, м/с;

б) по найденной скорости потока при отрыве, зная выходной диаметр насадка, найти количество смеси (газ + дутье), проходящее через горелку в режиме отрыва пламени, м³/ч:

$$V_{см} = \omega_{от} \cdot 0,785d^2 \cdot 3600; \quad (6-112)$$

в) по составу газа вычислить теоретическое количество дутья, необходимое для его сгорания, $V_{0, д}$, м³/м³.

Тогда расход газа, м³/ч, при котором произойдет отрыв пламени от выходного насадка горелки, находится по формуле

$$B = V_{см} / (1 + \alpha V_{0, д}). \quad (6-113)$$

6.70. Скорость выхода газозвушной смеси, при которой наступит проскок пламени, определяем по формуле (6-107), в $u_{н\ макс}$ — по табл. 6-9. Тогда

$$\omega_{пр\ макс} = 7,75 \cdot 10^{-3} \cdot 0,375^2 \cdot 0,05 \cdot (0,189 \cdot 10^{-4}) = 2,9 \text{ м/с.}$$

Количество газозадушной смеси, проходящей через горелку при этом режиме, рассчитываем по формуле (6-112):

$$V_{гв} = 2,9 \cdot 0,785 \cdot 1,05^2 \cdot 3600 = 20,5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расход газа находим по формуле (6-113):

$$B_r = 20,5 / (1 + 1,0 \cdot 9,52) = 1,95 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Скорость истечения газа из сопла

$$w_r = B_r / f_c = 1,95 / (0,785 \cdot 0,0033^2 \cdot 3600) = 63,4 \text{ м/с},$$

где f_c — площадь сечения сопла.

По значению скорости определяем давление газа перед соплом. Учитывая, что давление при прорыве будет меньше 1000 мм вод. ст., с достаточной для практики точностью оно может быть рассчитано по формуле

$$p_r = w_r^2 \rho / (2\varphi^2 g),$$

где ρ — плотность газа, кг/м³; φ — коэффициент скорости, принимается равным 0,90—0,98 в зависимости от конструкции сопла; g — ускорение свободного падения, м/с². Для давления газа больше 1000 мм вод. ст., что бывает при расчете давления в случае отрыва факела, пользуются формулами истечения при адиабатическом расширении.

$$p_r = 63,4^2 \cdot 0,76 / (2 \cdot 0,9 \cdot 9,81) = 173 \text{ мм вод. ст.}$$

6.71. Значение объемного содержания горючего газа в газозадушной (газокислородной) смеси, ниже (выше) которого пламя не может распространяться в этой смеси при внесении источника высокой температуры (значительно выше температуры воспламенения горючего газа), называется нижним (верхним) пределом воспламенения или нижним (верхним) пределом взрываемости данного газа.

Объемное содержание горючего газа, лежащее в границах между нижним и верхним пределами воспламенения, называется пределом воспламенения.

$$l_n = B_{г.н} \cdot 100 / (V_{в.н} + B_{г.н}); \quad (6-114)$$

$$l_v = B_{г.в} \cdot 100 / (V_{в.в} + B_{г.в}). \quad (6-115)$$

где l_n и l_v — нижний и верхний пределы воспламенения данного газа, %; $B_{г.н}$ и $B_{г.в}$ — количество газа в газозадушной смеси, соответствующее нижнему и верхнему пределу воспламенения, м³; $V_{в.н}$ и $V_{в.в}$ — количество воздуха в смеси, м³.

Значения пределов воспламенения некоторых индивидуальных газов и ориентировочные значения наиболее часто применяемых на практике газовых смесей (типа «природный газ»)

Таблица 6-10

Пределы воспламенения газоплазменных смесей некоторых газов
($t = 20^\circ \text{C}$, $p = 760 \text{ мм рт. ст.}$)

Газ	Пределы воспламенения, %		Газ	Пределы воспламенения, %	
	Нижний	Верхний		Нижний	Верхний
Водород	4,1	74,2	Ацетилен	2,5	80,0
Окись углерода	12,5	74,2	Коксовый	5,6	31,0
Метан	5,3	15,0	Водяной	6,2	72,0
Этан	3,2	12,5	Сляпцовый	10,7	33,0
Пропан	2,4	9,5	Природный	4,5	17,0
Бутан	1,9	8,4	Доменный	35,0	74,0
Этилен	2,7	28,6			

при использовании в качестве окислителя атмосферного воздуха приведены в табл. 6-10.

6.72. Для ответа на этот вопрос необходимо знать:

- какой газ (химический состав) заполняет объем (используется в горелке);
- процентный состав смеси (процент газа в смеси газ — окислитель);
- состав окислителя;
- пределы воспламенения данного газа в данных условиях;
- температуру смеси;
- температуру воспламенения газа;
- давление и объем;
- температуру источника зажигания. Применительно к горелке необходимо знать тепловую мощность источника зажигания; не «случает» ли его (не охладит ли ниже температуры воспламенения) поток, выходящий из кратера горелки.

6.73. Как видно из табл. 6-10, химический состав горючих составляющих газа очень сильно влияет на диапазон воспламенения ($\Delta C_{\text{H}_2} = I_{\text{в}} - I_{\text{н}} = 6,5\%$, $\Delta C_{\text{H}_4} = 77,5\%$). Кроме того, на пределы воспламенения большое влияние оказывают балластные примеси: они значительно сужают диапазон воспламенения. Увеличение процентного содержания кислорода в дутье и температуры смеси увеличивает диапазон воспламенения. Этот факт имеет большое практическое значение, так как эти параметры могут контролироваться (изменяться в достаточно большом диапазоне) обслуживающим персоналом.

Следует отметить, что при достижении газозадушной смеси температуры, превышающей температуру воспламенения, смесь горючего с окислителем воспламеняется при любом объемном их соотношении.

Влияние повышения давления на пределы воспламенения неоднозначно для разных газов. Так, для метана повышение давления расширяет диапазон воспламенения, а для водорода — снижает. Вакуум уменьшает диапазон воспламенения.

Особенно большое разнообразие условий и параметров, влияющих на пределы воспламенения, в том числе и контролируемых обслуживающим персоналом, наблюдается при эксплуатации технологических (печных, сушильных и т. д.) установок. В этих установках по условиям ведения технологического процесса используются различные газы (от технически чистых индивидуальных газов до горючих смесей самого различного состава, являющихся уходящими, часто весьма забалластированными газами различных химических, металлургических и других процессов) при различных температурах и проценте обогащения дутья кислородом (температура дутья может достигать 1000 °С и выше, количество кислорода в дутье от 21 % и более). Давление в этих установках может изменяться от глубокого вакуума до сотен килограммов на квадратный сантиметр.

6.74. Да, изменилась. Взрывоопасность установки с переходом на кислородное дутье или дутье, обогащенное кислородом (кислорода в дутье больше 21 %), при розжиге увеличивается. Это связано с расширением концентрационных пределов воспламенения смеси в основном за счет верхнего предела. Значения пределов воспламенения некоторых индивидуальных газов при использовании в качестве окислителя технически чистого кислорода приведены в табл. 6-11.

Таблица 6-11

Пределы воспламенения газокислородной смеси некоторых газов
($t = 20$ °С, $p = 760$ мм рт. ст.)

Газ	Пределы воспламенения, %		Газ	Пределы воспламенения, %	
	Нижний	Верхний		Нижний	Верхний
Водород	4,0	95	Пропан	2,3	55
Оксид углерода	12,5	96	Бутан	1,8	48
Метан	5,0	61	Этилен	2,7	80
Этан	3,0	66	Ацетилен	2,5	98

6.75. Пределы воспламенения газовой смеси, не содержащей балластных (негорючих) примесей, определяются по формуле Ле-Шателье:

$$L = \frac{100}{C_1/l_1 + C_2/l_2 + \dots + C_n/l_n} \quad (6-116)$$

где L — предел воспламенения (верхний L_u или нижний L_n) газовой смеси, %; C_1, C_2, \dots, C_n — содержание компонентов в газовой смеси, %; l_1, l_2, \dots, l_n — пределы воспламенения (верхний l_u или нижний l_n) индивидуальных газов (компонентов), входящих в газовую смесь, %.

6.76. Пределы воспламенения рассчитываются по формуле (6-116). Пределы воспламенения индивидуальных газов могут быть определены для газозадушной смеси по табл. 6-10, для газокислородной — по табл. 6-11,

$$L_{u, в} = \frac{100}{70/5,3 + 20/12,5 + 5/4,1 + 2/3,2 + 1,5/2,4 + 1/1,9 + 0,5/2,7} = 5,56\%$$

$$L_{n, в} = \frac{100}{70/15 + 20/74,2 + 5/74,2 + 2/12,5 + 1,5/9,5 + 1/8,4 + 0,5/28,6} = 18,32\%$$

$$L_{u, к} = \frac{100}{70/5 + 20/12,7 + 5/4 + 2/3 + 1,5/2,3 + 1/1,8 + 0,5/2,7} = 5,29\%$$

$$L_{n, к} = \frac{100}{70/61 + 20/96 + 5/95 + 2/66 + 1,5/55 + 1/48 + 0,5/40} = 66,97\%$$

6.77. Нет, нельзя. Приближенное значение пределов воспламенения забалластированного газа ($CO_2 + N_2$) определяется по формуле

$$L_n = L \frac{[1 - \delta(1 - \delta)] \cdot 100}{100 + L\delta/(1 - \delta)} \quad (6-117)$$

где L_0 — предел воспламенения (верхний $L_{u, 0}$ или нижний $L_{n, 0}$) газовой смеси, содержащей балластные примеси, %; L — предел воспламенения (верхний L_u или нижний L_n) горючей части смеси, %; δ — содержание балластных примесей в газовой смеси, доли единицы. Расчеты по этой формуле обычно ведут при забалластивании газа больше чем на 5%.

6.78. Расчеты ведутся по формуле (6-117), для чего определяем состав газа без балластных примесей:

$$CH_4 = CH_4 \cdot 100 / [100 - (CO_2 + N_2)] = 20 \cdot 100 / 65 = 30,8\%$$

$$CO = 34 \cdot 100 / 65 = 52,3\%$$

$$H_2 = 10 \cdot 100 / 65 = 15,4\%$$

$$C_2H_6 = 1 \cdot 100 / 65 = 1,5\%$$

Находим пределы воспламенения горючей части смеси (пределы воспламенения для газокислородной смеси индивидуальных газов берем из табл. 6-11):

$$L_n = \frac{100}{30,8/5 + 52,3/12,5 + 15,4/4 + 1,5/2,7} = 6,78\%;$$

$$L_b = \frac{100}{30,8/61 + 52,3/96 + 15,4/95 + 1,5/80} = 81,26\%;$$

тогда при $\delta = (\text{CO}_2 + \text{N}_2)/100 = 0,27 + 0,08 = 0,35$

$$L_{н.к.б} = 6,78 \frac{[1 + 0,35/(1 - 0,35)] \cdot 100}{100 + 6,78 \cdot 0,35/(1 - 0,35)} = 10,06\%;$$

$$L_{в.к.б} = 81,26 \frac{[1 + 0,35/(1 - 0,35)] \cdot 100}{100 + 81,26 \cdot 0,35/(1 - 0,35)} = 86,90\%.$$

6.79. Нижний предел взрываемости природного газа (см. табл. 6-10) 4,5 %, поэтому если печь разжигается из холодного состояния, то взрыва не произойдет. Если повторный розжиг производится при раскаленной топке печи, то взрыв вполне вероятен, так как при нагревании смеси пределы воспламенения (особенно нижний) расширяются.

6.80. Для определения расхода воздуха находим концентрацию газа в газозоудшной смеси по формуле (6-114), из которой легко выводится

$$V_a = B_r(100 - l)/l = 300 \cdot 90/10 = 2700 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

6.81. Ответ на поставленный вопрос можно получить сопоставлением концентрации газа в газозоудшной смеси с диапазоном пределов воспламенения для каждого из используемых газов. Концентрация газа в газозоудшной смеси l , выдаваемой горелкой, определится из выражения (по условию задачи концентрации для всех рассматриваемых случаев равны)

$$l = B_r \cdot 100/(V_a + B_r) = 200 \cdot 100/(800 + 200) = 20\%.$$

Воспользовавшись табл. 6-10, можно сказать, что при подаче в горелку CO и H₂ зажигание произойдет (20 % входит в диапазон между нижним и верхним пределами воспламенения для обоих газов), а при подаче CH₄ не произойдет (20 % выше верхнего предела воспламенения CH₄).

Для последнего случая необходимо определить пределы воспламенения данной газовой смеси по формуле (6-116):

$$L_n = \frac{100}{25/12,5 + 30/4,1 + 45/5,3} = 5,62\%;$$

$$L_b = \frac{100}{25/74,2 + 30/74,2 + 45/15,0} = 26,73\%.$$

Сопоставив L_n и L_v с l , видим, что в этом случае зажигание газовой смеси произойдет.

6.82. Горение газа возможно только в диапазоне пределов воспламенения l . Поэтому для обоснования ответа на поставленный вопрос определим коэффициенты расхода воздуха, соответствующие нижнему α_n и верхнему α_v пределу воспламенения:

$$\alpha = V_v / (V_0 + B_r),$$

так как $l = B_r \cdot 100 / (V_v + B_r)$, то $V_v = B_r(100 - l) / l$. Подставив V_v в формулу для определения α , получим

$$\alpha = (100 - l) / (l V_0), \quad (6-118)$$

где V_0 — количество воздуха в смеси, м³; l — нижний или верхний предел воспламенения.

Для метана $V_0 = 9,52$ м³/м³, $l_n = 5,3$ %, $l_v = 15,0$ %, тогда $\alpha_n = (100 - 5,3) / (5,3 \cdot 9,52) = 1,88$; $\alpha_v = (100 - 15,0) / (15,0 \cdot 9,52) = 0,6$.

Как видно из расчетов, заданный диапазон $\alpha = 0,5 \div 2,5$ осуществить без дополнительных мероприятий (подогрева или обогащения дутья кислородом, а может быть, того и другого вместе) невозможно.

6.83. При работе на кислородном дутье коэффициенты расхода дутья для метана, соответствующие нижнему и верхнему пределу воспламенения, будут равны ($V_0, k = 2$ м³/м³, $l_n = 5,0$ %, $l_v = 61,0$ %):

$$\alpha_n = (100 - 5) / (5 \cdot 2) = 9,5; \quad \alpha_v = (100 - 61) / (61 \cdot 2) = 0,32,$$

что перекрывает заданный диапазон, следовательно, регламент технологического процесса при работе на кислороде будет обеспечен.

6.84. Нет, не могут. Предварительное смешение газа с воздухом улучшает (до поступления в плавильную зону) процесс горения и теплообмена в печи (в расплаве или кусковом материале), однако при столь высокой температуре дутья (650 °C) применение для смешения природного газа и воздуха фурм предварительного смешения невозможно, так как воспламенение смеси произойдет в смесителе даже независимо от концентрации газа в ней. Связано это с тем, что температура воспламенения (самовоспламенения) смеси природный газ — воздух лежит в диапазоне 530—800 °C (табл. 6-12).

6.85. Нет, нельзя. Температура воспламенения газов не является физической константой. Она зависит от многих причин, в том числе: от состава окислителя (температуры воспламенения газа в кислороде приблизительно на 70—110° ниже, чем приведенные в табл. 6-12), степени перемешивания смеси газ —

Таблица 6-12

Температура воспламенения некоторых газов в смеси с воздухом
($p = 700$ мм рт. ст.)

Газ	Температура воспламенения, °С		Газ	Температура воспламенения, °С	
	Нижняя	Верхняя		Нижняя	Верхняя
Водород	510	600	Коксовый	500	640
Оксид углерода	610	660	Водяной	560	625
Метан	545	850	Сланцевый (не очищенный от CO_2)	700	700
Пропан	500	590	Природный	530	800
Бутан	430	570	Домашний	500	680
Этилен	510	545			
Ацетилен	335	500			

окислитель, способа нагрева смеси, давления, балластных примесей (примеси увеличивают температуру воспламенения), концентрации газа в смеси (при увеличении концентрации H_2 , CO , CH_4 температура воспламенения возрастает, C_4H_{10} , C_3H_8 и т. д.—уменьшается).

Отметим, что для смеси газов (технические газы) температура воспламенения в значительной мере зависит (понижается) от присутствия даже небольшого количества (до 1%) газов, имеющих низкую температуру воспламенения.

6.86. Смесь данного газа с воздухом воспламеняется (происходит самовоспламенение) при температурах, указанных в табл. 6-12, только в том случае, если вся смесь имеет эту температуру. При внесении в объем точечного источника зажигания (поднесении к кратеру горелки) имеет место интенсивный теплообмен между зоной нагрева смеси и остальным «холодным» объемом, кроме того, происходит быстрое снижение концентрации горючего в области источника зажигания (за счет реакций горения). Поэтому, для того чтобы началась цепная реакция распространения горения (самовозгорание смеси), температура точечного источника должна значительно превышать температуры, указанные в табл. 6-12.

6.87. Это зависит от концентрации и состава продуктов неполного сгорания: при большом содержании в них CO и H_2 смесь продуктов сгорания с воздухом более взрывоопасна, так как диапазон взрываемости этих газов значительно превосходит диапазон для метановоздушной смеси, к тому же температура воспламенения их ниже, чем у метана.

Отметим, что: продукты сгорания имеют достаточно высокую температуру, а это еще больше увеличивает диапазон их взрываемости; бедные метановоздушные смеси, имеющие концентрацию газа, близкую к нижнему пределу воспламенения,

в присутствии даже небольшого количества H_2 становятся наиболее легковзрываемыми.

6.88. При взрыве смесь газа с окислителем сгорает за тысячные доли секунды (мс). Большая часть выделенной при этом теплоты расходуется на нагрев продуктов сгорания. Но так как объем топки агрегата, дымохода или бортова до разрушения ограждений остается постоянным, то давление на стенки ограждения окажется равным

$$p_{в.р} = p_n T_p / T_n, \quad (6-119)$$

где $p_{в.р}$ — абсолютное давление в объеме после взрыва, вызванное тепловым расширением газов, кгс/см²; p_n — абсолютное давление в объеме до взрыва, кгс/см²; T_n и T_p — абсолютная температура газов до и после взрыва, К.

В общем случае значение $p_{в.р}$ должно корректироваться:

$$p_{в.р} = p_n (m/n), \quad (6-120)$$

где m/n — коэффициент, характеризующий изменение объемов в результате химической реакции горения при взрыве; m — объем продуктов сгорания, м³; n — объем смеси до взрыва, м³. Для практически наиболее распространенных газов коэффициент m/n (он легко находится из уравнений реакций горения): для CH_4 и природного газа — 1; для CO , H_2 , коксового, водяного, сланцевого газов — 0,86.

Тогда давление в объеме после взрыва

$$p_{в.р} = p_n (T_p / T_n) (m/n). \quad (6-121)$$

Таким образом, подъем давления в камере при взрыве в основном обусловлен тепловым расширением газов.

6.89. Как видно из формулы (6-121), при $m/n = \text{const}$, $T_n = \text{const}$ и $p_n = \text{const}$, $p_{в.р} = p_{н.макс}$, когда $T_p = T_{п.макс}$, а это может быть только в том случае, если при взрыве температура продуктов сгорания достигнет расчетной $T_{расч}$. Таким образом, $p_{в.р} = p_{н.макс}$ при $T_p = T_{п.макс} = T_{расч}$.

6.90. Максимальная температура, развиваемая при сгорании топлива, когда вся выделенная теплота полностью расходуется на нагрев продуктов сгорания, подсчитанная без учета диссоциации продуктов сгорания, называется calorиметрической температурой горения $t_{ка.г}$.

Calorиметрическая температура горения зависит от состава топлива, его низшей теплоты сгорания, объема продуктов сгорания, коэффициента расхода окислителя (степени разбавления продуктов сгорания избыточным воздухом), температуры топлива и окислителя. При $\alpha = 1$, $t_T = t_B = 0^\circ C$ calorиметрическая температура равна жаропроизводительности топлива, т. е. $t_{ка.г} = I_{макс}$ (t_T и t_B — температура топлива и воздуха).

Калориметрическая температура горения для газов топлива рассчитывается по формуле

$$t_{\text{кал}} = (Q_{\text{н}} + c_{\text{г}} t_{\text{г}} + V_{\text{г}} c_{\text{г}} t_{\text{г}}) / (V_{\text{о,з}} c_{\text{о,з}} + V_{\text{изб}} c_{\text{изб}}), \quad (6-122)$$

где $c_{\text{г}}$ и $c_{\text{з}}$ — средняя теплоемкость топлива ($0-t_{\text{г}}$) и воздуха ($0-t_{\text{в}}$), ккал/(м³·°C); $V_{\text{о}}$ — объем воздуха (окислителя), поступающего для сжигания 1 м³ газа при данном α , м³/м³; $V_{\text{о,з}}$ — суммарный теоретический объем продуктов полного сгорания 1 м³ газа, м³/м³; $c_{\text{о,з}}$ — средневзвешенная теплоемкость теоретического объема продуктов полного сгорания, ккал/(м³·°C); $V_{\text{изб}}$ — объем избыточного воздуха (окислителя), содержащегося в продуктах полного сгорания, м³; $c_{\text{изб}}$ — средняя теплоемкость избыточного воздуха (окислителя) в интервале температур $0-t_{\text{кал}}$, ккал/(м³·°C); причем $c_{\text{о,з}}$ определяется по формуле

$$c_{\text{о,з}} = 0,01 (c_{\text{CO}_2} \text{CO}_2 + c_{\text{H}_2\text{O}} \text{H}_2\text{O} + c_{\text{N}_2} \text{N}_2), \quad (6-123)$$

где c_{CO_2} , $c_{\text{H}_2\text{O}}$, c_{N_2} — объемные теплоемкости компонентов продуктов сгорания, ккал/(м³·°C); CO_2 , H_2O , N_2 — объемное содержание компонентов в продуктах сгорания, %. Кроме того, $V_{\text{изб}}$ рассчитывается по формуле

$$V_{\text{изб}} = V_{\text{о}} (\alpha - 1). \quad (6-124)$$

Калориметрическая температура горения природного газа при различных α и температурах дутья $t_{\text{д}}$ приведена в табл. 6-13.

Таблица 6-13

Зависимость калориметрической температуры (°C) горения природного газа от α и $t_{\text{д}}$

Коэффициент расхода воздуха α	Температура дутья $t_{\text{д}}$, °C					
	20	100	200	300	400	500
0,4					1390	1470
0,5			1500	1545	1620	1680
0,6	1610	1650	1785	1780	1840	1900
0,7	1730	1780	1840	1915	1970	2040
0,8	1885	1940	2010	2065	2130	2200
0,9	1980	2030	2090	2150	2220	2290
1,0	2050	2120	2200	2250	2320	2385
1,2	1810	1860	1930	2000	2070	2135
1,4	1610	1660	1735	1800	1870	1950
1,6	1445	1510	1560	1640	1725	1800
1,8	1315	1370	1455	1515	1585	1665
2,0	1215	1270	1350	1420	1485	1570

6.91. Расчетная температура $t_{расч}$ — это такая максимальная температура, которая развивается при сгорании топлива в условиях, когда вся выделенная теплота полностью расходуется на нагрев продуктов сгорания (с учетом расхода теплоты на диссоциацию CO_2 и H_2O).

С достаточной для практики точностью $t_{расч}$ определяется по формуле

$$t_{расч} = \varphi t_{кал} \quad (6-125)$$

где $t_{кал}$ — калориметрическая температура горения, °С; φ — поправочный коэффициент, учитывающий диссоциацию продуктов сгорания при высоких температурах (табл. 6-14).

Таблица 6-14

Значения поправочного коэффициента φ

Калориметрическая температура, °С	Коэффициент φ	Калориметрическая температура, °С	Коэффициент φ
Менее 1700	1,0	2000—2100	0,95
1700—1800	0,98	2100—2200	0,93
1800—1900	0,97	2200—2300	0,92
1900—2000	0,96	2300—2400	0,90

6.92. Известно, что $p_в = p_в \max$ при $T_в = T_{расч}$ (см. ответ 6.89), тогда

$$p_в \max = p_n (T_{расч}/T_n) (m/n).$$

Так как для природного газа $m/n = 1$ (см. ответ 6.89), а $T_{расч} = t_{расч} + 273$, $T_n = t_n + 273$, $p_n = p_{н. шоб} + p_0$, то

$$p_в \max = (p_{н. шоб} + p_0) (t_{расч} + 273)/(t_n + 273).$$

С достаточной для таких расчетов точностью барометрическое давление может быть принято $p_0 = 1$ кгс/см². Расчетная температура определяется по формуле (6-125). Таким образом, для указанных условий, используя табл. 6-13 и 6-14, определяем максимально возможное давление в топке:

$$p_в \max = (0,5 + 1) (0,96 \cdot 1908 + 273)/(260 + 273) = 5,92 \text{ кгс/см}^2.$$

Общее давление на стенке печи:

$$\begin{aligned} \sum p_{с \max} &= 2(LH - BH) \cdot 10^4 p_в \max = \\ &= 2(12 \cdot 3 + 5 \cdot 3) \cdot 10^4 \cdot 5,92 = 6,03 \cdot 10^6 \text{ кгс/см}^2; \end{aligned}$$

$$\sum p_{св \max} = S_{св} \cdot 10^4 p_в \max = 70 \cdot 10^4 \cdot 5,92 = 4,14 \cdot 10^6 \text{ кгс/см}^2.$$

6.93. Для данного состава топлива и условий взрыва (сгорания) $p_n = p_{n \text{ макс}}$, если $t_n = t_{\text{расч}}$ (см. ответ 6.83), следовательно, $p_n = p'_{\text{ макс}}$ при максимальном значении расчетной температуры, которое при прочих равных условиях определяется коэффициентом расхода окислителя ($t_{\text{расч}} = t_{\text{расч макс}}$). Как видно из табл. 6-13 и 6-14, $T_{\text{расч}} = T_{\text{расч макс}}$ при $\alpha = 1$, т. е. $t_{\text{расч}} = t_{\text{расч макс}} = t_{\text{расч } \alpha=1}$. Строго говоря, максимальное давление при взрыве возникает не при стехиометрическом ($\alpha = 1$), а более богатом составе смеси ($\alpha \approx 0,97$). Однако разница в давлении при этом не превышает 1–2 %.

Для настоящей ситуации (см. ответ 6.92)

$$p_{n \text{ макс}} = p_n (\psi'_{\text{кал } \alpha c} + 273) / (t_n + 273) \\ = 1 (0,95 \cdot 2050 + 273) / (20 + 273) = 7,58 \text{ кгс/см}^2.$$

6.94. Коэффициенты расхода воздуха для метановоздушной смеси, соответствующие нижнему и верхнему пределу взрываемости (см. ответ 6.92), $\alpha_n = 1,88$ и $\alpha_v = 0,6$, тогда (см. ответ 6.92)

$$p_{n \text{ макс}} = 1 (1 \cdot 1305 + 273) / (20 + 273) = 5,39 \text{ кгс/см}^2;$$

$$p_{v \text{ макс}} = 1 (1 \cdot 1610 + 273) / (20 + 273) = 6,43 \text{ кгс/см}^2.$$

Отметим, что при расчетах необходимо пользоваться табл. 6-13 и 6-14, составленными для природного газа, что вполне допустимо для практических расчетов, так как значения, указанные в них, очень мало отличаются от значений, рассчитанных для метана.

6.95. При взрыве (сжигании) топлива в кислороде температура горения очень высока, что приводит и к высокой степени диссоциации продуктов сгорания (продукты диссоциации при высоких температурах имеют сложный состав, включающий атомарный кислород, водород и т. д.). Поэтому расчетные температуры при горении в кислороде значительно ниже calorни-

Таблица 6-15

Расчетная температура горения природного газа
в смеси с кислородом

Коэффициент расхода кислорода	Расчетная температура горения, К	Коэффициент расхода кислорода	Расчетная температура горения, К
0,25	1034	1,00	3046
0,30	1222	1,20	3018
0,35	1663	1,40	2980
0,40	2063	1,60	2937
0,60	2854	1,80	2892
0,80	3039	2,0	2847

метрических. Расчетные температуры $t_{расч}$ горения природного газа (метана) в кислороде при различных коэффициентах расхода окислителя и $p_0 = 760$ мм рт. ст., $t_0 = 20^\circ\text{C}$ представлены в табл. 6.15.

Для заданных в ситуации условий

$$p_{max} = 1 \cdot 3039/290 \cdot 10,48 \text{ кгс/см}^2.$$

6.96. Нет, не может. Значение p_{max} является только предель (ориентиром), выше которого давление в камере при данных α , t_0 и других параметрах подняться не может. Объясняется это тем, что часть тепловой энергии, выделяющейся при взрыве, не идет на нагрев продуктов сгорания, обуславливающий тепловое их расширение, а в результате теплообмена воспринимается «холодными» поверхностями агрегата, его обмуровкой и т. д. Поэтому действительная температура продуктов сгорания при взрыве $t_{в.д.}$ обуславливающая тепловое их расширение, а следовательно, и повышение давления $p_{в.}$ не достигает расчетной температуры $t_{расч}$. Разница $\Delta t = t_{расч} - t_{в.д.}$ зависит от ряда факторов, в том числе и от конфигурации камеры (газохода) и ее экранирования.

Приближенно действительная температура может быть определена так:

$$t_{в.д.} = \Psi t_{расч},$$

где Ψ — пирометрический коэффициент, %. Коэффициент Ψ определяется экспериментальным путем и с достаточной для практики точностью может быть принят для различных агрегатов из табл. 6.16, где приведены его усредненные значения.

6.97. Даже если принять, что взрыв произошел при самых благоприятных условиях ($p_0 = 1$ кгс/см², $t_0 = t_1 = 20^\circ\text{C}$), то и то-

Таблица 6.16

Значения усредненного коэффициента Ψ для различных агрегатов

Наименование и характеристика агрегата	Коэффициент $\Psi, \%$
Топки неэкранированных котлов	70—75
Топки экранированных котлов	65—70
Кузнечные щелевые или обычные садочные печи	65—70
Качественные конструкции садочных печей	75—80
Камерные нагревательные печи с плотно закрывающейся заслонкой и теплоизолированной кладкой	75—80
Методические печи	70—75
Прходные печи	72—76
Мартеновские печи	71—74
Термические камерные печи	66—73
Туннельные печи закрытой конструкции	75—82
Стекловаренные печи непрерывного действия	68—77
Воздухозогреватель	77—90

гда избыточное давление в камере с учетом 60 % воспринятой продуктам сгорания теплоты составит $p_n \approx 2,5$ кгс/см². В то же время кирпичная кладка в два кирпича разрушается уже при избыточном давлении 0,5 кгс/см² (кладка в полтора кирпича толщиной 380 мм разрушается при 0,15 кгс/см²). Следовательно, такая обмуровка не может выдержать взрыва.

Отметим, что строительная прочность кладки обратно пропорциональна линейным размерам камеры, т. е. увеличение размеров топок агрегатов не только увеличивает общую нагрузку на стены ($\Sigma p_n = p_n F$, где F — внутренняя поверхность стен), но и уменьшает их прочность.

6.98. При неправильной эксплуатации, несвоевременном и некачественном ремонте оборудования, газопроводов и запорной арматуры в некоторых частях агрегатов, помещений скапливаются небольшие объемы горючих газов. Наиболее частыми причинами этого являются: недостаточная вентиляция топки перед растопкой агрегата; утечка газа в агрегат из-за неплотностей арматуры; утечка газа в помещение из газопроводов; сжигание топлива в агрегате с химической неполнотой горения и т. д.

Горючий газ, накапливаясь в «застойных» объемах («смешках»), смешивается с воздухом и при достаточном его количестве может образовать взрывоопасную смесь. Если эта смесь занимает небольшой объем по сравнению с камерой агрегата или помещения, то при внесении точечного источника получается хлопок, так как сила взрыва (давление) уменьшается приблизительно пропорционально отношению объема, заполненного взрывоопасной смесью, ко всему объему. Например, взрыво-

Таблица 6-17

Плотность и относительная плотность некоторых газов

Газ	Плотность, кг м ³	Относительная плотность (по воздуху)
Воздух атмосферный	1,293	1,000
Водород	0,089	0,069
Оксид углерода	0,250	0,967
Метан	0,717	0,554
Этан	1,355	1,048
Пропан	2,010	1,554
Бутан	2,708	2,090
Этилен	1,260	0,975
Двуокись углерода	1,977	1,529
Кислород	1,429	1,105
Азот	1,250	0,967
Двуокись серы	2,926	2,267
Сероводород	1,536	1,188
Водяной пар	0,833	0,644

опасной смесью заполнена $\frac{1}{8}$ топки, тогда давление в ней после взрыва будет $\sim \frac{1}{8}$ от того, которое было бы при полном заполнении топки смесью.

