Главное энергетическое управление
при Госплане СССР (Союзглавэнерго)

РУКОВОДЯЩИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ, СТРОИТЕЛЬСТВУ И ПРИЕМКЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГАЗОПРОВОДОВ, ПОДАЮЩИХ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ К КОТЛАМ РАЙОННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

gost.e-ecolog.ru

Составлено котельно-топочным отделением ВТИ

Авторы: канд. техн. наук *А. И. Дворецкий*,
инженеры С. С. Грушо, Л. И. Гладков

Редактор инж. *Г. И. Землянский*

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящие Руководящие указания составлены котельно-топочным отделением ВТИ на базе разработанной Институтом «Временной инструкции по проектированию, строительству и приему в эксплуатацию газопроводов, подающих природный газ к котлам электростанций МЭС».

Руководящие указания составлены в соответствии с:

«Техническими условиями на производство и приемку строительных и монтажных работ — раздел XII», утвержденными 23 января 1956 г. Государственным комитетом Совета Министров СССР по делам строительства;

«Правилами сооружения и эксплуатации магистральных газопроводов», утвержденными 31 августа 1956 г. Министерством нефтяной промышленности СССР;

«Правилами безопасности в газовом хозяйстве населенных пунктов и при использовании газа промышленными, коммунальными и бытовыми потребителями», утвержденными 3 февраля 1961 г. Госгортехнадзором РСФСР. Отдельные положения Руководящих указаний, учитывающие особенности эксплуатации электростанций, детализируют указанные Правила Госгортехнадзора РСФСР и не противоречат их требованиям.

В Руководящих указаниях изложены требования, которые должны быть предъявлены к проекту перевода электростанции на природный газ и схеме газового хозяйства, к трубам, арматуре и материалам, используемым при сооружении газового хозяйства электростанции, к сварке и монтажу труб. В них даны указания по дооборудованию котлоагрегатов, переводимых на природный газ, а также по приемке в эксплуатацию газового хозяйства электростанции.

Редактор И. И. Бронштейн *Техн. редактор Н. А. Булдяев*

Сдано в набор 20/VIII 1962 г. Подписано к печати 10/XI 1962 г.
Т-11985 Бумага 84×108¹/₃₂ 2,46 п. л. Уч.-изд. л. 4,2
Тираж 5 000 экз. Подписное издание Заказ 2558

Типография Госэнергоиздата. Москва, Шлюзовая наб., 10.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Предисловие	2я стр. обл.
I. Общая часть	2
II. Требования к проекту	2
III. Схема газопроводов электростанций	4
IV. Газопровод, проходящий по территории электростанции и подводящий газ к котельной	6
V. Подземный газопровод, подводящий газ к котельной	7
1. Траса подземного газопровода на территории электростанции	7
2. Траншея и укладка в нее газопровода	9
3. Защита подземного газопровода от скопления в нем жидкости	10
4. Защита подземного газопровода от коррозии	11
VI. Надземный газопровод, подводящий газ к котельной	16
1. Трасса надземного газопровода на территории электростанции	16
2. Прокладка надземного газопровода по территории электростанции	18
VII. Регуляторы давления газа	20
VIII. Газопроводы, разводящие газ по котельной и подводящие газ к котлам и горелкам	21
1. Прокладка газопроводов	21
2. Размещение арматуры	22
3. Размещение свечей, дренажных и продувочных штуцеров	23
IX. Расчет газопровода на прочность и пропускную способность	23
X. Трубы и их соединения	25
1. Трубы, применяемые для газопроводов электростанций	25
2. Способы соединения труб газопроводов электростанций	26
XI. Сварка газопроводов электростанций	27
1. Требования к сварщикам	27
2. Материалы, применяемые при сварке газопроводов электростанций	27
3. Контроль качества труб и материалов, применяемых при сварке газопроводов	29
4. Производство сварки труб	30
5. Контроль качества сварных соединений	33
XII. Арматура	37
XIII. Измерительные приборы	38
XIV. Дооборудование котлоагрегатов, переводимых на сжигание природного газа	39
XV. Требования, предъявляемые к помещению и оборудованию котельных, работающих на газе	41
XVI. Испытание и приемка газопроводов электростанций	43
1. Общие требования	43
2. Испытание газопроводов на прочность воздухом	4
3. Испытание газопроводов на прочность водой	46
4. Испытание газопроводов на плотность	47
5. Приемка газопроводов электростанции	47

Утверждаю

Зам. начальника Союзглавэнерго

(С. Молоканов)

20 декабря 1961 г.

I. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1. Газопроводы, подающие природный газ к котлам электростанций, разделяются на:

а) газопроводы, подводящие газ к территории электростанции;

б) газопроводы, проложенные по территории электростанции и подводящие газ к котельной;

в) газопроводы, разводящие газ по котельной;

г) газопроводы, подводящие газ к котлам и горелкам.

2. Настоящие Руководящие указания распространяются на участки газопроводов, перечисленные в § 1, пп. «б», «в» и «г».

3. Отступления от настоящих Руководящих указаний, вызванные технической необходимостью, согласовываются в каждом отдельном случае с окружной инспекцией Государственного горнотехнического надзора и утверждаются главным инженером Районного управления энергетического хозяйства.

4. Снабжение электростанции природным газом должно производиться по специальному ответвлению от районной газорегулировочной станции (ГРС) или от магистрального газопровода. Присоединение к этому ответвлению других потребителей не допускается.

5. Газопроводы, подводящие природный газ к территории электростанции, должны сооружаться в строгом соответствии с «Правилами безопасности в газовом хозяйстве населенных пунктов и при использовании газа промышленными, коммунальными и бытовыми потребителями», утвержденными Госгортехнадзором РСФСР 3 февраля 1961 г.

6. Газопроводы, снабжающие газом расположенные на территории электростанции жилые здания, коммунально-бытовые предприятия и вспомогательные цехи электростанции, должны отвечать «Правилам безопасности», указанным в п. настоящих Руководящих указаний.

II. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТУ

7. Для перевода электростанций на газ или при сооружении новой электростанции на газе должен быть выполнен двустадийный проект газового хозяйства, состоящий из проектного задания и рабочих чертежей, включающий следующую техническую документацию.

а) схемы газопроводов с указанием длины и диаметров труб, всей арматуры, компенсаторов, дренажей, продувок и измерительных приборов;

б) участок генплана электростанции с трассой газопровода в масштабе 1 : 200; в отдельных случаях при невысокой плотности подземных сооружений допускается масштаб 1 : 500;

в) для подземных газопроводов — профили по оси газопровода в абсолютных отметках; масштаб для горизонтальных расстояний должен быть не менее 1 : 500 и для вертикальных не менее 1 : 100;

г) для газопроводов надземных и расположенных в помещениях — расчетную пространственную схему в масштабе 1 : 100 или 1 : 200 с указанием диаметров труб, уклонов, всей арматуры, фланцев, компенсаторов, дренажей, продувок, измерительных приборов, мертвых и подвижных опор; рабочие чертежи отдельных узлов газопроводов (компенсаторы, участки обхода оборудования и др.);

д) данных о коррозийной активности грунта на трассе и о наличии блуждающих токов с указанием мер защиты и устройств для контроля за блуждающими токами;

е) планы и разрезы помещений, по которым проходит газопровод, а для котельной — монтажные чертежи газопроводов в масштабе не менее 1 : 100 и рабочие чертежи отдельных узлов газопроводов;

ж) технологические схемы и рабочие чертежи автоматики регулирования давления и расхода газа;

з) перечни помещений, которые будут являться взрывоопасными;

и) чертежи выбранных горелок и установки их в топке котла;

к) пояснительную записку, расчеты газопроводов, горелок, спецификаций на оборудование и материалы;

л) сметы и соображения по организации работ.

8. На плане владения должны быть указаны линии застройки старой и новой планировки (красная линия), видимые элементы наземных и подземных сооружений, трасса газопровода и на расстоянии 50 *м* в обе стороны от оси газопровода все подземные сооружения в условном обозначении.

9. На продольных профилях должны быть указаны пикеты: черные и красные отметки поверхности земли; отметки дна траншей; отметки и расположение всех пересекаемых газопроводом подземных сооружений; расположение арматуры, углы поворотов трассы, а также геологический разрез трассы.

10. К пояснительной записке должны быть приложены:

а) решение о переводе данной электростанции на газ;

б) справка газоснабжающей организации, указывающая давление газа в газопроводе в месте ввода его на территорию электростанции и пределы колебания этого давления; состав и теплоту сгорания газа, его влажность и содержание в нем сернистых соединений.

11. С получением утвержденного проекта строительная организация должна составить инструкцию по производству работ (на сварку, изоляцию, рытье траншей, укладку и испытание газопроводов).

12. Проект газового хозяйства и инструкции по производству работ должны быть согласованы с местной газоснабжающей организацией, зарегистрирован в окружной инспекции Госгортехнадзора и утвержден районным управлением энергетического хозяйства.

13. Все изменения в проекте, могущие возникнуть в процессе изготовления или монтажа элементов газового хозяйства, должны быть согласованы между организацией, разработавшей проект, и организацией, потребовавшей изменения в проекте, с дополнительным согласованием с инспекцией Госгортехнадзора.

14. За правильность схемы газоснабжения, конструкцию газопроводов и за проект в целом несет ответственность организация, разработавшая проект газового хозяйства электростанции.

III. СХЕМА ГАЗОПРОВОДОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

15. Электростанция, сжигающая природный газ в качестве основного вида топлива и не имеющая резервного топлива, должна снабжаться газом по двум независимым газопроводам.

Производительность каждого газопровода должна обеспечить не менее 75% полной мощности электростанции.

16. От каждого газопровода должен делаться самостоятельный ввод в котельную.

17. Газовое хозяйство котельной на электростанции, сжигающей природный газ в качестве основного топлива и не имеющей резервного топлива, должно выполняться по схеме кольцевого газопровода или по иной схеме, обеспечивающей надежную работу электростанции и возможность ремонта газопровода без снижения нагрузки.

18. Электростанция, сжигающая природный газ в качестве дополнительного или резервного топлива, может снабжаться газом по одинарному газопроводу.

19. Газовое хозяйство котельной на электростанции, сжигающей природный газ в качестве дополнительного или резервного топлива, целесообразно выполнять по схеме одинарного газопровода.

20. Электростанция, сжигающая природный газ в качестве дополнительного или резервного топлива, должна иметь все устройства, позволяющие получить на основном твердом или жидком топливе полную мощность в случае временного прекращения поступления газа.

21. Перед вводом газопровода в котельную на территории электростанции должен устанавливаться запорный орган, позволяющий в случае надобности полностью прекратить поступление газа в котельную.

Управление этим запорным органом должно быть двойным: дистанционное со щита котельной и ручное.

22. Перед запорным органом, расположенным на территории электростанции и отсекающим поступление газа в котельную, должны устанавливаться: а) продувочная свеча; б) штуцер для манометра; в) водосборник.

За запорным органом должен устанавливаться штуцер для продувки.

23. В случае возможности поступления газа, несущего «механическую влагу» или сконденсировавшиеся горючие пары, должны устанавливаться на газопроводе перед входом его в котельную водоотделители (сепараторы). Спуск жидкости из сепаратора в общую канализацию электростанции не разрешается.

24. На газопроводе после главного запорного органа, а при наличии сепараторов после них должен устанавливаться регулятор (или регуляторы) давления, обеспечивающий постоянство давления газа в газопроводе котельной. Перед каждым регулятором давления должно быть предусмотрено место для установки фильтра.

25. Давление природного газа в котельной рекомендуется выбирать в пределах 0,2—0,5 *ати*. Давление газа в котельной выше 3 *ати* не должно допускаться.

26. Регуляторы давления газа должны иметь обвод (байпас) с задвижкой, имеющей ручное и дистанционное управление со щита котельной.

27. Перед и за регулятором давления должны быть установлены приборы, измеряющие давление, а также приборы, подающие на щит котельной сигналы в случае понижения или повышения давления газа за установленные границы.

28. Если расчетное давление газа в газопроводе, подводящем газ к территории электростанции, превышает расчетное давление газа в газопроводах котельной, то за регулятором давления в головной части газопровода должен устанавливаться предохранительный (сбросной) клапан, причем диаметр свечи, отводящей газ от предохранительного клапана, должен быть не менее диаметра патрубка клапана.

При расчете пропускной способности предохранительного клапана надлежит пользоваться следующей формулой:

$$G = 220Fp\sqrt{\frac{\mu}{T}}\ кг/ч,$$

где G — пропускная способность клапана, *кг/ч*:

F — рабочее сечение клапана, определяемое для клапанов, *см²*:

а) полноподъемных при $h = {}^1/_4 d$ по формуле

$$F = 0{,}785d^2;$$

б) неполноподъемных при $h = {}^1/_{20} d$ по формуле

$$F = 2{,}22dh;$$

d — внутренний диаметр седла, *см*;

h — высота подъема клапана, *см*;

p — абсолютное давление газа, *кГ/см²*;

T — абсолютная температура газа, ° К;

μ — молекулярный вес газа, проходящего через клапан (где $\mu \approx \approx 22{,}4\ \gamma_0^г$; здесь $\gamma_0^г$ — вес 1 *м³* газа при 0° С и 760 *мм рт. ст.*, *кг/нм³*).

Предохранительный клапан должен быть отрегулирован так, чтобы он открывался при повышении давления газа на 30% сверх рабочего; при повышении давления на 50% сверх рабочего (но не выше испытательного [см. п. 212]) клапан должен сбрасывать не менее 15% от максимального количества газа, подаваемого по газопроводу в котельную.