6.99. Топочный газ или продукты его сгорания в объеме, заполненном воздухом, в первую очередь будут накапливаться в верхней или нижней части закрытого объема в зависимости от относительной их плотности

$$\bar{\rho} = \rho_1 / \rho_2,$$

где ρ_1 и ρ_2 — плотность данного газа и воздуха, кг/м^3 . Значения ρ приведены в табл. 6-17. Знание этого параметра обязательно для правильной организации вентиляции, выбора правильной формы и трассировки газоходов и т. д.

6.100. Да, отразится. Коксовый газ является смесью легких элементарных газов и поэтому имеет малую плотность ($\rho_k = 0,342 \text{ кг/м}^3$), следовательно, взрывные клапаны должны устанавливаться в верхних частях топки и газоходов ($\bar{\rho}_k = \rho_k / \rho_в = 0,26$). Нефтепромысловый (попутный) газ имеет в своем составе много тяжелых углеводородов, что делает его тяжелее воздуха: $\bar{\rho}_н = 1,54 / 1,29 = 1,184$ (см. ответ 6.99). Если газ тяжелее воздуха, то взрывные предохранительные клапаны устанавливаются как в верхней, так и в нижней частях топок и газоходов.

Из сказанного очевидно, что при таком изменении газоснабжения промышленное предприятие должно обратиться в организацию, проектировавшую перевод агрегатов на газовое топливо, по вопросу изменения местонахождения клапанов, а может, и их числа и площади.

ГОРЕЛКИ

7-1. Основные характеристики
и конструкции газовых горелок

- 7.1. Что такое тепловая мощность горелки и как ее подсчитывают?
- 7.2. Перечислите основные параметры горелок в соответствии с ГОСТ 17356—71.
- 7.3. По каким признакам производится классификация горелок в соответствии с ГОСТ 17357—71?
- 7.4. Каков принцип работы инжекционной горелки среднего давления, показанной на рис. 7-1?
- 7.5. Как устроена и из каких основных деталей состоит горелка типа ИГК, показанная на рис. 7-2?
- 7.6. Укажите область применения и опишите конструкцию горелки ВИИИнефтезаша, показанной на рис. 7-3.
- 7.7. На рис. 7-4 показана блочная инжекционная горелка. Укажите область ее применения, опишите конструкцию горелки и ее преимущества по сравнению с однофазными инжекционными горелками среднего давления.
- 7.8. Опишите конструкцию подовой горелки с принудительной подачей воздуха УкрНИИнефтепроекта, показанной на рис. 7-5. Укажите область и условия ее применения.
- 7.9. Для каких агрегатов предназначена вертикальная щелевая горелка Ленинпрошлпроекта, показанная на рис. 7-6? Как она конструктивно устроена, какими ее преимуществами по сравнению с подовыми горелками?
- 7.10. Укажите, из каких деталей состоит горелка ГИП конструкции ЛФ Теплопроекта, показанная на рис. 7-7, и для каких агрегатов она предназначена.
- 7.11. На рис. 7-8 показана схема газозатупной горелки типа ГМГ. Опишите принцип ее работы и укажите, из каких причин она снята с серийного производства.
- 7.12. Укажите область применения газозатупной горелки ГМГ и опишите ее конструкцию, показанную на рис. 7-9.
- 7.13. Опишите конструкцию газозатупной горелки типа РМГ, показанной на рис. 7-10.
- 7.14. Опишите конструкцию пылегазовой горелки, показанной на рис. 7-11.
- 7.15. Укажите область применения и опишите конструкцию горелки, показанной на рис. 7-12.
- 7.16. Укажите область применения и опишите конструкцию горелки, показанной на рис. 7-13.
- 7.17. Укажите область применения и основные детали горелки, показанной на рис. 7-14.
- 7.18. Укажите область применения и особенности работы горелки, показанной на рис. 7-15.
- 7.19. Как устроены однофазная и шифофазная инжекционные горелки, показанные на рис. 7-16?
- 7.20. Как устроен однофазный запальник с принудительной подачей воздуха, показанный на рис. 7-17?
- 7.21. Как устроены и как работают запально-защитные устройства, показанные на рис. 7-18, а также где они применяются?

7.2. Обслуживание горелок

7.22 Объясните, почему сложно разжечь горелку полного предварительного смешения большой тепловой мощностью, поднося к ее кратеру спичку, имеющую температуру в ядре выше 1000 °С, и опасно зажигать спичку в газозаванном помещении (выходит в него с горящей папироской).

7.23. Имеется шесть кусков резиновыаневых шлангов, пять — длиной 5 м и один — 14 м. Могут ли с их помощью быть подключены две передвижные горелки, расположенные которых показано на рис. 7-19?

7.24. Чем опасен прорыв пламени в горелки, показанные на рис. 7-2 и 7-9? Укажите порядок операций, которые должен выполнить обслуживающий персонал при прорыве пламени в горелки, показанные на рис. 7-2 и 7-9.

7.25. Чем опасен отрыв пламени от одной из работающих горелок при нормальной работе остальных горелок, установленных на агрегате?

7.26. Каковы должны быть действия обслуживающего персонала при отрыве пламени от одной из работающих горелок, показанных на рис. 7-2 и 7-9?

7.27. Укажите, на каком из рис. 7-20, а или б правильно установлен запальник при розжиге горелки. Какие требования предъявляются к запальнику и его установке?

7.28. Укажите порядок зажигания инжекционных горелок, показанных на рис. 7-2 и 7-9.

7.29. Укажите порядок зажигания горелки с принудительной подачей воздуха.

7.30. Какие операции необходимо выполнять при отключении инжекционной горелки полного предварительного смешения и горелки с принудительной подачей воздуха?

7.31. Укажите порядок увеличения и снижения тепловой мощности инжекционной горелки полного предварительного смешения и горелки с принудительной подачей воздуха.

7.32. Какие операции необходимо выполнить, если при розжиге горелки от ручного запальника не произошло немедленное воспламенение газа? Укажите возможные причины этого явления.

7.33. Каковы должны быть Ваши действия при затягивании пламени в горелку с принудительной подачей воздуха? Чем опасно затухание пламени в горелку?

7.34. Укажите, для сжигания какого топлива дано расположение раздающих конуса сплошными и штриховыми линиями на рис. 7-11. Для чего необходимо менять положение раздающего конуса в зависимости от вида сжигаемого топлива?

7.35. На боковых стенках котла установлено четыре вертикальные пульты горелки, как показано на рис. 7-21. В каком порядке следует зажигать горелки при растопке котлоагрегата?

7.36. Какие операции и работы необходимо выполнить для перехода на резервное твердое топливо, если котел ДКВР-10-14 оборудован четырьмя вертикальными щелевыми горелками и топкой ПМЗ-РІІК, как показано на рис. 7-22?

7.37. Можно ли в горелке РГМГ, показанной на рис. 7-10, одновременно сжигать газ и мазут?

7.38. На котле КВ-ГМ-6,8 установлено одна горелка типа РГМГ, показанная на рис. 7-10. Горелка работает на мазуте. Какие операции должен выполнить машинист котла при переходе на газ, если продувка газопровода через горелкой закончена?

7.39. Какие операции необходимо выполнить для перехода с газа на сжигание угольной пыли в топке с молотковыми мельницами при компоновке щелевых горелок, показанной на рис. 7-23?

7-3. Неполадки и аварии горелок котельных и печных агрегатов

7.40. Нижескользящая одностопловая горелка полного предварительного смешения работает на природном газе с теплотой сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 8350$ ккал/м³ и плотностью $\rho_{\text{г}} = 0,73$ кг/м³. Номинальное давление газа перед горелкой $p = 5000$ мм вод. ст., коэффициент расхода воздуха $\alpha_{\text{г}} = 1,05$, теоретически необходимое количество воздуха $V_{\text{т}} = 9,35$ м³/м³. Какие мероприятия необходимо выполнить для перевода горелки на сжигание смеси природного газа с коксовым, сохранив тепловую мощность горелки и коэффициент расхода воздуха? При этом известны: теплота сгорания смешанного газа $Q_{\text{см}} = 6415$ ккал/м³, плотность $\rho_{\text{см}} = 0,59$ кг/м³, теоретическое количество воздуха $V_{\text{т см}} = 7,2$ м³/м³.

7.41. Горгаз сообщил, что с 1 по 5 ноября произойдет изменение теплоты сгорания газа с $Q_{\text{н}} = 8500$ на $Q_{\text{н}}' = 12650$ ккал/м³ и плотности газа соответственно с $\rho_{\text{г}} = 0,75$ на $\rho_{\text{г}}' = 1,2$ кг/м³, а $V_{\text{т}} = 9,5$ на $V_{\text{т}}' = 14$ м³/м³. До изменения состава номинальное давление газа перед горелками с принудительной подачей воздуха поддерживалось $p_{\text{г}} = 130$ мм вод. ст. и воздуха $p_{\text{в}} = 60$ мм вод. ст. Какие мероприятия необходимо осуществить для сохранения номинальной тепловой мощности горелки в указанный период?

7.42. По каким причинам перед полностью исправной горелкой с принудительной подачей воздуха для сохранения ее тепловой мощности приходится повышать давление газа?

7.43. В результате анализа газозадушной смеси на выходе из насадка одностопловой нижескользящей горелки полного предварительного смешения установлено, что горелка при полностью открытой воздушорегулирующей шайбе не подсаживает необходимого количества воздуха. Коэффициент расхода воздуха на выходе из горелки по данным измерений $\alpha = 0,95$. Что необходимо сделать, для того чтобы горелка подсаживала нужное количество воздуха?

7.44. По каким причинам могло произойти оплавление обмуровки в местах, указанных стрелками на рис. 7-24? Какие мероприятия Вы рекомендуете осуществить для ликвидации оплавления обмуровки?

7.45. На рис. 7-25 показаны различные формы газовых коллекторов, применяемых в горелках с принудительной подачей воздуха. Укажите наиболее вероятные места их повреждения при эксплуатации.

7.46. Какая из показанных на рис. 7-5 и 7-9 горелок при работе на газе имеет большее сопротивление по воздушной стороне и почему?

7.47. По каким причинам может снизиться расход газа через подовую горелку при неизменном давлении газа перед ней? Что необходимо предпринять в этом случае?

7.48. При осмотре подовой горелки установлено, что ее коллектор деформирован. Какова причина деформации и что следует предпринять для исключения подобных случаев?

7.49. Какие мероприятия вы рекомендуете осуществить, если при переводе котла ДКВР-4-14 на газ при установке подовых горелок наблюдается вибрационное горение?

7.50. Какие узлы у щелевых горелок (подовые и вертикально-щелевые) наиболее часто выходят из строя? Какие мероприятия вы рекомендуете осуществить для увеличения межремонтного периода работы горелок?

7.51. Что необходимо предпринять, если наблюдаются неполадки, показанные на рис. 7-8 стрелками, при работе газомазутной горелки ИГМГ? Неполадки следующие: а) закоксование газопускных отверстий; б) попадание мазута на лопатки закручивателя перемешанного воздуха; в) подтекание мазута на явры туру и ее шлакование.

7.52. Какие действия обязан выполнить машинист котла при внезапном повышении давления газа перед работающими вертикально-щелевыми горелками с 1000 до 3000 мм вод. ст.?

7.53. Каковы должны быть действия обслуживающего персонала при наличии трещины в газовом коллекторе комбинированной пылегазовой горелки

в месте, показанном на рис. 7-11 стрелкой? По каким признакам на работающей горелке может быть обнаружена трещина в коллекторе?

7.54. Какими должны быть действия обслуживающего персонала при разрушении щели одной из горелок в месте, показанном на рис. 7-26? Чем опасно разрушение щели?

7.55. Каким газогорелочным устройствам (ГГУ) могут применяться на промышленных топливноиспользующих установках?

7.56. Печь в течение ряда лет эксплуатируется с использованием ГГУ, не прошедших государственные испытания. Должно ли предприятие предъявлять эти устройства для государственных испытаний?

7.57. На печи установлены ГГУ, образец которых прошел государственные испытания. Может ли предприятие изготовить аналогичные ГГУ (данного типа серийно не выпускается) в своих мастерских и установить взамен вышедших из строя?

7.58. Для оптимального ведения технологического процесса печи разрабатана (предприятием, проектной организацией и т. д.) новая конструкция ГГУ. Каким образом указанное ГГУ может быть введено в эксплуатацию?

7.59. Какая техническая документация представляется для государственных испытаний вновь разработанных и находящихся в эксплуатации ГГУ?

7.60. На печи установлена горелка типа ГНП с наконечником типа А. По технологическим условиям ведения процесса необходимо несколько удлинить факел горелки. Можно ли это сделать, не заменив горелку?

7.61. На печи установлена высокофорсированная горелка (рис. 7-12). При постоянных нагрузке горелки и расходе воды на охлаждение насадка 2 температура воды на выходе начала повышаться. В чем причина повышения температуры воды? К каким последствиям это может привести? Какими будут Ваши действия в этом случае?

7.62. Горелка (рис. 7-13) работает в плавильном агрегате под расплав. Манометр, установленный в смесителе 3, показывает, что колебания давления увеличались. В чем причина такого явления? К каким последствиям это может привести? Какие будут Ваши действия в этом случае?

7.63. Наиболее часто высокоскоростные горелки приходится выводить в ремонт в связи с разрушением выходного канала туннеля. Можно ли избежать этого?

7.64. Туннель газогорелочного устройства вышел из строя. Как изготовить туннель?

7.65. На нагревательной печи установлена горелка типа ГНП с соплом Б, работающая с керамическим туннелем нормальных размеров. Можно ли оставить эту горелку при переоборудовании печи на работу в режиме безокислительного нагрева?

7.66. Газопламенная печь, работающая под разрежением ($p_r < 0$), по технологическим соображениям сделана газоплотной и переведена на режим работы с противодавлением, мм вод. ст.: а) $p_r = 0.5$; б) $p_r = 2.5$; в) $p_r = 3.0$; г) $p_r = 5$; д) $p_r = 10$.

Розжиг горелок до переоборудования печи осуществлялся с помощью «палочки»: 1 — инжекционного (одно- или многофакельного) низкого давления; 2 — инжекционного среднего давления; 3 — с принудительной подачей воздуха низкого давления; 4 — с принудительной подачей воздуха среднего давления. Может ли быть использован установленный на печи запальник и в каком из указанных случаев?

7.67. На печи установлено запально-защитное устройство завода «Ильмярние» (рис. 7-18), которое не обеспечивает устойчивого розжига горелки. Укажите возможные причины такого явления.

7.68. Установленные на печи для розжига горелок ЗЗУ (рис. 7-18) часто выходят из строя из-за обгорания кольцевого электрода наконечника. Проверка работы электрической части ЗЗУ, скорости воздуха в трубе и расхода газа дала положительные результаты. В чем причина обгорания наконечника?

7.1. Тепловой мощностью горелки называют количество теплоты, выделяющееся в единицу времени при полном сжигании газа, поданного в горелку. Тепловая мощность представляет собой произведение расхода газа, $\text{м}^3/\text{ч}$, на его низшую теплоту сгорания, $\text{ккал}/\text{м}^3$. Чаще всего тепловая мощность горелки выражается в гигакалориях в час ($1 \text{ Гкал} = 10^9 \text{ ккал}$).

7.2. ГОСТ 17356-71 устанавливает следующие основные параметры, характеризующие газовые горелки: номинальная тепловая мощность, номинальное давление газа и воздуха перед горелкой, номинальная относительная длина факела, коэффициент предельного регулирования горелки по тепловой мощности, коэффициент рабочего регулирования горелки по тепловой мощности, давление (разрежение) в камере сгорания, шумовая характеристика горелки.

Под номинальной тепловой мощностью горелки понимают максимальную мощность, которая достигается при длительной работе с минимальным коэффициентом расхода воздуха и химической неполнотой горения, не превосходящей нормируемого значения. Номинальное давление газа (воздуха) перед горелкой определяется при номинальной тепловой мощности и атмосферном давлении в камере горения.

Под номинальной относительной длиной факела понимают расстояние по оси факела от выходного сечения горелки до точки, где концентрация CO_2 при $\alpha = 1$ составляет 95 % от максимального значения, выраженное в калибрах выходного отверстия. Относительная длина факела определяется при номинальной тепловой мощности горелки.

Коэффициентом предельного регулирования горелки по тепловой мощности называют отношение максимальной тепловой мощности к минимальной. При этом максимальная мощность составляет 0,9 от мощности, соответствующей верхнему пределу устойчивой работы горелки, а минимальная 1,1 от мощности, соответствующей нижнему пределу устойчивой работы горелки. Отношение номинальной тепловой мощности горелки к минимальной называют коэффициентом рабочего регулирования по тепловой мощности. Давление (разрежение) в камере сгорания определяется в зоне выходного сечения горелки при номинальной тепловой мощности.

Под шумовой характеристикой горелки понимают уровень звукового давления, которое создает горелка в зависимости от спектра частот. Также принято характеризовать горелки удельной металлоемкостью, которая представляет собой отношение массы горелки к ее номинальной тепловой мощности.

7.3. Классификация горелок в соответствии с ГОСТ 17357-71 производится по способу подачи воздуха на горение, номинальному давлению газа и воздуха, теплоте сгорания газа, но-

минальной тепловой мощности, номинальной относительной длине факела, локализации пламени. В табл. 7-1 приведены главные признаки горелок и их условные обозначения.

7.4. На рис. 7-1 показана односопловая инжекционная горелка. Она состоит из газового сопла 2, через которое горючий газ подается в горелку. Сопло представляет собой калиброванное отверстие и выполняет две задачи: пропускает в горелку определенное количество газа и преобразует потенциальную энергию газа в кинетическую энергию газовой струи. Основным размером сопла является внутренний диаметр. Он должен строго соответствовать расчетным данным, так как от этого зависят производительность и инжекционная способность горелки. Сопло придает струе определенную форму и направление. Инжек-

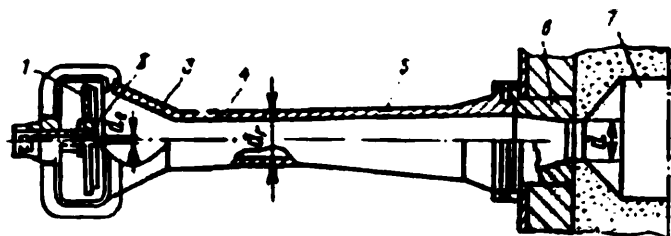


Рис. 7-1. Инжекционная горелка подного предварительного смешения среднего давления.

тор 3 расширяющейся частью обращен к соплу. В него из окружающей атмосферы за счет разрежения, создаваемого вытекающей с большой скоростью струей газа, подсасывается воздух. Скорость по сечению инжектора вначале распределяется весьма неравномерно. Выравнивание скоростей происходит в горле горелки 4. Диаметр горла (цилиндрической части) оказывает существенное влияние на инжекционную способность горелки, так как коэффициент инжекции зависит от отношения диаметра горла к диаметру сопла. Диффузор 5 служит для преобразования части скоростного напора потока в статический, необходимый для преодоления гидравлического сопротивления горелки. В диффузоре продолжается выравнивание концентраций по сечению смесителя. Насадок горелки 6 предназначен для подачи газозвушной смеси в зону горения, туннель 7— для стабилизации фронта горения. Регулятор воздуха 1 служит для регулирования количества воздуха, поступающего в горелку. Он выполняется чаще всего в виде воздухорегулирующей шайбы, как показано на рис. 7-1.

7.5. Горелка типа ПГК конструкции Катанцева (рис. 7-2) разработана Мосгазпроектом. Она является инжекционной горелкой полного предварительного смешения и работает на газе среднего давления. Горелка состоит из пластинчатого стабилизатора 1, смесителя 2, воздухорегулирующей шайбы 3 и сопла 4.

Классификация газовых горелок по ГОСТ 17357—71

Условное обозначение газовых горелок	Способ подачи воздуха на горение	Номинальное давление, мм вод. ст.		Теплота сгорания газа, ккал м ³	Номинальная тепловая мощность, Гкал ч	Номинальная относительная длина факела, калибр	Локализация пламени
		газа	воздуха				
1	За счет разрежения или конвекции	Низкое, до 500	Низкое, до 100	Низкая, 800—4000	До 0,172	—	Свободные факелы
2	Инжекция газом воздуха	Среднее, 500—10 000	Низкое, до 100	Средняя, 4000—7000	0,172—0,344	До 10	В огнеупорном туннеле и камере
3	Инжекция воздуха газом	Высокое, более 10 000	Низкое, до 100	Высокая (I группа), 7000—15 000	0,344—0,688	10—16	На огнеупорной поверхности
4	Принудительный, без предварительного смешивания	Низкое, до 500	Среднее, 100—300	Высокая (II группа), 15 000—28 000	0,688—1,376	16—25	На металлической сетке
5	Принудительный, с предварительным смешиванием	Среднее, 500—10 000	Среднее, 100—300	—	1,376—2,752	25—40	В пористой перфорированной или зернистой огнеупорной массе
6	Принудительный, вентилятором за счет давления газа	Высокое, более 10 000 (98)	Среднее, 100—300 (0,98—2,94)	—	2,752—27,52	40—63	—
7	То же	Низкое, до 500	Высокое, более 300	—	Более 32	63—100	—
8	»	Среднее, 500—10 000	Высокое, более 300	—	—	Более 100	—
9	»	Высокое, более 10 000	Высокое, более 300	—	—	—	—

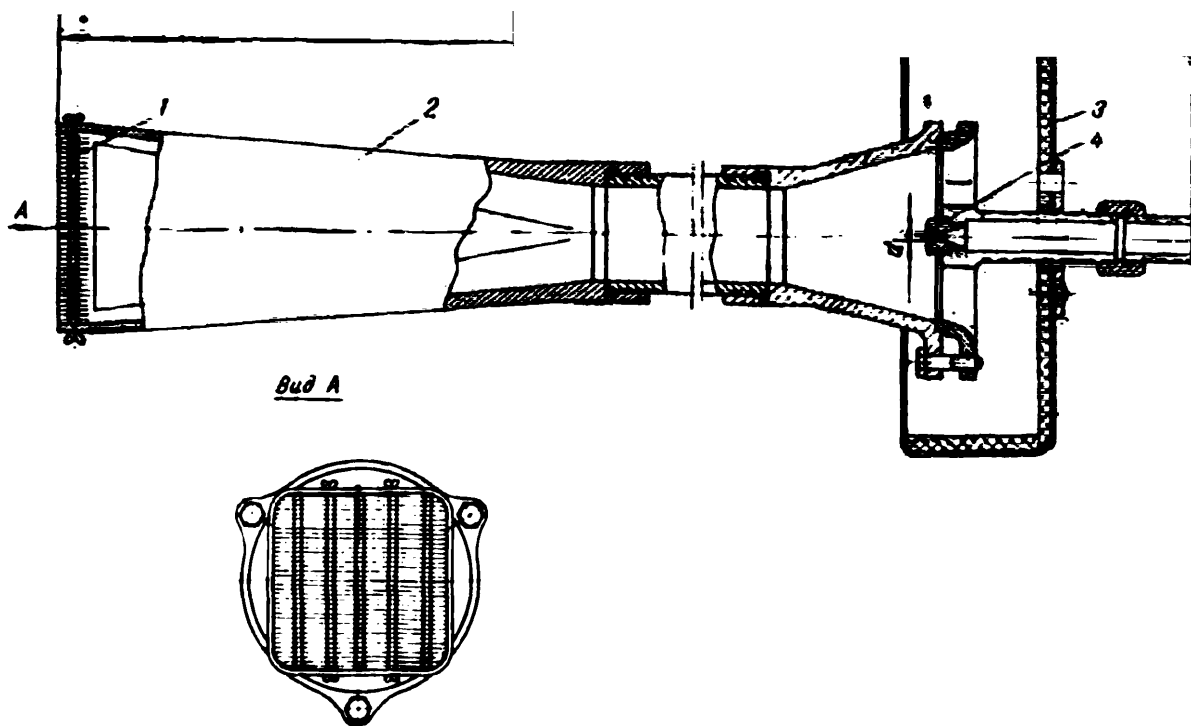


Рис. 1.2. Инжеционная горелка МГК с пластинчатым стабилизатором горения.

Пластинчатый стабилизатор 1 состоит из стальных пластин шириной 16 и толщиной 0,5 мм. Пластины насажены на стержни, расстояние между пластинами 1,4—1,6 мм. Наличие узких щелей, стенки которых интенсивно охлаждаются потоком газозвушной смеси, препятствует проскоку пламени внутрь горелки. Расположенные поперек потока стержни вызывают образование за собой вихревых токов продуктов сгорания, что обеспечивает надежное воспламенение поступающей газозвушной смеси. Таким образом, стабилизация пламени достигается непрерывным поджиганием горячей смеси продуктами сго-

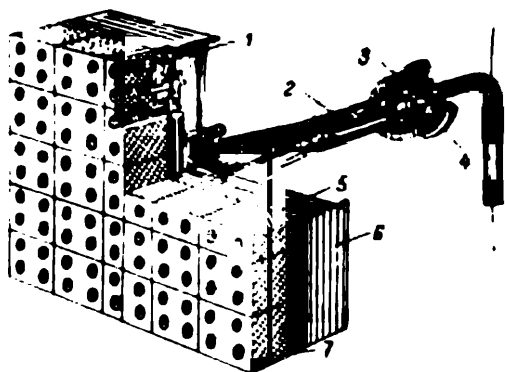


Рис. 7-3. Панельная излучающая горелка ВНИИнефтемаша.

рания, рециркулирующими в зоне за стержнями. Горелки НКК могут применяться для сжигания природного газа в топках котлов производительностью до 10 т/ч и низкотемпературных печах. Опыт эксплуатации показал, что горелки спокойно зажигаются при полностью открытой воздушорегулирующей шайбе. При отключении горелки нельзя закрывать воздушорегулирующую шайбу во избежание перегрева стабилизатора. Горелки НКК обеспечивают сжигание газа без потерь теплоты от химической неполноты горения при коэффициенте расхода воздуха около 1,05

7.6. Горелки ВНИИнефтемаша (ГБП) предназначены для сжигания газа в промышленных печах нефтяной, химической и других отраслей промышленности. Особенностью горелок является способность создавать направленный тепловой поток со значительной площадью излучения. Горелка состоит (рис. 7-3) из корпуса 6 с распределительной камерой, трубок 1, соединяющих распределительную камеру с керамическими туннелями 7, изоляционной прослойки 5 из диатомитового кирпича, смесителя 2, служащего для подготовки газозвушной смеси, газо-

вого сопла 3 и регулятора воздуха 4. Инжекционные беспламенные панельные горелки ВШШнефтемаша обеспечивают полное сжигание газа при коэффициенте расхода воздуха на номинальном режиме 1,04—1,05.

7.7. Блочная инжекционная горелка (рис. 7-4) разработана в ЛШШ АКХ по авторскому предложению Ю. И. Лобынцева. Совершенствование и внедрение блочных горелок осуществлялось Промэнергогазом (Ленинград). Блочные горелки Промэнергогаза различных типоразмеров при номинальном давлении 8000 мм вод. ст. рассчитаны на расход газа от 10 до 233 м³/ч. Горелка состоит из трубок-смесителей диаметром 48×3 и длиной 290 мм. Трубки-смесители установлены в общем газовом коллекторе. В каждой трубке под углом 25° просверлены четыре отверстия, через которые газ поступает в смеситель. Вытекающие струйки газа создают разрежение в смесителе, и вследствие этого в него подсасывается необходимое для горения количество воздуха. В смесителе происходит хорошее перемешивание газа с воздухом, и процесс горения начинается в прямоугольном туннеле 1, выполненном из огнеупорного кирпича. Трубки-смесители защищены от перегрева набивкой 2 из огнеупорной массы. Горелка 3 может выполняться трехрядной (рис. 7-4, б), двухрядной (рис. 7-4, в) и однорядной (рис. 7-4, г). Для уменьшения шума, создаваемого горелкой, установлена шумопоглощающая прокладка 4. Наблюдение за работой горелки осуществляется через шторку 5 из прозрачного материала. Газ подводится через штуцер 6. По сравнению с односопловыми инжекционными горелками блочная инжекционная горелка имеет следующие преимущества: для розжига не нужны запальные отверстия; создает значительно меньше шума; имеет небольшие габаритные размеры и не выступает за обмуровку котла (печи); менее чувствительна к проскоку; имеет меньшую массу.

7.8. На рис. 7-5 показана подовая горелка низкого давления с принудительной подачей воздуха. Горелки конструкции УШШнижпроект рассчитаны на работу при номинальном давлении газа 130 и 200 мм вод. ст. Подобные горелки могут работать и при среднем давлении газа до 3000 мм вод. ст. Подовая горелка состоит из газового коллектора 1, выполненного из стальной трубы. В газовом коллекторе просверлены два ряда отверстий под углом 90°, которые расположены в шахматном порядке. Горелка устанавливается в щели 4, выложенной из огнеупорного кирпича. На колосниковое полотно 2 укладываются кирпичи 3 и на них опирается под, перекрывающий все колосниковое полотно, за исключением щелей. Равномерное горение газа обеспечивается при расположении коллектора строго по оси щели и при хорошем состоянии колосникового полотна. Ширина щели около 100 мм, а длина выбирается в зависимости от размера толки. На агрегат может устанавливаться несколько

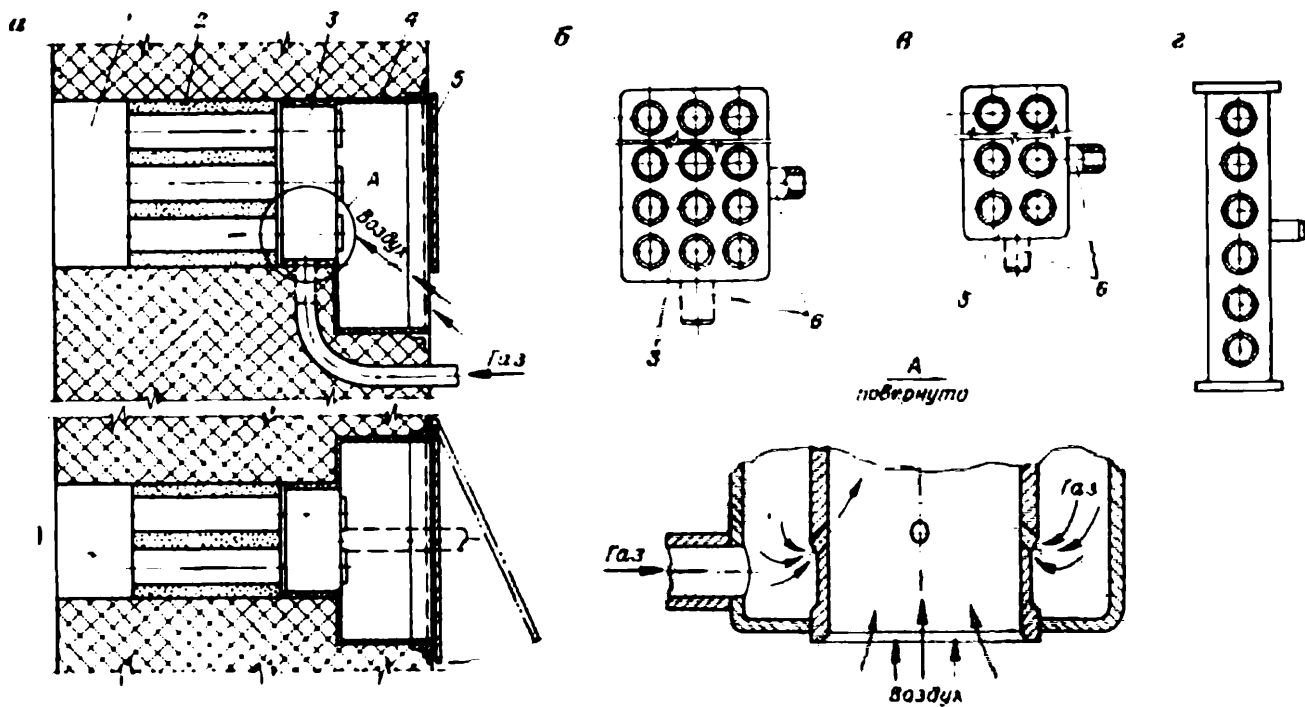


Рис. 7-4. Шариковая иммерсионная горелка.