Предохранительный клапан в целях проверки его исправности продувкой должен быть снабжен приспособлением для принудительного открытия клапана во время работы.

Сброс газа из предохранительного клапана должен быть выведен специальной трубой на высоту, превышающую не менее чем на 2 *м* конек крыши ближайшего здания.

29. Регулятор давления нужно устанавливать так, чтобы шум от него не мог проникать в рабочие помещения электростанции.

30. До ввода в котельную не допускается делать каких-либо отводов от газопровода электростанции.

31. Все (за исключением лаборатории) вспомогательные цехи электростанции, получающие газ от газопровода электростанции, должны быть объединены в один коллектор и присоединены к одному специальному отводу газопровода, разводящего газ по котельной.

32. Для отбора пробы газа на газопроводе, разводящем газ по котельной, должен устраиваться специальный штуцер, желательно между местом замера количества газа и первым отводом.

33. Подводку газа в лабораторию рекомендуется делать от штуцера отбора пробы газа.

34. Измерение расхода газа производится общим на всю котельную и на каждый котел в отдельности.

35. Шайбовые расходомеры следует устанавливать без обводов (байпасов).

36. Перед каждым прибором замеряющим количество газа в газопроводе, измеряется температура газа.

37. На каждом отводе газопровода к котлу должен устанавливаться запорный орган, который применяется только для отключения газа.

38. На каждом отводе газопровода к котлу за запорным органом нужно устанавливать механизированную листовую задвижку («очки Шмидта») или делать устройства, облегчающие постановку заглушек (разжимные кронштейны).

39. На каждом отводе газопровода к котлу вслед за запорным органом на расстоянии от него не больше 0,5 *м*, должен устанавливаться штуцер с заглушкой для продувки отглушенного газопровода сжатым воздухом.

40. Соединение продувочного штуцера газопровода с линией сжатого воздуха допускается только при помощи съемных устройств (резинового или металлического шлангов), подключаемых только на время продувки отглушенного газопровода.

41. Постоянные соединения газопровода с паропроводом или воздуховодом не допускаются.

42. На каждом газопроводе к котлу за запорным органом должна устанавливаться поворотная заслонка или седельный клапан для регулирования расхода газа, управляемого колонкой КДУ автоматики горения. Колонка КДУ должна иметь также дистанционное управление со щита и ручное. Для удобства обслуживания колонка КДУ устанавливается у фронта котла на отметке пола котельной.

43. У каждого котла должны устанавливаться приборы, показывающие давление газа перед горелками.

44. Перед каждой горелкой должен устанавливаться свой запорный орган.

45. Продувочные свечи на газопроводе должны размещаться так, чтобы любой участок газопровода при включении можно было надежно продуть. Продувка газопровода через горелку в топку не допускается. Объединение нескольких продувочных свечей от разных котлов в один коллектор не допускается.

46. Дренажи должны быть размещены по газопроводу так, чтобы они обеспечили возможность спуска жидкости из любого участка.

47. Объединение нескольких дренажных линий газопровода в общий коллектор не допускается.

48. Вывод дренажных линий газопроводов в общестанционные дренажные и канализационные каналы и колодцы не допускается.

49. Устройство водяных затворов на газопроводах не разрешается.

IV. ГАЗОПРОВОД, ПРОХОДЯЩИЙ ПО ТЕРРИТОРИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ПОДВОДЯЩИЙ ГАЗ К КОТЕЛЬНОЙ

50. Газопровод, подводящий газ к котельной, может быть проложен по территории электростанции, либо подземной (в засыпаемых землей траншеях), либо надземной (на столбах, по стенам зданий, на эстакадах и т. п.) прокладкой.

Подземная прокладка производится только в особых случаях с разрешения районного энергоуправления.

51. Переход газопроводом рек, оврагов, суходолов, шоссейных и железных дорог и других природных препятствий и искусственных сооружений может осуществляться при помощи мостов, дюкеров, туннелей и металлических футляров по особо разработанным для каждого случая проектам.

52. Прокладка по территории электростанции каких-либо газопроводов, не имеющих прямого отношения к снабжению газом электростанции или ее цехов, не допускается.

53. Не разрешается прокладывать подземные или надземные газопроводы по территории открытой подстанции.

54. К газопроводу, проложенному по территории электростанции и подводящему газ к котельной, присоединение отводов для подключения каких-либо потребителей не допускается.

55. При подаче на электростанцию газа двумя независимыми газопроводами они по всей своей длине не должны сходиться между собой ближе чем на 30 *м*.

56. При подаче на электростанцию газа двумя независимыми газопроводами каждый из них должен быть введен в котельную совершенно самостоятельно.

V. ПОДЗЕМНЫЙ ГАЗОПРОВОД, ПОДВОДЯЩИЙ ГАЗ К КОТЕЛЬНОЙ

1. Трасса подземного газопровода на территории электростанции

57. Расстояние между подземным газопроводом и другими сооружениями должно быть по горизонтали (в плане) не меньше (в свету) величин, приведенных в табл. 1.

58. В местах пересечения газопровода с другими подземными сооружениями (водопровод, теплопровод, канализация) расстояние по вертикали (в свету) между защитным футляром и пересекаемым сооружением должно быть не менее 0,15 *м*, а между газопроводом и силовыми или телефонными кабелями — не менее 0,5 *м*.

59. Ближе 1,5 *м* от места пересечения с подземным сооружением не допускается устройство на газопроводе стыков или иных соединений, установка водоотделителей или какой-либо арматуры.

60. При пересечении газопроводом водопроводных, канализационных и других подземных сооружений (коллекторов, канализации, водостоков и др.) газопровод должен быть заключен в стальной футляр. Концы футляра должны быть выведены за пределы пересекаемого сооружения на 0,5 *м*, а вокруг газопровода на расстоянии не менее 2 *м* в каждую сторону от точки пересечения должно быть устроено глиняное уплотнение.

Таблица 1

Допустимые расстояния между подземным газопроводом и другими сооружениями, *м*

Объекты и сооружения	Давление газа в газопроводе (избыточное)		
	до 3 *кГ/см²*	свыше 3 *кГ/см²* до 6 *кГ/см²*	свыше 6 *кГ/см²* до 12 *кГ/см²*
До линии застройки здания	5,0	9,0	15,0
До крайнего рельса железнодорожного пути	4,0	7,0	10,0
До крайнего рельса трамвайного пути	2,0	3,0	5,0
До электрокабеля	1,0	1,0	2,0
До водопровода, канализации, водостока . . .	1,5	2,0	5,0
До наружной стенки канала теплопровода . .	2,0	2,0	4,0
До края фундамента опор высоковольтной воздушной линии электропередачи	5,0	5,0	5,0
От ограждений открытых подстанций . . .	5,0	5,0	5,0
От внешней стены проходных и непроходных коллекторов (туннелей)	2,5	4,5	7,0

61. Пересечение газопроводом подъездных железнодорожных путей должно осуществляться в футляре из стальных труб, выходящем не менее чем на 5 *м* от осей крайних рельсов.

От футляра должна быть выведена свеча из стальной трубы диаметром не менее 50 *мм*.

Свеча должна выводиться на расстоянии не менее 20 *м* от оси крайнего рельса и заканчиваться стояком высотой не меньше 5 *м* от головки рельса.

При расположении стояка вблизи зданий он должен быть выведен выше конька здания на 2 *м*.

62. Устанавливаемые свечи должны быть защищены от попадания в них атмосферных осадков.

63. Пересечение газопроводом шоссейных и грунтовых дорог должно осуществляться в футляре из стальных труб, выходящих не менее чем на 10 *м* от каждой бровки дороги.

64. На расстоянии 10 *м* в обе стороны от точки пересечения трассы подземного газопровода с высоковольтной линией электропередачи не разрешается устанавливать на газопроводе колодцы, арматуру, водоотводчики и подобные устройства.

65. Газопроводы в местах пересечения с трамвайными или электрифицированными железнодорожными подъездными путями прокладываются:

а) в коробах, заливаемых битумом, с толщиной слоя битума вокруг трубы не менее 60 *мм*; концы короба должны быть выведены на 3 *м* от крайних рельсов пути;

б) в футлярах с нанесением на трубу изоляции весьма усиленного типа на длину футляра, равную ширине пути плюс по 3 *м* в каждую сторону. В футляре газопровод должен укладываться на диэлектрических прокладках.

66. Защитный футляр, в котором укладывается газопровод при пересечении с различными сооружениями, должен делаться из стальных труб, диаметр которых на 100—200 *мм* больше диаметра газопровода. Футляр снаружи должен быть покрыт защитной нормальной изоляцией, а внутри — грунтовкой. Вход и выход газопровода из футляра должны быть уплотнены пробкой из битума.

67. Участок газопровода, расположенный в футляре, должен иметь минимальное число сварных стыков, а при длине футляра меньше 3 *м* соединений на газопроводе внутри футляра не должно быть вовсе.

68. Укладка газопровода в проходных коллекторах как специальных, так и совместно с водопроводом, теплопроводом, водостоком, канализацией и телефонными кабелями не допускается.

69. Укладка газопровода в общем коллекторе с силовыми и осветительными кабелями, с паропроводами воспрещается.

70. Укладка в одной траншее с газопроводом каких-либо других трубопроводов (водопроводов, теплопроводов, паропроводов и т. п.) воспрещается.

71. Укладка газопровода под жилыми домами и другими строениями воспрещается.

72. Прокладка газопровода по подвалам воспрещается.

2. Траншея и укладка в нее газопровода

73. Газопроводы влажного газа должны укладываться ниже средней глубины промерзания грунта.

На небольших участках (при пересечении подземных сооружений) допускается уменьшение глубины укладки газопроводов с принятием мер по утеплению их, с одновременной защитой газопроводов от влияния динамических нагрузок.

Газопроводы осушенного газа могут укладываться в зоне промерзания грунта, но на глубине не менее 0,8 *м* от верха трубы до поверхности земли. При этом глубина укладки газопроводов должна выбираться такой, чтобы влияние возможных динамических нагрузок не вызывало в трубах опасных напряжений.

74. Рытье траншей должно производиться непосредственно перед укладкой в них труб. Вырытые траншеи должны быть защищены от стока в них поверхостных вод.

75. Дно траншей перед укладкой газопровода должно быть хорошо спланировано по проектным отметкам. В случае переуглубления должна быть сделана подсыпка песком с тщательным уплотнением. При слабом грунте, т. е. с допускаемой нагрузкой ниже 0,75 *кГ/см*^{2}, и в заболоченных местах дно траншеи должно быть укреплено путем естественного уплотнения или устройства искусственного основания.

При скалистых грунтах или насыпных грунтах, содержащих битый кирпич или остатки других строительных материалов, по дну траншей должна быть сделана подушка из утрамбованного песка

или просеянного грунта толщиной 20 *см*. Подготовленная к укладке газопровода траншея должна быть осмотрена и составлен соответствующий акт.

Газопровод на всем своем протяжении должен опираться на плотное и равное естественное или искусственное основание, обеспечивающее газопровод от просадок и повреждений, а также покрыт противокоррозийной изоляцией.

76. Трасса подземного газопровода не должна проходить через места с грунтом особо высокой коррозийности (шлаковые и зольные отвалы, низины, заболоченные техническими стоками, и т. п.).

77. Опускание труб в траншею во избежание повреждения изоляции производится при помощи специальных широких мягких полотенец.

78. Укладка газопровода в траншее змейкой в вертикальной или горизонтальной плоскости не допускается.

79. Укладка труб в траншею и сварка их в летнее время должны производиться при минимальной суточной температуре (утром). Плети, сваренные из труб с продольным сварным швом, должны укладываться по возможности швом вверх.

80. Немедленно после опускания газопровода в траншею должны быть проверены глубина его укладки, наличие необходимого уклона, состояние изоляции, а при необходимости произведено ее исправление и засыпка мелким грунтом на 0,3 *м* выше верха трубы. Неизолированные стыки при этом оставляются незасыпанными до окончания испытания на прочность и плотность. Результаты осмотра и проверки актируются.

81. Все сварные стыки участков газопровода на переходе железных, трамвайных и автомобильных дорог, проходных и непроходных туннелей должны быть просвечены.

После просвечивания газопровод до наварки на стыки муфт подвергается гидравлическому испытанию на давление воздухом согласно п. 348 настоящих Руководящих указаний. Порядок проведения испытаний определяется инструкцией, составляемой организацией, осуществляющей строительство газопровода.

Просвечиваемые гамма-лучами сварные стыки согласно требованиям настоящего параграфа не входят в норму просвечивания 2% стыков согласно п. 273 настоящих Руководящих указаний.

82. Верх траншеи после засыпки должен быть выровнен с прилегающей местностью.

83. Проходящая по территории электростанции трасса подземного газопровода не должна заливаться сплошным асфальтовым покрытием.

84. Устанавливаемая на подземном газопроводе арматура (задвижки) должна помещаться в огнестойкие колодцы с выводом управления к поверхности земли под крышку колодца.

85. Для обеспечения удобств монтажа и демонтажа задвижек и их ремонта целесообразно в колодцах смежно с задвижкой устанавливать компенсаторы.

3. Защита подземного газопровода от скопления в нем жидкости

86. Подземный газопровод должен укладываться с уклоном не менее 0,003 по ходу газа и не менее 0,005 против хода газа.

87. В низших точках подземного газопровода, образуемых естественным уклоном местности или искусственным уклоном, пре-

дусмотренным при укладке газопровода, должны устанавливаться водосборники с устройством для удаления скапливающейся жидкости.

Трубки для удаления из водосборников скопившейся жидкости должны выводиться на поверхность земли под ковер.

88. Емкость водосборника должна делаться в зависимости от влажного газа, но не должна быть меньше емкости 0,25 *пог. м* трубы газопровода. Трубки для удаления скопившейся жидкости и для продувки газом должны иметь внутренний диаметр не меньше 16 *мм*.

89. Устройство для удаления (откачки) из водосборника скопившейся жидкости должно выполняться в виде двух параллельных трубок (одна для откачки жидкости с низшей точки водосборника, другая — для продувки газом) с перемычкой между ними, разделенной запорным вентилем или краном.

90. До установки на место водосборники должны быть опрессованы гидравлическим давлением не ниже 15 *ати* и проверены на прочность и плотность.

91. Сепараторы (влагоотделители), устанавливаемые при наличии в газе капельной влаги или конденсирующихся паров тяжелых углеводородов, должны располагаться в отдельных, хорошо вентилируемых и отепленных помещениях, имеющих большую площадь окон и построенных из огнестойких материалов. Перекрытия таких помещений должны быть легкой конструкции и делаться из огнестойких или полуогнестойких материалов. Окна и двери этих помещений должны открываться наружу.

92. Установка сепараторов в нижних этажах многоэтажных зданий или в подвальных помещениях запрещается.

93. Сепараторы должны быть рассчитаны на внутреннее давление не ниже 6 *ати* и испытаны на прочность давлением не ниже 10 *ати*.

94. Сепараторы, работающие под давлением свыше 0,7 *кГ/см²*, должны быть предъявлены для освидетельствования и регистрации местной инспекции Госгортехнадзора.

4. Защита подземного газопровода от коррозии

95. Вне зависимости от коррозийности грунта подземный газопровод, проходящий по территории электростанции, должен быть на всей своей длине, включая и участки, уложенные в защитные футляры, покрыт противокоррозийной изоляцией типа «весьма усиленная» и оборудован активной защитой (например, катодной) против воздействия блуждающих токов.

96. Противокоррозийной изоляцией должен быть покрыт сам подземный газопровод и все установленные на нем вспомогательные устройства (водосборники, дренажные трубки и т. п.).

97. Стояк для откачки конденсата должен быть защищен кожухом и покрыт изоляцией типа «нормальная».

98. Стальной футляр, в котором укладывается газопровод в местах пересечения с другими подземными сооружениями, должен снаружи покрываться изоляцией типа «нормальная», а внутри грунтовкой.

99. Нормальная и весьма усиленная противокоррозийная изоляция должны выполняться в соответствии с требованиями, приведенными в табл. 2.

Таблица 2

Тип изоляции	Наименование слоев изоляции	Минимальная толщина изоляции, *мм*
Нормальная	1. Грунтовка 2. Битумное покрытие (первый слой) 3. Битумное покрытие (второй слой) 4. Крафт-бумага	3
Весьма усиленная	1. Грунтовка 2. Битумное покрытие (первый слой) 3. Битумное покрытие (второй слой) 4. Гидроизол 5. Битумное покрытие (третий слой) 6. Битумное покрытие (четвертый слой) 7. Гидроизол 8. Битумное покрытие (пятый слой) 9. Битумное покрытие (шестой слой) 10. Крафт-бумага	9

Примечания: 1. При механизированных способах нанесения изоляции битумное покрытие наносится в один слой толщиной 3 *мм*, при ручной работе — в два слоя по 1,5 *мм*.

2. Наличие защищающей обертки строго обязательно при производстве изоляции труб не на месте работ, а в централизованных мастерских.

100. Для противокоррозийной изоляции следует по возможности употреблять грунтовку и битумное покрытие, выпускаемые промышленностью в готовом виде. При приготовлении грунтовки и битумного покрытия на месте должны применяться материалы, отвечающие следующим требованиям:

1) нефтяной битум (ГОСТ 6617-56) марки IV или смесь марок III и V по ГОСТ 1544-52;

2) бензин автомобильный (ГОСТ 2084-51);

3) каолин в порошке (ГОСТ 6138-52), дающий не более 2% остатка на сите с 4 900 отверстиями на 1 $см^2$, имеющий влажность не выше 3%.

101. Грунтовкой является раствор битума в бензине в отношении 1 : 3 по объему; удельный вес грунтовки 0,8—0,82.

102. Приготовление грунтовки на строительстве должно производиться в специально выделенном для этого пункте с соблюдением мер пожарной и технической безопасности.

103. Грунтовка должна приготовляться следующим образом.

Битум рубится на куски весом 1—2 *кг* на деревянной площадке и загружается в котел, где и разогревается до жидкого состояния. Расплавленный битум ведрами загружается в железный бак. В оставший до 40° С битум вливается бензин; одновременно производится энергичное перемешивание смеси деревянным веслом до тех пор, пока весь битум не растворится.

Приготовленная грунтовка немедленно разливается в герметически закрывающуюся тару (железные бочки с завинчивающимися

пробками). При разливании в бочки грунтовка процеживается через металлическую сетку с размером ячеек 0,25 *мм*² (ГОСТ 2715-44 и ГОСТ 2851-45). При операциях с грунтовкой должны строго соблюдаться правила пожарной и технической безопасности.

104. Не разрешается пользоваться грунтовкой, загустевшей вследствие испарения из нее растворителя. Загустевшая грунтовка должна быть разбавлена таким количеством бензина, чтобы удельный вес ее не превышал 0,8—0,82.

105. Битумное покрытие приготовляется из битума марки IV (ГОСТ 6617-56) или смеси битумов марок III и V (ГОСТ 1544-52) в примерном отношении 1 : 1 и каолина по ГОСТ 6138-52. Количество каолина, добавляемого в битум, составляет 20—25% по весу. Битумное покрытие должно иметь температуру размягчения по кольцу и шару от 75 до 90° С в зависимости от района расположения города или населенного пункта.

106. Для газопроводов, прокладываемых в районах северной полосы СССР, температура размягчения битумного покрытия должна быть ближе к 75° С. Для газопроводов, прокладываемых в районах средней и южной полос СССР, температура размягчения битумного покрытия должна быть ближе к 90° С.

107. При приготовлении битумного покрытия температура в котле не должна быть выше 220° С.

Качество битумного покрытия проверяется путем периодического отбора проб из котла. Порядок отбора проб и их количество определяются инструкциями по производству работ. Результаты проверки проб заносятся в журнал изоляционных работ.

108. При производстве работ по наложению противокоррозийной изоляции в зимнее время (при температуре ниже +5° С) в состав битумного покрытия вводится осевое масло в количестве 3% по весу (ГОСТ 610-48).

109. Гидроизол, применяемый в качестве усиливающей обертки, должен приготовляться из картона, изготовляемого из асбестового волокна, путем пропитки его нефтяным битумом.

Характеристика гидроизола:

1) отношение веса пропиточной массы к весу абсолютно сухого картона 0,6 : 1;

2) сопротивление разрыву не менее 1 000 *Г/мм*²;

3) при испытаниях на гибкость при 15—20° С гидроизол должен выдерживать:

а) навивание на стержень диаметром 20 *мм*;

б) огибание под углом 180°.

Применение взамен гидроизола марли, мешковины и других органических, поддающихся гниению материалов не допускается.

110. Ролевая крафт-бумага, применяемая в качестве защищающей обертки, должна соответствовать по качеству ГОСТ 2228-51.

111. К руководству работами по противокоррозийной изоляции допускаются только лица (мастера, десятники, бригадиры, старшие рабочие), прошедшие соответствующую подготовку по данной работе и имеющие удостоверения о сдаче экзаменов.

Качество каждой прибывшей на строительство партии битума, каолина, бензина, осевого масла или готового битумного покрытия или грунтовки проверяется по сертификатам, а при отсутствии их — лабораторным испытанием. Результаты проверки или испытания актируются.

112. Изоляция труб может производиться централизованно на изоляционном заводе или в мастерских, а также на бровке траншей перед укладкой. В траншеях допускается изоляция только вариваемых фасонных частей, арматуры, стыков и исправление поврежденных мест изоляции.

Транспортировка и хранение изолированных труб должны исключить возможность повреждения изоляции.

113. Для предупреждения повреждения изоляции плети газопровода должны лежать на бровке траншеи на опорах.

В случае повреждения изоляции при опускании труб в траншею она должна быть исправлена.

114. Поверхность труб перед наложением грунтовки должна быть очищена от грязи, жира и ржавчины. Очистка от жира производится бензином, очистка от ржавчины — механическими или химическим способами: металлическими щетками (ручным или машинным способом), пескоструйными аппаратами и т. п.

Очистка механическим способом должна производиться только при сухой поверхности труб и до прекращения отделения красной пыли. По окончании очистки производится протирка тряпками или мягкими щетками для удаления очищенной ржавчины.

Очистка химическим способом возможна при производстве изоляции на заводе или в мастерской по согласованию с инспекцией Госгортехнадзора.

Химическая очистка труб производится травлением в ингибированной кислоте.

После травления кислотой поверхность труб должна быть пассивирована и промыта водой.

В качестве пассиваторов рекомендуется применять растворы:

а) каустической соды 2%+3% хромпика +95% воды;

б) каустической соды 2%+3% тринатрового фосфата +95% воды;

в) каустической соды от 5 до 10%+95—90% воды.

115. При нанесении изоляции на бровке траншей ежедневно следует очищать поверхность только того участка, который может быть покрыт грунтовкой в этот же день. Поверхность трубы, покрытой грунтовкой, должна быть ровной; в нижней ее части не должно быть подтеков. Участок, не покрытый грунтовкой и оставленный на ночь или смоченный дождем, подлежит вторичной очистке.

116. Грунтовка должна наноситься в холодном состоянии на сухую поверхность труб. Слой грунтовки должен быть ровным без пропусков, сгустков, подтеков и т. п.

117. Толщина слоя грунтовки должна быть порядка 0,1—0,2 *мм*. Большая толщина ухудшает качество покрытия.

118. Грунтовка считается высохшей, если она при нажиме не оставляет следов на руке (наличие некоторого отлипания допускается).

119. Битумное покрытие при механизированном способе следует наносить в горячем состоянии (160—180° С) слоем толщиной не менее 3 *мм* на высохшую грунтовку.

При ручном способе битумное покрытие должно наноситься двумя слоями, каждый толщиной 1,5—2 *мм*. Нанесение последующего слоя допускается после остывания ранее нанесенного слоя,

120. Битумное покрытие наносится только на огрунтованную сухую, незапыленную и незагрязненную поверхность труб.

121. Обертывание газопровода крафт-бумагой или гидроизолом производится по спирали лентой по горячему битумному покрытию. При обертывании крафт-бумагой края ленты должны перекрываться внахлестку на 2—3 *см*. При обертывании гидроизолом допускается обертка без перекрытия предыдущего витка, при этом зазор между витками допускается не более 22 *мм*. Концы ленты закрепляются на трубе горячим битумом. Обертка должна плотно прилегать к покрытию без пустот, морщин и складок. Конец одной ленты должен быть перекрыт началом следующей ленты на 6—8 *см*. Материал обертки при нанесении на трубу должен быть сухим и незагрязненным.

Примечание. Трубы малых диаметров допускается обертывать отдельными листами гидроизола с перекрытием (внахлестку) продольных и поперечных швов.

122. Наложение битумного покрытия на влажную поверхность или во время дождя и снегопада не допускается.

123. Производство работ по нанесению на трубы противокоррозийной изоляции допускается только при температуре наружного воздуха не менее +5° С.

При более низких и отрицательных температурах, помимо введения в состав битумного покрытия осевого масла, работы должны производиться по особым инструкциям.

При атмосферных осадках работа должна производиться под навесом, защищающим трубы от осадков.

124. При производстве изоляционных работ на участке должен вестись журнал изоляционных работ, в который ежедневно заносятся результаты проведенных работ.

125. Качество противокоррозийной изоляции проверяется представителями электростанции и подрядчика до опускания труб в траншею.

126. Определение качества противокоррозийной изоляции производится внешним осмотром, замерами толщины покрытия, проверкой отсутствия скрытых дефектов детектором и проверкой прилипаемости к металлу.

127. Пооперационный контроль изоляции должен производиться в процессе наложения каждого слоя по всей длине трубопровода. Грунтовка проверяется на отсутствие пропусков и сгустков, а также на высушивание. Основная изоляция проверяется на отсутствие пропусков, трещин, пузырей, мелких отверстий, бугров и впадин.

128. Толщина каждого слоя изоляции должна проверяться через каждые 50 *м* и не менее чем в четырех точках по окружности трубы в каждом контролируемом месте, а также во всех местах, вызывающих сомнение.

129. Проверка изоляции производится по всей длине трубопровода детектором с напряжением 36 *кв*. Выявленные при помощи детектора места плохой изоляции отмечаются мелом и исправляются обязательно до опускания газопровода в траншею. Дефекты исправляются горячим покрытием после снятия недоброкачественной изоляции. После исправления изоляции детектор пропускают по этому участку трубопровода вторично.

130. Проверка детектором весьма усиленной изоляции производится после нанесения первых двух слоев битумного покрытия и гидроизола.