а — установка горелки в обмуровке котлоагрегата; б — трехрядная; в — двухрядная; г — однорядная горелка.

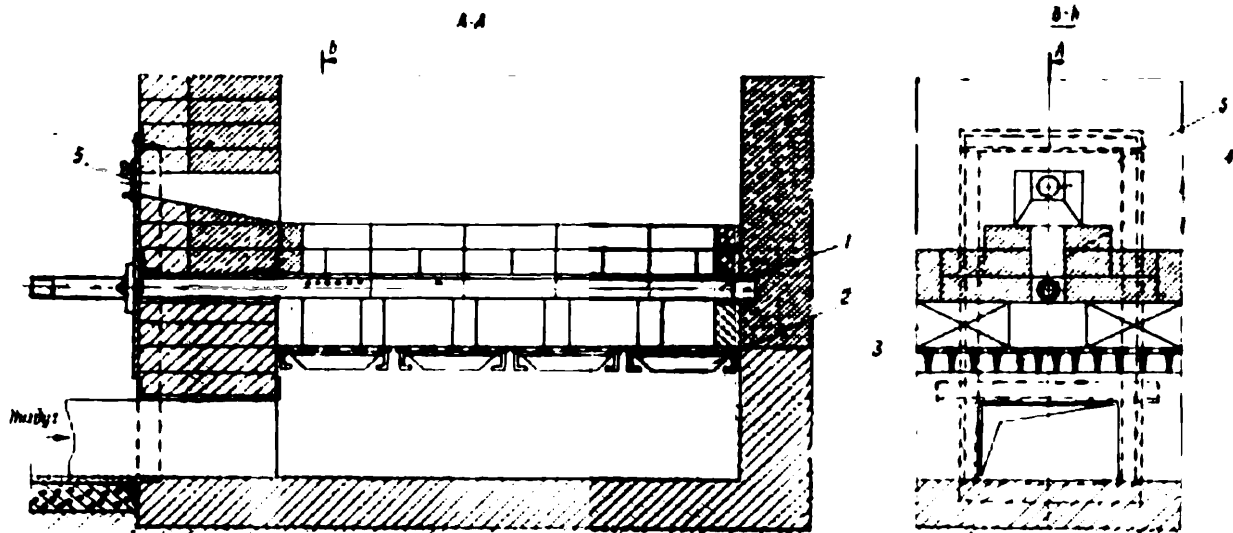


Рис. 7-5. Подовая горелка конструкции УЗРНИ Инжпроект.

горелок. Зажигание горелки и наблюдение за ее работой производятся через окно 5. Горелки могут применяться в небольших печах и сушилках, а также при переводе на газовое топливо котлов, имеющих слоевые топки, производительностью до 20 т/ч при устойчивом газоснабжении.

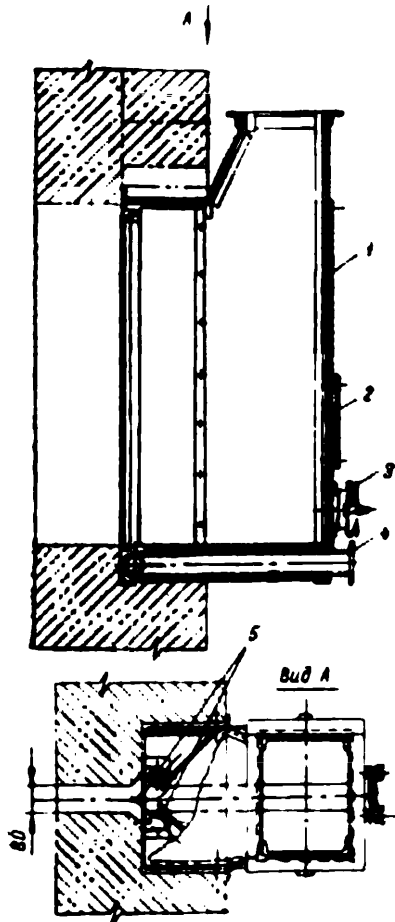


Рис. 7-6. Вертикальная шелевая горелка конструкции Ленинпронжпроект.

печивают более быстрый переход на резервное твердое топливо, так как не требуется демонтировать горелки. Однако даже при установке вертикальных шелевых горелок для перехода на твердое топливо или обратно на газ необходимо останавливать и расхламивать котлоагрегат.

7.10. Горелка ГИП ЛФ Теплопроекта состоит (рис. 7-7) из газового сопла 1, завихрителя воздуха 2 и керамического тун-

7.9. Вертикальная шелевая горелка, показанная на рис. 7-6, разработана Ленинпронжпроект и предназначена для котлов типа ДКВР производительностью до 10 т/ч, переводимых со слоевого сжигания твердого топлива на газовое. Горелки устанавливаются на боковых стенах топки, по две с каждой стороны. Такая компоновка позволяет не демонтировать пневмомеханический забрасыватель, располагаемый с фронта топки, и колосниковую решетку. Горелка состоит из воздушного короба 1, смотрового окна 2, отверстия для установки запальника 3, трубы для подвода газа 4 и газовых коллекторов 5, в которых под углом 45° к оси горелки просверлен ряд отверстий. Газ, выходя из отверстий, смешивается с воздухом, поступающим от дутьевого вентилятора. Подвод воздуха может производиться сверху, как показано на рис. 7-6, или снизу в зависимости от компоновки воздухопроводов котла. Вертикальные шелевые горелки по сравнению с половыми обес-

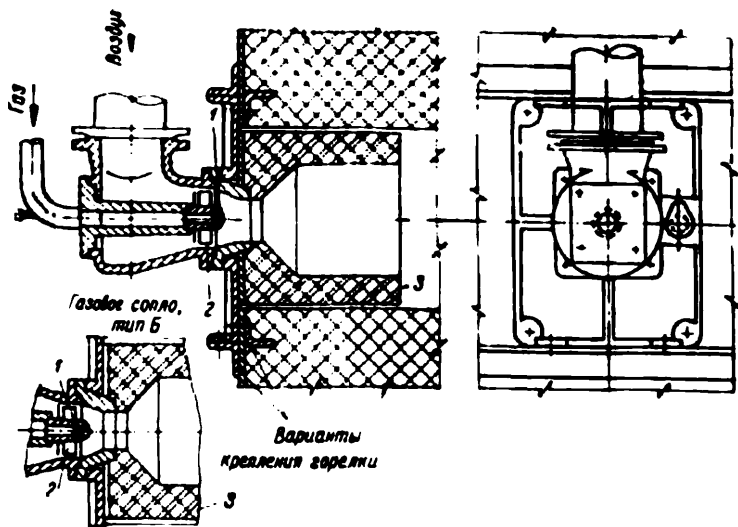


Рис. 7-7. Горелка с принудительной подачей воздуха ГМП конструкции ЛФ Теплопроекта

цели 3. Сопло горелки выполнено съемным и имеет два типа: А — обеспечивает более короткий факел, Б — удлиненный. Это достигается за счет того, что сопло типа А имеет 4—6 газовых пусковых отверстий (в зависимости от тепловой мощности горелки), расположенных под углом 45° к оси горелки. У сопла типа Б имеется одно центральное отверстие. Горелки предназначены для установки на промышленных печах и сушила, могут работать на холодном и горячем воздухе.

7.11. Газомазутная горелка типа НГМГ (рис. 7-8) предназначена для работы на газе или мазуте. Мазутная часть горелки состоит из мазутного ствола 4, в конце которого по окружности просверлены мазутовыпускные отверстия 8. Распыливающий (первичный) воздух поступает в кольцевой канал 3 и затем в завихритель распыливающего воздуха 9. Закрученный поток распыливающего воздуха после завихрителя направляется в перепрежничное кольцо 7 и, подхватывая струйки мазута, вытекающие через отверстие 8, распыливает их. Вторичный воздух по каплях 1 закручивается на лопатках 5 и перемешивается с первичной мазутовоздушной смесью. Газовая часть горелки состоит из кольцевого канала 2 и газовых выпускных отверстий 6, расположенных по окружности. Горелка типа НГМГ снята в настоящее время с серийного производства, так как не обеспечивает достаточно хорошего распыливания мазута. В связи с этим приходится эксплуатировать горелку при повышенном коэффициенте расхода воздуха на выходе из топки (до 1,35). Многочисленные испытания показали необходимость очень точной установки мазутовыпускных отверстий относительно

а

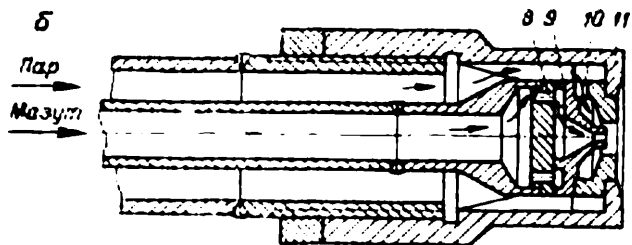
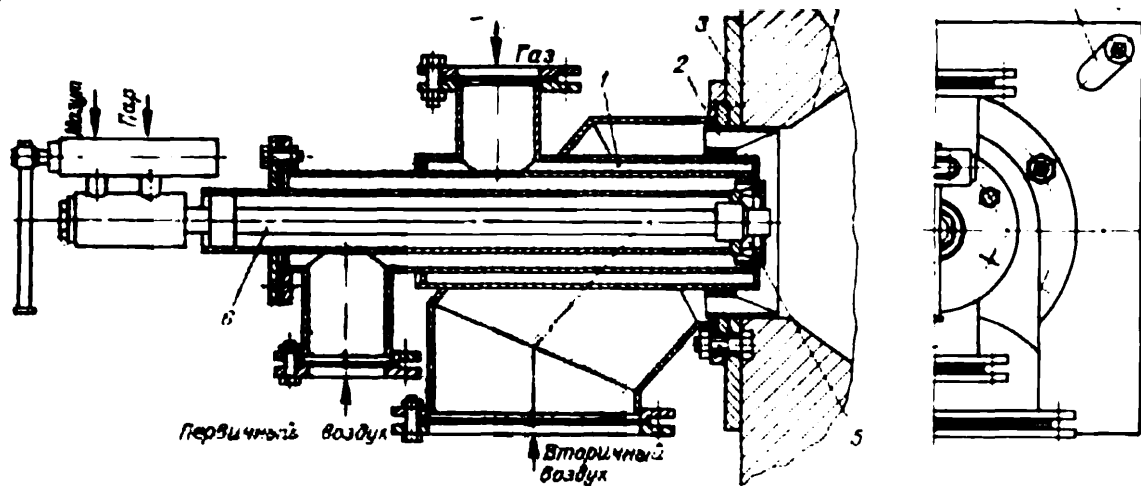
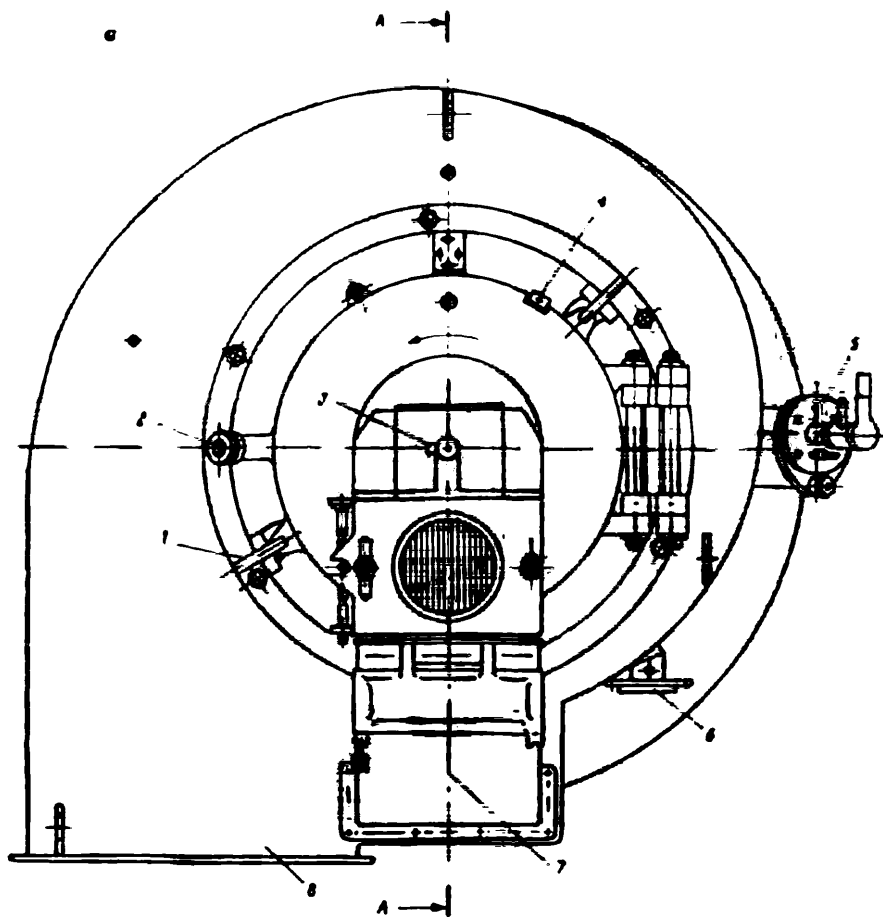


Рис. 7-9. Горелка ГМГш.
 а — горелка в сборе; б — мазутная форсунка



7.13. Ротационная газомазутная горелка со встроенным вентилятором распыливающего воздуха типа РГМГ (рис. 7-10) содержит ротационную мазутную форсунку 11 и газораздающий коллектор 9. Мазутная форсунка горелки состоит из полого вала 17, на котором закреплены рабочее колесо 18 вентилятора распыливающего воздуха, распыливающий стакан 13 и гайка-питатель 14. Вал 17 через клиноременную передачу 20 получает вращение от электродвигателя 21. Мазут подводится к штуцеру 3. В центральной отверстии вала расположена консольная топливная трубка 15, по которой мазут поступает в кольцевую внутреннюю полость гайки-питателя 14. В гайке-питателе имеются четыре радиальных канала, по которым под действием центробежных сил мазут вытекает на внутреннюю стенку распыливающего стакана, образуя пленку. В стакане

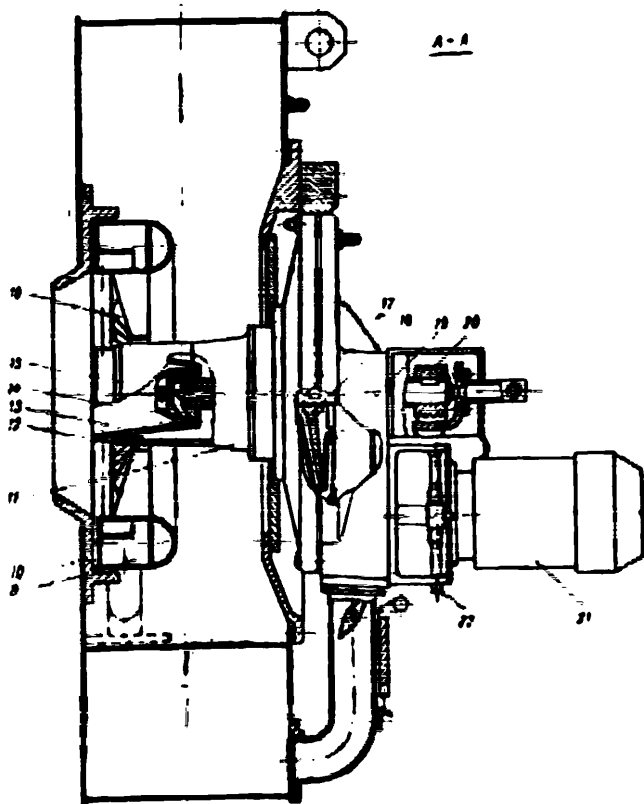


Рис. 7-16. Ротационная газомазутная горелка типа РГМГ.

пленка перемещается в осевом направлении и затем срывается с кромки стакана, распадаясь на капли. При этом угол раскрытия образующегося конуса, если не подавать распыливающего воздуха, близок к 180° . Для получения нужного угла раскрытия конуса и лучшего распыливания мазута через завихритель 12 подается распыливающий (первичный) воздух. Первичный воздух также поступает через четыре отверстия в гайке-питателе во внутреннюю полость распыливающего стакана 13, что предохраняет его от закоксовывания. Распыливающий стакан имеет конусообразную форму и хорошо отполирован.

Вторичный воздух поступает в улиточный короб 8 и из него направляется к завихрителю 16 и всасывающему патрубку первичного воздуха 7, в котором имеется шибер для регулирования количества воздуха, поступающего к распыливающему вентилятору. Распыливающий вентилятор создает напор около

500 мм вод. ст. Давление мазута перед форсункой должно составлять не более 2 кгс/см².

Газовая часть горелки состоит из газораздающего коллектора 9, в котором просверлены газовыпускные отверстия. Газ подводится через штуцер 6. При сжигании газа мазутная форсунка выводится из воздушного короба. Фиксация форсунки в воздушном коробе осуществляется прижимным устройством 1. За работой форсунки наблюдают через гляделку 2. Запально-защитное устройство 5 контролирует наличие факела. Концевой выключатель 4 предохраняет форсунку от включения.

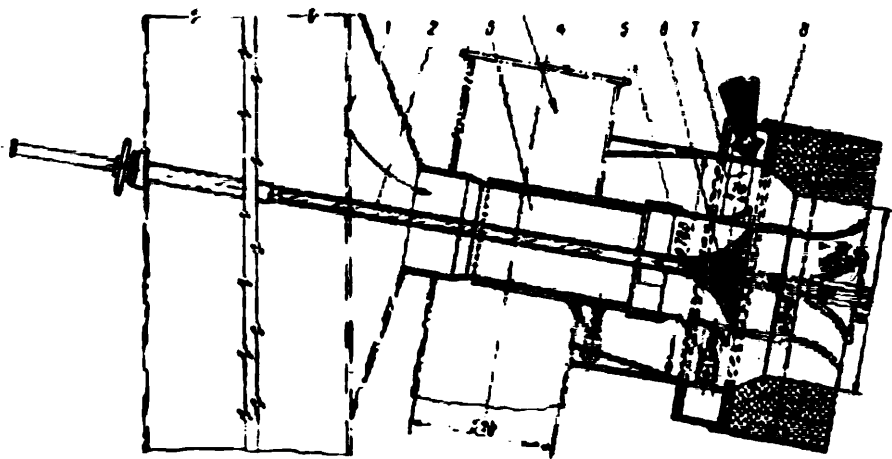


Рис 7-11. Комбинированная пылегазовая горелка конструкции Оргэнергогострой.

когда она выведена из воздушного короба. Первичный воздух вводится через направляющий аппарат вентилятора 19. Коническое кольцо 10 служит для сопряжения горелки с обмуровкой. Натяжное устройство 22 предназначено для натяжения клинового ремня. Ротационные форсунки удобны для установки на водогрейных котлах, не вырабатывающих пара. Они имеют широкий диапазон регулирования мощности.

7.14. Пылегазовая горелка конструкции Оргэнергогострой (рис. 7-11) состоит из пылепровода 1, трубы 2 для перемещения раздающего конуса, канала аэропыли 3, улиточного закручивателя 4, откатной части горелки 5, конуса 6, раздающего поток аэропыли, газового коллектора 7 и уплотнительного металлического кольца 8. При работе на газе подвижная часть телескопической трубы с чугушиным насадком и конусом убирается внутрь горелки, как показано на рис. 7-11 сплошными линиями. Штриховыми линиями справа показано положение конуса при сжигании угольной пыли. Газ поступает в кольцевой коллек-

тор 7, в котором просверлено два ряда газовыпускных отверстий. Вытекающая из отверстий в закрученный поток воздуха, газ хорошо перемешивается с ним.

7.15. Горелка (рис. 7-12) применяется для печей цветной металлургии и обеспечивает практически полное сжигание газа; на выходе из туннеля 4 при $\alpha \approx 1,1$ химическая неполнота горения не превышает 5%. По типу показанной на рис. 7-12

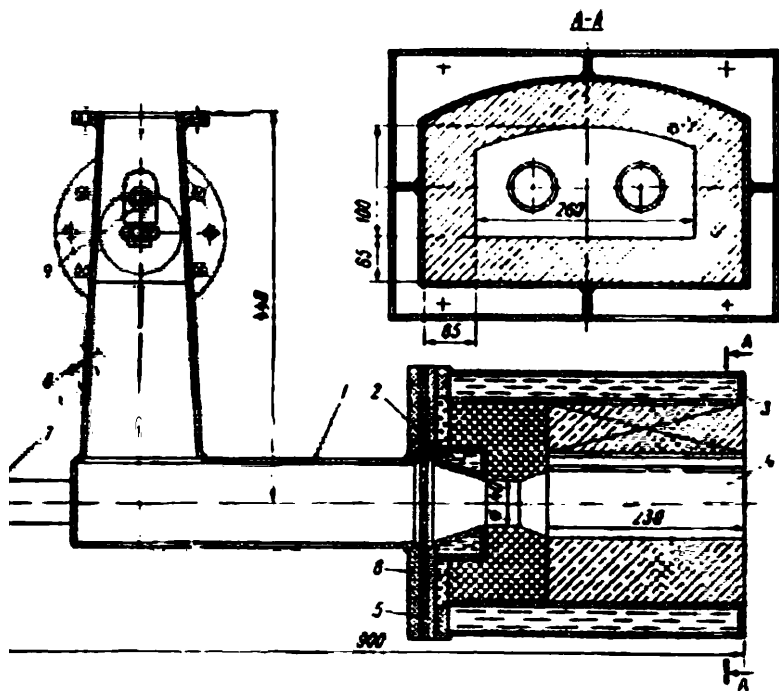


Рис. 7-12. Горелка с водоохлаждаемым туннелем.

в ЛПЭИ им. П. Тольятти разработана серия горелок производительностью от 50 до 500 м³/ч. Горелка состоит из корпуса 1, водоохлаждаемого насадка 2, кессона 3 для охлаждения туннеля, медной сетки 5 с ячейками 0,5×0,5 мм, хромомagneзитовой набивки 6, гляделки 7, воздухопровода 8 и штуцера для подвода газа 9.

7.16. Горелка применяется в печах скоростного нагрева металла, плавильных печах с погружным факелом и др. Горелка, показанная на рис. 7-13, состоит из газового сопла 1, гляделки 2, смесителя 3, водоохлаждаемого насадка 4, водоохлаждаемого туннеля 5, хромомagneзитовой набивки 6. Горелки предназначены для работы на холодном, нагретом до 400 °С и обогащенном до 35% кислородом воздухе.

7.17. Горелка, показанная на рис. 7-14, предназначена для контактного нагрева жидкости. Продукты сгорания газа барботируют через жидкость, при этом обеспечивается интенсивная теплопередача от газов к жидкости, хорошее перемешивание теплоносителей и значительно сокращается время нагрева. Горелка погружного типа разработана в Центроэнергометаллургпроме для нагрева растворов до 80 °С. Основная горелка 2 устанавливается вертикально в керамической камере, стенки которой охлаждаются воздухом, поступающим затем через завих-

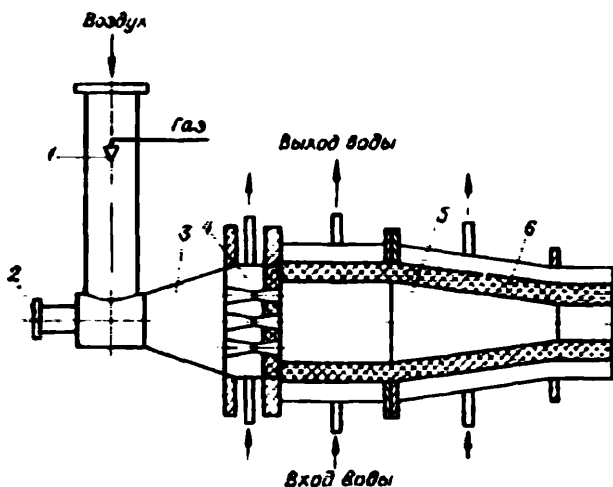


Рис. 7-13. Схема газогорелочного устройства с высоким тепловыделением.

ритель 5 в горелку. Газ (стрелка Г) подается в горелку и затем через систему газовыпускных отверстий вытекает в закрученный поток воздуха, в результате чего достигается хорошее смешение. Продукты сгорания (стрелка ПГ) поступают в нагреваемую жидкость через перфорированную распределительную трубу. Для зажигания основной горелки используется запальная горелка 3. Для контроля за наличием пламени в камере сгорания установлен фотодатчик 1. Наблюдение за работой горелки осуществляется через смотровое окно 4. Испытания газовой горелки показали, что она работает устойчиво и обеспечивает полное сжигание газа. Температура нагреваемой жидкости равномерна по глубине и ширине ванны. Расход топлива на нагрев жидкости снижается на 30—40 % по сравнению с паровым нагревом.

7.18. Для создания мощного источника равномерного нагрева значительных по площади тепловоспринимающих поверхностей в ИГ АН УССР созданы газовые плоскопламенные го-

релки типа ГПП (рис. 7-15). Горелки могут применяться на печах и теплообменных аппаратах металлургической, машиностроительной, химической и других отраслей промышленности. Развитие и выгорание факела происходит в плоскости, нормальной к оси горелки. Продукты сгорания, выходя из туннеля, всеобразно растекаются по поверхности кладки, образуя зону высоких температур. Горелка состоит из корпуса 1, газоподводящей трубы 2, воздуховодящего устройства 3, соплового насадка 4, туннеля 5 и кладки 6. Горелки обеспечивают весьма равномерный нагрев изделий, сокращают время их нагрева в 1,5—2 раза, обеспечивая скоростной нагрев металла. Большинство типоразмеров горелок ГПП на газе низкого и среднего давления прошли государственные испытания.

7.19. Однофакельный инжекционный запальник (рис. 7-16, а) разработан Ленгинпронипроектом и предназначен для зажигания газовых горелок, установленных в топках, работающих под разрежением. Сопло 7 запальника зажимается между корпусом инжектора 6 и удлинителем 4 с прокладкой 5. В корпусе инжектора имеются четыре отверстия 8, через которые подсасывается первичный воздух. Обойма 9 имеет открытый конец, направленный навстречу потоку воздуха, поступающего в запальное отверстие, что позволяет использовать динамический напор воздушной струи для увеличения инжектирующей способности запальника. Насадок 11 запальника помещен в защитный кожух 12, который предохраняет корень факела от срыва воздушным потоком при установке запальника в запальное отверстие. Крючок 1 служит для подвешивания запальника. Газ на запальник подается через резиновый шланг 2, закрепляемый на рукоятке проволокой 3. Газовоздушная смесь к насадку 11 подводится через патрубок

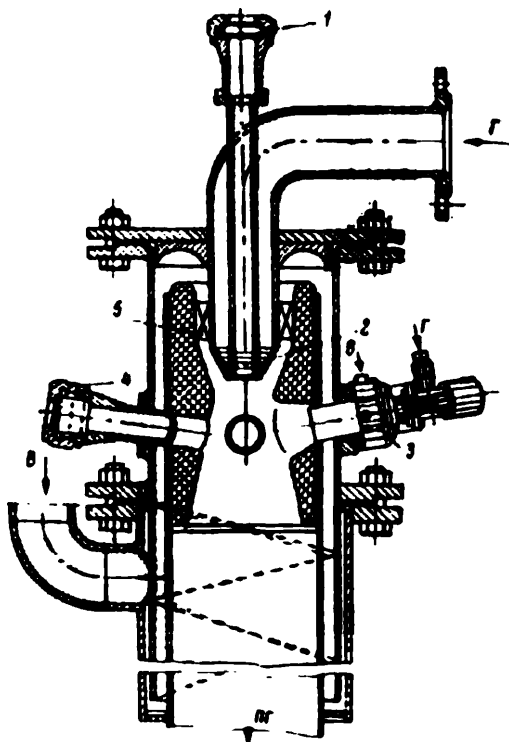


Рис. 7-14. Газовая горелка погружного типа.

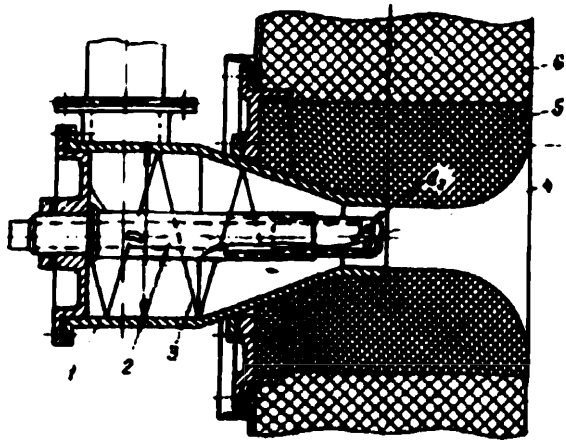


Рис. 7-15. Плазменно-плазменная горелка типа ГПН.

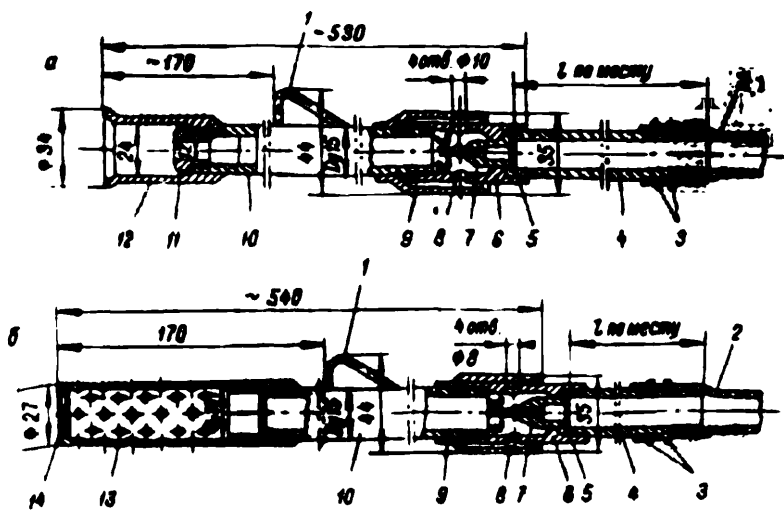


Рис. 7-16. Инжекционная запальная горелка для топков с разрежением.
 а — однофакельная; б — многофакельная

10. Запальник устойчиво работает при разрежении в верхней части топки до 8—10 мм вод. ст.

Многофакельный инжекционный запальник (рис. 7-16, б) отличается от однофакельного только насадком. Насадок 13 с торца имеет заглушку 14 и отверстия на боковой поверхности, через которые вытекает первичная газовоздушная смесь. Пламя запальника состоит из мелких факелов по всему периметру насадка.

7.20. На рис. 7-17 показан однофакельный запальник с принудительной подачей воздуха, который предназначен для зажигания горелок низкого давления, установленных в топках с противодавлением. Запальник состоит из крючка 1 (для подвешивания), шлангов 3, закрепленных проволокой 2, для под-

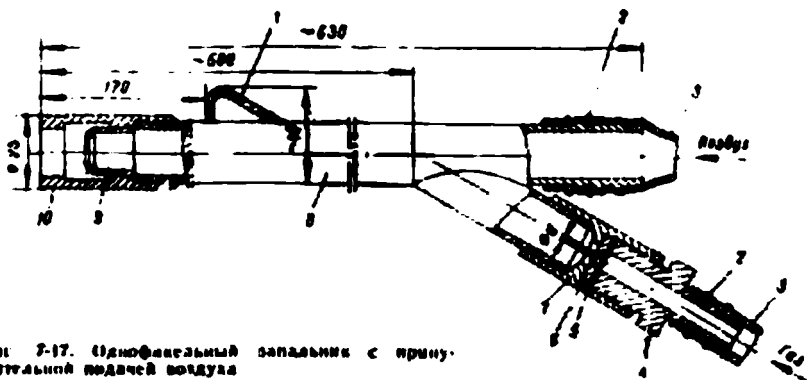


Рис. 7-17. Однофакельный запальник с принудительной подачей воздуха

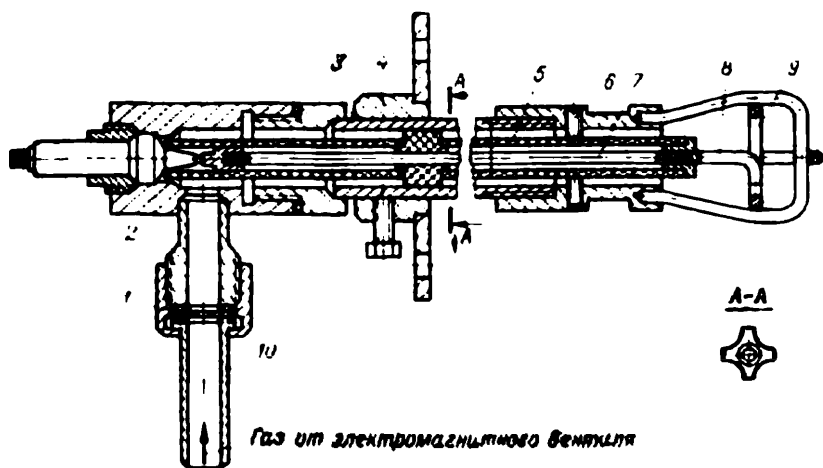


Рис. 7-18. Запально-защитное устройство.