131. Прилипаемость изоляции к поверхности трубы, а также усиливающей и защищающей оберток к битумному покрытию проверяется путем надреза изоляции по двум сходящимся под углом 45—60° линиям и отдиранием изоляции от вершины угла надреза. При этом изоляция не должна отставать от поверхности трубы, а обертка — от поверхности изоляции. Проколы и повреждения изоляции, произведенные при проверке ее качества, должны быть залиты горячей битумной мастикой.

132. Приемка противокоррозийной изоляции газопровода должна производиться заказчиком (представителем электростанции) совместно с представителем строительной организации пооперационно с занесением результатов приемки каждой операции в журнал. При этом отмечаются:

а) дата производства работ;

б) тип защиты и конструкции противокоррозийной изоляции;

в) способ очистки поверхности трубы (механический, химический и др.);

г) состав грунтовки;

д) марка битумной мастики;

е) вид обертки;

ж) толщина каждого слоя;

з) координаты и длина изолированных участков или пикетаж;

и) диаметры труб;

к) обнаруженные при приемке дефекты и недоделки;

л) общая оценка качества работ.

VI. НАДЗЕМНЫЙ ГАЗОПРОВОД, ПОДВОДЯЩИЙ ГАЗ К КОТЕЛЬНОЙ

1. Трасса надземного газопровода на территории электростанции

133. Надземный газопровод должен прокладываться на расстоянии по горизонтали не менее:

3 *м* от ближайшего трамвайного или железнодорожного рельса; 1,5 *м* от ближайшей бровки проезжей дороги; 10 *м* от ограды открытой электроподстанции; от проводов воздушный линий электропередач при наиболее неблагоприятных условиях с учетом наибольшего отклонения проводов:

1,0 *м* от проводов воздушных линий электропередачи напряжением до 1 *кв*;

3,0 *м* от проводов воздушных линий электропередачи напряжением от 1 до 20 *кв*;

4,0 *м* от проводов воздушных линий электропередачи напряжением от 35 до 110 *кв*;

4,5 *м* от проводов воздушных линий электропередачи напряжением до 150 *кв*;

5,0 *м* от проводов воздушных линий электропередачи напряжением до 220 *кв*.

134. При прокладке надземного газопровода под воздушными линиями электропередачи расстояние от нижних проводов с учетом

их провисания должно быть (по вертикали) не менее: 1,0 *м* от проводов воздушных линий электропередач напряжением до 1 *кв*;

3,0 *м* от проводов воздушных линий электропередач от 1 до 20 *кв*;

4,0 *м* от проводов воздушных линий электропередач от 35 до 110 *кв*;

4,5 *м* от проводов воздушных линий электропередач до 150 *кв*;

5,0 *м* от проводов воздушных линий электропередач до 220 *кв*.

Примечание. При пересечении с воздушной линией электропередачи газопровод должен быть заземлен в соответствии с § II-4-66д, II-5-111в и главы I-7 «Правил устройства электроустановок», утвержденных в 1956—1958 гг., Госэнергоиздат 1958—1959, а линии электропередач в местах пересечения с газопроводом должны быть выполнены в соответствии с указаниями § II-4-12 и II-5-111а упомянутых правил.

135. Прокладка надземного газопровода над воздушными линиями электропередач не разрешается.

136. При определении наименьших вертикальных и горизонтальных расстояний между воздушными линиями электропередачи и газопроводом всякого рода ограждения, устраиваемые над трубопроводом в виде решеток, галерей, площадок, рассматриваются как части газопровода.

137. При пересечении надземного газопровода с трамвайными или с электрифицированными железнодорожными подъездными путями расстояние от низа газопровода до верхнего провода питающей сети не должно быть меньше 1,5 *м*.

138. На расстоянии 10 *м* в обе стороны от точки пересечения трассы надземного газопровода с линией электропередачи не разрешается устанавливать на газопроводе какую-либо арматуру, водоотводчики или другие устройства, требующие дополнительного обслуживания.

139. Пересечение трассы надземного газопровода с воздушными линиями электропередачи, с железнодорожными и трамвайными путями должно осуществляться под углами от 45 до 90°. Предпочтительно пересечение под прямым углом (90°).

140. В местах пересечения надземного газопровода с железнодорожными путями и автомобильными дорогами расстояние по вертикали должно быть:

между головкой рельса железнодорожного пути и нижней образующей трубы газопровода или нижней деталью несущей эстакады не меньше 5,5 *м*;

между покрытием полотна автодороги и нижней образующей трубы газопровода или нижней деталью несущей эстакады не меньше 4,5 *м*.

Примечание. Высота проезжей части должна быть указана на таблице, подвешенной к газопроводу.

141. При пересечении надземного газопровода с надземными паро, водо- или воздухопроводами расстояние между ними в свету (по вертикали) должно быть не менее 300 *мм*.

142. Надземный газопровод должен прокладываться на огнестойких опорах и эстакадах, по наружным огнестойким и полуогнестойким стенам производственных зданий, по огнестойким перекрытиям зданий.

143. При прокладке газопровода по стенам не допускается пересечение дверных и оконных проемов.

144. На газопроводах, прокладываемых по наружным стенам зданий, арматуру, измерительные устройства, водоспускные штуцера и пр. можно ставить только в промежутках между оконными или дверными проемами.

145. Фундамент конструкций (колонн), поддерживающих надземный газопровод, должен находиться на расстоянии (по горизонтали) не менее: 1 *м* от ближайшей стенки проходного или непроходного коллектора (туннеля); 1,5 *м* от ближайшей стенки трубы напорного водопровода.

146. Надземные газопроводы, прокладываемые на опорах, эстакадах или по стенам зданий, должны иметь высоту, считая от низа трубы до уровня земли в непроезжей части территории не менее 2,2 *м* и в местах пересечения с железнодорожными путями, автодорогами, согласно п. 140 настоящих Руководящих указаний.

147. Для компенсации температурных удлинений газопровод должен быть снабжен компенсаторами или иметь такую конфигурацию, которая обеспечивает условия самокомпенсации.

148. Применение сальниковых компенсаторов не допускается.

149. Прокладка надземного газопровода не допускается по территории, обслуживаемой портальным краном или скреперными лебедками, по стенам взрывоопасных помещений и деревянных зданий.

2. Прокладка надземного газопровода на территории электростанции

150. *Опорные конструкции газопроводов должны быть выполнены* из металла или железобетона. Применение деревянных опор не допускается.

151. *Совместная прокладка на опорах газопровода с электропроводами* или с трубопроводами горючих или коррозийно-активных жидкостей не разрешается.

152. *Совместная прокладка на опорах или на эстакаде надземного* газопровода с трубопроводами воды, пара и воздуха разрешается *при условии*, что:

а) температура среды, протекающей по сопутствующему трубопроводу, не превышает 300° С, а давление не превышает 25 *ати*;

б) расстояние (в свету) между газопроводом и изоляцией сопутствующего трубопровода составляет не меньше 300 *мм*. При диаметре сопутствующего трубопровода меньше 300 *мм* это расстояние может быть уменьшено до величины, равной диаметру сопутствующего трубопровода, но не меньше 150 *мм*;

в) при укладке сопутствующих трубопроводов обеспечен свободный доступ к газопроводу для периодического осмотра и необходимого ремонта;

г) газопровод полностью защищен от температурного воздействия горячих сопутствующих трубопроводов;

д) сопутствующие трубопроводы не создают дополнительной нагрузки для газопровода.

153. Газопровод диаметром 500 *мм* и больше, прокладываемый по наружной стене здания, должен располагаться от стены на расстоянии (в свету, без учета изоляции) не меньше 500 *мм*. Расстояние между стеной и газопроводом диаметром меньше 500 *мм* может

равняться диаметру газопровода, но не должно быть меньше 150 *мм*.

154. При пересечении стен и перекрытий газопровод должен прокладываться в стальном футляре, концы которого должны выступать не менее 25 *мм* с каждой стороны. Стыки внутри футляра не допускаются. Диаметр футляра должен быть больше диаметра трубы не менее чем на 100 *мм*. Пространство между газопроводом и футляром должно заделываться паклей и заливаться битумом.

155. При прокладке газопровода по крыше расстояние от нее до нижней образующей газопровода должно быть не меньше 0,5 *м*.

156. При прокладке газопровода по крыше должно быть обеспечено удобство его осмотра и обслуживания. Если передвижение непосредственно по крыше связано с неудобствами (крутая кровля, недостаточная прочность покрытия и т. п.), то вдоль газопровода должны быть сделаны ходовые мостки (с перилами), а в местах обслуживания должны быть предусмотрены площадки и лестницы к ним. Для доступа к газопроводу на крышу разрешается устраивать лестницы типа пожарных.

157. Газопроводы должны укладываться на седло колонн таким образом, чтобы поперечные швы газопроводов отстояли от края седла не менее чем на 300 *мм*, а продольные швы располагались выше седла.

158. Хомуты, поддерживающие надземный газопровод, должны охватывать самую трубу, а не наружную поверхность изоляции.

159. На газопроводе в месте пересечения с воздушными линиями электропередачи должны быть установлены ограждения, препятствующие свободному проходу по газопроводу под электрическими проводами.

160. В месте пересечения газопровода с воздушными линиями электропередачи должны быть приняты меры по предупреждению обрыва проводов, аналогичные предпринимаемым при пересечении линий электропередачи с железными дорогами и другими ответственными сооружениями.

161. Все элементы газопровода при параллельном следовании или при пересечении с воздушными линиями электропередачи должны быть надежно заземлены.

162. Для стока скапливающейся в трубах жидкости надземный газопровод должен укладываться с уклоном:

не менее 0,003 — по ходу газа;

не менее 0,005 — против хода газа.

163. Надземный газопровод должен в каждой своей нижней точке, там где меняется направление уклона, иметь водоспускной (дренажный) штуцер (для спуска жидкости).

164. Дренажные штуцера, арматура, измерительные шайбы можно ставить на надземном газопроводе только в отепленных помещениях (например, в специально отапливаемых будках).

Примечание. Отопление будок должно производиться паром либо горячей водой. В благоприятных климатических условиях дренажные штуцера, арматуру и измерительные шайбы можно ставить и на открытом воздухе при соответствующем их отеплении (войлоком, шлаковатой, асбестом и другими сухими теплоизоляционными материалами).

165. Закрытые отепленные будки у надземного газопровода должны быть сооружены из несгораемых или трудносгораемых ма-

териалов, не иметь оборудования и устройств, не относящихся к газопроводу, обладать хорошей вентиляцией.

166. Газопроводы в местах расположения арматуры, измерительных шайб, водоотводчиков и т. п. должны быть хорошо освещены.

167. У мест постоянного обслуживания арматуры, измерительных диафрагм, водоотводчиков и т. п., если они расположены выше 2,5 *м* от уровня земли, должны быть предусмотрены стационарные площадки и лестницы к ним.

Для одиночных площадок редкого пользования допускается применение стремянок.

168. Использование газопровода в качестве конструкции, несущей нагрузку от каких-либо сооружений или устройств, не допускается.

169. После испытания на прочность и плотность надземный газопровод должен быть тщательно покрашен в светло-коричневый цвет масляной или нитрокраской

VII. РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

170. Регуляторы давления должны обеспечивать давления газа в газопроводе котельной в пределах ±5% от заданного давления.

171. В качестве регуляторов давления газа предпочтительно применять электронные регуляторы.

172. Регуляторы давления газа могут устанавливаться либо непосредственно в самой котельной, либо в отдельно стоящей постройке, либо в пристройке к зданию, не сообщающейся с ним, либо в специальной пристройке на стене снаружи здания или на его крыше.

173. Установка регуляторов давления в подземных или подвальных помещениях не допускается.

174. В случае установки регуляторов давления газа в помещении котельной они должны быть расположены около оконных проемов. Регуляторы давления должны устанавливаться так, чтобы они были легко доступны для осмотра и ремонта, чтобы шум от них не проникал к рабочим местам.

Место установки регуляторов давления газа должно надежно вентилироваться и хорошо освещено. Сами регуляторы должны быть защищены от возможных повреждений и от теплового излучения нагретых поверхностей (стенок топок, горячих дымоходов и т. п.).

175. В случае установки регуляторов давления газа в специальном помещении компоновка трубопроводов и арматуры должна обеспечивать полную их доступность и удобство обслуживания при эксплуатации и ремонте. Между газопроводами и полом должно быть расстояние, достаточное для осмотра и ремонта газопровода, а также устанавливаемой на нем арматуры и регуляторов.

При расположении газопроводов вдоль стен они монтируются на высоте, обеспечивающей наибольшие удобства для обслуживания арматуры и регуляторов давления. При невозможности удобного обслуживания с пола должны быть устроены металлические площадки или сделано дистанционное управление. Не допускается преграждать газопроводами вход в помещение. Ширина входа и основного прохода в помещение должна составлять не менее 0,8 *м*. Расположение газопроводов в каналах пола запрещается.

176. Помещения для размещения регуляторов давления газа должны выполняться одноэтажными, несгораемыми, с перекрытием легкой конструкции. Двери и окна должны открываться наружу.

177. Температура в помещениях, где расположены регуляторы давления газа, должна быть в зимнее время не ниже +12° С. Отопление помещений, где расположены регуляторы давления газа, может быть водяное или паровое с давлением пара не более 1,5 *ати*.

178. Помещение регуляторов давления газа должно быть оборудовано телефонной связью. Телефон должен быть взрывобезопасным, а в противном случае должен устанавливаться вне помещения в нише стены или в металлическом ящике с запирающимися на замок металлическими дверцами; ключ от замка должен находиться в определенном месте при входе в помещение регуляторов давления.