вода газа и воздуха, штуцера 4, прокладки 5 и газового сопла 6, муфты 7, патрубка-смесителя 8, стабилизатора 9, который создает огневое кольцо, стабилизирующее поток первичной газозооушной смеси, выходящей через насадок 10. Запальник устойчиво работает в топках с противодавлением до 3 мч вод. ст.

7.21. На рис. 7-18 показано запально-защитное устройство (ЗЗУ) с электрическим зажиганием, выпускаемое заводом

«Ильмаринне». Оно предназначено для автоматического или дистанционного розжига горелок, работающих на газе или жидком топливе. В комплект ЗЗУ входит управляющий прибор с датчиком пламени, который осуществляет контроль за наличием факела в топке. ЗЗУ состоит из дроссельной шайбы 1, штуцера 2, ствола 3, втулки с фланцем 4, керамической изоляции 5, регулировочного винта 6, центрального электрода 7, хвостовика 8, кольцевого электрода наконечника 9. Запально-защитное устройство работает следующим образом. Источник высокого напряжения включается одновременно с открытием электромагнитного вентиля на газопроводе к запальнику. Высокое напряжение подается на центральный электрод 7 запальника. В зазоре между хвостовиком центрального электрода и кольцевым заземленным электродом наконечника 9 возникает электрическая искра, воспламеняющая струю газа, выходящего из ствола запальника. Появление факела запальника приводит к срабатыванию узла автоматики, подающего газ на основную горелку. Контроль за факелом запальника осуществляет ионизационный датчик, который фланцем крепится к стволу запальника. Запальник устойчиво работает при движении воздуха в установочной трубе параллельно его оси. Воздух поступает в установочную трубу за счет разрежения в топке или принудительно от вентилятора. Факел основной горелки при установившемся режиме работы агрегата контролируется фотодатчиком.

7.22. Воспламенение подготовленной для горения газозоодушнoй смеси зависит от условий, в которых она находится (смесь может находиться в покое или двигаться с большой скоростью). Эти условия определяют температуру и мощность источника воспламенения. Газозоодушная смесь, выходящая из высокопроизводительной горелки, имеет большую массу и достаточно высокую скорость, что приводит к резкому охлаждению источника воспламенения. При недостаточной мощности источника воспламенения за счет интенсивного охлаждения он даже может погаснуть, что и происходит при зажигании горелки спичкой и иногда даже запальником. В неподвижной среде картина иная. Мощности спички достаточно для местного зажигания газозоодушнoй смеси и дальнейшего мгновенного распространения пламени во всем объеме, т. е. для взрыва.

7.23. Нет, не могут. Первая горелка 3 (рис. 7-19) не может быть подсоединена имеющимися шлангами, так как невозможно из них набрать длину рукава 27 м тремя кусками (рукав не должен состоять больше чем из трех кусков). Вторая горелка 5 не может быть подсоединена, так как рукав нельзя прокладывать через двери, стены и окна. При замене одного из пятиметровых кусков на восьмиметровый горелка 3 могла бы быть подключена (5+8+14=27). При этом куски должны быть соединены между собой двусторонними гофрированными шипами и закреплены хомутами.

7.24. При проскаке пламени в горелку обслуживающий персонал, находящийся вблизи, может получить ожоги. Кроме того, смеситель горелки и стабилизатор пламени (у горелки, показанной на рис. 7-2) при проскаке пламени разогреваются, что может вызвать их деформацию. Для ликвидации проскака пламени в горелку, показанную на рис. 7-2, необходимо полностью закрыть рабочую задвижку перед горелкой и воздухорегулирующую шайбу. После охлаждения корпуса произвести розжиг горелки от индивидуального запальника.

При проскаке пламени в блочную инжекционную горелку, показанную на рис. 7-9, необходимо повысить давление газа перед горелкой путем увеличения степени открытия рабочей задвижки. Открывать рабочую задвижку следует до тех пор, пока пламя не будет вынесено из смесителя. Если при достижении номинального давления газа не восстановится нормальный режим работы горелки, следует немедленно закрыть рабочую задвижку и сообщить об этом начальнику цеха, его заместителю или мастеру.

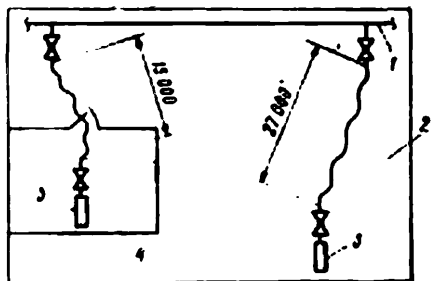


Рис. 7-19. Подсоединение передвижных горелок к газовой сети.

1 — цеховой газопровод; 2 — помещение цеха; 3, 5 — переносные горелки; 4 — отдельное помещение.

7.25. При отрыве пламени от одной из работающих горелок газ и воздух через нее продолжают поступать в топку, что может привести к взрыву в топке и ее разрушению.

7.26. При отрыве пламени от одной из работающих горелок, показанных на рис. 7-2 и 7-9, необходимо:

а) немедленно остановить агрегат, закрыв общую задвижку на газопроводе к агрегату;

б) закрыть контрольные и рабочие задвижки перед всеми горелками и открыть краны на газопроводах безопасности, а также кран продувки газопровода в пределах агрегата;

в) сообщить начальнику смены о происшедшем и выполненных операциях, выяснить причину отрыва пламени от горелки;

г) провентилировать топку и газоходы агрегата в течение 10—15 мин и только после этого произвести повторный пуск агрегата.

7.27. На рис. 7-20, а запальник установлен правильно, а на рис. 7-20, б — неправильно. Пламя запальника должно быть устойчивым даже при повышенном разрежении в верхней части топки (до 8—10 мм вод. ст.). Пламя запальника должно располагаться в непосредственной близости от выходного сечения

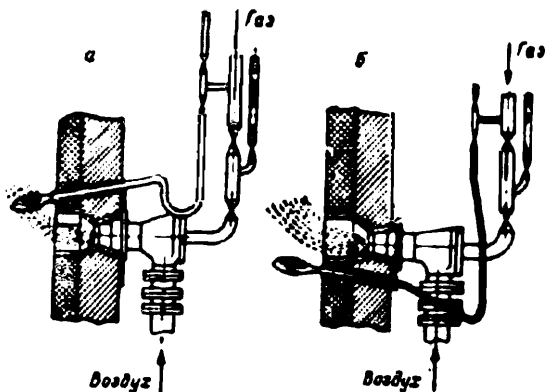


Рис. 7-2И Установка запальника.

туннеля (амбразуры, щели) и обязательно пересекать поток выходящей газовой смеси.

7.28. Для зажигания инжекционной горелки, показанной на рис. 7-2, после выполнения всех подготовительных операций (продувки газопровода, вентиляции топki, установления разрежения в верхней части топki равным 2—3 мм вод. ст.) необходимо: включить манометр, указывающий давление газа перед горелкой; полностью закрыть воздухорегулирующую шайбу; установить запальник в запальное отверстие и убедиться в устойчивости его работы; закрыть кран на газопроводе безопасности; полностью открыть контрольную задвижку; приоткрыть рабочую задвижку так, чтобы давление газа перед горелкой составляло примерно 10 % от номинального; при воспламенении газа удалить запальник и закрыть подачу газа на него; при устойчивом горении через несколько минут увеличить давление газа примерно еще на 10 % от номинального и незначительно приоткрыть воздухорегулирующую шайбу, наблюдая за устойчивостью пламени. При установке пластинчатого стабилизатора повышение давления газа и открывание воздухорегулирующей шайбы производят сразу же после зажигания горелки, а при установке керамического туннеля его сначала в течение 3—5 мин прогревают и только после этого повышают давление газа перед горелкой.

Зажигание инжекционной горелки, показанной на рис. 7-9, производят в следующем порядке. К тыльной стороне горелки подносят горящий запальник и, приоткрыв рабочую задвижку, устанавливают давление газа перед горелкой 200—300 мм вод. ст. Затем, быстро передвигая запальник, поджигают газ в каждом смесителе и сразу же увеличивают давление газа перед горелкой до 500—600 мм вод. ст. с таким расчетом, чтобы горящие струйки газа из смесителя переместились в туннель горелки. Зажигание горелки выполняют два человека. Все опе-

рации должны быть выполнены быстро и так, чтобы не разогреть смесители и не оторвать пламя от туннеля горелки. Если не удастся по каким-либо причинам быстро поджечь газ внутри каждого смесителя, пуск горелки прекращают и после тщательной вентиляции топки в течение 15—20 мин вторично зажигают горелки. Следует также немедленно прекратить подачу газа в горелку, если при увеличении давления газа произойдет погасание горелки из-за отрыва пламени от туннеля.

7.29. После выполнения всех подготовительных операций зажигания горелки с принудительной подачей воздуха производят в следующем порядке. При работающем дымососе и дутьевом вентиляторе устанавливают разрежение в верхней части топки не более 3 мм вод. ст. (шибер, регулирующий подачу воздуха на горелку, должен быть полностью закрыт). Затем включают манометр, указывающий давление газа перед горелкой, устанавливают запальник в запальное отверстие, закрывают кран на газопровод безопасности и полностью открывают контрольную задвижку. Убедившись в устойчивой работе запальника, приоткрывают рабочую задвижку и следят за загоранием газа, выходящего из горелки. Воспламенение газа должно произойти немедленно. Зажигают горелку при давлении газа около 10—15 % от номинального. При устойчивой работе горелки приоткрывают шибер, регулирующий подачу воздуха на нее, внимательно следя за устойчивостью пламени. Иногда бывает достаточным поступление воздуха только через имеющиеся неплотности в шиберах. Опыт пуска и наладки различных горелок с принудительной подачей воздуха показал, что при наличии значительных неплотностей в шиберах, регулирующих подачу воздуха, осложняется зажигание горелок, так как происходит сдувание пламени запальника.

7.30. При отключении инжекционных горелок и горелок с принудительной подачей воздуха прежде всего необходимо уменьшить их тепловую мощность до минимальной, при которой они устойчиво работают. После этого у односопловых инжекционных горелок полного предварительного смещения сначала полностью закрывают воздухорегулировочную шайбу, а затем рабочую и контрольные задвижки и открывают кран на газопровод безопасности. Для отключения блочных инжекционных горелок полного предварительного смещения, у которых отсутствуют воздухорегулировочные шайбы, необходимо сначала закрыть рабочую и контрольную задвижки, а затем открыть кран на газопроводе безопасности.

При отключении горелок с принудительной подачей воздуха сначала закрывают рабочую и контрольную задвижки, открывают кран на газопроводе безопасности, затем закрывают шибер, регулирующий подачу воздуха на горелку. После отключения всех горелок, установленных на агрегате, останавливают дутьевой вентилятор.

7.31. Изменение тепловой мощности инжекционных горелок и горелок с принудительной подачей воздуха производится следующим образом. Для увеличения тепловой мощности горелки повышается сначала давление газа перед ней, а затем давление воздуха. При снижении тепловой мощности горелки уменьшают сначала подачу воздуха, а затем подачу газа. Изменение тепловой мощности инжекционных горелок полного предварительного смешения и пределах небольших отклонений коэффициента расхода воздуха производят изменением давления газа. Во всех случаях изменения тепловой мощности горелок подачу газа и воздуха уменьшают или увеличивают постепенно.

7.32. Необходимо немедленно прекратить подачу газа на горелку, удалить запальник из топки и прекратить подачу газа на него, произвести в течение 10—15 мин вентиляцию топки, выяснить причину невоспламенения газа. Причинами невоспламенения газа могут быть: а) погасание запальника в момент подачи газа на горелку; б) неправильная установка запальника по отношению к устью горелки; в) недостаточное давление газа перед горелкой; г) повышенное разрежение в верхней части топки (более 2—3 мм вод. ст.).

7.33. При затягивании пламени в горелку необходимо постепенно увеличить сначала подачу газа, а затем подачу воздуха, наблюдая за расположением пламени и устойчивостью процесса горения. Если в результате этих действий не удастся ликвидировать указанное явление, горелку следует отключить, сообщив начальнику цеха или мастеру. В результате затягивания пламени в горелку происходит разогрев газового коллектора, что может вызвать его деформацию и даже разрушение.

7.34. Сплошными линиями на рис. 7-11 показано расположение раздающего конуса при сжигании газа, а штриховыми при сжигании угольной пыли. При сжигании газа убирать раздающий конус необходимо во избежание его обгорания.

7.35. Зажигание горелок рекомендуется производить в следующем порядке (рис. 7-21). Первой зажигается горелка № 2 с постепенным увеличением давления газа перед ней до минимального значения, при котором она работает устойчиво. Затем примерно через 30 мин зажигается горелка № 3. При работе этих горелок с постепенным повышением давления газа перед ними производится включение котла в паровую магистраль. После приема нагрузки котлом зажигаются горелки № 1 и № 4 с постепенным установлением перед всеми горелками одинакового давления газа в соответствии с нагрузкой котлоагрегата.

7.36. При установке четырех вертикальных щелевых горелок, как показано на рис. 7-22, для перехода на резервное твердое топливо необходимо выполнить следующие операции и работы:

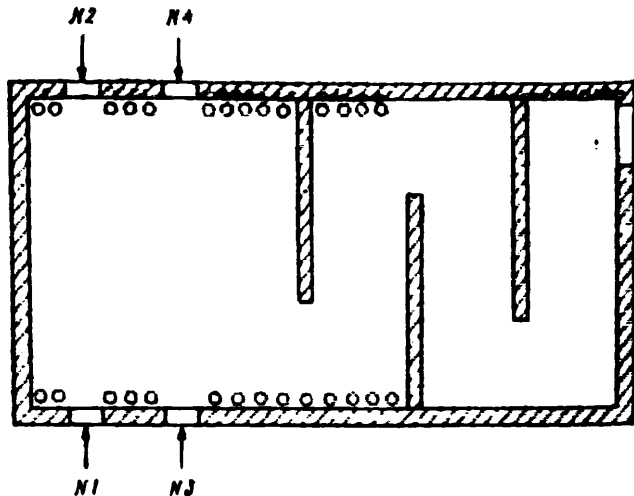


Рис. 7-21 Установка вертикальных щелевых горелок на боковых стенах топки

а) установить котлоагрегат и расхолодить до температур, при которых возможно работать в топке;

б) удалить битый шамотный кирпич с решетки и после очистки опробовать свободу перемещения поворотных колосников;

в) удалить из амбразур пневмомеханических забрасывателей защитный огнеупорный кирпич, а затем опробовать пневмомеханические забрасыватели на холостом ходу;

г) закрыть огнеупорным кирпичом щели вертикальных щелевых горелок.

7.37. Горелки РГМГ предназначены для отдельного сжигания газа и мазута. На горелках, оборудованных захлопками, в период перехода с одного вида топлива на другое допускается кратковременное совместное сжигание мазута и газа. После образования устойчивого пламени на заданном топливе прекращается подача в горелку другого топлива.

7.38. При переходе с мазута на газ машинист котла должен выполнить следующие операции:

а) открыть кран на манометр, указывающий давление газа перед горелкой;

б) снизить расход вторичного воздуха и мазута на форсунку до минимальных значений, при которых форсунка работает устойчиво, отрегулировав разрежение в верхней части топки в пределах 2—3 мм вод. ст.;

в) включить запально-защитное устройство 5 (рис. 7-10) и убедиться в наличии запального факела;

г) закрыть кран на газопроводе безопасности, полностью открыть контрольную задвижку и приоткрыть рабочую задвижку.

жку на горелку, убедившись в воспламенении газа, выходящего из горелки;

д) прекратить подачу мазута на форсунку и отключить электродвигатель 21;

е) поставить мазутную форсунку в крайнее (заднее) положение и закрыть шибером подачу первичного воздуха;

ж) вывести мазутную форсунку из воздушного короба, для чего освободить прижимное устройство 1 и, удалив форсунку, убедиться, что захлопка закрыла центральное отверстие;

з) отрегулировать работу горелки на минимальной нагрузке и через 5 мин при устойчивом горении газа отключить запальник;

п) постепенно установить требуемый режим работы горелки.

7.39. Для перехода с газа на сжигание угольной пыли необходимо выполнить следующие операции (рис. 7-23):

а) включить в работу растопочную горелку, расположенную на выходе пыли из амбразуры;

б) пустить молотковую мельницу и открыть на нее подачу воздуха (примерно 10 % от расхода при номинальной нагрузке);

в) включить питатель топлива на минимальной скорости, наблюдая за загрузкой электродвигателя мельницы по амперметру;

г) открыть (примерно на 10 %) подачу воздуха в нижние сопла;

д) снизить примерно на 10 % давление воздуха и соответственно давление газа перед газовой горелкой;

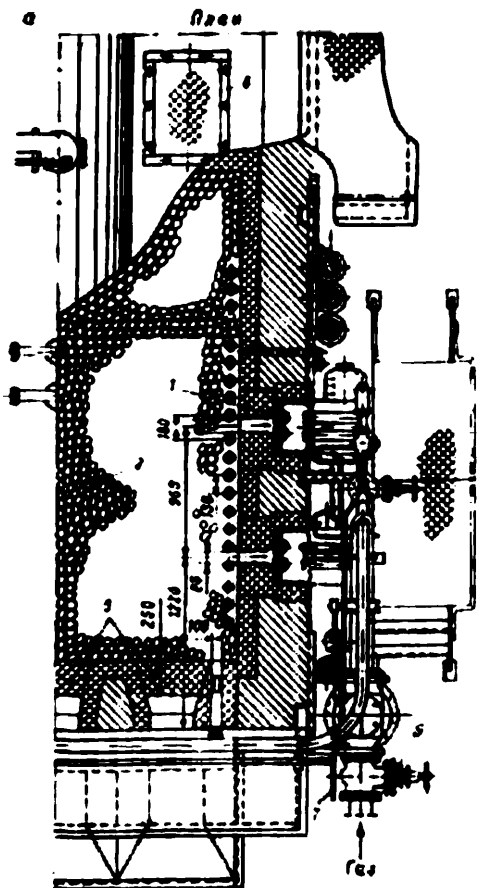
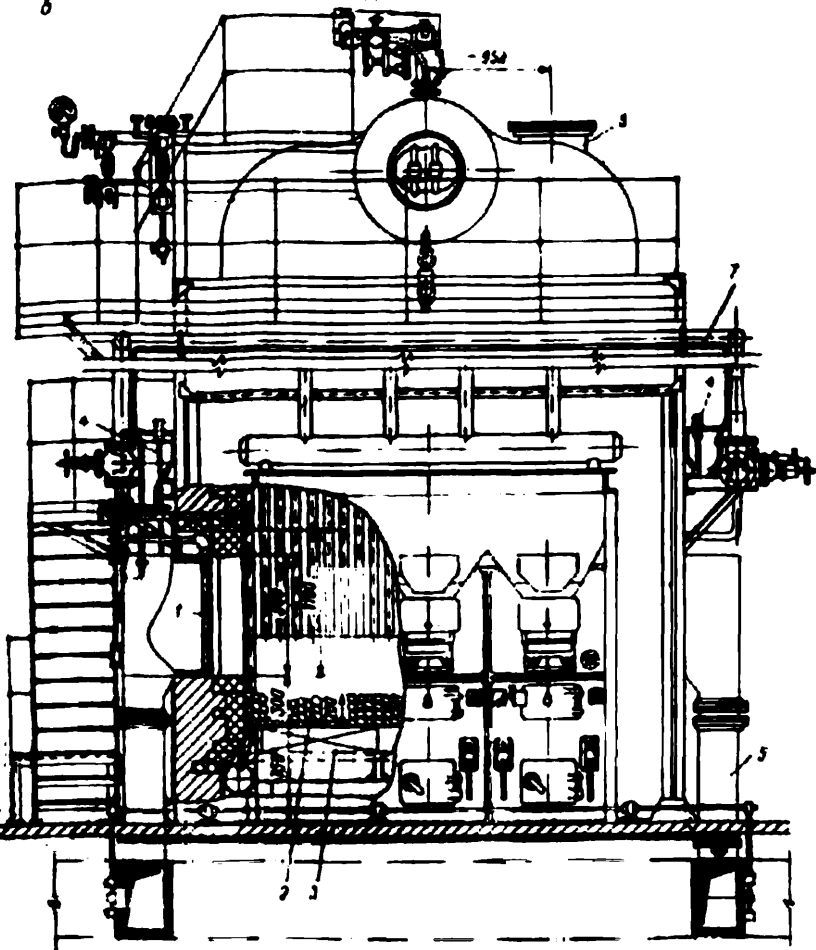


Рис. 7-22 Компоненты вертикальных щелевых топ
1 — гирька, 2 — битый шпалотный кирпич; 3 —
4 — предохранительный верхний клапан; 7 — гаше-
щая задвижка на



взгляд из котла ДКВР-10-14.

использование решетки; 4 — переключатель запальника; 5 — воздухопровод к горелке; вид из безопасности, 6 — амбразура пневмомеханического забрасывателя, 9 — об-котла.

е) постепенно увеличить подачу воздуха в мельницу и соответственно подачу топлива, регулируя подачу воздуха в нижние сопла так, чтобы не было сепарации пыли в холодную воронку;

ж) по мере увеличения расхода угля на мельницу соответственно уменьшать подачу газа на горелку, вплоть до ее отключения;

з) аналогичные операции выполняются при включении в работу второй пылеугольной горелки;

и) при нормальной работе обеих пылеугольных горелок закрывается подача газа на растопочные горелки.

7.40. Необходимо заменить сопло горелки. Расчет производится в такой последовательности. Определяется диаметр газового сопла, которое необходимо установить:

$$d_1 = d \sqrt{\frac{(1 + V_g \alpha_r)(1 + V_g \alpha_r \rho_a / \rho_r)}{(1 + V_g \alpha_r)(1 + V_g \alpha_r \rho_a / \rho_{r. cu})}} =$$

$$= 6,4 \sqrt{\frac{(1 + 9,35 \cdot 1,05)(1 + 9,35 \cdot 1,05 \cdot 1,25 / 0,73)}{(1 + 7,2 \cdot 1,05)(1 + 7,2 \cdot 1,05 \cdot 1,25 / 0,59)}} = 7,6 \text{ мм.}$$

Рассчитывается номинальное давление газа перед горелкой, которое необходимо поддерживать при установке нового сопла:

$$p_1 = p \frac{\rho_{r. cu}}{\rho_r} \left(\frac{Q_n^p}{Q_{n. cu}} \right)^5 \left(\frac{d}{d_1} \right)^4 =$$

$$= 5000 \frac{0,59}{0,73} \left(\frac{8350}{6415} \right)^5 \left(\frac{6,4}{7,6} \right)^4 =$$

$$= 3450 \text{ мм вод. ст.}$$

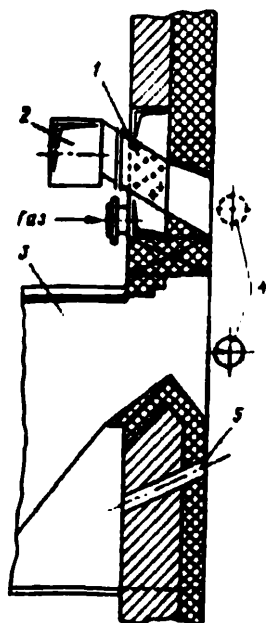


Рис. 7-23. Компоненты щелевых горелок на котле с молотковыми мельницами
1 — газовая горелка; 2 — короб подачи воздуха; 3 — шалт мельницы; 4 — растопочные горелки; 5 — нижнее сопло

7.41. В связи с изменением состава газа на короткий период рационально не менять конструктивных характеристик горелок, а только изменить давления газа и воздуха перед горелкой для сохранения ее номинальной тепловой мощности. Давление газа перед горелками на период изменения его состава

$$p'_r = p_r (\rho'_r / \rho_r) (Q_n / Q'_n)^2 =$$

$$= 130 (1,2 / 0,75) (8500 / 12650)^2 =$$

$$= 94 \text{ мм вод. ст.}$$

Давление воздуха перед горелками

$$p'_a = p_a [Q_n \alpha' V'_a / (Q'_n \alpha V_a)]^2 =$$

$$= 60 [8500 \cdot 14 / (12650 \cdot 9,5)]^2 =$$

$$= 59,5 \text{ мм вод. ст.}$$

Давление воздуха перед горелками практически не изменилось. Это обусловлено тем, что расход воздуха при

постоянной тепловой мощности горелки и неизменном составе газа практически не меняется.

7.42. При повышении теплоты сгорания газа для сохранения тепловой мощности горелки приходится снижать давление газа перед ней, а при понижении теплоты сгорания — наоборот.

7.43. Необходимо заменить сопло горелки. Определяется диаметр сопла, при котором горелка должна подсасывать необходимое количество воздуха, по формуле, дающей хорошее совпадение с результатами эксперимента при давлении газа 5000 мм вод. ст. и нулевом разрежении в топочной камере:

$$d'_c = \frac{D_3}{\sqrt{(1 + \alpha_r V_{0,a})(1 + \alpha_r V_{0,a} \rho_a / \rho_r)}}$$

где D_3 — диаметр горла (цилиндрической части) инжектора, мм; $V_{0,a}$ — теоретическое количество воздуха, необходимое для горения, м³/м³; ρ_a — плотность воздуха, кг/м³; ρ_r — плотность газа, кг/м³; α_r — коэффициент расхода воздуха на выходе из горелки, принимаемый 1,1.

Давление газа, которое необходимо поддерживать для сохранения тепловой мощности горелки, при изменении диаметра сопла подсчитывается по формуле

$$p_2 = p_1 (d_c / d'_c)^4,$$

где p_1 — давление газа, которое поддерживалось при установленном сопле, мм вод. ст.; d_c — диаметр установленного сопла, мм; d'_c — диаметр вновь устанавливаемого сопла, мм.

После замены сопла следует произвести анализ газозоудной смеси на выходе из насадки на содержание кислорода и подсчитать коэффициент расхода воздуха на выходе из горелки по формуле

$$\alpha = (O_{2,cw} - O_2) / (21 - O_{2,cw}) V_{0,a},$$

где $O_{2,cw}$ — содержание кислорода в газозоудной смеси на выходе из горелки, %; O_2 — содержание кислорода в сжигаемом газе, %; $V_{0,a}$ — теоретическое количество воздуха, необходимое для горения, м³/м³.

7.44. Оплавление обмуровки в местах, указанных стрелками, обусловлено неправильным расположением вторичного излучателя 2 (рис. 7-24). Вследствие удара факела об излучатель температура продуктов сгорания резко возрастает в непосредственной близости от обмуровки боковых и задней стенок топки, что приводит к оплавлению обмуровки. Для ликвидации оплавления необходимо вторичный излучатель 2 удалить из топки.

7.45. Наиболее вероятные места повреждения указаны стрелками на рис. 7-25. Из рисунка ясно, что повреждения газовых коллекторов наблюдаются в части, обращенной

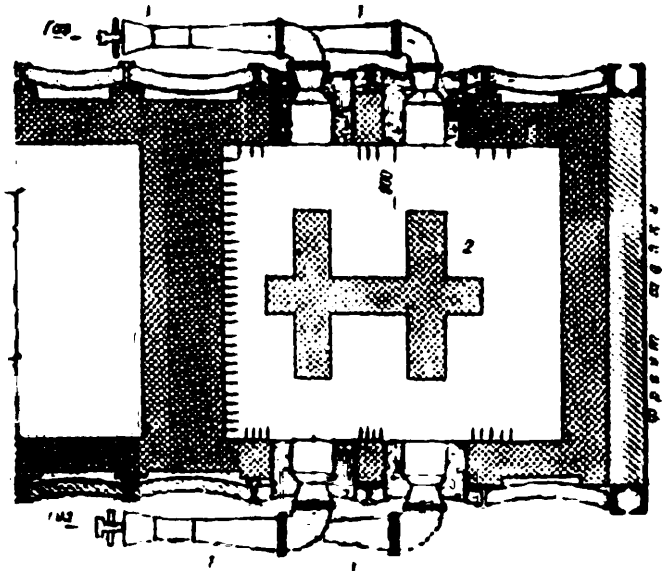


Рис. 7-24. Установка вторичного излучателя в топке котла производительности 10 т/ч, оборудованного нижнекоченой горелкой.

1 — односплошная нижнекоченая труба сплошного предварительного смешения; 2 — вторичный излучатель.

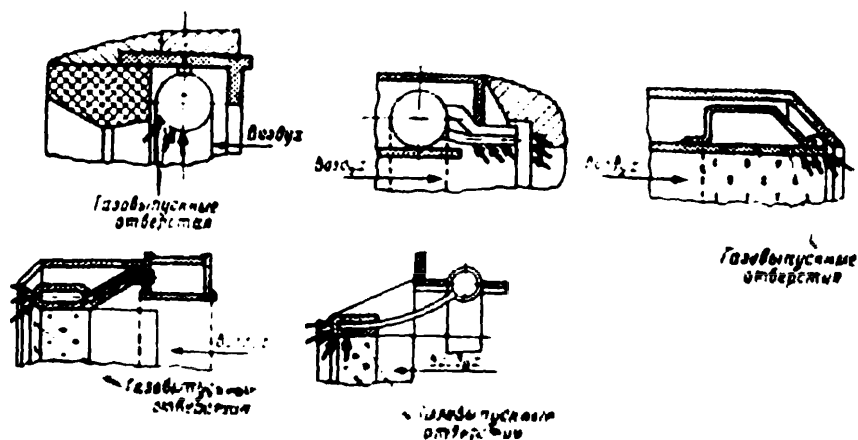


Рис. 7-25. Формы газовых дистрибуторов

к топочной камере, и происходит при пониженных расходах газа через горелку вследствие затягивания факела и горения газа в непосредственной близости от газовыпускных отверстий.

7.46. Большое сопротивление по воздушной стороне имеет вихревая горелка (рис. 7-9). В этой горелке требуется большой напор для закручивания воздушного потока. В подовой горелке поток воздуха не закручивается, поэтому сопротивление ее меньше по сравнению с вихревой горелкой.

7.47. При диаметре газовыпускных отверстий в коллекторе горелки до 2 мм наблюдается закоксование отверстий прочными отложениями. Для предотвращения этого явления необходимо реконструировать горелку. При расчете новой горелки следует принять диаметр газовыпускных отверстий более 2 мм.

7.48. Деформация коллектора подовой горелки, как правило, вызывается его перегревом. Перегрев коллектора происходит при повышенной тепловой мощности горелки вследствие низких скоростей газа в нем. Необходимо изготовить новый коллектор, выбрав площадь поперечного сечения его такой, чтобы при минимальной тепловой мощности горелки скорость газа в коллекторе была не менее 6 м/с.

7.49. Вибрационное горение при установке подовых горелок наблюдается в следующих случаях: а) при недостатке воздуха или работе с коэффициентом расхода воздуха, близким к единице; б) при неудовлетворительном подводе или распределении воздуха; в) при плохом перемешивании газа с воздухом.

Рекомендуется: а) выявить, при каком α на выходе из топки наблюдается вибрационное горение и при каком прекращается; б) проверить состояние колосникового полотна решетки, правильность выкладки пода, расположение горелки в щели.