179. Помещение регуляторов давления должно иметь естественную вентиляцию при помощи открывающихся оконных фрамуг и вытяжных шахт в перекрытии здания.

Концентрация токсичных газов в помещении регуляторов давления не должна превышать допускаемой действующими санитарными нормами, а для газов нетоксичных составлять не более $^1/_5$ нижнего предела их взрываемости.

180. В помещении регуляторов давления газа электрическое освещение может быть внутренним во взрывобезопасном выполнении или наружным в обычном выполнении.

VIII. ГАЗОПРОВОДЫ, РАЗВОДЯЩИЕ ГАЗ ПО КОТЕЛЬНОЙ И ПОДВОДЯЩИЕ ГАЗ К КОТЛАМ И ГОРЕЛКАМ

1. Прокладка газопроводов

181. Газопроводы по котельной должны прокладываться по светлым и доступным местам на виду у обслуживающего персонала.

Прокладка газопроводов по подвалам, в каналах и коробах не допускается.

182. При прокладке газопровода вдоль стены расстояние (в свету) между трубой и стеной должно быть не меньше радиуса трубы и не меньше 100 *мм*.

При прокладке газопровода по полу между телом трубы и полом должен оставляться просвет не менее 100 *мм*.

Газопроводы, прокладываемые по полу, не должны стеснять движения цехового транспорта и людей и не должны пересекать дверных проемов.

183. Расстояние между газопроводом и электропроводкой должно быть не меньше 0,5 *м*.

184. Расстояние (в свету) между двумя параллельно проложенными газопроводами должно быть не менее диаметра большего газопровода и не менее 100 *мм*.

185. Газопровод должен прокладываться с уклоном желательно по ходу газа. Минимальный уклон по ходу газа должен быть не менее 0,003, против хода газа не менее 0,005.

186. Газопроводы не следует прокладывать над устройствами, которые могут пострадать от стекающей с газопровода конденсирующейся воды (над электродвигателями, электросборками и т. п.). При невозможности избежать такого размещения расположенные

под газопроводом устройства должны быть надежно защищены от попадания на них влаги.

187. Не допускается прокладка газопроводов в местах, где они могут быть повреждены грузом, поднимаемым краном или тельфером, или где они могли бы нагреваться от температуры выше 100° С.

188. Не допускается прокладка газопроводов через помещения распределительных устройств, помещения, в которых производится заливка шлака или золы, здания водоподготовки и др., где могут возникать условия, благоприятные для повышенной коррозии.

189. Не допускается прокладка газопроводов через вентиляционные каналы, воздуховоды, дымоходы.

190. Размещение и конструкция опор и подвесок газопровода должны полностью исключать возможность возникновения в арматуре дополнительных напряжений от всяких перекосов и защемлений.

191. В случае, если газопровод, разводящий газ по котельной, расположен на высоте более 3 *м* от пола, то для обслуживания и осмотра должна быть устроена вдоль него специальная площадка.

192. В местах, где может скапливаться просачивающийся из газопровода газ (между потолочными балками под сводами и т. п.), должна оборудоваться дополнительная вентиляция, например при помощи вытяжек.

193. Все газопроводы в котельной должны быть окрашены в светло-коричневый цвет масляной или нитрокраской.

2. Размещение арматуры

194. Запорная задвижка на отводе газопровода к котлу должна устанавливаться как можно ближе к газопроводу, разводящему газ по котельной, но не дальше чем на 1,5 *м* от него.

За запорной задвижкой должны быть предусмотрены приспособления, облегчающие установку заглушки (разжимные кронштейны).

195. За запорной задвижкой устанавливается регулирующий орган—поворотная заслонка (или седельный клапан), регулирующая количество газа, подаваемого к котлу, управление которой включено в систему автоматики горения согласно п. 42 настоящих Руководящих указаний.

196. Непосредственно перед каждой горелкой котла должна устанавливаться запорная задвижка.

197. Вся арматура газопровода должна быть легко доступна для осмотра, ремонта и управления с пола помещения или со специальных площадок.

198. При расположении арматуры на высоте свыше 2 *м* от пола целесообразно применять устройства (цепи, штанги и т. п.), позволяющие осуществлять управление арматурой с пола машинистом котла.

199. Арматуру на газопроводе устанавливать так, чтобы шток располагался вертикально вверх или, что менее желательно, вертикально вниз. Необходимо избегать установки арматуры с горизонтальным и наклонным расположением штока.

200. На каждой продувочной свече должны устанавливаться последовательно два запорных органа с установкой за ними кранника диаметром 5 *мм* для отбора проб.

3. Размещение свечей, дренажных и продувочных штуцеров

201. Продувочные свечи на газопроводе нужно размещать так, чтобы не оставалось тупиковых (непродуваемых) участков газопровода длиннее 1,5 *м*.

202. Продувочные свечи нужно выводить на 2 *м* выше конька крыши ближайшего здания, чтобы выходящий из свечей газ не мог попасть в помещения через окна и вентиляционные устройства.

203. В зависимости от диаметра газопровода продувочные свечи должны выполняться:

диаметры газопроводов	50—75 *мм*,	100—250 *мм*,	300—800 *мм*
диаметры продувочных свеч . . .	20 *мм*,	25 *мм*,	50 *мм*

204. В каждой нижней точке газопровод должен иметь дренажный штуцер диаметром 20 *мм* для спуска скапливающейся жидкости.

205. Дренажные линии должны выводиться в открытые воронки или специальные сборники; вывод дренажных линий в каналы, проходящие под полом, и в канализационную сеть не допускаются.

Способ удаления дренированной жидкости из котельной и с территории электростанции должен выбираться в каждом отдельном случае индивидуально с учетом конкретных местных условий. При подаче в котельную сухого газа дренажные линии допускается закончить на высоте 1 *м* от пола котельной.

206. На газопроводе к котлу за запорной задвижкой должен устанавливаться штуцер для продувки сжатым воздухом диаметром не менее 25 *мм*, привариваемый снизу газопровода.

207. На дренажных и продувочных штуцерах, кроме запорного органа (за ним), обязательно должна устанавливаться либо заглушка, либо глухая пробка (на резьбе), либо глухой колпачок (на резьбе).

IX. РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ И ПРОПУСКНУЮ СПОСОБНОСТЬ

208. Проверку диаметра и пропускной способности газопровода, подводящего газ к территории электростанции, можно производить по формуле

$$Q_ч = 20{,}56 d_{вн}^{8/3} \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2}{LT\gamma z}} \ м^3/ч,$$

где $Q_ч$ — часовое количество газа, проходящего по газопроводу при температуре 20° С и давлении 760 *мм рт. ст.*, $м^3/ч$;

$d_{вн}$ — внутренний диаметр газопровода, *см*;

p_1 — давление в начале газопровода, *ата*;

p_2 — давление в конце газопровода, *ата*;

L — длина газопровода, *км*;

T — температура газа в газопроводе, ° К;

γ — удельный вес газа по отношению к воздуху;

z — коэффициент сжимаемости газа, обычно принимаемый равным 1,0.

209. Определение пропускной способности диаметров газопроводов и падения давления в газопроводах, проходящих по территории электростанции и по котельной, должно производиться по формулам:

$$Q_ч = 3\,600 F w \ м^3/ч,$$

$$\Delta p = \lambda \frac{l}{d} \frac{w^2}{2g} \rho_{ср} + \Sigma \xi \frac{w^2}{2g} \rho_{ср},$$

где $Q_ч$ — часовой расход газа, $м^3/ч$;
Δp — потеря давления, *мм вод. ст.*;
λ — коэффициент трения;
l — длина газопровода, *м*;
d — внутренний диаметр газопровода, *см*;
F — площадь сечения газопровода, $м^2$;
w — скорость газа, *м/сек*;
g — ускорение силы тяжести, $м/сек^2$;
$\rho_{ср}$ — средний вес единицы объема газа, $кг/м^3$;
ξ — коэффициент местных сопротивлений.

210. Диаметры газопроводов должны быть выбраны такими, чтобы:

а) при максимальном расходе газа ни в одной точке газопровода, разводящего газ по котельной (коллекторе), давление газа не было бы ниже давления газа непосредственно за регулятором давления более чем на 30%;

б) при максимальной паропроизводительности котла напоры газа перед задвижками горелок не различались бы между собой больше чем на 15%.

211. Скорости газа в газопроводах целесообразно принимать в пределах 30—60 *м/сек* при среднем давлении газа (~3 000 *мм вод. ст*) и в пределах 5—10 *м/сек* при низком давлении газа (~200 *мм вод. ст.*).

212. Весь газопровод должен быть запроектирован и построен так, чтобы выдерживал внутреннее рабочее давление не ниже 5 *ати* и испытательное давление, равное 1,25 от рабочего, но не ниже 10 *ати*.

Испытательное давление должно быть выше рабочего не менее чем на 5 $кГ/см^2$.

213. За рабочее давление должно приниматься рабочее давление, установленное проектом.

214. Расчеты газопровода на прочность следует производить с коэффициентом запаса 2, отнесенным к пределу текучести материала труб.

215. Толщина стенки трубы газопровода определяется при проектировании его, исходя из максимально возможного давления в газопроводе, но не должна быть менее 5 *мм* для труб с условным проходом от 80 до 200 *мм* и не менее 6 *мм* для труб с условным проходом свыше 200 *мм*.

216. Толщина стенки трубы подземного газопровода, проходящего по территории электростанции, должна быть увеличена на 1—2 *мм* против толщины, определенной расчетом на прочность, указанной в пп. 214 и 215.

217. Вспомогательные линии газопроводов, продувочные и дренажные, имеющие наружный диаметр менее 40 *мм*, могут прокладываться из труб с толщиной стенки 3 *мм*.

218. При расчете надземных газопроводов на прочность должны учитываться следующие нагрузки:

а) от собственного веса газопровода;

б) от веса воды, полностью заполняющей проходное сечение газопровода;

в) от веса изоляции (если она имеется).

219. При проектировании газопроводов должна быть обеспечена компенсация температурных удлинений за счет формы самого газопровода. Применение сальниковых компенсаторов не допускается.

220. При проектировании газопровода должен быть решен вопрос о способе продувки его для освобождения от газа и предусмотрено все оборудование, необходимое для таких продувок (компрессоры, разводка сжатого воздуха и т. д.).

221. Использование газопровода в качестве опорной конструкции не допускается.

X. ТРУБЫ И ИХ СОЕДИНЕНИЯ

1. Трубы, применяемые для газопроводов электростанций

222. Для газопроводов электростанций должны применяться только стальные трубы, соответствующие ГОСТ 3101-46, ГОСТ 301-50, ГОСТ 4015-52, ГОСТ 1753-53. Применяемые для строительства газопроводов стальные трубы и листовая сталь (для фасонных частей) должны изготовляться из сталей марок: Ст. 2; Ст. 4; МСт. 2; МСт. 4 по ГОСТ 380-50 и Ст. 10; Ст. 20 по ГОСТ 1050-52. Указанные марки сталей согласно ГОСТ 380-50 и ГОСТ 1050-52 характеризуются химическим составом, приведенным в табл. 3, и механическими свойствами, указанными в табл. 4.

Таблица 3

Марка стали	Содержание, %				
	углерод	марганец	кремний	сера	фосфор
Ст. 2 (МСт. 2)	0,09—0,15	0,35—0,50	—	0,055	0,050
Ст. 3 (МСт. 3)	0,14—0,22	0,35—0,60	0,12—0,35	0,055	0,050
Ст. 4 (МСт. 4)	0,18—0,27	0,40—0,70	0,12—0,35	0,055	0,050
				не более	
Ст. 10	0,05—0,15	0,35—0,65	0,17—0,37	0,045	0,045
Ст. 15	0,10—0,20	0,35—0,65	0,17—0,37	0,045	0,045
Ст. 20	0,15—0,25	0,35—0,65	0,17—0,37	0,045	0,045

Таблица 4

Марка стали	Механические свойства		
	предел прочности при растяжении *кГ/мм²*	относительное удлинение не менее, %	
		для длинного образца	для короткого образца
Ст. 2 (МСт. 2) . .	34—42	26	31
Ст. 3 (МСт. 3) . .	38—47	23—21	27—25
Ст. 4 (МСт. 4) . .	42—52	21—19	25—23
Ст. 10	32	—	31
Ст. 15	35	—	27
Ст. 20	40	—	25

Трубы по ГОСТ 1753-53 и ГОСТ 4015-52 должны быть 1-го сорта, а трубы по ГОСТ 3101-46 должны относиться к I классу.

223. Стальные трубы должны поступать с заводов-изготовителей *со снятыми фасками; при снятии фасок в полевых условиях* (при вставке патрубков, фасонных частей и пр.) надлежит применять, как правило, специальные газовые резаки.

224. На газопроводе разрешается установка тройников, крестовин, отводов, переходов и других фасонных частей, сваренных из стальных труб или из стального листа той же марки, которая принята по проекту для данного газопровода.

225. Отводы должны изготовляться с радиусом кривизны не менее:

а) 10 диаметров трубы при гнутье труб в холодном состоянии;

б) 4 диаметров при гнутье труб в горячем состоянии;

в) 1,5 диаметра при изготовлении сварных отводов; сварные отводы должны изготовляться не менее чем из трех звеньев.

226. *Толщина стенки труб, применяемых для газопроводов электростанций*, должна соответствовать требованиям, изложенным в пп. 212—216 настоящих Руководящих указаний.