7.50. У щелевых горелок подовые, вертикально-щелевые и др.) чаще всего наблюдается оплавление щелей, обгорание или деформация газовых коллекторов, оплавление или разрушение пода, засорение газовыпускных отверстий, деформация направляющих поток воздуха металлических листов. Для увеличения срока службы перечисленных узлов рекомендуется: а) щели горелок выполнять из огнеупорного кирпича класса А 1-го сорта; выкладывать щели так плотно, чтобы толщина швов была не более 2 мм; б) расчет газовых коллекторов производить на минимальный расход газа так, чтобы скорость в поперечном сечении коллектора была не менее 6 м/с; в) при расчете горелок выбирать диаметр газовыпускных отверстий не менее 2 мм; г) при выкладке пода на колосниковой решетке обращать внимание на его плотность; после 1-го ряда кирпичей укладывать листовой асбест толщиной 4—5 мм.

7.51. При возникновении указанных неполадок, необходимо: а) при первой возможности остановить котлоагрегат и прочистить газовыпускные отверстия; б) выдвинуть ствол в направлении топки; в) выдвинуть мажутный ствол из топки, устано-

вив болсе точно маутовипускные отверстия в пережимном кольце.

7.52. Машинист котла обязан: проверить устойчивость работы горелок и, если они не погасли, то общей задвижкой на агрегат снизить давление газа перед горелками до прежнего значения; в случае погасания одной из горелок немедленно прекратить подачу газа на все горелки, закрыв общую задвижку на агрегат; затем закрыть рабочие и контрольные задвижки на каждую горелку и открыть краны на газопроводе безопасности; сообщить начальнику смены о выполненных переключениях и далее действовать по его указанию.

7.53. При появлении трещины в газовом коллекторе одной из горелок будет наблюдаться увеличение длины и светимости факела вследствие ухудшения качества смешения газа с воздухом. Нарушится зависимость между расходом газа и его давлением перед горелкой, уменьшится сопротивление горелки по газовой стороне.

При появлении трещины в коллекторе обслуживающий персонал обязан: а) сообщить начальнику цеха или мастеру; б) увеличить коэффициент расхода воздуха на выходе из горелки до предела, при котором она будет устойчиво работать; в) в дальнейшем действовать по указанию начальника цеха или мастера.

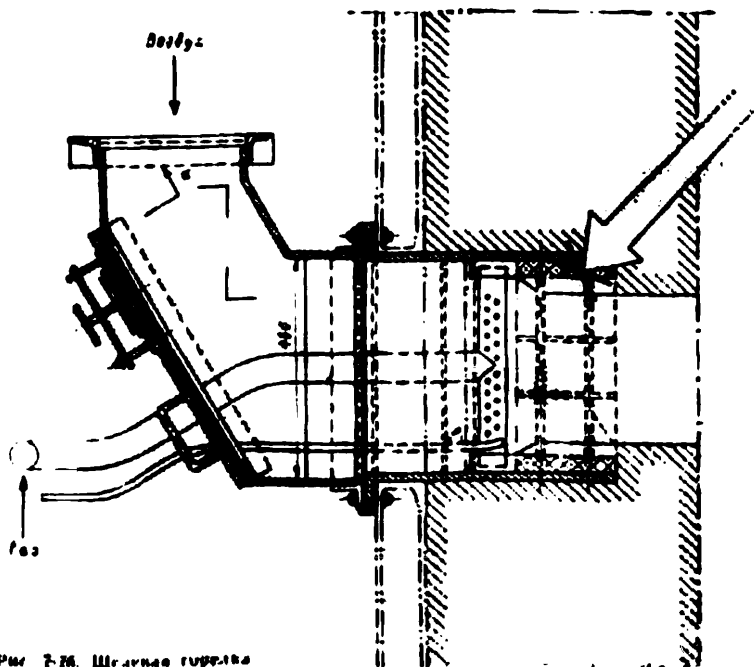


Рис. 7-26. Щелевые горелки

7.54. При разрушении щели горелки (рис. 7-26) необходимо: а) сбить щель начальнику цеха или мастеру; б) снизить расход газа на горелку до 50 % от номинального, увеличив до необходимого по нагрузке котла расход газа на остальные горелки; в) увеличить расход воздуха на поврежденную горелку до предела, при котором она устойчиво работает; г) в дальнейшем действовать в соответствии с указанием начальника цеха или мастера.

Разрушение щели горелки опасно тем, что приводит к перегреву металлического кожуха горелки и его деформации.

7.55. Для промышленных топливноиспользующих установок должны применяться ГГУ, прошедшие государственные испытания и, как правило, выпускаемые серийно.

7.56. Да, предприятие должно предъявить образец эксплуатируемых ГГУ для государственных испытаний, в противном случае они не могут быть допущены к дальнейшему промышленному использованию. Государственным испытаниям подлежат образцы вновь создаваемых и действующих ГГУ общего и специального назначения.

7.57. Да, может, но каждая вновь изготовленная горелка должна быть испытана. Испытания оформляются актом, в котором указывается, что характеристики вновь изготовленных ГГУ соответствуют технико-экономическим показателям испытанного образца.

7.58. На применение вновь разрабатываемых ГГУ должно быть получено разрешение территориальной инспекции по надзору за использованием газа в народном хозяйстве. При положительном решении (положительные показатели работы) данное ГГУ перед вводом в эксплуатацию подлежит государственным испытаниям в общем порядке.

7.59. Список технической документации, которую представляет на государственные испытания ГГУ эксплуатирующая (для действующих ГГУ) или разрабатывающая организация (если ГГУ разрабатывается посторонней организацией для данного предприятия, то документацию представляют совместно предприятие и разработчик), следующий.

1. Два комплекта технической документации (рабочие чертежи в системе ЕСКД).

2. Акт и протокол ведомственных испытаний (если таковые имеются).

3. Материалы лабораторных и эксплуатационных испытаний.

4. Рабочая программа и методика ведомственных испытаний ГГУ.

5. Технический отчет по разработке ГГУ с пояснительной запиской, включающей технологические требования к предъявленному устройству, расчетные или эксплуатационные данные о технико-экономической эффективности использования пред-

явленного образа в народном хозяйстве с оценкой технического уровня разработки путем сравнения с лучшими отечественными и зарубежными образцами аналогичных конструкций.

6. Паспорт на ГГУ с заявленными характеристиками.

7. Материалы по долговечности работы ГГУ.

8. Справка организации-разработчика об ориентировочной годовой потребности в данном ГГУ при его серийном выпуске.

9. Справка организации-разработчика о допустимости (или недопустимости) публикации описания ГГУ в открытой печати.

10. Отзыв потребителя по эксплуатации.

11. Оценка уровня унификации и стандартизации элементов ГГУ.

12. Официальная справка организации-разработчика, подтверждающая наличие полного комплекта рабочих чертежей, подготовленных к передаче в серийное производство, и соответствие представленных образцов ГГУ этим чертежам.

7.60. Да, некоторое удлинение факела при использовании горелки типа ГНП можно получить, заменив наконечник типа А на наконечник типа Б, что требует непродолжительной остановки работы горелки (наконечники А и Б устанавливаются на резьбе в газовом сопле горелки). Увеличение длины факела при установке наконечника Б достигается за счет ухудшения предварительного смещения газа с воздухом (наконечник типа А имеет четыре или шесть отверстий для выхода газа, направленных под углом к потоку воздуха; наконечник типа Б имеет одно центральное отверстие, направленное параллельно потоку воздуха) в пределах горелки.

При изменении типа наконечника следует учитывать, что производительность горелки ГНП при этом меняется. Например, при давлении газа перед горелкой $p_r = 60$ мм вод. ст. и $Q_n = 8500$ ккал/м³ тепловая мощность горелок, Мкал/ч: ГНП-3 с соплом А — 85, с соплом Б — 110, ГНП-6 — соответственно 340 и 445, ГНП-9 — соответственно 840 и 1070.

7.61. Причиной повышения температуры воды на выходе из насадка может быть падение давления воды в сети или разрушение хромомagneзитовой набивки 6 (рис. 7-12).

Учитывая, что высокофорсированные горелки работают на подогретом и обогащенном кислородом дутье, повышение температуры воды, а следовательно, и металл насадка, может привести к проскоку пламени в горелку.

При повышении температуры воды на выходе из насадка необходимо проверить ее расход: если расход воды соответствует норме, значит, разрушена хромомagneзитовая набивка и горелка подлежит остановке и ремонту.

7.62. Причиной увеличения колебаний давления в горелке может быть: а) увеличение высоты расплава над горелкой; б) изменение режима работы горелки (расхода газа, дутья, соотношения газ ~ окислитель); в) загустение расплава; г) уве-

личение диаметра цилиндрического канала туннеля, через который продукты сгорания истекают в расплав.

Независимо от причины увеличение колебаний давления может привести к прорыву пламени в смеситель горелки, что грозит ее аварийной остановкой. (Если при прорыве пламени в смеситель в течение 10—15 с не будет отключен газ, то корпус горелки прогорит.) При высоком обогащении дутья кислородом ($x > 40\%$) и его температуре $t_a = 400^\circ\text{C}$ смеситель может даже сгореть, что чревато тяжелой аварией.

Обнаружив увеличение колебаний давления, необходимо выпустить из печи часть расплава (уменьшить его высоту), проверить расход газа и дутья, процент обогащения дутья кислородом и его температуру на всех установленных на печи горелках, проконтролировать температуру расплава в печи и равномерность загрузки «холодной» шихты в печь (загрузка больших порций шихты в расплав приводит к загустению расплава). Если все параметры находятся в норме, то причиной увеличения колебаний давления явилось разрушение цилиндрического (выходного) канала туннеля (увеличение диаметра выходного канала приводит к уменьшению скорости истечения продуктов сгорания в расплав). В этом случае следует несколько форсировать работу дутьевой горелки и постараться довести плавку до выпуска, после чего горелку отключить и вывести в ремонт.

7.63. Высокоскоростные горелки (например, представленная на рис. 7-13) обычно работают на подогретом и обогащенном кислородом дутье. Под действием высокотемпературного ($t > 2000^\circ\text{C}$) и высокоскоростного ($\omega > 400\text{ м/с}$) потока продуктов сгорания даже самые термостойкие набивки не выдерживают длительной эксплуатации. В процессе работы сошловая часть выходного канала «разгорается». Это приводит к резкому уменьшению скорости продуктов сгорания [$\omega = f(d^2)$] на выходе из горелки, что во многих случаях может повлиять на ход технологического процесса (при работе горелки под расплав уменьшение скорости выхода продуктов сгорания приводит к аварии). Во избежание этого выходной насадок туннеля выполняется так, как показано на рис. 7-27. Если туннель горелки уже изготовлен, то упорное медное кольцо 4 может быть впрессовано в стальной кессон. Высота упорного кольца (30—50 мм) выбирается в зависимости от толщины набивки.

7.64. Туннели для газогорелочных устройств изготавливаются из штучных изделий (огнеупорные кирпичи, горелочные камни) или формируют на месте по шаблону из огнеупорных масс различного состава. Из шамотного кирпича туннели выкладывают при температуре $1200\text{—}1250^\circ\text{C}$, из высокоглиноземистого кирпича — до 1550°C . Более качественные туннели получаются из горелочных камней, изготовленных промышленным способом. Срок службы таких туннелей при 1400°C достигает 2 лет.

Туннели сложной конфигурации изготавливают набивными по шаблону. Состав масс для набивки, %: а) порошок хромистого железняка — 45, порошок обожженного магнезита — 45, огнеупорная глина — 10; б) молотый хромомагнезит — 70, огнеупорная глина — 30; в) шамот молотый — 75, глина огнеупорная — 15, цемент глиноземистый — 10. При изготовлении масс для набивки используют воду (100 л на 1 м³ сухой смеси) с добавлением небольшого количества жидкого стекла.

Качество и стойкость набивного туннеля во многом зависят от соблюдения рецептур, плотности набивки и правильности сушки изготовленного туннеля (последнее относится

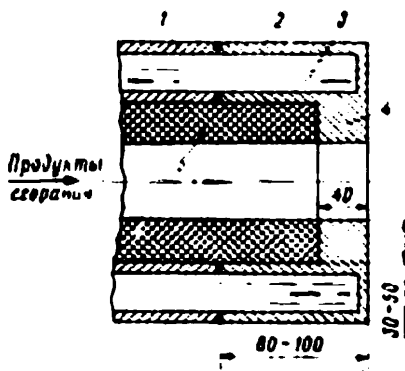


Рис. 7-27. Сопловая часть выходного канала туннеля высокоскоростной горелки. 1 — стальной кессон; 2 — медный кессон; 3 — водное охлаждение кессона; 4 — узорное кольцо; 5 — хромомагнезитовая набивка

к изготовлению всех видов туннелей). Шаблоны для набивных туннелей изготавливаются обычно из дерева и пропитываются олифой. Для удобства извлечения после набивки шаблон делают с уклоном 1 : 50 и перед установкой покрывают тонким слоем мелкого просеянного шамотного порошка либо смачивают известковым молоком и просушивают.

При работе горелки на высокоподогретом и обогащенном кислородом дутье туннель делают набивным кессонированным. Это особенно целесообразно при установке горелки на

печь с длительной кампанией непрерывной работы.

7.85. При переводе печи на работу в режиме безокислительного нагрева горелка должна допускать работу на подогретом воздушном дутье. Горелки типа ГШН могут работать на подогретом до 500 °С дутье. Правда, при этом их производительность (при тех же давлениях газа и воздуха) снижается:

Температура воздуха, °С	0	100	200	300	400	500
Производительность горелки, %	100	85	80	69	64	60

Поэтому при работе горелки на подогретом дутье должно быть предусмотрено повышение давления газа и воздуха перед ней (при $\alpha = 0,5$ и $t_d = 500$ °С давление газа и воздуха перед горелкой должно быть не менее 250—300 мм вод. ст.).

Кроме того, при работе в режиме безокислительного нагрева горелка должна обеспечивать при $\alpha = 0,45 \div 0,55$ хорошее перемешивание газа с воздухом и формирование факела на начальном участке при ограниченном теплообмене его с нагреваемыми деталями и поверхностями. В противном случае, даже при на-

сокотемпературном дутье, температура факела снижается, а в продуктах неполного сгорания образуется сажа, что снижает экономичность работы печи. Поэтому при переводе печи на новый режим работы сопло типа Б следует заменить на сопло типа А (см. рис. 7-7), а нормальную длину туннеля ($L_T \approx 2,5D_T$) увеличить приблизительно в 1,5 раза.

При выполнении перечисленных условий горелка типа ГНП может быть использована при переводе печи на работу в режиме безокислительного нагрева.

7.66. Запальник 1 не может быть использован ни при одном из указанных давлений. Запальник 2 может применяться при $p_T = 0,5$ и 2,5 мм вод. ст. Запальник 3 может быть использован, если $p_T = 0,5$; 2,5 и 3,0 мм вод. ст. Запальник 4 может быть использован во всех указанных случаях.

7.67. При исправном состоянии ЗЗУ (рис. 7-18) и его электрической части причиной такого явления обычно бывает неправильный выбор либо диаметра установочной трубы (должен быть не менее 70 мм), либо расхода газа и скорости воздуха в установочной трубе при наладке ЗЗУ (оптимальный расход природного газа 2—5 м³/ч, скорость воздуха рекомендуется принимать 0,5—12 м/с).

7.68. При правильно выбранных режимах работы ЗЗУ обгорание наконечника обычно обусловлено неправильной установкой запальника в установочной трубе. Для исключения обгорания наконечник должен быть установлен на таком расстоянии от торца установочной трубы, чтобы температура в этой зоне не превышала 800 °С. Обычно наконечник устанавливают на расстоянии 250—400 мм от торца трубы.

КОТЕЛЬНЫЕ И ПЕЧНЫЕ АГРЕГАТЫ

8-1. Требования к агрегатам и помещениям газифицированных установок

8.1. На какие категории по надежности теплоснабжения разделяются потребители тепла?

8.2. На какие категории по надежности отпуска тепла разделяются котельные?

8.3. Как принято классифицировать котельные в зависимости от размещения на генеральном плане?

8.4. Ответственному за газовое хозяйство предприятия сообщили, что существующая газифицированная котельная решением министерства переведена из второй категории в первую. Какие мероприятия в ГРУ необходимо осуществлять для повышения надежности газоснабжения котельной?

8.5. В связи с расширением котельной ее тепловая мощность увеличилась от 130 до 160 Гкал/ч. Ответственный за газовое хозяйство предприятия решил установить регулятор давления большей пропускной способности, сохранив прежнюю схему ГРУ. Правильное ли он принял решение?

8.6. Производственно-отопительная котельная, работающая на твердом топливе, переводится на сжигание газа. Могут ли быть использованы существующие борва и установленные на них шиберы?

8.7. Газопотребляющая установка должна иметь возможность передвигаться на расстоянии 25—47 м от газопровода. Как ее следует присоединить к газопроводу?

8.8. Наблюдение за показаниями измерительного прибора, установленного у места отбора выпульта, затруднено. Какие возможны решения?

8.9. Как подсоединяются к газопроводам контрольно-измерительные приборы (КИИ) и автоматика?

8.10. Действующая котельная, не оборудованная автоматикой безопасности, снабжается газом от своего ГРП (ГРУ). Необходима ли установка в котельной устройства, отключающего подачу газа при повышении или понижении давления в недопустимых пределах?

8.11. При каких авариях должна срабатывать автоматика безопасности водогрейного котла КВ-ГМ-10?

8.12. При каких авариях должна срабатывать автоматика безопасности котла ДКВР-20-14?

8.13. Для чего применяются взрывные предохранительные клапаны?

8.14. Чем опасен взрыв смеси газа с окислителем в топке и газоходах агрегата?

8.15. Как выбирается число, размеры и способ размещения взрывных предохранительных клапанов, устанавливаемых в газопотребляющих агрегатах?

8.16. Какие конструкции взрывных предохранительных клапанов в настоящее время применяются и каков принцип их работы?

8.17. Правильно ли установлен взрывной предохранительный клапан на обмуровке котла производительностью 16 т/ч, показанный на рис. 8-2?

8.18. Взрывной предохранительный клапан с асбестовой мембраной установлен в сечении 1—1 (рис. 8-3). Перечислите преимущества и недостатки установки клапана в сечении 1—1

8.19. Асбестовая мембрана взрывного предохранительного клапана, устойчивого в сечении I-I (рис. 8-3), часто выходит из строя. Можно ли для предохранения клапана от разрушения перенести его в сечения II-II или III-III? Как такой перенос отразится на предохранительных функциях клапана в случае взрыва?

8.20. Возникла необходимость заменить асбестовые мембраны взрывных предохранительных клапанов. На складе имеется листовая асбест толщиной $\delta = 1, 6; 10$ мм. Может ли быть использован для мембраны этот асбест?

8.21. На газопотребляющем агрегате установлены взрывные предохранительные клапаны в полном соответствии с действующими правилами. Гарантирует ли это целостность ограждающих конструкций агрегата при взрыве?

8.22. На печи установлен круглый взрывной предохранительный клапан мембранного типа площадью $0,25 \text{ м}^2$. Может ли он быть заменен при капитальном ремонте прямоугольным клапаном с отношением сторон $a/b = 1; 08; 0,3$ или двумя круглыми клапанами площадью $0,04$ и $0,21 \text{ м}^2$?

8.23. На газифицированной печи установлены откидные взрывные предохранительные клапаны с закрепленными крышками на нижних петлях. В связи с реконструкцией узла загрузки печи в зоне действия одного из клапанов смонтирован мартин-лестницы для обслуживания механизмов. Допустимо ли это?

8.24. Чем опасен взрыв газозадушной смеси в производственных помещениях предприятия?

8.25. В газифицированном цехе в связи с одинарным остеклением (глухие одинарные переплеты) имеют место большие потери тепла через оконные проемы. Можно ли произвести двойное остекление цеха переплетами той же конструкции?

8.26. Ступая аналогично описанной в упр. 8.25. Можно ли выполнить двойное остекление цеха, сохранив прежнюю взрывобезопасность помещения?

8.27. В газифицированном цехе остекление выполнено с использованием глухих оконных переплетов и внутренним креплением стекол. Можно ли, не изменяя конструкции переплетов, площади остекления и толщины стекол, улучшить предохранительные функции окон при взрыве?

8.28. Появляется ли на последствия взрыва в газифицированном помещении замена оконных переплетов со стеклами 600×600 мм на оконные переплеты со стеклами 200×200 мм той же общей площадью? Толщина стекол в обоих случаях одинаковая (2 мм), рамы окон закреплены наглухо.

8.29. Какие требования предъявляются к вентиляции помещений встроенных котельных, работающих на газовом топливе?

8.30. Какие требования предъявляются к вентиляции помещений отдельно стоящих и пристроенных котельных предприятий?

8.31. Какие требования предъявляются к освещению встроенных котельных?

8.32. Какое освещение должно предусматриваться в газифицируемых цехах предприятий?

8.33. Требуется ли заземление газопроводов, проложенных в котельном цехе?

8-2. Обслуживание котлоагрегатов

8.34. Какой момент наиболее ответственный с точки зрения безопасности при эксплуатации котлоагрегатов?

8.35. Перечислите основные обязанности машиниста, обслуживающего газифицированный котлоагрегат, при приеме и сдаче смены.

8.36. Укажите примерную продолжительность работы следующих типов котлов на газовом топливе: жаротрубных, с дымогарными трубами, горизонтально и вертикально-водотрубных.

8.37. Укажите очередность растопки котлов, если один из трех установленных агрегатов переделан на сжигание газа, а два остальных еще работают на твердом топливе. Все котлоагрегаты имеют индивидуальные воздушные economizer и дымоходы, но продукты сгорания после дымоходов направляются в общий сборный борос (газоход) и из него в дымовую трубу.

8.38. Какие узлы котлоагрегата подвергаются наружному осмотру обслуживающим персоналом перед растопкой на газе?

8.39. Почему при установке горелок с принудительной подачей воздуха растопка котла должна производиться при включенном дутьевом вентиляторе?

8.40. Что обязан выполнить обслуживающий персонал перед подготовкой первого котла к растопке?

8.41. Какие узлы котлоагрегата обязан проверить обслуживающий персонал при внутреннем осмотре перед растопкой?

8.42. Какие узлы и детали необходимо проверить при осмотре тягодутьевых устройств перед растопкой котла?

8.43. Какие операции необходимо выполнить для вентиляции топя и газохода перед растопкой котла на газе?

8.44. Укажите порядок выполняемых операций при пуске ГРУ котельного цеха в соответствии со схемой, показанной на рис. 8-4.

8.45. Укажите последовательность операций при продувке системы газоснабжения от задвижки 10 до задвижки 20 при работе ГРУ и открытом положении крана 5 (рис. 8-4).

8.46. Какие операции и в какой последовательности необходимо выполнить при включении в работу газопровода котла от задвижки 14 и зажигания газовой горелки в соответствии со схемой, показанной на рис. 8-4? Общещеховой газопровод включен в работу, кран 13 открыт.

8.47. Перечислите операции и их последовательность при остановке одного из котлов в соответствии со схемой, показанной на рис. 8-4.

8.48. Какие операции необходимо выполнить на котле, остановленном в горячий резерв, для предупреждения неполадок и повреждений отдельных узлов? На котле установлены четыре вертикальные щелевые горелки.

8.49. Какие операции обязаны выполнять машинист котла и начальник смены для пыледа в капитальный ремонт котла КВ-ГМ-10, работающего на газе? На котле установлена горелка РГМГ.

8.50. Как увеличить температуру перегрева пара за счет режимных мероприятий?

8.51. По показаниям каких приборов можно судить о сопротивлении отдельных участков воздушного тракта котлоагрегата?

8.52. Какие реконструктивные и режимные мероприятия могут быть рекомендованы, если при работе двух котлов на твердом топливе необходимо произвести пуск третьего котла на газе, включенного с ними в общий борос (газоход)? По условиям пароснабжения остановка котлов на твердом топливе на время пуска котла на газе невозможна.

8-3. Неполадки в работе котлоагрегатов

8.53. Почему при сжигании газа особенно опасны отложения накипи на трубах поверхностей нагрева?

8.54. При сжигании газа в горелках ГМГи наблюдается затягивание факела в конвективную поверхность нагрева котла. Укажите причины и рекоменуйте мероприятия, способные ликвидировать это явление.

8.55. Укажите причины и меры, которые необходимо принять при затягивании факела в газоход пароперегревателя и повышении температуры перегрева пара при работе на газе комбинированной шелевой горелки, показанной на рис. 7-11.

8.56. При отключении одной из горелок произошло резкое снижение давления пара в барабане котла. Как это может повлиять на качество пара и циркуляцию воды в котле?

8.57. Какие мероприятия режимного характера Вы рекомендуете осуществить, если после перевода котла на газ температура перегретого пара при номинальной нагрузке на 20 °С выше номинальной при полностью включенном воздухоохладителе?

8.58. Укажите причины и меры, которые необходимо принять при повышении температуры уходящих газов после котельного экономайзера у котла, проработавшего 3 мес. после капитального ремонта из газовой топки.

8.59. Укажите причины, по которым после перевода котла со слоевого сжигания твердого топлива на газ может появиться пульсация разрежения по тракту продуктов сгорания.

8.60. Укажите возможные причины нарушения режима работы котла ПТН-35, оборудованного комбинированными пылегазовыми горелками, если по сравнению с режимной картой для нагрузки 35 т/ч произошли следующие изменения: давление газа перед горелками уменьшилось приблизительно на 15 %, содержание углекислого газа в газоходе за пароперегревателем снизилось на 1 %, давление воздуха перед горелками осталось неизменным.

8.61. При осмотре котла типа ПТНМ-50, имеющего башенную компоновку, выяснилось, что через год после его монтажа при работе на природном газе наблюдается коррозия конвективной поверхности нагрева. Укажите возможные причины коррозии и мероприятия, способствующие ее предотвращению.

8.62. После перевода котла, оборудованного цепной решеткой, со слоевого сжигания твердого топлива на газ произошло снижение его паропроизводительности, несмотря на достаточное давление газа перед горелками. При этом повышение давления газа перед горелками не приводило к увеличению паропроизводительности котла. Укажите возможные причины названного явления и мероприятия, которые необходимо осуществить для повышения паропроизводительности котла.

8.63. По каким причинам в котле ДКВР-6,5-14 с индивидуальным экономайзером некипящего типа, отключаемым по тракту продуктов сгорания, при сжигании газа произошло снижение температуры воды после экономайзера и повышение температуры уходящих газов?

8.64. Укажите причины коррозии трубчатого воздухоподогревателя при работе котла на газе, а также мероприятия, которые следует осуществить для защиты воздухоподогревателя.

8.65. Как выявить неплотности в воздушном тракте котлоагрегата при установке подовых горелок?

8.66. Через год после перевода котлоагрегатов на газ наблюдается коррозия металлической дымовой трубы. Укажите причины и мероприятия, которые следует выполнить для ликвидации этого явления.

8.67. В топке и в газоходах котла установлены взрывные предохранительные клапаны с асбестовыми мембранами. Некоторые из них, несмотря на отсутствие хлопков и взрывов, часто разрушаются. Вследствие каких причин это может происходить?

8.68. Установлено, что причиной частого разрушения асбестовой мембраны взрывного предохранительного клапана является пульсационное горение. Как следует поступить в этом случае?

8.69. При осмотре газоходов котла ДКВР-4-14, оборудованного односплоевыми нижеконвекционными горелками полного предварительного смешения, обнаружены заметные отложения сажи на конвективной поверхности нагрева. Укажите причины и мероприятия, необходимые для ликвидации этого явления.

8.70. По каким причинам может снизиться температура подогрева воды в чугунном водяном экономайзере, не имеющем обводного газохода, после перевода котла с твердого топлива на газовое? Какие мероприятия следует осуществлять для увеличения температуры подогрева воды в водяном экономайзере?

8.71. Котлоагрегат типа ДКВР-6,5-14 от индивидуального экономайзера к дымоходу имеет подземный боров (газоход). Опробование котла после перевода на газ показало, что он работает надежно в широком диапазоне нагрузок вплоть до номинальной. Температура продуктов сгорания после экономайзера при номинальной нагрузке 120 °С. Котлоагрегат в дневное время работал с нагрузкой около 6—6,5 т/ч, а в ночное — с нагрузкой 2—2,5 т/ч. Через 3 мес эксплуатации пришлось снизить нагрузку котла до 50 % от номинальной из-за недостатка тяги. Осмотр дымохода показал, что он в полном порядке. Присосы воздуха по тракту в пределах нормы, коэффициент расхода воздуха находился на прежнем уровне. Укажите причины, которые привели

к снижению производительности дымососа и связанному с этим недостатку тяги. Рекомендуйте мероприятия, обеспечивающие устойчивую производительность дымососа.

8-4. Аварии котлоагрегатов, меры по их предупреждению и ликвидации

8.72. Что должны предпринять начальник смены и машинист, если в момент передачи смены при трех работающих котлах на котле № 2 погасла одна из четырех установленных вертикально-телесных горелок?

8.73. Опишите действия машиниста котла и начальника смены, если при приеме смены обнаружен взрыв одного из асбестовых взрывных клапанов.

8.74. Каковы должны быть действия обслуживающего персонала, если при зажигании первой вертикально-шелемой горелки произошел хлопок, но взрывные клапаны не сработали и никаких разрушений ограждений не произошло?

8.75. При внесении запальника в топку для зажигания первой горелки пускаемого агрегата произошел хлопок, в результате которого сработали асбестовые взрывные клапаны агрегата. Укажите возможные причины хлопка и мероприятия, которые необходимо выполнить перед повторным зажиганием горелки.

8.76. Опишите действия обслуживающего персонала при срабатывании предохранительного клапана котла. На котле установлены горизонтально-щелевые (подовые) горелки с принудительной подачей воздуха.

8.77. Опишите действия начальника смены и машиниста котла при появлении резких колебаний воды в водомерном стекле при номинальной нагрузке котла и работе горелок ГМГм на газе.

8.78. В работе находятся три котла ДКВР-10-14, оборудованные подовыми горелками. Какие операции должны выполнить машинист и начальник смены при выходе из строя дутьевого вентилятора на одном из котлов?

8.79. При осмотре оборудования ГРП во время приема смены обнаружены значительные утечки газа. ГРП снабжает газом котельную 1-й категории. В работе находятся два котла типа ГМ-50-14, оборудованные газомаслутными горелками. Температура наружного воздуха — 20°C. Укажите действия запальника, принимающего и сдающего смены.

8.80. В котельной 1-й категории при работе двух котлов КВ ГМ-100 при температуре наружного воздуха — 18°C сработала сигнализация вследствие понижения давления газа. Какие операции должны выполнить машинисты котлов и начальник смены?

8.81. В котельной 1-й категории при работе двух котлов типа ДКВР-20-14, оборудованных горелками ГМГм, сработала сигнализация вследствие повышения давления газа после регулятора. Какие операции должны выполнить машинисты котлов и начальник смены?

8.82. При плановой остановке на ремонт одного из трех работающих котлов в котельной 2-й категории сработал ПЗК. Какие операции обязаны выполнить начальник смены и машинисты котлов?

8.83. Как предупредить развитие аварии в случае загорания сажи в газоходе водяного экономайзера или воздухоподогревателя?

8.84. В работе находятся три котла производительностью 73 т/ч каждый, снабжающие паром потребителей 1-й категории. При нормальной работе котлов неожиданно повысилось давление газа после ГРУ и вследствие этого открылся сбросной предохранительный клапан ГРУ и сработала сигнализация. Какие операции обязан выполнить обслуживающий персонал (начальник смены, машинисты котлов, дежурный слесарь) для предотвращения развития аварии?

8.85. Опишите действия машиниста котла и начальника смены при срабатывании взрывного клапана. В одном случае установлен мембранный асбестовый клапан, а в другом — откидной.

8.86. При первичном пуске котла типа ТП-35-40 после перевода его на газ Вы заметили по положению репера, что коллектор фронтального экрана не

перемещается. Укажите возможные причины этого и операции, которые необходимо выполнить.

8.87. При работе котла ПТВМ 50 на газе произошел гидравлический удар. Укажите возможные причины гидравлического удара и операции, которые необходимо выполнить.

8.88. Какие операции обязан выполнить машинист, если на котле ДКВР-10-14 при работе на газе произошел упуск воды (отсутствие уровня в водоуказательных стеклах)?

8.89. Какие операции должен выполнить машинист смены, если при работе одного из трех установленных котлов, оборудованных подовыми горелками, давление газа перед ГРУ составило 0,2 кгс/см²? Горелки рассчитаны для работы на газе давлением 1000 мм вод. ст.

8.90. Какие операции следует выполнить машинисту котла и начальнику смены при срабатывании автоматики безопасности на одном из трех работающих на газе паровых котлов, оборудованных горелками ГМГм?

8.91. Укажите действия обслуживающего персонала в случае разрушения защитного слоя верхнего барабана котла ДКВР, показанного на рис. 8-5. На котле установлены подовые горелки с принудительной подачей воздуха.

8.92. Какие операции обязан выполнить машинист котла при обнаружении трещины в обмуровке (рис. 8-6), грозящей разрушением обмуровки фронтальной стены?

8.93. Какие операции обязан выполнить машинист при авариях и неполадках трубопроводов в пределах котла, показанных на рис. 8-7? На котле установлены вихревые газомазутные горелки, работающие на природном газе.

8.94. На рис. 8-8 показаны места повреждения труб (отдушины) боковых экранов котлоагрегата, сжигающего газ в вихревых горелках. Укажите возможные причины аварий и рекомендуйте мероприятия, предотвращающие разрушение труб экранов.

8.95. В котельном цехе, оборудованном принудительной приточно-вытяжной вентиляцией, появился запах газа. Какие операции обязан выполнить начальник смены?

8.96. При работе двух котлов КВ-ГМ-50 на газе снизился расход сетевой воды. Какие операции обязан выполнить начальник смены?

8.97. Машинист доложил начальнику смены, что при обходе котлоагрегата, оборудованного вертикальными шелевыми горелками, обнаружен шум в газоподе чугунного водяного экономизера. Что должен предпринять начальник смены?

8-5. Особенности эксплуатации печных агрегатов*

8.98. На печи, в типичной камере которой поддерживается некоторое давление p , установлена инжекционная горелка полного предварительного смешения ($\alpha \sim 1,05$). Давление в топочной камере изменили. повлияет ли это на работу горелки и печи и как?

8.99. В горелке, работающей «под расправ», обнаружены неполадки. Как вывести эту горелку из работы, не останавливая агрегат и не запылив туннель расправом?

8.100. От чего зависит угар металла при нагревании под конку, прокатку, штамповку и т. д. в пламенных газовых печах? Каким значением (%) Вы пытаетесь угар металла в этом процессе при сжигании газа с коэффициентом $\alpha \sim 1,05$?

8.101. Какие способы уменьшения угара металла в пламенных газовых печах Вы знаете?

8.102. Может ли вестись безокислительный нагрев металла на природном газе с использованием инжекционных горелок, представленных на рис. 7-1?

* Вопросы обслуживания печных агрегатов аналогичны описанным в § 8.2.

8.103. В пламенной газовой печи нагревается металл. Для нагрева используется природный газ, коэффициент расхода воздуха в печи $\alpha = 1,15$ (печь негазооплотная, без металлической обшивки, работает под разрежением), уходящие газы из печи дымососом направляются в общеобщевую трубу. Можно ли, установив на печью воздухоподогреватель, реализовать на ней безопасный тепловой нагрев металла?

8.104. При сушке вновь построенной печи (капитально отремонтированной с заменой части кирпичных ограждений) в кладке появились трещины. В чем причина такой аварии?

8.105. На заводе построена печь. Как определить срок ее сушки и разогрева до рабочей температуры?

8.106. Построены (отремонтированы) две аналогичные печи: одна из огнеупорного кирпича, другая из жаростойкого бетона. Одинаковый ли у них должен быть режим сушки и первичного разогрева до рабочей температуры?

8.107. При сушке печи замечено бурное выделение влаги из кладки. Ковы должны быть Ваши действия?

8.108. Как выполняется пуск печи?

8.109. В кессонированной пламенной печи типа ПФ (с погружным факелом) наблюдаются небольшие «взрывы» в расплаве. Чем они могут быть вызваны? Ваши действия в такой ситуации?

8.110. В печи для нагрева изделий, требующих высокой равномерности нагрева, установлены плоскостламенные горелки типа ПММ. После некоторого периода нормальной эксплуатации печи обнаружено, что неравномерность нагрева изделий значительно возросла. В чем причина такого нарушения технологии процесса и как ее устранить?

8.111. На печи установлено несколько двухпроводных горелок, обеспечивающих ее нормальную эксплуатацию. После реконструкции воздухопроводов в районе печи (без замены вентилаторов, горелок и т. д.) технологический ход печи при тех же расходах газа на каждую горелку нарушился. В чем причина? Что следует предпринять для восстановления нормального хода печи?

8.112. Агрегат переводится с отопления природным газом ($Q_{н1} = 8500$ ккал/м³) на отопление нефтяным попутным газом ($Q_{н2} = 11230$ ккал/м³). Потребуется ли при этом замена дутьевого вентилятора и воздухопроводов?

8.113. Установленные на печи нижесекционные горелки не обеспечивают необходимый режим регулирования технологического процесса, поэтому их заменили на двухпроводные горелки с принудительной подачей воздуха. Электродвигатель какой мощности следует подобрать к устанавливаемому вентилятору?

8.114. После некоторого периода эксплуатации печи обнаружено, что температура наружной боковой поверхности рабочей части печи $t_{нв} = 120^\circ\text{C}$, свода $t_{нс} = 180^\circ\text{C}$. Ваши действия при выявлении такой ситуации?

8.115. При работе печи через загрузочные и разгрузочные окна наблюдается выбивание газов (языки пламени): а) $L = 10$ см; б) $L = 20$ см; в) $L = 50$ см. Допустимо ли это?

РЕШЕНИЯ УПРАЖНЕНИЙ

8.1. Потребители тепла по надежности теплоснабжения разделяются на две категории. К первой категории относятся потребители, нарушение теплоснабжения которых связано с опасностью для жизни людей или со значительным ущербом народному хозяйству (повреждение технологического оборудования, массовый брак продукции), ко второй — все остальные потребители тепла. Перечни потребителей тепла первой категории утверждают союзные и союзно-республиканские министерства и ведомства по согласованию с Госпланом СССР и Госстроем СССР.

8.2. Котельные по надежности отпуска тепла разделяются на две категории. К первой категории относятся котельные, являющиеся единственным источником тепла системы теплоснабжения и обеспечивающие потребителей первой категории, не имеющих индивидуальных резервных источников тепла, ко второй — все остальные котельные.

8.3. Котельные в зависимости от размещения на генеральном плане разделяются на отдельно стоящие, пристроенные к зданиям другого назначения, встроенные в здания другого назначения независимо от этажа размещения.

8.4. Во избежание перерывов в подаче газа к котлоагрегатам вместо ПЗК, установленного перед регулятором давления, следует установить в котельном цехе сигнализацию, оповещающую персонал о повышении или понижении давления газа в недопустимых пределах после регулятора давления. Кроме того, надо увеличить пропускную способность предохранительного сбросного клапана, которая в этом случае должна быть не менее пропускной способности наибольшего из клапанов регуляторов давления за вычетом минимального потребления газа.

8.5. Нет, не правильное. В котельных тепловой мощностью более 150 Гкал/ч следует установить две нитки редуцирования. Поэтому требуется полная реконструкция ГРУ, а не только замена регулятора давления.

8.6. Пригодность борнов при переводе агрегатов на газовое топливо подтверждается актом, который составляется на основании осмотра (при необходимости очистки и ремонта) борна. Достаточность сечения борна должна проверяться расчетом. В верхней части шибера необходимо сделать отверстие диаметром 50 мм. Если привод шибера не имел фиксаторов положения, то их необходимо сделать, указав оба положения: «Открыто» и «Закрыто». Управление шиберами следует вывести на щит управления агрегатом или на фронт котлов.

8.7. Передвижная газопотребляющая установка присоединяется к газопроводу с помощью резипотканевых рукавов [ГОСТ 18698 - 73, класс В(1), $p_p = 6$ кгс/см²; ГОСТ 9356 - 75,

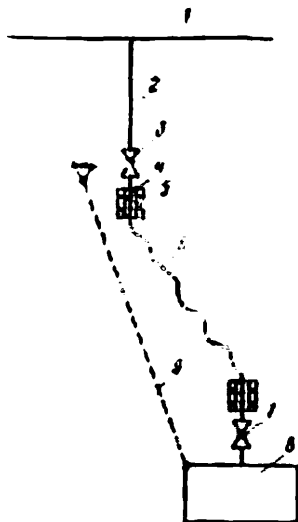


Рис. 8-1. Подсоединение передвижной установки к газовой сети
1 — ценовой газопровод; 2 — отвод (стальной газопримид); 3 — запорное устройство; 4 — гофрированный насадок (ниппель); 5 — рукав; 6 — рукав; 7 — запорное устройство передвижного агрегата; 8 — передвижной агрегат; 9 — ограничитель подвижности агрегата

класс I и II, $p_p = 6$ кгс/см²; ГОСТ 10362--76, $p_p = 15$ кгс/см². В связи с тем что длина рукава не должна быть более 30 м, к газопроводу 1 (рис. 8-1) следует приварить отвод 2 длиной около 20 м и установить на нем отключающее устройство 3. Кроме того, необходимо ограничить передвижение газопотребляющей установки во избежание натяжения резиноканевого рукава (например, стальным тросом 9). Подсоединение рукава к отводу 2 и агрегату 8 должно производиться с помощью гофрированных шпнелей 4 и хомутов 5. Хомут может быть заменен обвязкой рукава мягкой отожженной проволокой, закрепленной не менее чем в двух местах по длине шпнеля, только для присоединения аппаратуры для газовой сварки и резки.

8.8. Прибор с помощью импульсных линий может быть установлен на специальном приборном щите, а при давлении в газопроводе до 1 кгс/см² — перенесен на расстояние до 1 м с помощью резиновых и резиноканевых рукавов.

8.9. К газопроводам давлением выше 1 кгс/см² контрольно-измерительные приборы и автоматика присоединяются импульсными газопроводами, которые изготавливаются из стальных труб для газопроводов соответствующего давления. Допускается применение медных труб (ГОСТ 617-72 из меди марок М1, М2, М3 по ГОСТ 859-66). Длина, диаметр и условия прокладки импульсных труб должны соответствовать требованиям завода-изготовителя прибора, а также требованиям, предъявляемым к газопроводам, прокладываемым внутри помещений. На отводе от газопровода к прибору обязательна установка отключающего устройства.

При давлении в газопроводе до 1 кгс/см² допускается присоединение приборов резиновыми и резиноканевыми рукавами. Рукава должны иметь длину не более 1 м и соответствовать требованиям, указанным в упр. 8.7. Крепление рукавов к газопроводу и прибору должно производиться шпнелями и хомутами.

8.10. Установка устройства, отключающего подачу газа, в котельной не обязательна, если оно имеется в собственном ГРП (ГРУ).

8.11. Автоматика безопасности должна срабатывать при следующих авариях:

а) повышение давления воды в выходном коллекторе котла до 1,05 от давления, полученного при расчете на прочность трубопроводов теплосети и котла;

б) понижение давления воды в выходном коллекторе котла до значения, соответствующего давлению насыщения при максимальной рабочей температуре воды на выходе из котла;

в) повышение температуры воды на выходе из котла до значения на 20 °С ниже температуры насыщения, которая соответствует рабочему давлению воды в выходном коллекторе котла;

г) такое уменьшение расхода воды через котел, при котором недогрев воды до кипения на выходе из котла при максимальной нагрузке и рабочем давлении в выходном коллекторе достигает 20 °С;

д) отклонение давления газа в недопустимых пределах;

е) погасание пламени каждой из основных горелок;

ж) нарушение тяги (повышение или понижение разрежения в верхней части топки в недопустимых пределах);

з) прекращение подачи воздуха или уменьшение его давления перед горелками ниже установленного предела (для котлов, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха).

8.12. Автоматика безопасности должна срабатывать при следующих авариях:

а) снижение или повышение уровня воды в барабане в недопустимых пределах;

б) отклонение давления газа в недопустимых пределах;

в) погасание пламени каждой из основных горелок;

г) нарушение тяги (повышение или понижение разрежения в верхней части топки в недопустимых пределах);

д) прекращение подачи воздуха или уменьшение его давления перед горелками ниже установленного предела (для котлов, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха).

8.13. Взрывные предохранительные клапаны применяются для сброса давления из объема топки, газохода, помещения до начала разрушения ограждающих поверхностей. Таким образом, взрывной предохранительный клапан должен практически мгновенно соединить объем, в котором произошел взрыв, с атмосферой.

8.14. Взрыв опасен тем, что в результате повышения давления в топке и газоходах агрегата ограждающие поверхности, не рассчитанные на такое давление, разрушаются. Ущерб, травматизм и другие последствия взрыва в агрегате часто усугубляются авариями самих агрегатов. Так, при взрыве или сильном хлопке в топке котлоагрегата может произойти разгерметизация поверхностей нагрева, что вызовет значительные разрушения, иногда более заметные, чем от взрыва.

Например, разрушение ограждений при взрыве в крупных плавильных печах может вызвать поступление в цех расплавленного металла, что приведет к пожару, разрушению электрических и газовых сетей и т. д. Это может явиться причиной самых серьезных аварий и тяжелых травм персонала. Разрушение газопроводов может вызвать повторные взрывы в помещении цеха.

8.15. Размещение, число, размеры и тип взрывных предохранительных клапанов выбирает проектная организация в соответствии с требованиями правил Госгортехнадзора СССР

Для паровых и водогрейных котлов взрывные клапаны устанавливаются в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» и «Правилами безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора СССР. Для котлов производительностью менее 10 т/ч число, размещение и размеры взрывных предохранительных клапанов устанавливаются проектной организацией. Обычно проектные организации выбирают площадь взрывных клапанов для этих котлов из расчета 250 см² площади взрывного клапана на 1 м³ объема топки и газоходов котла.

Для котлов производительностью от 10 до 60 т/ч и черной части обмуровки над топкой устанавливаются взрывные клапаны площадью не менее 0,2 м². Не менее двух взрывных клапанов с общим сечением 0,4 м² размещается на последнем газоходе котла и газоходе водяного экономайзера. На котлах производительностью 60 т/ч установка взрывных предохранительных клапанов не обязательна. Клапаны также можно не устанавливать на котлах, работающих под наддувом, и на котлах с одноканальным движением продуктов сгорания.

На технологических агрегатах предохранительные взрывные клапаны устанавливаются в топках и на газоходах в тех случаях, когда это обуславливается конструкцией агрегата. Число и размещение определяются проектом. Площадь одного взрывного клапана должна быть не менее 0,05 м². Число клапанов определяется из расчета: не менее 0,05 м² площади взрывных клапанов на 1 м³ внутреннего объема топки и газохода.

Во всех случаях установки взрывных предохранительных клапанов необходимо предусматривать защитные устройства, если при срабатывании клапанов создается опасность травмирования обслуживающего персонала.

8.16. В настоящее время разработано и испытано в основном два типа взрывных предохранительных клапанов: мембранные и откидные. Каждый из этих типов имеет несколько конструктивных модификаций.

Принцип работы мембранных взрывных клапанов основан на соединении внутреннего объема топки или газохода агрегата с атмосферой при разрыве мембраны под воздействием давления, создаваемого взрывом. При этом мембрана должна иметь размеры, при которых она под воздействием взрыва разорвется раньше, чем начнут разрушаться ограждения агрегата. Мембраны выполняют из листового асбеста или тонкого металлического листа с двумя диагональными канавками соответствующей глубины, что обеспечивает срабатывание клапана при увеличении давления в газоходах агрегата.

Принцип работы откидных взрывных клапанов основан на полном отбрасывании плиты, пластины, крышки и т. д. или открывании отверстия, соединяющего внутренний объем топки или газохода агрегата с атмосферой. Плиты, пластины и

крышки могут изготавливаться из толстого асбеста (8—10 мм), металлического листа или чугуна. При высоких температурах предохранительный клапан со стороны газодода защищается огнеупорным материалом. Уплотнение отбрасываемых плит при горизонтальном расположении на выступающих частях агрегата производится обмазкой мягкой огнеупорной глиной по всему периметру или погружением пластины с отогнутыми по

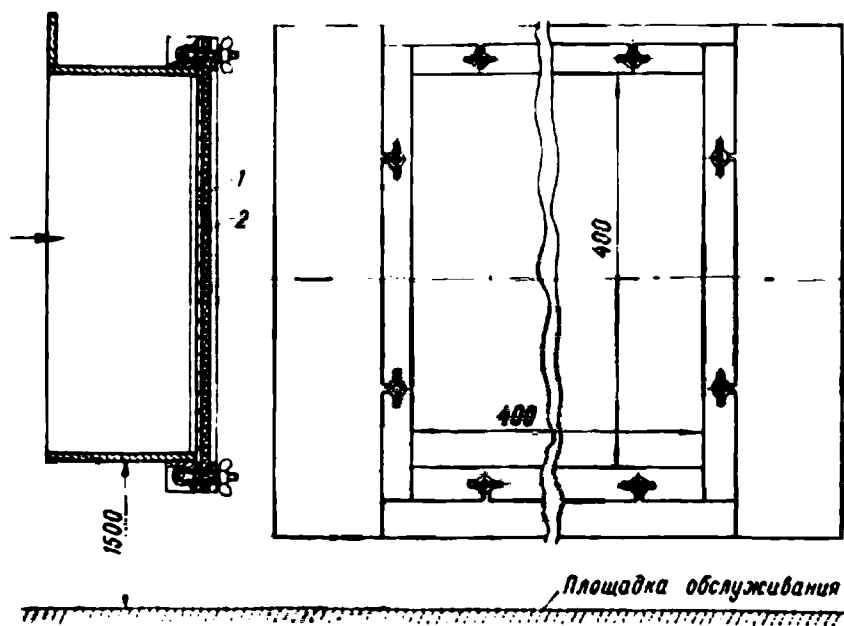


Рис. 8-2. Установка взрывного предохранительного клапана.
1 — асбест; 2 — сетка.

всему периметру краями в песочный затвор. Во всех случаях отбрасываемые клапаны должны иметь защитные устройства во избежание травмирования обслуживающего персонала. Откидные предохранительные клапаны, устанавливаемые на вертикальных стенах ограждения агрегата, укрепляются на петлях (верхних или нижних). Плотность клапана достигается тщательной подгонкой поверхности прилегания крышки к корпусу и обмазкой мягкой глиной по всему периметру.

8.17. Предохранительный взрывной клапан, показанный на рис. 8-2, установлен неправильно: а) площадь клапана должна быть не менее $0,2 \text{ м}^2$, а показанный на рисунке клапан имеет площадь $0,16 \text{ м}^2$; б) предохранительная сетка должна быть установлена перед асбестовым листом, а не после него, как показано на рисунке; в) клапан должен быть размещен так, чтобы

исключить травмирование обслуживающего персонала, а если это невозможно, то следует установить отводной короб.

8.18. Взрывной клапан должен срабатывать при взрыве раньше, чем начнут разрушаться ограждающие агрегат поверхности. Поэтому установка взрывного клапана в сечении I—I (рис. 8-3), обеспечивающая его наиболее быстрое срабатывание, рациональна. Однако мембрана клапана, расположенная на уровне внутренней поверхности ограждения, подвергается воздействию температур продуктов сгорания, что приводит к быстрому выходу ее из строя.

8.19. Установка взрывного клапана в сечении II—II, а тем более в сечении III—III заметно увеличит срок его службы в нормальных условиях эксплуатации (без хлопков и взрывов). Это обусловлено значительным уменьшением лучистого потока энергии, падающего на мембрану, а также наличием застойной зоны продуктов сгорания в корпусе клапана, которая изолирует мембрану от воздействия высоких температур движущихся продуктов сгорания. Однако предохранительные функции клапана

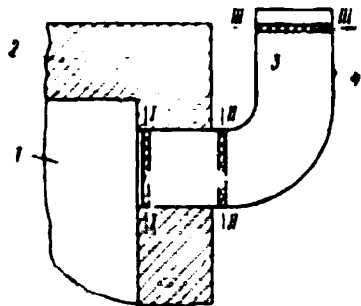


Рис. 8-3. Расположение мембраны предохранительного взрывного клапана. 1 — камера сгорания агрегата; 2 — камера агрегата; 3 — асбестовая мембрана; 4 — защитный кожух.

при установке в сечении II—II и особенно в сечении III—III ухудшаются. Поэтому установка клапана в сечении III—III не рекомендуется. Обы-

чно мембрану устанавливают на уровне наружной поверхности ограждения агрегата (сечение II—II).

8.20. Мембраны предохранительных клапанов должны изготовляться из асбестового листа толщиной 2—3 мм. Поэтому лист толщиной 1 мм использовать нельзя из-за недостаточной механической прочности. Лист толщиной 10 мм также непригоден вследствие большой механической прочности, что при взрыве может привести к разрушению ограждений агрегата. Асбестовый лист толщиной 6 мм может быть использован для изготовления мембраны, но при условии, что на мембране будут сделаны две диагональные канавки глубиной 3 мм.

8.21. Нет, не гарантирует. Площадь взрывных предохранительных клапанов выбирается без учета состава топлива и окислителя, их температуры и начального давления в установке. Это указывает на недостаточную обоснованность выбора площади взрывных клапанов. Это же подтверждают расчеты и имеющиеся данные испытаний. Например, при взрыве природного газа (смесь газа с холодным воздухом) для снижения давления до безопасного значения в камере площадь взрывных

клапанов должна быть выбрана из равенства $\Sigma F_n/V_T \approx 0,12$ (где ΣF_n — суммарная площадь взрывных предохранительных клапанов, м²; V_T — объем камеры, в которой произошел взрыв, м³). Правилами предусмотрено, что площадь взрывных клапанов должна быть в 2—4 раза меньше, чем приведенное соотношение. При работе установки на подогретом воздухе, обогащенном кислородом, площадь взрывных клапанов должна быть даже больше указанного соотношения. Из приведенных данных ясно, что самое строгое соблюдение действующих нормативов в части выбора площади, расположения и условий эксплуатации взрывных клапанов не гарантирует защиту ограждений агрегатов при взрыве от разрушения. Взрывные клапаны также не гарантируют защиту от разрушения металлических конструкций агрегата (поверхностей нагрева и барабанов котлоагрегата, загрузочных устройств и т. д.).

В то же время выбор предохранительных взрывных клапанов в соответствии с действующими нормами, систематический контроль при эксплуатации за их состоянием в значительной мере смягчают последствия взрыва, уменьшая разрушения и травматизм. При этом небольшие хлопки (наиболее часто встречающиеся в практике) становятся безопасными для оборудования и персонала. Таким образом, наличие исправных предохранительных взрывных клапанов является обязательным, но недостаточным условием для безопасной эксплуатации установок, использующих газовое топливо. Следовательно, основные усилия эксплуатационного персонала должны быть направлены не к сведению до минимума последствий взрыва, а к их предотвращению.

8.22. Круглый мембранный взрывной клапан можно заменить на прямоугольный той же площади при соотношении сторон $a/b=1$ и, видимо, допустимо при $a/b=0,8$. Клапан с соотношением сторон $a/b=0,3$ устанавливать не следует, так как давление, необходимое для разрыва его мембраны, в 1,5 раза больше, чем при квадратном сечении. Приведенный вывод обусловлен тем, что давление, при котором происходит разрыв мембраны, зависит от отношения периметра закрепления мембраны Π к ее площади F . При этом чем меньше отношение Π/F , тем при меньшем давлении произойдет разрыв мембраны. Наименьшее значение Π/F имеет круг и почти равное ему квадрат (отношение сторон $a/b=1$). В прямоугольнике Π/F тем больше, чем больше отношение a/b отличается от 1.

Применение двух круглых клапанов площадью 0,04 и 0,21 м² недопустимо, так как в соответствии с правилами площадь каждого клапана должна быть не менее 0,05 м². Кроме того, замена одного клапана двумя круглыми приводит к увеличению отношения Π/F .

8.23. Да, допустимо при условии установки защитного устройства, предохраняющего персонал в случае срабатывания

клапана. В качестве защитных устройств применяются отводы, отбойные щиты, козырьки и т. д. Конструкция защитного устройства не должна препятствовать полному открытию клапана, должна быть прочной и обеспечивать возможность постоянного осмотра клапана.

8.24. Опасность взрыва в помещении обусловлена повышением давления в нем, что может вызвать разрушение стен, перекрытий, выход из строя оборудования, травмирование и даже гибель обслуживающего персонала. Особенно опасны взрывы в подвальных и других закрытых помещениях (колодцах, котлованах и т. д.), в которых отсутствует остекление, нет легко-сбрасываемых перекрытий и других легко разрушающихся конструкций.

8.25. Произвести двойное остекление цеха, сохранив переплеты той же конструкции, нельзя. Двойное остекление при сохранении толщины стекла (например, 3 мм) увеличит разрушающую нагрузку на оконный проем в 2—2,5 раза. Даже при замене всего стекла более тонким (толщиной 2 мм) разрушающая нагрузка на оконный проем увеличится в 1,3—1,5 раза при двойном остеклении по сравнению с одинарным.

8.26. Да, можно, даже не увеличивая оконные проемы, размеры стекол и т. д. Для этого необходимо изменить конструкцию рам, выполнив их поворотными (открывающимися наружу). Тогда сброс давления при взрыве будет происходить за счет открывания окон, а не разрушения стекол. Однако переплеты должны не иметь запорных крюков или шпингалетов, а удерживаться в закрытом положении магнитными или им подобными запорами. Усилие для открытия таких запоров должно обеспечиваться давлением на оконный переплет не выше 0,003—0,005 кгс/см². Переплеты рекомендуется подвешивать на боковых шарнирах так, чтобы они легко поворачивались на угол не менее 90°. Такая конструкция оконных рам при прочих равных условиях позволяет снизить давление, необходимое для соединения помещения с атмосферой, в 2,5 раза по сравнению с давлением при одинарном остеклении в глухих переплетах при толщине стекла 2 мм. Кроме того, при глухих переплетах куски стекла от сильного взрыва разлетаются на расстояние до 40 м, что может вызвать травмирование людей. При поворотных переплетах, если угол поворота больше 90°, стекла падают только у наружной стены здания.

8.27. Да, можно. Для этого достаточно перевернуть рамы так, чтобы крепление стекол стало наружным. Например, при изменении способа крепления стекла с внутреннего на наружное давление, необходимое для разрушения стекол, уменьшается в 1,13—1,15 раза для одинарного остекления и в 1,3—1,35 раза для двойного.

8.28. Да, повлияет, так как стекла размером 200×200 мм разрушаются при давлении в 3 раза большем, чем стекла раз-

мером 600×600 мм. Пэстро замена оконных переплетов со стеклами меньшего размера в случае взрыва вызовет более тяжелые последствия.

8.29. В помещениях встроенных отопительных котельных должен обеспечиваться трехкратный воздухообмен в час, без учета воздуха, засасываемого в топку котлов для горения. Приток воздуха в помещение должен осуществляться за котлами, а удаление — из верхней зоны. Конструкция вытяжных вентиляторов, устанавливаемых в этих котельных, должна исключать возможность искрообразования.

8.30. Вентиляция производственных и производственно-отопительных котельных, а также цехов промышленных предприятий должна соответствовать требованиям СНиП по размещенному в них производству. Дополнительных требований к этим помещениям по вентиляции при использовании газа не предъявляется.

8.31. Во встроенных котельных, предназначенных для работы на газе, помимо основного электроосвещения в нормальном исполнении необходимо предусмотреть аварийное освещение основных проходов светильниками во взрывозащищенном исполнении с самостоятельной электропроводкой при наличии выключателя и предохранителя, расположенных вне помещения.

8.32. Электроосвещение газифицируемых цехов промышленных предприятий должно предусматриваться в соответствии с требованиями основного производства. В котельных должно предусматриваться рабочее освещение, а также аварийное для продолжения работы. При площади отдельных этажей котельных до 250 м² включительно для аварийного освещения допускается применение переносных электрических фонарей с аккумуляторами или сухими элементами.

8.33. Газопроводы, проложенные в котельном цехе, должны быть заземлены.

8.34. Наиболее ответственным моментом при эксплуатации котлоагрегатов является растопка, особенно из холодного состояния.

8.35. При приеме смены машинист котла обязан: произвести обход котлоагрегата и вспомогательного оборудования, проверяя режим работы горелок, работу вентилятора, дымососа и их электродвигателей, состояние предохранительных взрывных клапанов и предохранительных клапанов котла, отсутствие шума в газоходах пароперегревателя и водяного экономайзера, состояние автоматики безопасности и КИП, наличие запасных водоуказательных стекол, а также чистоту и порядок помещений, их освещенность.

Машинист принимает от сдающего смену суточную ведомость котла, переносный фонарь, ключи для маховика арматуры, инструмент, очки, брезентовый плащ с капюшоном, про-

изводственную инструкцию и другую документацию, указанную в описи. При выявлении каких-либо дефектов машинист, принимающий смену, сообщает старшему по смене и в дальнейшем действует по его указанию. Прием и сдача смены оформляется подписями машинистов в суточной ведомости котла.

8.36. Продолжительность растопки котла должна быть указана в инструкции завода-изготовителя. Продолжительность растопки зависит от водяного объема и толщины обмуровки котла. Ориентировочно продолжительность растопки различных котлов из холодного состояния должна составлять, ч:

Жаротрубные	6—8
С дымогарными трубами	5—7
Горизонтально-водотрубные (типа Бабкок — Вилькокс, Шухова, Шухова — Берлиня и т. д.)	3,5—4,5
Вертикально-водотрубные (типа ТП, ДКВР, ДЕ и т. д.)	2—3

8.37. Пуск котлоагрегата на газе должен производиться при условии, что остальные котлы на твердом топливе не работают. Только после включения котла на газе в паровую магистраль и приема им нагрузки не менее 50 % от номинальной следует поочередно растопить агрегаты на твердом топливе.

8.38. При наружном осмотре котлоагрегата необходимо проверить: газопроводы и легкость хода установленной на них арматуры, шиберы газового и воздушного тракта, тягодутьевые устройства, состояние гарнитуры (смотровые лючки, лазы, предохранительные взрывные клапаны) и арматуры (предохранительные клапаны котла, продувочная и регулирующая арматура), наличие и положение реперов на подвижных коллекторах, исправность КИП и автоматики безопасности.

8.39. Во избежание загазования воздушного тракта и вентилятора растопка котла должна производиться только после включения дутьевого вентилятора.

8.40. Прежде чем приступить к подготовке котла для растопки, необходимо тщательно провентилировать помещение цеха, включив принудительную приточно-вытяжную вентиляцию. При наличии естественной вытяжной вентиляции открыть окна и двери котельной. Вентиляция помещения производится не менее 15 мин.

8.41. Проверке подвергаются: газовые горелки и их амбразуры, поверхности нагрева и газоходы, водяной экономайзер и воздухоподогреватель, расположение запальных отверстий газовых горелок.

8.42. При осмотре тягодутьевых устройств необходимо проверить легкость перемещения направляющего аппарата, уровень масла в корпусе ходовой части по маслоуказателю, подачу охлаждающей воды и слив ее в воронку, прокрутить ротор дымососа и вентилятора вручную. Затем следует опробовать дымосос и вентилятор.

мосос и вентилятор, кратковременно включив их в работу. Пуск дымососа и вентилятора должен производиться при закрытом направляющем аппарате. После включения электродвигателя необходимо прослушать машину и убедиться в отсутствии стуков, шума и вибраций, а в случае их появления немедленно остановить машину.

8.43. Для вентиляции топки и газоходов котла необходимо полностью открыть шиберы тракта продуктов сгорания, имеющиеся в топке поддувальные дверцы, лазы и смотровые окна в обмуровке котла. Если при этом разрежение в верхней части топки будет не менее 2 мм вод. ст., то в течение 15 мин следует произвести вентиляцию топки и газоходов на естественной тяге. При разрежении менее 2 мм вод. ст. для вентиляции топки и газоходов необходимо пустить дымосос и вентилятор. Перед включением дымососа следует провернуть его ротор вручную, убедившись в отсутствии задевания ротора за направляющий воротник входного патрубка. В случае невозможности осуществить проветривание тракта продуктов сгорания естественной тягой наиболее безопасно поступить следующим образом. Полностью открыть шиберы тракта продуктов сгорания, плотно закрыть лазы, топочные дверки, гляделки, усилить вентиляцию цеха. Затем включить дутьевой вентилятор и подать воздух в топку через горелки. После этого через 3—4 мин пустить дымосос и произвести вентиляцию топки и газоходов в течение 10—15 мин.