2. Способы соединения труб газопроводов электростанций

227. При прокладке газопровода соединение стальных труб осуществляется ручной дуговой, автоматической и полуавтоматической электросваркой под слоем флюса, электроконтактной и газопрессовой сваркой. Газовая сварка допускается при наружном диаметре газопровода, не превышающем 114 *мм*, и давлении в нем до 3 *кГ/см²*. *Фланцевые соединения допускаются только для установки* арматуры и горелок.

228. На газопорводе допускается установка арматуры только на фланцах или сварке. Лишь на надземных газопроводах с максимальным рабочим давлением ниже 4 *ати* допускается установка на линиях *диаметром меньше 25 мм запорной арматуры на резьбе*. На газорегулировочных пунктах резьбовые соединения допускаются в местах установки КИП.

229. Для фланцевых соединений применяются прокладки из клингерита, паранита и промасленного асбестового или тряпичного картона.

230. Для сальников должна применяться асбестовая графиченная набивка.

231. При установке арматуры на резьбе для ее уплотнения должны применяться свинцовый сурик или белила, приготовленные на натуральной олифе, и льняная пакля.

232. При прокладке вспомогательных линий (выхлопов продувочных свечей, дренажных трубопроводов) соединение труб осуществляется ручной дуговой, автоматической и полуавтоматической электросваркой под слоем флюса.

233. Трубы нестандартной длины к сварке на прямых участках подземных газопроводов не допускаются.

XI. СВАРКА ГАЗОПРОВОДОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1. Требования к сварщикам

234. Сварка стыков должна производиться сварщиками, имеющими удостоверения, подтверждающие их достаточную квалификацию и допуск к сварке труб. Перед допуском к работе сварщик должен сварить пробный стык в условиях, соответствующих условиям на строительстве.

235. К сварке и прихватке газопроводов допускаются сварщики, сдавшие испытания в соответствии с правилами испытания сварщиков Госгортехнадзора. Сварщик, имеющий удостоверение о квалификации, но впервые приступивший к сварке данного газопровода или имевший перерыв в своей работе более 1 мес., должен заваривать пробный стык в условиях, тождественных с теми, в которых производится сварка газопровода на строительстве (те же трубы, методы и режимы сварки, электроды, проволоки, флюс, положение, в котором производится сварка, машины и т. д.).

236. Из пробного стыка, признанного удовлетворительным по внешнему осмотру, вырезаются образцы для механических испытаний, предусмотренных п. 277 настоящих Руководящих указаний.

237. В случае получения неудовлетворительных результатов по каком-либо виду испытаний вырезанного образца допускаются по этому виду повторные испытания на двойном количестве образцов, вырезанных из того же стыка. При неудовлетворительных результатах, полученных хотя бы на одном из повторных образцов, сварщик не допускается к работе и должен пройти повторную подготовку в течение не менее 10 дней. Сварщик может быть допущен к сварке стыков только после получения положительных результатов механических испытаний образцов из вновь сваренного пробного стыка.

2. Материалы, применяемые при сварке газопроводов электростанций

238. Трубы для газопровода электростанций применяются только стальные, отвечающие стандартам, указанным в п. 222.

239. При электросварке должны применяться высококачественные электроды марок Э-42 и Э-42А по ГОСТ 2523-51 или иных ма-

рск, обеспечивающие механические качества сварного шва не ниже тех, которые должны давать электроды Э-42

Механические свойства металла шва и сварного соединения, полученные наплавкой электродами Э-42 и Э-42А без последующей термообработки, должны удовлетворять, согласно ГОСТ 2523-51, следующим требованиям (табл. 5).

Таблица 5

Марки электродов	При применении электродов диаметром более 3 *мм*		При применении электродов диаметром 3 *мм* и менее			Марки проволоки по ГОСТ 2246-54
	металл шва		сварное соединение			
	предел прочности при растяжении, *кГ/мм²*	относительное удлинение, %	ударная вязкость, *кГ·м/см²*	предел прочности при растяжении, *кГ/мм²*	угол загиба, *град*	
	не менее					
Э-42	42	18	8	42	120	СВ-0,8
Э-42А	42	22	14	42	180	СВ-0,8А

240. Присадочная проволока для автоматической сварки под слоем флюса и газовой сварки должна удовлетворять требованиям ГОСТ 2246-54 для марок СВ-0,8 и СВ-0,8А (табл. 6).

Таблица 6

Марка проволоки	Содержание элементов, %						
	углерод	марганец	кремний	хром	никель	сера	фосфор
	не более						
СВ-0,8	0,10	0,35—0,60	0,03	0,15	0,30	0,040	0,040
СВ-0,8А	0,10	0,35—0,60	0,03	0,10	0,25	0,03	0,030

241. Для газовой сварки и резки должен применяться кислород технический I и II сортов, по ГОСТ 5588-50 с содержанием чистого кислорода соответственно 99 и 98% по объему.

242. Для получения ацетилена, применяемого при газовой сварке и резке, должен употребляться карбид кальция 1 и 2-го сорта по ГОСТ 1460-46 Применение карбида кальция, не имеющего сертифи-

ката завода-изготовителя, запрещается. Ацетилен должен очищаться от фосфористого водорода и влаги.

Сварка ацетиленом, полученным в ацетиленовом генераторе без загрузки очистителя гератолем и осушителя хлористым кальцием, не разрешается.

3. Контроль качества труб и материалов, применяемых при сварке газопроводов

243. Поступающие на строительство газопровода трубы должны иметь сертификаты, подтверждающие соответствие их качества требованиям, указанным в п. 222 настоящих Руководящих указаний. После проверки сертификатов производятся осмотр и отбраковка труб, получивших при транспортировке механические повреждения (глубокие вмятины, царапины и т. п.). На трубах, признанных негодными, масляной краской крупными буквами делается надпись «брак». Результаты проверки качества труб по сертификатам и внешним осмотром оформляются строящей организацией актом, который должен храниться вместе с сертификатами. В случае наличия бессертификатных труб качество каждой трубы определяется анализом на содержание углерода, марганца, кремния, серы и фосфора, а также проведением механических испытаний. Трубы могут быть применены для сооружения газопровода, если их химический состав и механические свойства соответствуют п. 222 настоящих Руководящих указаний.

244. Электроды или проволока, применяемые для сварки газопроводов, должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие соответствие их требованиям ГОСТ 2523-51 или ГОСТ 2246-54. Независимо от наличия сертификатов от каждой прибывшей партии (не более 5 *т*) электродов или проволоки отбирается проба для проверки качества внешним осмотром и производства испытаний на механические свойства металла шва и сварного соединения. До получения результатов испытаний использование электродов и проволоки не разрешается. Результаты приемки каждой партии электродов или сварочной проволоки оформляются строящей организацией актом, к которому прилагаются данные проведенных механических испытаний.

245. Проверка механических свойств металла шва и сварного соединения поступивших электродов или проволоки производится в следующем порядке. Электродами или проволокой отобранной пробы производится сварка квалифицированным сварщиком двух обрезков труб, применяемых на строительстве газопровода. Сваренный стык подвергается испытанию в соответствии с п. 277 настоящих Руководящих указаний. При получении неудовлетворительных результатов по какому-либо виду испытаний оно повторяется на удвоенном числе образцов. В случае неудовлетворительных результатов, хотя бы на одном образце, партия электродов или проволоки бракуется.

246. При отсутствии сертификатов электроды или сварочную проволоку разрешается применять только при условии наличия документа, подтверждающего принадлежность их к одной партии, и после проверки их качества внешним осмотром и проведения испытаний в соответствии с п. 277 настоящих Руководящих указаний.

247. Транспорт и хранение электродов на строительстве должны исключать возможность их повреждения и увлажнения. При выдаче электродов сварщикам состояние обмазки должно проверяться ответственным лицом. Применение электродов с отсыревшей обмазкой не допускается.

248. Каждая партия флюса, прибывшего на строительство, подвергается приемке, при которой:

а) проверяется соответствие качества флюса требованиям технических условий на него;

б) производится сварка пробных стыков с применением данного флюса, испытываемых в соответствии с п. 277 настоящих Руководящих указаний.

Результаты приемки каждой партии флюса оформляются строящей организацией актами.

4. Производство сварки труб

249. В инструкции по производству сварки, разрабатываемой строительной организацией, в зависимости от принятого способа сварки, толщины стенки труб, марки и диаметра электродов должны быть указаны: а) угол скоса кромок концов труб и величина нескошенной части; б) величина зазора между кромками при стыковке труб; в) режим сварки; г) число слоев шва; д) величина валика шва, а также условия, определяющие ведение сварочных работ в зимнее время.

250. Доставленные на строительство трубы должны быть рассортированы и отбракованы (имеющие вмятины, глубокие царапины и подобные дефекты).

251. Перед сборкой и сваркой стальных труб надлежит:

а) полностью очистить трубы от попавших внутрь их комьев грунта, грязи, камней и пр.;

б) выправить деформированные при перевозке концы труб;

в) проверить форму кромок;

г) очистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб на ширину не менее 10 *мм*.

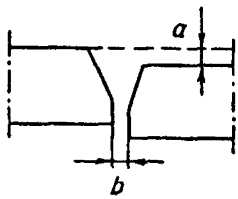
252. Правка деформированных концов труб может производиться в нагретом или холодном состоянии и должна производиться, как правило, с применением расширителей. Выправленные концы труб должны при стыковании хорошо совпадать между собой и могут иметь вмятины и забоины, не превышающие допускаемых стандартами (ГОСТ 8101-46, ГОСТ 4015-52, ГОСТ 4753-53).

253. Сборку сварных труб в секции следует производить так, чтобы продольные швы каждой трубы были смещены по отношению к швам смежной трубы не менее чем на 100 *мм* (в шахматном порядке).

Газопровод из сварных труб, как правило, должен быть уложен в траншею таким образом, чтобы все продольные швы труб располагались наверху газопровода и были доступны для осмотра (за исключением специально сваренных труб и труб, имеющих два и более продольных шва).

254. Величины допускаемых смещений кромок и зазоров между ними при центрировании труб для ручной дуговой сварки должны соответствовать табл. 7.

Таблица 7

Элементы стыка	Толщина стенок труб, *мм*	Допускаемое смещение кромок труб *a*, *мм*	Зазор, *мм*	
			b	допуски
	5—6	0,5	2,5	0,5
	7—8	1		
	9—10	1,5	3	1
	11—12 13—15	2		

При электроконтактной и газовой сварке допускаются следующие величины смещения кромок:

для труб с толщиной стенки до 8 *мм* . . . . . 1 *мм*
для труб с толщиной стенки от 9 *мм* и более . . . . . 1,5 *мм*

255. Сварочные работы должны осуществляться под общим руководством лица, имеющего специальную техническую подготовку.

256. Сварка труб в плети должна производиться на бровке траншеи.

При оставлении плетей на бровках траншей для предохранения от засорений концы плетей должны закрываться заглушками, а при малых диаметрах труб — деревянными пробками.

257. Каждому сварщику должен быть присвоен номер или шифр, который он обязан выбивать (глубиной не более чем 0,5 *мм*) или наплавлять на расстоянии 100 *мм* от шва.

258. На каждом участке строительства в процессе ведения сварочных работ должны составляться:

а) сварочные схемы с указанием номеров стыков с привязкой их к пикетам, клейма сварщика для каждого стыка, вида сварки с указанием просвеченных стыков для лабораторных испытаний;

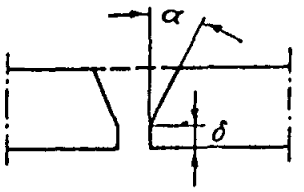
б) журнал ежедневного учета сварочных работ, в который заносятся номера плавок сваренных труб, условия проведения сварочных работ, отметки о приеме швов по внешнему виду.

259. Прихватка стыков труб должна производиться с применением электродов и сварочной проволоки тех же марок, которые применяются для сварки данного газопровода.

260. Наложение шва поверх прихваток допускается только после зачистки последних, причем неудовлетворительно выполненные прихватки должны быть удалены.

261. Форма кромок труб и углы скоса их, применяемые при сварке труб, должны приниматься согласно табл. 8.

Таблица 8

Способ сварки	Форма кромок	Рекомендуемый угол скоса кромок	Величина притупления, *мм*
Электродуговая и контактная сварка		$\alpha=30—35°$	$\delta=1—3$
Автоматическая дуговая сварка под флюсом		$\alpha=15—20°$	
Газопрессовая сварка		$\alpha=10—15°$	

Примечание. При автоматической и газопрессовой сварке труб с толщиной стенок 8 *мм* и более допускается скос кромок под углом 30—35°.

262. Каждый слой шва при многослойной сварке должен быть перед наложением последующего слоя очищен от шлака и брызг металла. Участки слоев шва с порами, раковинами и трещинами должны быть вырублены до чистого металла.

263. Сварка стыков должна, как правило, выполняться без перерывов в работе до полной заварки всего стыка. В случае вынужденного перерыва в работе при температуре воздуха ниже 0° С следует обеспечить непрерывное и равномерное охлаждение металла укрытием стыка слоем асбеста и применением иных аналогичных средств, устраняющих возможность резкого зонального охлаждения металла.

264. При сварке замыкающих стыков газопроводов и при сварке фасонных частей следует принимать меры к уменьшению температурных напряжений материала путем производства сварочных работ в часы наиболее низкой допускаемой по техническим условиям температуры воздуха, а также путем немедленной после сварки присыпки газопроводов (за исключением мест расположения стыков) грунтом.

265. Приварка патрубков для ответвлений, штуцеров, бобышек, гильз для термометров и пр. в местах расположения сварных швов не допускается.