8.44. После выполнения всех операций по подготовке котла к пуску и вентиляции помещения цеха, а также заполнения котла водой закрывают вентиль 30 (рис. 8-4) и открывают вентиль 31 на стонной линии. Вентиляция топки и газоходов котла осуществляется путем пуска дымососа и вентилятора с соблюдением правил, указанных в упр. 8.43. Затем приступают к пуску регуляторной установки. Для этого следует убедиться, что все краны и задвижки полностью закрыты, за исключением кранов 21 на газопроводе безопасности горелок. Осмотрев оборудование ГРУ и убедившись, что винт пилота П полностью вывернут, а клапан ПКИ закрыт, открывают кран 5 и кран на манометр М1. Открыв задвижку 1, проверяют по манометру М1 начальное давление газа. Если начальное давление газа ниже минимального, указанного в производственной инструкции, пуск ГРУ до выявления причин производить не следует. При нормальном начальном давлении газа открывают кран на манометр М2 и, приоткрыв задвижки 3 и 4, в течение 2—3 мин продувают обводную линию ГРУ. Затем открывают кран 8, задвижку 7 и поднимают клапан ПКИ, введя в зацепление его рычаги (ударник откидывается на предохранительную скобу). Медленно открывая задвижку 2, наблюдают за показаниями манометра М2. Для продувки оборудования ГРУ постепенно по часовой стрелке винт пилота П так, чтобы

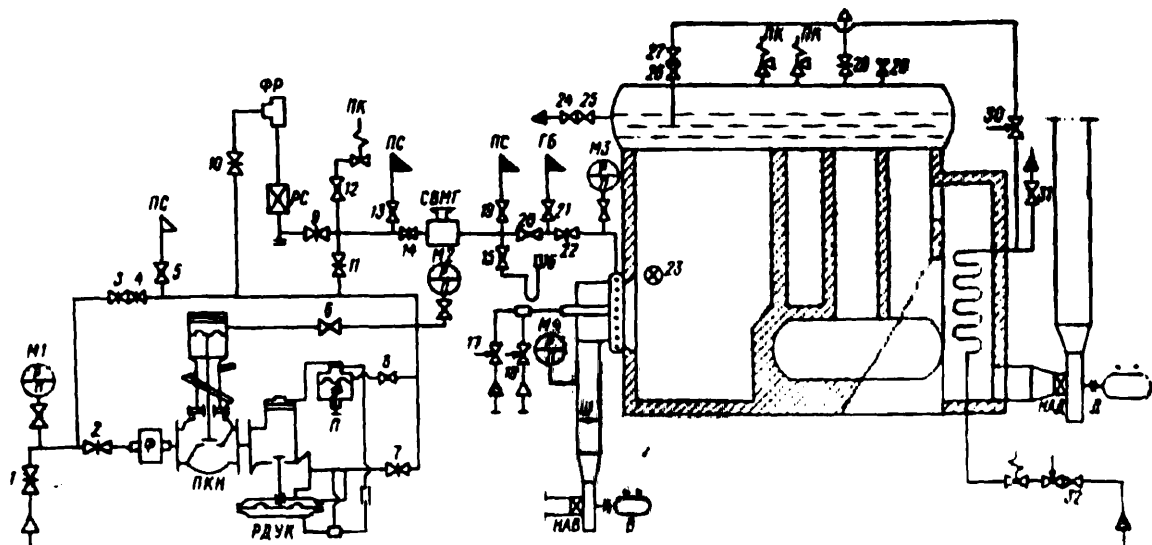


Рис. 8-4. Принципиальная схема котельной с котлами ДКВР-10-14, оборудованными газомазутными горелками ГМГи.

ПКН — предохранительный запорный клапан; РДУК — регулятор давления; П — винт пилота регулятора; ПК — предохранительный клапан; РС — продувочная свеча; ФР — фильтр-решетка; РС — ротационный газовый счетчик; ГБ — газопровод безопасности; СВМГ — электромагнитный клапан; НАВ — направляющий аппарат вентилятора; В — дутьевой вентилятор; НАД — направляющий аппарат дымохода; Д — дымоход; М1—М4 — манометры для измерения давления газа; М4 — манометр для измерения давления воздуха; Ш — шибер для регулирования воздуха, поступающего в горелку; 1 — задвижка на входе в ГРУ; 2 — задвижка перед регулятором давления; 3, 4 — задвижки обводки (байпасной линии); 5, 13, 19 — продувочные краны; 6, 8 — краны на импульсных линиях; 7 — задвижка после регулятора; 9, 10 — задвижки для отключения счетчика; 11 — задвижка байпаса счетчика; 12 — кран предохранительного клапана ГРУ; 14 — общая задвижка на котел; 15 — кран на запальнике; 16 — запальник; 17, 18 — вентиля, регулирующие подачу воздуха в пар; 20 — контрольная задвижка; 21 — кран на газопроводе безопасности; 22 — рабочая задвижка; 23 — запальное отверстие; 24, 25 — вентиля непрерывной продушки котла; 26 — ventиль на питательной линии; 27, 32 — обратные клапаны; 28 — главная паровая задвижка котла; 29 — ventиль воздушника; 30 — ventиль, регулирующий подачу питательной воды; 31 — задвижка на сливной линии.

по манометру *М2* давление газа повысилось примерно на 10 % против установленного при продувке обводной линии. Закрыв задвижки 3 и 4, в течение 2—3 мин продувают оборудование ГРУ. После окончания продувки, поворачивая винт пилота *П* по часовой стрелке, повышают давление газа по манометру *М2* до номинального значения, установленного производственной инструкцией. При устойчивой работе регулятора открывают кран 6, вводя ударник *ПКИ* в зацепление.

8.45. Для продувки цехового газопровода открывают кран 13 и, приоткрыв задвижку 11 (до появления шума проходящего газа), продувают газопровод в течение 3—4 мин. Для продувки счетчика открывают задвижки 9, 10 и закрывают задвижку 11 и кран 5.

8.46. Для продувки газопровода пускаемого котла открывают кран 19, поднимают электромагнитный клапан *СВМГ*, приоткрывают задвижку 14 (до появления шума проходящего газа) и в течение 3—4 мин продувают газопровод. Качество продувки проверяют путем отбора пробы из запальника 16, при открытом кране 15. В случае применения инжекционного запальника не следует забывать, что он должен быть снят с резинового шланга. После окончания продувки полностью открывают задвижку 14 и закрывают кран 13. Для зажигания запальника 16 необходимо сначала поднести зажженную спичку к его устью, а после этого приоткрыть кран 15. Затем подготавливают к зажиганию одну из горелок. Для этого полностью закрывают шибер *Ш*, регулирующий подачу воздуха к горелке, устанавливая в верхней части топки разрежение 2—3 мм вод. ст., включают манометры *М3* и *М4*, вносят запальник в запальное отверстие 23 (горелка может зажигаться от электрозапальника). Если пламя запальника устойчиво, закрывают кран 21 и полностью открывают контрольную задвижку 20. После этого приоткрывают задвижку 22, следя за загоранием газа, выходящего из горелки. Газ должен воспламениться немедленно. Категорически запрещается зажигать горелки от раскаленной обмуровки. Зажигают горелку при давлении газа около 10—15 % от номинального. Если при зажигании горелки погаснет запальник или мгновенно не загорится газ, выходящий из горелки, следует закрыть кран 15, задвижки 22, 20, открыть кран 21 и провентилировать топку и газоходы в течение 10—15 мин. Повторное зажигание горелки разрешается только после выяснения причин невозгорания газа. После зажигания и устойчивой работы горелки удаляют запальник из топки и закрывают кран 19.

В ряде инструкций и руководств рекомендуется после зажигания горелок запальник не гасить, а, убавив подачу газа, оставить его в качестве сигнального огня. Опыт эксплуатации показал, что это приводит не только к излишнему расходу газа, но иногда и к загазовыванию помещения цеха. Часто

из-за сквозняка в цехе запальники гаснут, и, если персонал вовремя этого не заметит, газ через неработающий запальник будет поступать в цех.

В период работы горелки с пониженной производительностью нужно внимательно следить за устойчивостью пламени, подавая небольшое количество воздуха. Аналогично зажигают остальные горелки котлоагрегатов.

8.47. Остановка котла производится в следующем порядке. Поочередно снижается производительность всех установленных горелок до минимальной, при которой они работают устойчиво. Для этого уменьшается сначала давление воздуха путем закрытия шиберов III, а затем — давление газа задвижкой 22. Для отключения каждой горелки закрывают сначала задвижку 22, затем задвижку 20, открывают кран 21 и закрывают шибер III. После отключения всех горелок останавливают дутьевой вентилятор, закрывают задвижку 14 и открывают кран 19, уменьшают тягу в топке, оставив на 10—15 мин в работе дымосос. При расхолаживании котла необходимо следить за уровнем воды в нем; допускается небольшая продувка котла при соответствующей подаче в него питательной воды. Время расхолаживания котла устанавливается руководством цеха. Спуск воды из котла производится при снижении ее температуры до 70—80°C. При отсутствии вальцовочных соединений допускается спуск воды из котла после снижения в нем давления до атмосферного.

8.48. При остановке в горячий резерв в котле поддерживают заданное давление пара. Для этого приходится периодически зажигать газовые горелки. При нахождении котла в горячем резерве необходимо: а) перед зажиганием горелок открывать продувку пароперегревателя; б) поочередно зажигать все четыре горелки; в) следить за температурой воды после водяного экономайзера, не допуская ее повышения сверх установленного значения; г) подпитку котла производить через водяной экономайзер.

8.49. Машинист котла по распоряжению начальника смены обязан: а) постепенно снизить расход газа на горелку до минимального, при котором она устойчиво работает; б) закрыть рабочую и контрольную задвижки, открыв кран на газопроводе безопасности; в) остановить дутьевой вентилятор и отрегулировать разрежение в верхней части топки в пределах 2—3 мм вод. ст.; г) закрыть задвижку на газопроводе к котлу и открыть продувку газопровода; д) после вентиляции топки и газоходов в течение 10—15 мин остановить дымосос, закрыв его направляющий аппарат; е) продуть водоуказательные стекла; ж) сообщить начальнику смены о выполненных операциях; з) установить контроль за уровнем воды в барабане котла.

Начальник смены обязан: а) проверить правильность операций, выполненных машинистом; б) отключить котел от об-

шего сборного коллектора и открыты продувку паропровода котла; в) сделать записи в вахтенном журнале о времени остановки котла и выполненных операциях.

8.50. Увеличение температуры перегрева пара может быть достигнуто за счет: а) увеличения коэффициента расхода воздуха (в определенных пределах) на выходе из топки; б) изменения положения факела в топочной камере (желательно расположить факел в верхней части топочной камеры); в) снижения температуры питательной воды на входе в экономайзер.

8.51. Сопротивление отдельных участков воздушного тракта может быть определено по разности показаний U-образных манометров, устанавливаемых на входе и выходе соответствующего участка тракта. Площади поперечного сечения в местах установки U-образных манометров должны отличаться друг от друга не более чем на 10 %.

8.52. При указанных условиях могут быть рекомендованы следующие мероприятия: а) устройство временных обводных газоходов, если имеется возможность подключить котлы, работающие на разных видах топлива, к разным дымовым трубам; б) устройству рассечек и искрогасителей в борах (газоходах); в) снижении форсировки топок котлов, работающих на твердом топливе, с прекращением подачи в их топку воздуха; г) тщательная проверка прибором отсутствия загазованности газоходов пускаемого котла на газе; д) обязательное присутствие ответственного за использование газа в период растопки и включения в паровую магистраль котла на газе.

8.53. Отложения накипи на стенках труб поверхности нагрева приводят к заметному снижению коэффициента теплопроводности от наружной к внутренней стенке трубы. В результате этого уменьшается отвод теплоты от внутренней стенки трубы к воде или пару (в пароперегревателе), что приводит к повышению температуры стенки трубы выше допустимых значений по условиям прочности. При сжигании газа уровень температур в топочной камере выше, чем при сжигании твердого топлива, поэтому отложения накипи в экранных трубах и трубах пароперегревателя особенно опасны.

8.54. Основными причинами могут быть: а) слишком низкий коэффициент расхода воздуха; б) неправильное соотношение между количествами первичного и вторичного воздуха, подаваемого в горелки; в) дефекты при изготовлении и монтаже горелок.

Для ликвидации указанного дефекта в работе котла могут быть рекомендованы следующие мероприятия: а) увеличение коэффициента расхода воздуха на выходе из топки до 1,25—1,3; б) увеличение доли вторичного воздуха по отношению к первичному (сократить долю первичного воздуха до 3 % от количества воздуха, подаваемого в горелки); в) осмотр горелок на остановленном котле, проверка угла установки лопаток

завихрительлей первичного и вторичного воздуха, диаметра, расположения и качества изготовления газových выходящих отверстий, направления закрутки первичного и вторичного воздуха (закрутка первичного и вторичного воздуха в горелке должна производиться в одном и том же направлении).

8.55. Затягивание факела в газоход пароперегревателя может происходить по следующим причинам: а) недостаточный коэффициент расхода воздуха; б) неудовлетворительное перемешивание газа с воздухом.

Для ликвидации затягивания пламени в газоход пароперегревателя необходимо: а) увеличить степень открытия направляющего аппарата вентилятора; б) прикрыть язычковый шибер для увеличения закрутки вторичного воздуха; в) отрегулировать разрежение в верхней части топки в пределах 1—2 мм вод. ст.

8.56. Качество пара ухудшается вследствие увеличения напряжения зеркала испарения и парового объема барабала. Действительно, падение давления приведет к увеличенному парообразованию за счет аккумулирующей способности котла, которая тем больше, чем больше количество котловой воды и перепад давления, а также чем ниже начальное давление в котле. При резком падении давления в барабане котла также ухудшится циркуляция воды в контуре, так как в опускающихся трубах произойдет образование пара, что приведет к уменьшению движущего напора циркуляции.

8.57. Необходимо прежде всего убедиться в том, что не происходит затягивания факела в газоход пароперегревателя. Для снижения температуры перегрева пара рекомендуются следующие мероприятия: а) уменьшение коэффициента расхода воздуха до 1,05—1,03; б) увеличение температуры питательной воды, поступающей в экономайзер; в) изменение положения факела в топке (желательно расположить факел в нижней части топочной камеры).

8.58. Повышение температуры уходящих газов может быть обусловлено: а) увеличением коэффициента расхода воздуха на выходе из горелок; б) увеличением присосов воздуха в топку, конвективные поверхности нагрева или водяной экономайзер; в) накипью на внутренних поверхностях нагрева котла.

Для выяснения причин и восстановления прежней температуры уходящих газов необходимо: а) проверить чистоту внутренних поверхностей нагрева; б) проверить плотность газоходов котла и водяного экономайзера; в) осмотреть газовые горелки.

8.59. Как правило, после перевода на газ объем продуктов сгорания заметно уменьшается за счет снижения коэффициента расхода воздуха. В результате этого заметно уменьшается скорость выхода продуктов сгорания из дымовой трубы, что может привести к ее «задуванию». Во избежание этого скорость

выхода продуктов сгорания из дымовой трубы должна быть не менее 6 м/с.

8.60. Нарушение режима работы котла могло произойти по одной из причин: увеличение теплоты сгорания газа или появление неплотности в газовом коллекторе горелок. Следует проверить, не изменилась ли теплота сгорания газа. Если этого не произошло, то при первой же остановке котла нужно осмотреть газовые коллекторы горелок.

8.61. Причиной коррозии является конденсация водяных паров из продуктов сгорания в дымовой трубе или непосредственно на конвективной поверхности нагрева. Необходимо проверить температуру сетевой воды, поступающей в котел. Температура воды на входе в котел не должна быть ниже 60 °С. Также следует изолировать металлическую дымовую трубу и смонтировать внутри трубы кольцевое корыто с отводом из него конденсата.

8.62. Наиболее вероятной причиной является недостаточное количество воздуха, поступающего в горелки, вследствие увеличения сопротивления воздушного тракта котлоагрегата. Следует измерить давление воздуха перед горелками и сравнить с давлением воздуха перед цепной решеткой. Если давление воздуха перед горелками выше давления воздуха перед цепной решеткой, то это указывает на повышенное сопротивление по воздушной стороне газовых горелок. Уменьшить сопротивление горелок можно путем снижения выходной скорости потока. Это достигается увеличением площади выходного сечения горелок.

8.63. Причиной этого может быть появление неплотностей в шибере прямого хода обводного газохода экономайзера. При первой же остановке котла необходимо проверить состояние шибера прямого хода и отремонтировать его.

8.64. При сжигании газа коррозия труб воздухоподогревателя происходит вследствие конденсации водяных паров из продуктов сгорания, если температура стенки труб равна или ниже температуры точки росы. Для повышения температуры стенки труб воздух, поступающий в воздухоподогреватель, предварительно нагревают в калорифере, обычно устанавливаемом после дутьевого вентилятора. Повысить температуру воздуха на входе в воздухоподогреватель также можно рециркуляцией горячего воздуха во всасывающий патрубок дутьевого вентилятора. Эксплуатация котла на пониженных нагрузках, перетечки воздуха в газовую часть воздухоподогревателя при наличии неплотностей способствуют усилению коррозии.

8.65. Для выявления неплотностей воздушного тракта котлоагрегата необходимо: а) подготовить два ведра сухого мела; б) на неработающем котле плотно закрыть шиберы перед горелками и пустить дутьевой вентилятор; в) полностью открыть направляющий аппарат дутьевого вентилятора и небольшими

порциями забрасывать мел в его всасывающий патрубок; г) остановить вентилятор и осмотреть воздушный тракт (отложения мела укажут имеющиеся неплотности).

8.66. Коррозия дымовой трубы происходит при конденсации водяных паров из продуктов сгорания. Для ликвидации этого явления необходимо покрыть изоляцией дымовую трубу на 5—8 м от ее основания. Если это мероприятие окажется недостаточным, придется повысить температуру уходящих газов путем реконструкции хвостовых поверхностей нагрева.

8.67. Довольно часто причиной разрушения асбестовых мембран взрывных клапанов бывает вибрационное горение, которое приводит к пульсации давления в топке и газоходах, что вызывает колебания мембраны и, как следствие, разрушение (растрывы по периметру в местах закрепления асбестового листа у рамки). Другой причиной разрушения может быть неплотная установка мембраны и клапана в обмуровке. Это приводит к присосам воздуха и разрыву застойной зоны продуктов сгорания, защищающей мембрану от перегрева. Клапаны, установленные в топке, вследствие присоса воздуха могут разрушаться из-за догорания продуктов неполного сгорания в зоне установки клапана.

8.68. Если вибрационное горение не является запланированным (например, при установке вибрационных горелок), то вибрацию необходимо погасить, применяя все известные способы. Однако ликвидировать вибрационное горение бывает весьма сложно, поэтому приходится обращаться в специализированные наладочные организации. При незначительных вибрациях для придания большей жесткости асбестовую мембрану покрывают тонким слоем раствора глины, который после высыхания образует корочку.

8.69. Причиной отложения сажи на конвективных поверхностях нагрева является неполное горение, обусловленное недостатком воздуха или конструктивными дефектами горелок. При установке односopловых инжекционных горелок наиболее вероятная причина — неправильный выбор диаметра их сопла, в результате чего горелки не подсаывают необходимое для полного горения количество воздуха. Для ликвидации указанного явления необходимо определить путем измерений коэффициент расхода воздуха на выходе из горелки и, если он окажется менее 1,03, заменить сопло.

8.70. Снижение температуры нагрева воды в водяном экономайзере после перевода котла на газ может происходить из-за уменьшения скорости продуктов сгорания в газоходе экономайзера и вследствие этого заметного уменьшения коэффициента теплопередачи. Снижение скорости продуктов сгорания при переводе на газ происходит из-за уменьшения коэффициента расхода воздуха (коэффициент расхода воздуха при сжигании газа примерно в 1,4—1,5 раза меньше, чем при сжигании твер-

ного топлива). Для восстановления нормальной работы водяного экономайзера необходимо провести тепловой расчет и на его основании уменьшить площадь поперечного сечения для прохода продуктов сгорания.

8.71. Наиболее вероятной причиной снижения производительности дымососа является возрастание сопротивления тракта продуктов сгорания вследствие затопления подземного боровая водой. При работе котла с пониженными нагрузками температура уходящих газов может оказаться близкой к температуре точки росы, что приведет к постепенному накоплению конденсата в борове. Для проверки этого достаточно измерить разрежение после водяного экономайзера и перед дымососом. Разность разрежений укажет значение сопротивления боровая. Для ликвидации указанного явления в период работы котла с пониженными нагрузками следует частично пропускать продукты сгорания помимо водяного экономайзера. В дальнейшем следует провести тепловой расчет экономайзера и на его основании выполнить реконструкцию.

8.72. Начальник смены обязан: а) запретить персоналу сдавать смену; б) дать указание о предельном увеличении нагрузки на котлах № 1 и № 3; в) сообщить начальнику цеха или его заместителю о погасании пламени на одной из вертикально-щелевых горелок.

Машинист котла № 2 обязан: а) прекратить подачу газа, закрыв общую задвижку на газопроводе к котлу; б) полностью закрыть направляющий аппарат вентилятора и шиберы, регулирующие подачу воздуха на все горелки; в) отрегулировать разрежение в верхней части топки в пределах 2—3 мм вод. ст.; г) закрыть рабочие и контрольные задвижки на газопроводе к каждой горелке и открыть краны на газопроводах безопасности.

8.73. Машинист котла обязан сообщить начальнику смены о неисправности взрывного клапана. Прием смены допускается только по разрешению начальника смены. Начальник смены обязан поставить в известность об обнаруженной неисправности начальника цеха или его заместителя. Прием смены допускается только по указанию начальника цеха или его заместителя.

8.74. Немедленно закрыть рабочую и контрольную задвижки, открыть кран на газопроводе безопасности, закрыть подачу газа на запальник и удалить его из топки, провентилировать топку и газоходы в течение 10—15 мин. Повторное зажигание горелки можно производить только после выяснения и устранения причины, вызвавших хлопок. Для этого следует проверить положение запальника в щели горелки, устойчивость пламени запальника на воздухе и при внесении его в запальное отверстие.

8.75. Причиной хлопка является загазованность топки. По-

падение газа в топку могло произойти через горелки вследствие неплотности рабочих и контрольных задвижек и недостаточной хорошей вентиляции перед растопкой. Перед повторным зажиганием горелок необходимо проверить плотность установленных контрольных и рабочих задвижек, заменить асбестовые мембраны взрывных клапанов, произвести тщательную вентиляцию топки и газоходов, проверить положение и устойчивость пламени запальника и отсутствие загазованности топки газоанализатором.

8.76. Необходимо уменьшить сначала подачу воздуха, а затем подачу газа на горелки. Для этого следует прикрыть направляющий аппарат вентилятора (при установке клапана блокировки «газ — воздух» уменьшение подачи воздуха производят шиберами перед каждой горелкой), а затем рабочие задвижки на газопроводе перед каждой горелкой, установив соотношение между давлением газа и воздуха, рекомендуемое режимной картой. Прикрыть направляющий аппарат дымохода так, чтобы разрежение в верхней части топки составляло 2—3 мм вод. ст. Если после всех этих мероприятий давление в барабане котла не восстановится до заданного значения, операцию повторять до тех пор, пока давление в барабане котла не установится на заданном уровне. Если после снижения давления в барабане котла предохранительный клапан не закроется, поставить в известность начальника смены и далее действовать по его указанию.

8.77. Следует усилить контроль за уровнем воды в барабане котла и немедленно начать продувку котла из нижних точек. Сначала произвести продувку нижних коллекторов экранов, а затем продувку коллектора или нижнего барабана конвективной поверхности нагрева. Отобрать пробы котловой и питательной воды и определить содержание в воде масла. Сообщить начальнику цеха или его заместителю о случившемся. Если колебания воды в водомерном стекле после принятых мер не уменьшаются, остановить котел.

8.78. Начальник смены обязан: а) дать указание о повышении нагрузки на остальных котлах, установив максимально допустимое давление газа и воздуха перед горелками в соответствии с режимной картой; б) сообщить начальнику цеха или его заместителю о выходе из строя вентилятора одного из котлов и далее действовать по его указанию.

Машинист котла обязан: а) закрыть общую задвижку на газопроводе к котлу; б) закрыть рабочие и контрольные задвижки перед всеми горелками и открыть краны на газопроводах безопасности; в) открыть продувку газопровода котла; г) отрегулировать разрежение в верхней части топки в пределах 2—3 мм вод. ст.; д) отрегулировать подачу воды в котел; е) в дальнейшем действовать по указанию начальника смены.

8.79. Начальник, принимающий смену, обязан сообщить

о выявленных утечках газа начальнику, сдающему смену, и дать указание своему персоналу смену не принимать и выполнять распоряжения начальника, сдающего смену.

Начальник, сдающий смену, обязан: а) выставить у входа в ГРП дежурного, сообщить дежурному газовой службы или ответственному за газовое хозяйство (предприятия, цеха); б) дать указание о немедленном пуске подогревателей мазута и насосов, подающих мазут в котельную; в) предупредить машинистов котлов о переходе на жидкое топливо, установив очередность зажигания мазутных форсунок на котлоагрегатах; г) после перехода на жидкое топливо поставить об этом в известность ответственного за газовое хозяйство и далее действовать по его указанию.

8.80. Машинист каждого котла обязан немедленно увеличить открытие рабочих задвижек перед каждой горелкой, сообщить начальнику смены о принятых мерах, усилить наблюдение за устойчивостью работы горелок.

Начальник смены обязан проверить давление газа перед регулятором давления. Если давление резко снизилось, предупредить машинистов котлов о переходе на обводную линию и перейти на нее, дать распоряжение о пуске мазутных подогревателей и насосов, подающих мазут в котельную, выяснить у диспетчера газоснабжающей организации причины и продолжительность снижения давления газа, сообщить ответственному за газовое хозяйство о происшедшем и принятых мерах. В случае аварии в системе подачи газа отдать распоряжение о переходе на мазут, установив очередность зажигания мазутных форсунок на каждом котле. Дальнейшие операции по отключению ГРУ и системы газоснабжения выполнять по указанию ответственного за газовое хозяйство.

8.81. Машинист каждого котла обязан: снизить давление газа перед каждой горелкой путем закрытия рабочей задвижки, сообщить начальнику смены о происшедшем и принятых мерах, далее действовать по его указанию.

Начальник смены обязан: предупредить машинистов котлов о переходе на обводную линию ГРУ, сообщить дежурному газовой службы предприятия (ответственному за газовое хозяйство) и выполнить все операции, необходимые для перехода на обводную линию, как описано в упр. 4.36.

8.82. Машинисты котлов обязаны: а) закрыть рабочие и контрольные задвижки перед каждой горелкой, а также краны к горелкам постоянного огня и запальникам, открыть краны на газопроводах безопасности; б) закрыть общую задвижку на газопроводе к котлоагрегату и открыть продувку газопровода в пределах котла; в) закрыть шиберы, регулирующие подачу воздуха на каждую горелку, и отрегулировать разрежение в верхней части топки, установив его равным 2—3 мм вод. ст.; г) установить контроль за уровнем воды и давлением

пара в барабане котла; 1) доложить начальнику смены о выполненных операциях и далее действовать по его указанию.

Начальник смены обязан: а) закрыть задвижку перед регулятором давления и после него, полностью вывернуть винт пилота; б) открыть продувку цехового газопровода; в) проверить давление газа на вводе в ГРУ; г) после получения сообщений машинистов котлов о выполненных операциях предупредить их о пуске ГРУ по обводной линии; д) одному из машинистов дать распоряжение о подготовке котла к пуску, а машинисту котла, намеченного к остановке, дать указание о выполнении операций, необходимых для расхолаживания котла; е) если давление газа перед ГРУ в пределах допустимого, приступить к пуску газа по обводной линии; ж) после включения в работу первого котла и при стабильной работе всех его горелок дать распоряжение о пуске второго котла; з) после пуска второго котла и при стабильной работе его горелок доложить ответственному за газовое хозяйство о происшедшем и приступить к выяснению причин срабатывания ПЗК.

8.83. Заметное внезапное повышение температуры уходящих газов указывает на загорание сажи в газоходе водяного экономайзера или воздухоподогревателя. Во избежание развития аварии необходимо немедленно погасить все газовые горелки, остановить вентилятор и дымосос, закрыв их направляющие аппараты, подать насыщенный пар в обдувочные устройства. Усилить вентиляцию цеха, удалить всех лиц, не участвующих в ликвидации аварии.

8.84. Начальник смены обязан: а) дать указание машинистам котлов следить за давлением газа перед горелками, поддерживая его на прежнем уровне; б) предупредить машинистов котлов о переходе на обводную линию; в) немедленно открыть приблизительно на 50 % первую по ходу газа задвижку на обводной линии, затем приоткрыть примерно на 10 % вторую по ходу газа задвижку на обводной линии и прикрыть также на 10 % задвижку перед регулятором давления, выполняя эти операции постепенно с таким расчетом, чтобы давление газа после регулятора поддерживалось около номинального; г) после того как будет полностью закрыта задвижка перед регулятором давления, поддерживать номинальное давление газа после регулятора вручную задвижкой на обводной линии; д) полностью закрыть задвижку после регулятора давления; е) убедиться, что сбросной предохранительный клапан ГРУ закрылся и сброс газа в атмосферу прекратился; ж) поставить в известность о случившемся начальника цеха или его заместителя; з) закрыть край на импульсной линии регулятора давления и допустить дежурного слесаря к осмотру регулятора для выявления причины повышения давления газа после ГРУ.

Машинист каждого котла обязан: а) поддерживать в должном состоянии необходимое давление газа перед горелками, регулируя его общей задвижкой на газопроводе к агрегату; б) усилить контроль за работой газовых горелок; в) периодически сообщать начальнику смены о режиме работы котлоагрегата и действовать в соответствии с его указаниями.

Дежурный слесарь обязан подготовить необходимый инструмент и по указанию начальника смены приступить к осмотру регулятора и выявлению причин повышения давления газа после ГРУ.

8.85. Машинист котла при срабатывании предохранительного взрывного клапана обязан: при погасании любой из горелок прекратить подачу газа на нее, а при разрушении обмуровки прекратить подачу газа на котел; немедленно доложить начальнику смены о случившемся и далее действовать по его указанию.

Начальник смены, если не произошло разрушения обмуровки или погасания любой из горелок при установке откидного клапана, обязан: а) убедиться, что клапан закрылся; б) проверить режим работы всех горелок; в) тщательно осмотреть обмуровку котла; д) доложить начальнику цеха или его заместителю о случившемся.

При установке асбестового клапана начальник смены обязан: а) дать указание о растопке резервного котла; б) снизить нагрузку котла, на котором сработал клапан, так, чтобы в верхней части топки можно было поддерживать разрежение не менее 0,5—1,0 мм вод. ст.; в) проверить режим работы горелок и всего котлоагрегата по показаниям КИП и путем наружного осмотра; г) доложить начальнику цеха или его заместителю и в дальнейшем действовать по его указанию.

8.86. При растопке котла ТП-35-40 нижние коллекторы экранов должны опускаться. Причиной ненормального положения репера коллектора фронтального экрана является защемление обмуровкой экранных труб. Во избежание выхода из строя труб фронтального экрана необходимо немедленно прекратить растопку котла. После расхолаживания котла осмотреть экранные трубы в месте прохода через обмуровку и освободить защемленные трубы.

8.87. Гидравлический удар в водогрейном котле происходит вследствие вскипания сетевой воды и даже при образовании паровых пузырей. Причины могут быть следующие: недостаточный расход сетевой воды через котел, падение давления воды после сетевого насоса, увеличение температуры воды на выходе из котла выше 150 °С.

При гидравлическом ударе необходимо выполнить следующие операции: а) снизить давление газа перед всеми горелками с соответствующей корректировкой давления воздуха и разрежения в верхней части топки; б) прекратить рециркуля-

цию горящей воды из прямой линии в обратную и сброс воды по перемычке в прямую линию; в) включить в работу подпиточный насос; г) проверить по расходомеру количество сетевой воды, подаваемой в котел, в случае необходимости включить в работу резервный сетевой насос; д) сообщить начальнику цеха или его заместителю о принятых мерах и далее действовать по его указанию.