Расстояние между поперечным сварным швом газопровода и швом приварки патрубка должно быть не менее 500 *мм*.

266. После проверки качества сборки и выполнения прихваток лицо, проверяющее качество работ, обязано принять сборку стыка, поставить клеймо и разрешить сварку стыка; по окончании сварки стык должен быть принят проверяющим лицом.

267. При ручной электродуговой сварке отдельные слои должны быть наложены таким образом, чтобы замыкающие участки швов не совпадали друг с другом.

Первый слой шва должен иметь вогнутую поверхность и обеспечивать полный провар корня шва. Второй слой должен заполнять разделку на 70—80% и обеспечивать полный провар кромок свариваемых труб.

Последний (третий или четвертый) слой шва должен полностью заполнять шов и обеспечивать плавный переход от сварного шва к основному металлу.

Усиление шва для повторных стыков должно быть не менее 1 *мм* и не более 30% от толщины стенки труб, а для неповоротных стыков — не менее 2—2,5 *мм* и не более 40% от толщины стенки трубы.

Допускается наличие подрезов глубиной не более 1 *мм*. Подрезы должны исправляться путем наплавки ниточных валиков шириной не более 2—3 *мм*.

268. Сварка труб при отрицательных температурах наружного воздуха может производиться без подогрева при температурах, указанных в табл. 9.

Таблица 9

Марка стали труб	Температура воздуха, °С
Малоуглеродистая сталь Ст. 3; спокойная сталь марок 10 и 15 с содержанием углерода до 0,22%	—30
Низколегированная сталь марки МК . . .	—25
Малоуглеродистая сталь марки Ст. 4 с содержанием углерода до 0,27%	—20

269. Сварка газопроводов при температуре наружного воздуха ниже —20° С должна производиться по технологии, указанной в проекте производства работ.

270. Процесс охлаждения швов, сваренных при отрицательной температуре воздуха, должен замедляться путем утепления мест сварки.

271. В случае производства сварочных работ при отрицательных температурах воздуха место сварки следует защищать от ветра и снега, а при температурах ниже, чем указано в табл. 9, сварку производить с предварительным подогревом стыка до температуры 150—200° С. Ширина полосы подогреваемого конца трубы должна быть не менее 100—150 *мм*.

5. Контроль качества сварных соединений

а) Контроль сварки под флюсом и газовой сварки

272. Контроль за качеством сварки газопровода должен осуществляться следующим образом:

а) пооперационной проверкой качества работ при сборке, прихватке и наложении швов;

б) просвечиванием гамма-лучами или магнитографированием;

в) при просвечивании гамма-лучами или магнитографическом контроле производить механические испытания на растяжение и загиб образцов, вырезанных из пробных стыков в количестве не менее одного на каждые 200 стыков, сваренных одним сварщиком;

г) при отсутствии просвечивания гамма-лучами или магнитографического контроля проводить механические испытания на рас-

тяжение и загиб образцов, вырезанных из контрольных стыков, в количестве не менее одного на каждые 200 стыков, сваренных одним сварщиком, и не менее одного на общее число стыков, сваренных каждым сварщиком в течение 1 мес.

273. Просвечиванию гамма-лучами должны быть подвергнуты 2% стыков, сваренных каждым сварщиком и принятых по внешнему осмотру на газопроводах с давлением до 3 *кГ/см*^{2}; не менее 50% при давлении от 3 до 6 *кГ/см*^{2} и не менее 100% при давлении выше 6 *кГ/см*^{2}. Проверке магнитографическим методом подлежат стыки газопровода, принятые по внешнему осмотру и не подлежащие просвечиванию гамма-лучами, в количестве не менее 10% от числа стыков, сваренных каждым сварщиком.

274. Пооперационный контроль сварочных работ заключается в проверке:

а) надлежащей подготовки труб, очистки их от грязи и окалины;

б) правильности центровки труб, совпадения кромок, величин зазора, зачистки кромок перед сваркой, а также размера, расположения и качества прихваток;

в) сварочного режима, порядка наложения швов, очистки от шлака и отсутствия в швах внешних дефектов.

Пооперационный контроль производится мастером, производителем работ или специально выделенным инженерно-техническим работником.

После проверки качества сборки проверяющее лицо обязано принять стык, поставить свое клеймо и разрешить его сварку. По окончании сварки стык должен быть принят проверяющим лицом по внешнему виду и заклеймен.

275. Сварной стык газопровода после очистки его от шлака, брызг и грязи должен удовлетворять по внешнему виду следующим требованиям:

а) иметь ровную и слегка выпуклую поверхность шва по всей длине окружности трубы с мелкой чешуйчатостью;

б) иметь равномерное усиление по всей длине окружности стыка;

в) не иметь в наплавленном металле трещин, раковин, пор и других дефектов, а рядом со швом — подрезов;

г) не иметь подтеков наплавленного металла внутри трубы.

Примечание. Кратеры верхнего слоя шва при ручной сварке должны быть выведены на основной металл и заварены.

276. Контрольные стыки для механического испытания на растяжение и загиб образцов, а также для просвечивания гамма-лучами или магнитографирования отбираются техническим надзором или представителем Госгортехнадзора.

Примечание. Стыки, забракованные по внешнему осмотру, должны быть полностью исправлены.

277. Стыки подвергаются механическим испытаниям на растяжение и на загиб в соответствии с ГОСТ 6996-54.

Для каждого вида испытаний изготавливается по три образца согласно пп. 37 и 62 ГОСТ 6996-54.

Места вырезки образцов из стыков намечаются и образцы маркируются в присутствии ответственного за сварку лица, о чем составляется соответствующий акт.

Механические испытания стыков должны производиться стационарными лабораториями.

Результаты испытаний для ручной дуговой электросварки, автоматической сварки под слоем флюса, электроконтактной и газопрессовой сварки должны удовлетворять следующим требованиям:

а) предел прочности сварного соединения должен быть не менее нижнего предела прочности основного металла труб;

б) угол загиба должен быть не ниже 120°.

Результаты испытаний для газовой сварки должны удовлетворять следующим требованиям:

а) предел прочности сварного соединения в среднем должен быть не менее нижнего предела прочности основного металла;

б) угол загиба должен быть не менее 100°.

В случае получения неудовлетворительных результатов по какому-либо виду испытаний образцов сварного стыка производится повторное испытание на удвоенном количестве образцов по этому же виду испытаний, вырезанных из того же стыка. В случае получения неудовлетворительных результатов хотя бы на одном образце сварщик отстраняется от работы.

Примечание. Сварщик может быть допущен к работе не менее чем через 10 дней после надлежащей тренировки, теоретической подготовки и сварки пробного стыка, подвергаемого испытаниям в соответствии с требованиями настоящего параграфа.

Результаты испытаний всех пробных стыков заносятся в личный формуляр сварщика. Вырезанные из газопроводов для испытания образцы сварных швов (пластины, катушки) хранятся строящей организацией. При сдаче газопровода в эксплуатацию образцы по акту передаются заказчику.

278. Для просвечивания выбираются стыки, наихудшие по внешнему осмотру. Просвечивание стыков газопроводов производится в соответствии со специальной инструкцией; при этом преимущественно должен применяться метод просвечивания с вводом ампулы внутрь трубы.

Оценка качества сварных швов по гамма-снимкам производится по нижеследующей трехбалльной системе с помощью утвержденных эталонных снимков. Эталонные снимки утверждаются Госгортехнадзором.

Баллом 3 оцениваются сварные швы, которые, не имея признаков непровара, трещин, имеют единичные газовые поры и мелкие шлаковые включения. Шов подлежит приемке.

Баллом 2 оцениваются сварные швы, не имеющие признаков трещин, имеющие непровар глубиной не свыше 10% от толщины стенок труб, незначительное количество газовых пор и шлаковых включений, не носящих характера сплошной сетки в шве, суммарной глубиной вместе с непроваром не более 10% от толщины стенок. Шов подлежит приемке.

Баллом 1 оцениваются сварные швы, имеющие признаки трещин, непровар глубиной свыше 10% от толщины стенок труб, шлаковые включения и поры глубиной вместе с непроваром свыше 10% от толщины стенок трубы, сплошную сетку газовых пор и шлаковых включений в шве. Шов подлежит удалению.

При длине дефектной части стыка до 30% от общей длины стыка допускается вырубка только дефектной части с заваркой вновь. Подварка дефектной части без предварительной ее вырубки не допускается.

Стыки, забракованные по шлаковым включениям и газовым порам, разрешается взамен вырезки усиливать наваркой цилиндрических муфт с галтелью.

При вырезке негодных стыков должна быть учтена необходимость удаления участка трубы, подвергшегося термическому воздействию при сварке.

При неудовлетворительных результатах просвечивания хотя бы одного стыка из числа проверенных производится дополнительное просвечивание еще 10% от числа стыков, сваренных одним и тем же сварщиком, а сварщик временно от работы отстраняется.

При наличии хотя бы одного неудовлетворительного стыка из просвеченных 10% просвечиваются все стыки, выполненные одним и тем же сварщиком за промежуток времени, прошедший с момента предыдущей проверки его стыков; сварщик, отстраненный от работы, может быть допущен к работе лишь порядком, предусмотренным в п. 277 настоящих Руководящих указаний. При невозможности обеспечить просвечивание всех стыков, сваренных отстраненным от работы сварщиком, непросвеченные стыки подлежат удалению.

Заключения по просвечиванию гамма-лучами сварных стыков при сдаче газопровода в эксплуатацию по акту передаются заказчику. Пленки с копиями заключений по просвеченным сварным стыкам хранятся у организации, производившей просвечивание.

279. При неудовлетворительных результатах, полученных при магнитографическом контроле хотя бы одного стыка из 10%, производится повторная проверка не менее 25% от числа стыков, сваренных сварщиком с момента предыдущей проверки сваренных им стыков.

В случае неудовлетворительных результатов при магнитографическом контроле одного стыка из 25%, проверке подлежат все стыки, сваренные сварщиком с момента предыдущей проверки сваренных им стыков, сварщик же допускается к работе по сварке только после прохождения повторной подготовки в соответствии с п. 277.

280. Дефекты в сварных швах должны устраняться следующими способами: перерывы швов и кратеры завариваются; швы с трещинами, непроварами и другими дефектами вырубаются и завариваются вновь; подрезы основного металла, превышающие допуски, установленные техническими условиями, зачищаются и завариваются.

Исправление неплотных сварных швов путем зачеканки запрещается.

б) Контроль при газопрессовой и электроконтактной сварке

281. Контроль за качеством сварки должен осуществляться путем:

а) пооперационной проверки при сборке и сварке;

б) механического испытания на загиб сварных образцов, вырезанных из контрольных стыков в количестве 1% от общего числа стыков, сваренных сварщиком, но не реже одного раза в 15 дней.

282. Пооперационный контроль заключается в проверке:

а) подготовки труб к сварке;

б) центровки труб в сварочной головке;

в) сварочного режима (напряжения, силы тока, давления сжатия, величины осадки и пр.);

г) качества удаления наружного и внутреннего наплыва (грата) при контактной сварке.

283. Сварной стык по внешнему виду должен иметь равномерное усиление по всей окружности высотой не более 3—4 *мм* для контактной сварки и до 1 *мм* при газопрессовой сварке.

Лунки, получающиеся на внешней поверхности шва при газопрессовой сварке, не должны образовывать подрезов. Края усиления должны быть при контактной сварке несколько «развернуты», допускается местное смещение кромок не более 3—4 *мм* на длину не более $^1/_3$ длины окружности трубы. Измерение высоты смещения производится на расстоянии 120 *мм* от стыка.

284. Для испытания на загиб из разных участков контрольного стыка вырезается шесть обрзцов, а на растяжение из каждого стыка по три образца.

Примечание. При газопрессовой сварке испытание на загиб и растяжение производится на образцах с неснятым усилием.

285. В случае неудовлетворительных результатов испытания на изгиб и растяжение производится повторное испытание образцов, вырезанных из тех же стыков в том же количестве.

При неудовлетворительных результатах, полученных хотя бы на одном из повторных образцов, сварщик допускается к работе по сварке только после прохождения повторной подготовки в соответствии с п. 277, а все стыки, сваренные сварщиком на данном участке, подвергаются проверке.

XII. АРМАТУРА

286. На газопроводах электростанций с рабочим давлением газа выше 3,0 *ати* должна устанавливаться только стальная арматура.

287. В качестве запорных органов, устанавливаемых на перечисленных ниже участках газопровода электростанции, должна применяться только стальная арматура при любом рабочем давлении газа:

а) запорные органы на газопроводе, подводящем газ к котельной;

б) запорные органы на газопроводе, разводящем газ по котельной;

в) запорные органы на газопроводах, подводящих газ к котлам.

288. На газопроводах электростанций с рабочим давлением газа 3,0 *ати* и ниже может, кроме пунктов, оговоренных п. 287, устанавливаться не только стальная, но чугунная и бронзовая арматура с фланцевыми соединениями.

Не допускается использование гидравлических затворов в качестве запорных органов.

289. На надземных газопроводах диаметром 20 *мм* и меньше с максимальным давлением газа 3,0 *ати* может устанавливаться арматура с муфтовым (резьбовым) соединением.

290. При установке запорных органов, имеющих крышки на резьбе, обязательно применение устройств (стопоров), предохраняющих от случайного вывертывания крышки.

291. Для установки на газопроводе могут применяться вентили только типа «паровых» (с притертыми металлическими клапанами и седлами).