8.88. Котлоагрегат должен быть немедленно остановлен, для чего необходимо: а) закрыть общую задвижку на газопроводе котла; б) остановить дутьевой вентилятор; в) закрыть полностью направляющий аппарат дымососа и затем остановить дымосос; г) закрыть рабочие и контрольные задвижки перед всеми горелками и открыть краны на газопроводах безопасности; д) продуть водоуказательные стекла; е) сообщить начальнику смены о выполненных операциях и далее действовать по его указанию.

8.89. Начальник смены обязан: а) предупредить машиниста котла о возможном переходе на обводную линию ГРУ и необходимости внимательно следить за работой горелок и давлением газа перед ними; б) выяснить у диспетчера горгаза причины снижения давления в газопроводе перед ГРУ; в) сообщить начальнику цеха или заместителю и действовать по его указанию.

8.90. Машинист котла обязан: а) немедленно сообщить начальнику смены о случившемся; б) закрыть рабочие и контрольные задвижки перед каждой горелкой и открыть краны на газопроводах безопасности; в) закрыть общую задвижку на газопроводе к котлу и открыть кран продувки газопровода котла; г) установить контроль за уровнем воды в котле и в дальнейшем действовать по указанию начальника смены.

Начальник смены обязан: а) распределить нагрузку между работающими котлами и, если необходимо, ограничить отдельных потребителей тепла; б) выяснить причину срабатывания автоматики безопасности; в) если возможно, своими силами устранить неисправности, вызвавшие срабатывание автоматики безопасности; г) провести наружный осмотр котлоагрегата и его вспомогательного оборудования; д) после устранения неисправностей дать указание о пуске котлоагрегата; е) в случае невозможности устранить причины, вызвавшие срабатывание автоматики безопасности, отключить котлоагрегат от общего коллектора, открыть продувку паропровода, сообщить начальнику цеха или заместителю и в дальнейшем действовать по его указанию.

8.91. При обнаружении неисправности, показанной на рис. 8-5, обслуживающий персонал обязан: а) сообщить начальнику цеха или его заместителю об обнаруженной неисправности; б) усилить контроль за расположением факела в топке; в) принять меры к уменьшению длины факела путем увеличе-

ния коэффициента расхода воздуха в топке и даже снижения форсировки топки; г) поддерживать разрежение в верхней части топки не более 1 мм вод. ст.; д) вывести котел на нагрузку, при которой длина факела будет минимальной, поддерживая в дальнейшем работу котла на выбранном режиме; е) в даль-

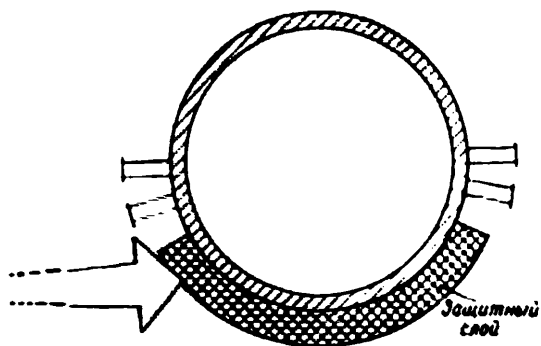


Рис 8-5. Установка защитного слоя верхнего барабана.

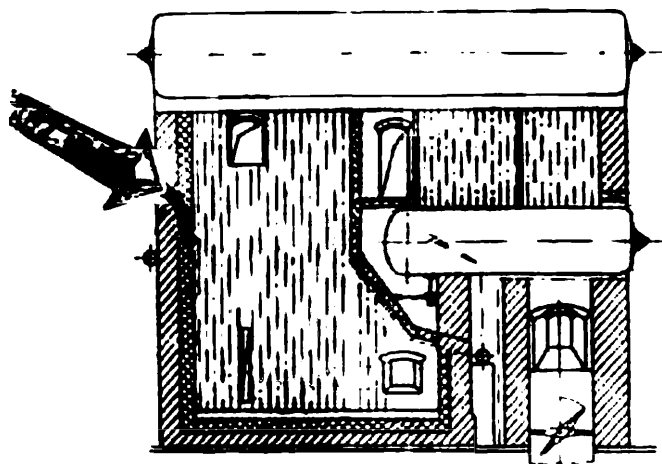


Рис 8-6. Трещины в обмуровке котла.

нейшем действовать по указанию начальника цеха или его заместителя.

8.92. При обнаружении трещин в обмуровке (рис. 8-6) машинист котла обязан: аварийно остановить котлоагрегат путем прекращения подачи газа во все горелки, сообщить начальнику смены о случившемся и принятых мерах, в дальнейшем действовать по указанию начальника смены.

8.93. Машинист котла обязан: а) при разрыве газопровода (рис. 8-7) аварийно остановить котел путем прекращения подачи газа общей задвижкой на агрегат, затем остановить дутьевой вентилятор, отрегулировав разрежение в верхней части топки, усилить вентиляцию цеха, сообщить начальнику

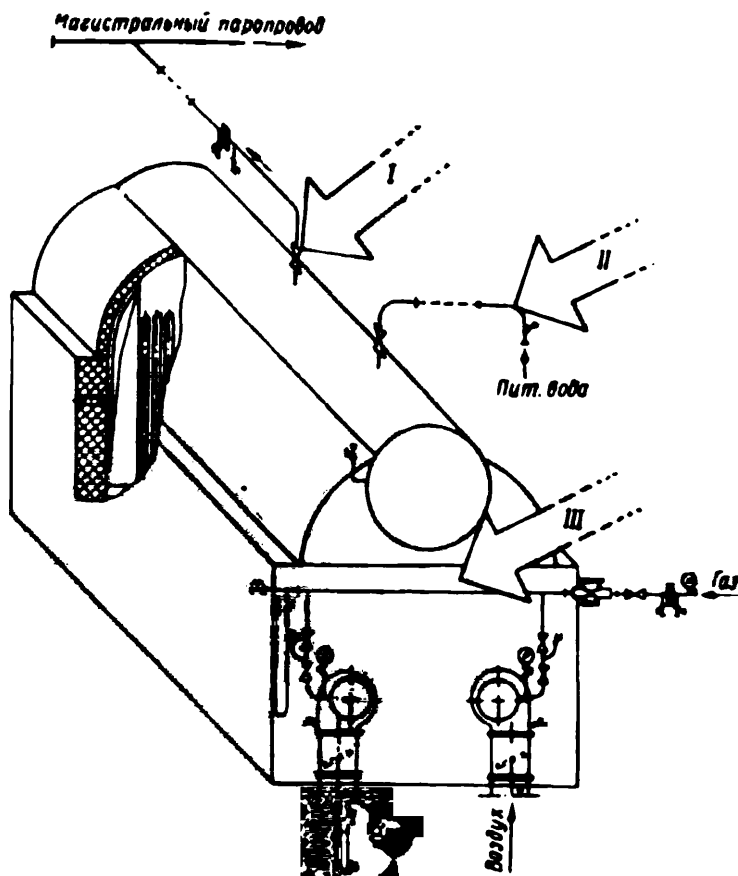
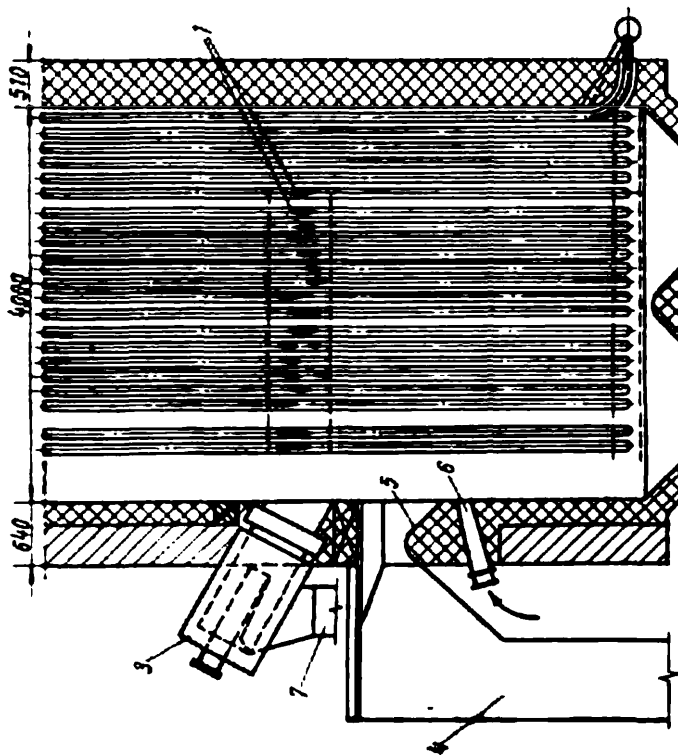


Рис. 8-7. Аварии и неполадки трубопровода.

I — неплотность фланца паропровода; II — свист в питательной линии; III — разрыв газопровода.

смены; б) при обнаружении свиста в питательной линии перейти на резервную питательную линию, сообщить начальнику смены; в) при парении во фланцевом соединении сообщить начальнику смены и действовать по его указанию.

8.94. Наиболее вероятной причиной появления отдулин на трубах (рис. 8-8) является омывание факелом труб. Наиболее



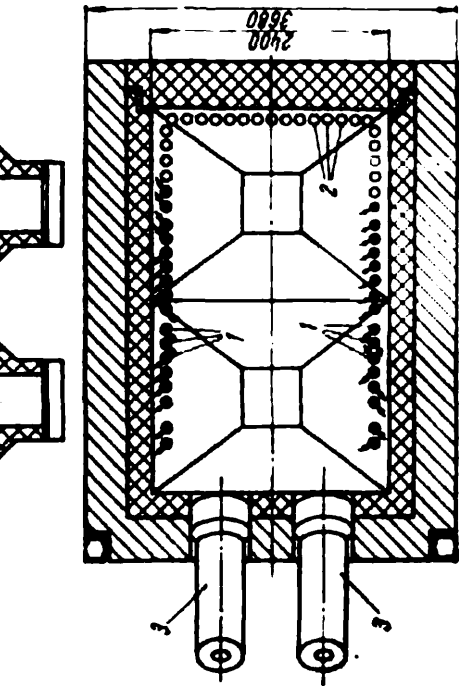


Рис 3-4. Размещение горелки в месте нахождения сварных труб гонки.
 1 — облицовочные кирпичные трубы (стрелками в плане показано направление потока газа); 2 — сварные трубы, не имеющие повреждений; 3 — газовая горелка; 4 — шпатель шельды; 5 — амбура; 6 — кожух сопла; 7 — воздушный сопла в горелку

рациональным следует считать установку газовых горелок под углом приблизительно 12° по отношению к продольной оси топки. Следует проверить степень закрутки воздушного потока. Если установлены языковые шиберы для регулирования степени закрутки воздушного потока, то их следует полностью открыть.

8.95. Начальник смены обязан: усилить вентиляцию цеха, сообщить дежурному газовой службы (ответственному за газовое хозяйство), немедленно приступить к проверке мест возможных утечек мыльной эмульсией (сварные и фланцевые соединения, сальники арматуры и т. д.), произвести анализ воздушной среды в различных зонах цеха, далее действовать по указанию ответственного за газовое хозяйство.

8.96. Начальник смены обязан включить в работу резервный сетевой насос, увеличить подпитку тепловой сети, снизить форсировку котлов, сообщить начальнику цеха или его заместителю. Если, несмотря на принятые меры, расход сетевой воды продолжает уменьшаться и достиг минимально допустимого, установленного инструкции, следует аварийно остановить один из водогрейных котлов.

8.97. Начальник смены котельной обязан немедленно доложить начальнику цеха или его заместителю. При наличии обводного газохода отключить экономайзер по тракту продуктов сгорания, перевести питание котла водой помимо водяного экономайзера и далее действовать по указанию начальника цеха или его заместителя.

8.98. Изменение давления в печи оказывает значительное влияние на работу инжекционных горелок, что сказывается и на работе агрегата. Увеличение (уменьшение) давления в печи приводит к уменьшению (увеличению) инжекции воздуха в горелку, а следовательно, к изменению коэффициента α , что может вызвать недопустимые по технологическому регламенту изменения среды в печи, т. е. из окислительной сделать ее восстановительной (нейтральной) или наоборот. Кроме того, изменение давления в печи сказывается на свойстве инжекционных горелок автоматически пропорционировать соотношение газ — воздух при изменении нагрузки горелки. [Сравнительно строгое пропорционирование газа и воздуха в смеси при изменении нагрузки инжекционной горелки имеет место только при нулевом давлении в топке ($p_T = 0$) или с достаточной для практики точностью при $p_T = \pm 0,5$ мм вод. ст.]. При снижении нагрузки горелки уменьшение p_T приводит к увеличению α , а увеличение p_T — к снижению α .

Из сказанного ясно, что при некотором изменении давления в топочной камере печи, вызванном технологическими требованиями, инжекционные горелки должны быть пересчитаны. При увеличении давления в печи $p_T > 3 \div 4$ мм вод. ст. использование инжекционных горелок становится нецелесообразным.

8.99. Для того чтобы вывести из работы горелку, работающую «под расплав» (например, изображенную на рис. 7-13), не останавливая агрегат и не допуская попадания расплава в туннель, необходимо расплав в зоне горелки охладить до образования «настыля», который закроеет вход расплава в туннель. С этой целью перед выключением в горелку следует подать максимально возможное количество дутья, постепенно уменьшая расход газа. Об образовании «настыля» на входе в туннель можно судить, наблюдая через гляделку горелки за цветом расплава, и по увеличению сопротивления горелки.

8.100. Потери металла от окисления в процессе нагрева под ковку, штамповку и т. д. в пламенных газовых печах при $\alpha = 1,05$ составляют 2,0—3,5 %, а при повторных нагревах могут достигать 7—8 %. Угар металла в основном зависит от состава атмосферы в печи, температуры и продолжительности нагрева, состава топлива и металла, состояния поверхности и формы изделия. Ликвидация угара приводит не только к прямой экономии металла, но и к возможности внедрять передовые процессы кузнечно-штамповочного производства (например, выдавливание и т. д.), дающие большой экономический эффект.

8.101. Уменьшить угар металла можно за счет совершенствования методов обслуживания и эксплуатации печей: автоматизация теплового процесса, улучшение состояния ограждения (ликвидация подсосов воздуха в рабочее пространство печи через неплотности кладки, загрузочные окна, гляделки и т. д.), внедрение скоростных и ускоренных по времени режимов нагрева деталей и т. д. Однако наиболее эффективным методом, позволяющим значительно снизить или почти полностью ликвидировать угар металла, является нагрев его продуктами неполного сгорания газа.

Воздействие состава печной атмосферы на угар металла определяется соотношениями CO/CO_2 и $\text{H}_2/\text{H}_2\text{O}$. Численные значения отношений, определяющих безокислительный нагрев, зависят от температуры. Для безокислительного нагрева стали до 1200—1250 °С необходимо иметь атмосферу с отношениями $\text{CO}/\text{CO}_2 > 3,2$ и $\text{H}_2/\text{H}_2\text{O} > 1,3$, до 1000 °С — с отношениями $\text{CO}/\text{CO}_2 > 2,8$ и $\text{H}_2/\text{H}_2\text{O} > 1,4$. Такие соотношения обеспечиваются сжиганием природного газа при коэффициенте расхода воздушного дутья $\alpha = 0,45 + 0,55$.

8.102. Нет, не может. Чтобы обеспечить безокислительный нагрев, необходимо природный газ сжигать при коэффициенте расхода воздуха $\alpha = 0,45 + 0,55$ (см. упр. 8.101), что ниже коэффициента расхода воздуха, соответствующего верхнему пределу воспламенения газа ($\alpha = 0,59 + 0,65$). Для ведения безокислительного нагрева необходимо либо подогревать воздух (для безокислительного нагрева металла до 1200—1300 °С воздух подогревается до 600—800 °С), либо обогащать его

кислородом. Ни тот, ни другой вариант не может быть реализован при установке на печи инжекционных горелок.

Для безокислительного нагрева печи обычно оборудуются двухпроводными горелками, допускающими работу на высокоподогретом дутье. Эти горелки должны обеспечивать хорошее смешение газа с воздухом при коэффициенте расхода, меняющемся в широких пределах ($\alpha = 0,45 \div 0,55$ для рабочего режима, $\alpha = 1,05$ при пуске печи на холодном воздушном дутье).

8.103. Нет, нельзя. Безокислительный нагрев может быть реализован при сжигании газа с $\alpha = 0,45 \div 0,55$ (см. упр. 8.101) и соответственном подогреве дутья. Сжигание газа с таким коэффициентом расхода воздуха приводит к большой химической неполноте горения. Поэтому для перевода печи на работу в режиме безокислительного нагрева кроме установки воздухоподогревателя необходимо: а) организовать после рабочей зоны печи дожигание продуктов неполного сгорания и полезное использование выделенной при этом теплоты, что с одной стороны увеличит экономичность процесса нагревания, а с другой — предотвратит загрязнение атмосферы и возможный взрыв газов в воздухоподогревателе, дымоходах и т. д.; б) газгерметизировать печь, т. е. сделать ее газоплотной; такое требование связано с тем, что в зоне неполного сжигания газа (рабочей зоне печи) находится значительное количество взрывоопасных и токсичных газов (CO , H_2), попадание которых в помещение цеха недопустимо. При отсутствии герметизации и работе печи под разрежением в нее будет подсасываться атмосферный воздух, что приводит к увеличению α , т. е. ухудшению печной атмосферы с точки зрения безокислительного нагрева металла.

8.104. Причиной появления трещин в кладке, вероятней всего, является неправильно составленный график подъема температуры при сушке печи. При высокой скорости подъема температуры во время сушки печи происходит интенсивное выделение влаги. Это вызывает внутренние напряжения в кладке, что и может быть причиной не только образования трещин, но и полного разрушения отдельных конструктивных элементов печи.

8.105. В настоящее время нет нормативных указаний о продолжительности сушки (T_c) и разогрева (T_p) печи. Поэтому для определения T_c и T_p в каждом конкретном случае необходимо знать факторы, на них влияющие. Сроки сушки и разогрева печей до рабочей температуры определяются: размерами, назначением и конструктивными особенностями печей; примененными в кладке огнеупорами и толщиной футеровки; временем года, когда производилось строительство; длительностью промежутка времени с момента окончания строительства до начала пусковых работ; качеством выполнения работ. С учетом вышеприведенных факторов для каждой конкретной

Таблица 8-1

Продолжительность сушки и разогрева печей
(кладка — огнеупорный кирпич, время строительства — летнее)

Печь	Продолжительность сушки и разогрева, сут
Термические:	
$F < 6 \text{ м}^2$	1—3
$F = 6 + 20 \text{ м}^2$	3—5
$F > 20 \text{ м}^2$	4—6
Нагревательные:	
$F < 6 \text{ м}^2$	2—5
$F = 6 + 20 \text{ м}^2$	4—7
$F > 20 \text{ м}^2$	4—8
Сушила летных цехов:	
$V < 20 \text{ м}^3$	1—2
$V = 20 + 100 \text{ м}^3$	3—4
$V > 100 \text{ м}^3$	4—6
Обжиговые периодического действия	5—8
Кольцевые	8—12
Туннельные	12—18
Отражательные	10—12

Примечания. F — площадь пода; V — объем камеры.

печи составляется график сушки и разогрева. Составление графика необходимо поручать опытным высококвалифицированным специалистам. (Для больших печей в составлении графика обычно участвуют заводские специалисты, представители наладочной, проектной и научно-исследовательской организаций.)

Ориентировочные сроки сушки и разогрева до рабочей температуры печей из огнеупорного кирпича в летнее время представлены в табл. 8-1.

При определении ориентировочных значений T_c и T_p для вновь построенных печей можно принять также равномерную скорость подъема температуры (по показаниям печных термометров) ω , °C/ч: если объем кладки печи $V < 20 \text{ м}^3$, то $\omega = 50$; если $V = 20 + 50 \text{ м}^3$, то $\omega = 35$; если $V = 50 + 100 \text{ м}^3$, то $\omega = 25$. Крупные многозонные методические печи, нагревательные колоды сушат и разогревают со средней скоростью $\omega = 5 + 10 \text{ °C/ч}$. Сушка и разогрев после капитального ремонта печи обычно ведутся со скоростью в 2—2,5 раза большей, чем для вновь построенной.

8.106. Нет, режим сушки и разогрева у этих печей должен быть не одинаковый. Сушку и разогрев печей из жаростойкого бетона следует производить особенно осторожно по специально назначенному режиму. Процесс сушки и разогрева должен быть организован так, чтобы были обеспечены наименьшие перепады температур по объему рабочего пространства в течение всего периода сушки и разогрева и не возникло ме-

стных перегревов. Для наблюдения за равномерным прогревом бетона по толщине в боковые стены и свод печи необходимо заложить не менее чем по 3—4 термопары.

В зависимости от состава бетона, его толщины, наличия металлической обшивки (кожуха) печи, построенные из жаростойкого бетона, делятся на четыре группы, режимы сушки и разогрева для которых разные. Например, при сооружении печи из высокоогнеупорного бетона и при наличии металлического кожуха в процессе сушки и разогрева необходимо предусматривать временное снижение температуры (провалы) с 250 до 80 °С и с 500 до 200 °С с выдержкой по 12 ч, что значительно увеличивает время сушки. Следует иметь в виду, что быстрое высушивание и разогрев печи в пусковой период приводят к резкому ухудшению качества бетона, образованию в нем трещин и даже полному разрушению конструкции.

8.107. При замеченном бурном выделении влаги (парении) из кладки при сушке печи необходимо сделать выдержку в несколько часов (пока не прекратится значительное выделение влаги) при достигнутой температуре, после чего продолжать дальнейший подъем температуры.

8.108. После приемки печи с газовым оборудованием и выполнения всех подготовительных работ приступают к ее пуску. Первый пуск производится наиболее квалифицированными и опытными рабочими под руководством инженерно-техпеческих работников завода (если пуск осуществляется заводской пусковой бригадой) или приглашенной наладочной организации. Пуск печи на газовом топливе осуществляется в присутствии лица, ответственного за газовое хозяйство завода (цеха).

Пусковая бригада разрабатывает пусковую схему, которая составляется на основании инструкции по эксплуатации. В схеме предусматривается порядок пуска печи и ее вспомогательного оборудования, последовательность зажигания горелок, длительность разогрева и подъема производительности до требуемого значения, порядок включения регулирующих устройств, автоматики и т. д. На небольшие и несложные печи схема обычно не составляется, но руководитель пусковой бригады обязательно намечает порядок пуска и инструктирует обслуживающий персонал на рабочих местах. Пусковая схема подписывается руководителем пусковой бригады и ответственным за газовое хозяйство завода (цеха), а затем утверждается главным инженером предприятия.

Первичный пуск печей на газе после монтажа оформляется соответственным пусковым актом. Пуск печей после кратковременного перерыва в работе (на ночь, выходной день и т. д.) производится нагревателем смены и актом не оформляется. Пуск газового оборудования, розжиг горелок и т. д. проводятся так же, как и аналогичные операции на котлах (см. § 8-2).

8.109. Небольшие взрывы в расплаве кессонированной печи могут быть вызваны загрузкой сырой шихты либо появлением течи в кессоне печи или горелке. Для выявления причины взрывов необходимо прекратить загрузку в печь шихты. Если взрывы при этом не прекращаются, а наоборот усиливаются, необходимо в аварийном порядке выпустить расплав и остановить печь. Попадание больших количеств воды под расплав — одна из самых опасных и тяжелых аварий в плавильных агрегатах. Такая авария может привести к выбросу из печи больших количеств расплавленного материала и полному разрушению всего агрегата со всеми вытекающими отсюда последствиями.

8.110. Причинами неравномерности нагрева изделий могут быть: неисправность ограждения печи, неправильная загрузка изделий, изменение давления газа и воздуха в сети (уменьшение давления может вызвать принципиальные нарушения в работе горелок — создание неразожнутого факела), перераспределение расхода газа и воздуха между горелками.

Если в результате тщательного обследования печи, ее загрузки и газозоудушного режима горелок отклонений не обнаружено (обнаружены и устранены), то причина возрастания неравномерности нагрева изделий, по всей вероятности, вызвана неисправностью винтового завихрителя или туннеля одной или нескольких горелок (неисправность как завихрителя, так и туннеля вызывают неразожкание факела). В этом случае горелку следует отремонтировать и либо пабить туннель по шаблону (для этих горелок корректность соблюдения всех линейных размеров туннеля и радиусов сопряжения весьма существенна для нормальной работы в режиме разожнутого факела), либо установить новые горелочные камни.

8.111. Причиной нарушения технологического хода печи в этом случае, по всей вероятности, явилось изменение сопротивления участков воздуховодов у горелок, что привело к перераспределению воздуха между горелками. Перераспределение воздуха при том же расходе газа на каждую горелку изменило коэффициенты α , при которых работали горелки до реконструкции воздушной сети со всеми вытекающими отсюда последствиями (изменение атмосферы печи, недожог у одних горелок, большой избыток воздуха у других и т. д.). Для восстановления нормального хода печи необходимо провести наладку работы горелок в новых условиях, на основании которой будет уточнена режимная карта работы печи.

8.112. Если при переводе отопления агрегата с природного на нефтяной попутный газ тепловая мощность ΣQ и коэффициент расхода воздуха при горении останутся прежними, т. е. $\Sigma Q_1 = \Sigma Q_2$ и $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha$, то замены дутьевого вентилятора и воздуховодов не потребуется. Это легко может быть доказано. Для углеводородных газов теоретически необходимое количе-

ство воздуха $V_{0,1}$ почти не зависит от состава газа, а определяется только его теплотой сгорания. С достаточной для практики точностью $V_{0,1}$ может быть определено из выражения, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

$$V_{0,1} = (1,11 - 1,13) Q_{0,1} \cdot 10^{-3}. \quad (8-1)$$

Исходя из этого, можно записать

$$V_{0,1} = B_{r,1} \alpha V_{0,1} = B_{r,1} \alpha \cdot 1,12 \cdot 10^{-3} Q_{0,1};$$

$$V_{0,2} = B_{r,2} \alpha V_{0,2} = B_{r,2} \alpha \cdot 1,12 \cdot 10^{-3} Q_{0,2}.$$

учитывая, что $\Sigma Q_1 = \Sigma Q_2 = B_{r,1} Q_{0,1} = B_{r,2} Q_{0,2}$, получим $V_{0,1} = V_{0,2} = V_{0,1}$, что и требовалось доказать.

8.113. Мощность электропривода вентилятора может быть определена по формуле, кВт,

$$N = K'(V_0 + \Delta V)(p_0 + \Delta p_0) T_0 \cdot 10^{-6} / (\eta_v \eta_{пр}), \quad (8-2)$$

где K — коэффициент запаса мощности на пусковой момент; V_0 — необходимый расход воздуха в нормальных условиях, $\text{м}^3/\text{ч}$; ΔV — потери воздуха в подводящих трубопроводах, $\text{м}^3/\text{ч}$; p_0 — необходимое давление воздуха перед горелкой, мм вод. ст.; Δp_0 — потери давления воздуха в подводящих трубопроводах, мм вод. ст.; η_v — к. п. д. вентилятора; $\eta_{пр}$ — к. п. д. привода; T_0 — температура воздуха, К.

С достаточной для практики точностью можно принять $\Delta V = 0,05 V_0$; $\Delta p_0 = 0,5 p_0$; $\eta_v = 0,55$; $\eta_{пр} = 0,98$ (для соединения вентилятора с двигателем через муфту); $K = 1,1$ (для двигателей мощностью более 5 кВт). Тогда формула (8-2) примет вид, кВт,

$$N \approx 3,21 \cdot 10^{-6} V_0 p_0 T_0. \quad (8-3)$$

8.114. При условии, что тепловой режим печи соответствует проектному (материал и толщина кладки выбираются в соответствии с проектируемым температурным режимом обработки изделий в печи), причиной недопустимого повышения $t_{н,в}$ и $t_{н,с}$ ($t_{н,в} < 50 \div 60$ °С, $t_{н,с} = 80 \div 100$ °С) обычно является выгорание внутренней огнеупорной кладки. Работа на такой печи недопустима вследствие возможной аварии и больших тепловых потерь через ограждение, поэтому печь должна быть выведена в ремонт.

8.115. Выбивание газов из загрузочного и разгрузочного окон печи должно быть минимальным. Языки пламени не более 10—20 см. Поэтому работа с языками пламени $L = 50$ см недопустима из-за больших потерь теплоты. Выбивание газов из печи регулируется поддержанием определенного давления в рабочем пространстве. Давление в печах, работающих постоянно открытыми (например, щелочные), должно поддерживаться близким к атмосферному во избежание больших выбиваний газов (потери теплоты) или подсосов воздуха (изменение атмосферы печи).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Материалы XXVI съезда КПСС.* М., Политиздат, 1981. 223 с.
2. *Брежнев Л. И.* Речь на Пленуме ЦК КПСС 27 ноября 1979. М., Политиздат, 1979. 12 с.
3. *Багдасаров В. А.* Техника безопасности и организация работ в городском газовом хозяйстве. Л., Недра, 1979. 360 с.
4. *Брук Ю. Г.* Сжигание газа в нагревательных печах. Л., Недра, 1977. 167 с.
5. *Иссерлиш А. С.* Основы сжигания газового топлива. Л., Недра, 1980. 271 с.
6. *Михеев В. П., Медников Ю. П.* Сжигание природного газа. Л., Недра, 1975. 391 с.
7. *Равич М. Б.* Эффективность использования топлива. М., Наука, 1977. 344 с.
8. *Правила безопасности в газовом хозяйстве.* М., Недра, 1980. 167 с.
9. *СНиП II-37—76.* Газоснабжение. Внутренние и наружные устройства. М., Стройиздат, 1977. 87 с.
10. *СНиП II-35—76.* Котельные установки. М., Стройиздат, 1977. 49 с.
11. *Чепель В. М., Шур Н. А.* Сжигание газов в топках котлов и печей и обслуживание газового хозяйства предприятий. Л., Недра, 1980. 591 с.
12. *Шукин А. А.* Промышленные печи и газовое хозяйство заводов. М., Энергия, 1973. 224 с.
13. *Эстеркин Р. И., Иссерлиш А. С., Певзнер М. Н.* Теплотехнические измерения при сжигании газового и жидкого топлива. Л., Недра, 1981. 424 с.
14. *Эстеркин Р. И.* Эксплуатация котлоагрегатов на газовом топливе. Л., Недра, 1974. 208 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава 1. Организация эксплуатации газового хозяйства	5
1-1. Проектирование и монтаж	6
1-2. Газовая служба предприятия	7
1-3. Подготовка и ответственность персонала	8
1-4. Документация	9
1-5. Прием в эксплуатацию	9
1-6. Ввод в эксплуатацию	9
Решения упражнений	20
Глава 2. Газоопасные работы и приемы безопасной эксплуатации	20
2-1. Организация газоопасных работ	21
2-2. Средства личной защиты	22
2-3. Приборы и инструменты	—
2-4. Доврачебная помощь	—
Решения упражнений	43
Глава 3. Трубы, запорные устройства и их соединения	43
3-1. Трубы	—
3-2. Сварка, соединительные части, фланцевые и резьбовые соединения стальных труб	44
3-3. Запорные устройства	45
Решения упражнений	61
Глава 4. Газорегуляторные пункты (ГРП) и установки (ГРУ)	61
4-1. Назначение и устройство оборудования ГРП (ГРУ)	—
4-2. Обслуживание оборудования ГРП (ГРУ)	62
4-3. неполадки в аварии в работе оборудования ГРП (ГРУ)	63
Решения упражнений	64
Глава 5. Газопроводы	89
5-1. Наружные газопроводы	—
5-2. Внутренние газопроводы	90
5-3. Испытание газопроводов	91
Решения упражнений	92
Глава 6. Сжигание газа	115
6-1. Практические характеристики процесса горения	—
6-2. Контроль процесса горения	117
6-3. Воспламенение и взрыв	118
Решения упражнений	121
Глава 7. Горелки	172
7-1. Основные характеристики и конструкция газовых горелок	—
7-2. Обслуживание горелок	173
7-3. неполадки и аварии горелок котельных и печных агре- гатов	174
Решения упражнений	176
Глава 8. Котельные и печные агрегаты	214
8-1. Требования к агрегатам и помещениям газифицирован- ных установок	—
8-2. Обслуживание котлоагрегатов	215
8-3. неполадки в работе котлоагрегатов	216
8-4. Аварии котлоагрегатов, меры по предупреждению и ликви- дации	218
8-5. Особенности эксплуатации печных агрегатов	219
Решения упражнений	220
Список литературы	255