292. Запорные органы до их установки на газопроводе должны быть разобраны, промыты, притерты, смазаны и испытаны на плотность.

293. Задвижки проверяются на плотность заливкой уплотняющей поверхности керосином. Задвижка не должна обнаруживать пропуск керосина в течение 10 *мин.*

294. Запорные органы перед установкой на газопровод должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию давлением в 1,5 раза большим максимального рабочего давления газопровода, но не ниже 10 *ати.*

295. Прочность и плотность регуляторов давления предохранительных запорных клапанов должны проверяться в зависимости от типа этого прибора по инструкциям завода-изготовителя.

При этом испытание на прочность каждого из элементов прибора (корпус, клапан, мембрана) должно производиться давлением, равным не менее чем полуторному рабочему.

296. Листовые заглушки должны применяться только с хвостовиком, выступающим за фланцы.

Листовые заглушки должны быть проверены на прочность и на отсутствие сквозных плен.

Применение листовых заглушек, сваренных из отдельных частей, не допускается.

XIII. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

297. Для замера расхода газа должны применяться дроссельные устройства (нормальные диафрагмы или сопла).

298. В качестве указывающих и регистрирующих приборов для замера расхода газа должны применяться приборы, не требующие для своей работы подвода электрического тока.

Приборы, требующие для своей работы подвода тока, могут быть применены для замера расхода газа только в том случае, если они устанавливаются в помещении, не опасном в отношении появления взрывных концентраций газа.

299. Для замера давлений газа выше 0,2 *ати* должны применяться пружинные манометры.

300. Для замера давлений газа непосредственно перед горелками низкого давления следует применять U-образные ртутные манометры с высотой трубки не менее 500 *мм.*

301. Манометры должны устанавливаться на штуцерах, снабженных трехходовым краном.

302. Подводка газа к измерительным приборам должна осуществляться металлическими трубками. Подводка резиновыми трубками не допускается.

303. На трубке, подводящей газ к измерительному прибору, должен устанавливаться запорный орган на расстоянии не более 500 *мм* от газопровода, к которому эта трубка присоединена.

304. Для замера температуры газа следует применять ртутные термометры, устанавливаемые в стальные гильзы. Гильзы следует вваривать в газопровод на глубину, равную $^3/_4$ его диаметра.

305. На котлах, в топках которых сжигается природный газ, для анализа дымовых газов следует применять кислородомеры или химические газоанализаторы на CO_2. Электрические газоанализато-

ры на CO_2, основанные на измерении теплопроводности газовой смеси, применять не следует.

306. При сжигании природного газа с повышенным содержанием тяжелых углеводородов, а также в случае сжигания в качестве резервного топлива мазута на каждом котле должен устанавливаться дымомер.

XIV. ДООБОРУДОВАНИЕ КОТЛОАГРЕГАТОВ, ПЕРЕВОДИМЫХ НА СЖИГАНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

307. Котлоагрегат, отапливаемый природным газом, должен быть оборудован взрывными предохранительными клапанами, установленными в топке, в перечисленных ниже местах дымового тракта и в тех точках дымоходов, где имеются застойные потолочные «мешки» значительного объема.

308. Кроме топки и участков дымового тракта, образующих емкие застойные потолочные «мешки», взрывные предохранительные клапаны должны устанавливаться в следующих дымоходах:

а) за котлом или перед водяным экономайзером;

б) на дымоходе от котла до золоуловителя;

в) на золоуловителе;

г) на дымоходе от золоуловителя до дымососа;

д) в горизонтальном или слабо наклонном (менее 30°) дымоходе после дымососа до дымовой трубы.

309. В топочной камере взрывные клапаны должны устанавливаться в верхней ее части. Только в случае невозможности по конструктивным соображениям разместить эти клапаны в верхней части топки допускается установка их в верхней части котла (за фестоном — до перегревателя).

310. Взрывные предохранительные клапаны вверху топки или за фестоном должны устанавливаться общим сечением: 0,2 $м^2$ на котлах паропроизводительностью до 50 $т/ч$; 0,4 $м^2$ на котлах паропроизводительностью от 50 до 260 $т/ч$ и не менее 0,8 $м^2$ на котлах большей паропроизводительности.

311. На каждом из перечисленных дымоходов (кроме топки) должно устанавливаться не менее двух взрывных предохранительных клапанов с общим сечением не менее 0,4 $м^2$ для котлов паропроизводительностью до 260 $т/ч$ и с общим сечением не менее 0,8 $м^2$ для котлов паропроизводительностью более 260 $т/ч$.

312. Взрывные клапаны, устанавливаемые на дымоходах, следует монтировать на перекрытии дымоходов или в верхней части боковых стенок.

313. Дымоходы котлов, отапливаемых природным газом, не должны иметь тупиковых плохо вентилируемых участков, в которых мог бы скапливаться несгоревший газ.

314. При наличии общего для группы газовых горелок воздушного фронтового короба такой короб должен снабжаться взрывными клапанами, суммарная площадь которых, выраженная в квадратных метрах, должна составлять не менее 4% объема воздушного короба, выраженного в кубических метрах.

315. На пылеприготовительных установках котельных агрегатов, сжигающих совместно уголь и природный газ, должны быть установлены взрывные предохранительные клапаны даже в том случае, если

эти пылеприготовительные установки работают на антраците или полуантраците.

316. Взрывные предохранительные клапаны должны быть поставлены в следующих местах пылеприготовительных установок котлов, подготовленных к сжиганию природного газа:

а) на трубопроводах — непосредственно у входной и выходной горловин шаровых барабанных мельниц — с сечением клапанов на каждой стороне мельницы не менее 70% сечения соответствующего трубопровода;

б) на циклонах — один или несколько на центральном патрубке циклона — общим сечением не менее 40% сечения патрубка и не менее двух на крышке циклона диаметром, равным 75% ширины кольца крышки; общее сечение клапанов циклона в квадратных метрах должно быть не менее 5% объема циклона в кубических метрах;

Примечание. В циклонах НИИОГАЗ допускается снижение общего сечения клапанов в квадратных метрах до 2% от объема в кубических метрах.

в) на сепараторах — не менее двух клапанов из внутреннего конуса, располагаемых на крышке сепаратора, и не менее двух клапанов — на наружном конусе сепаратора; общее сечение клапанов сепараторов в квадратных метрах должно быть не менее 4% объема сепараторов в кубических метрах; на сепараторах, встроенных в корпуса мельниц, предохранительные клапаны не устанавливаются;

г) на пылепроводах при входе в циклон и на выходе из него сечением каждого клапана не менее 70% сечения соответствующего пылепровода;

д) на пылепроводах перед мельничным вентилятором или вентилятором первичного воздуха — каждый сечением не менее 70% сечения подводящего пылепровода;

е) на коробах первичного запыленного воздуха — сечением не менее 5% объема короба;

ж) на бункерах пыли — сечением клапанов 0,01 $м^2$ на 1 $м^3$ бункера, но не более 0,5 $м^2$.

317. Взрывные газы от циклонов и бункеров пыли должны отводиться наружу вертикальными трубами, на конце которых должны быть установлены взрывные клапаны. Выпуск газов из бункеров допускается производить наклонными трубами с суммарным отклонением от вертикали не больше 45° с применением плавных закруглений.

318. Клапаны, располагаемые снаружи здания, должны иметь наклон к горизонту не менее 45° и должны быть для защиты от воздействия атмосферных осадков покрыты масляной краской или асфальтированы.

319. Взрывные предохранительные клапаны необходимо располагать так, чтобы выход образующихся при взрыве газов не мог подвергнуть опасности персонал, находящийся на рабочих местах, в проходах, на лестницах, площадках и т. п. Допускается устройство специальных труб и козырьков для нужного направления взрывных газов, вырывающихся из разорванных предохранительных клапанов.

320. Предохранительные клапаны должны выполняться легко разрывными диаметром не более 1 $м$ из мягкой жести толщиной не более 0,5 $мм$ с одинарным швом посередине, либо из алюминиевого

листа толщиной 0,6—1 *мм* с надрезом 50% его толщины, либо из асбестового картона толщиной 3÷5 *мм*. Клапаны должны иметь (со стороны возможного появления давления взрыва) поддерживающую решетку или сетку, выдерживающую вес не менее 100 *кг*, размер ячейки сетки в свету должен быть по ГОСТ 5336-50, № 50—25, т. е. от 25 до 50 *мм* при диаметре проволоки 2—3 *мм*. Клапаны из асбестового картона можно применять до диаметра 400 *мм* и устанавливать лишь внутри здания. На топке и дымоходах котла допускается установка откидных предохранительных клапанов. На коробах первичного запыленного воздуха пылесистемы должны устанавливаться только металлические взрывные предохранительные клапаны диаметром не более 400 *мм*.

321. Клапаны должны присоединяться к трубопроводам и оборудованию так, чтобы в местах их примыкания исключалась возможность отложений пыли и уноса.

322. Во всех случаях допускается замена одного клапана несколькими, сконцентрированными около защищаемого участка суммарным сечением не менее сечения заменяемого клапана.

323. Люки, дверцы, гляделки в горелках, топке и дымоходах должны иметь запоры, препятствующие их открыванию при вспышках и взрывах.

324. Котельный агрегат должен иметь блокировку, которая обеспечивает:

а) в случае аварийного отключения обоих дымососов или одного из них, когда другой не работает, немедленное прекращение подачи газа по всем горелкам данного котла;

б) в случае аварийного отключения обоих дутьевых вентиляторов или одного из них, когда другой не работает, немедленное прекращение подачи газа ко всем горелкам данного котла.

XV. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ПОМЕЩЕНИЮ И ОБОРУДОВАНИЮ КОТЕЛЬНЫХ, РАБОТАЮЩИХ НА ГАЗЕ

325. Котельные электростанции, работающие на газообразном топливе, относятся к невзрывоопасным помещениям.

326. В котельной должен быть обеспечен трехкратный воздухообмен независимо от режима эксплуатации котельной за счет естественной и принудительной вентиляции с учетом вентиляции помещения дутьевыми вентиляторами.

327. Помещение котельной, в котором прокладываются газопроводы, должно иметь остекление, составляющее не менее 25% поверхности одной продольной наружной стены.

Применение армированного стекла на продольных наружных стенах котельной не допускается.

Оконные переплеты выполняются металлическими; для установок с котлами производительностью до 20 *т/ч* включительно допускается применение деревянных оконных переплетов.

328. Освещение и электрооборудование котельной электростанции, связанное с работой котлов (дутьевые вентиляторы, дымососы, мельницы, насосы, щиты управления котлами и др.), следует выполнять в нормальном исполнении.

329. На электростанциях к числу взрывоопасных помещений следует относить помещения, в которых расположены газовые

устройства или аппараты, находящиеся под внутренним давлением газа и могущие давать значительные систематические утечки газа, способные образовать в этом помещении взрывоопасные смеси с воздухом.

330. Взрывоопасные помещения должны располагаться либо в отдельных зданиях, либо в пристройках к цехам, изолированных от них глухими стенками без проемов.

331. Устройство под взрывоопасными помещениями подвалов или подземных проходных туннелей не допускается. Не допускается устройство каких-либо помещений над взрывоопасными помещениями.

332. Взрывоопасные помещения должны выполняться несгораемыми или трудно сгораемыми высотой не меньше 3,5 *м*. Перекрытие должно быть легким и несгораемым. Не менее 25% площади хотя бы одной стены должны быть остеклены. Применение армированного стекла не допускается.

333. Взрывоопасные помещения должны иметь не менее двух выходов, расположенных с противоположных сторон. Окна и двери должны открываться наружу. Допускается устройство деревянных дверей и окон. Деревянные двери должны быть обшиты железом по асбесту или по войлоку, пропитанному в глиняном растворе.

334. Помещения, в которых возможно появление опасных взрывных концентраций газа, должны иметь естественную и искусственную вентиляцию. Естественная вентиляция должна осуществляться с помощью вытяжек в крышке и открывающихся окон. Искусственная вентиляция должна быть приточно-вытяжной.

335. Вентиляционная система взрывоопасных помещений должна быть выполнена изолированной, т. е. она не должна быть связанной с системой вентиляции других помещений.

336. Вентиляторы, устанавливаемые для вентиляции взрывоопасных помещений, должны быть взрывобезопасной конструкции.

337. Обмен воздуха во взрывоопасных помещениях должен быть не менее восьмикратного.

338. Отопление взрывоопасных помещений должно быть водяным, паровым или воздушным с паровым калорифером.

339. Электроустановки взрывоопасных помещений должны удовлетворять общим требованиям «Правил устройства электроустановок», утвержденных Министерством электростанций в 1956—1958 гг. СССР (Госэнергоиздат, 1959—1960), и требованиям этих же правил в части электрооборудования взрывоопасных помещений.

340. Электроосвещение взрывоопасных помещений может осуществляться наружным либо внутренним — с помощью взрывобезопасной аппаратуры в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (см. п. 339).

В качестве резервного освещения должны применяться переносные взрывобезопасные шахтерские лампы с щелочным аккумулятором и магнитным затвором.

Все пусковые устройства, приборы связи и сигнализации, а также контрольно-измерительные приборы должны быть во взрывобезопасном исполнении или вынесены в изолированное помещение.

341. Во взрывоопасных помещениях применение ременной передачи не допускается.

342. Установка во взрывоопасном помещении оборудования и устройств, не имеющих непосредственного отношения к основному

назначению этого помещения и технологически с ним не связанных, не допускается.

343. Оборудование во взрывоопасном помещении следует располагать так, чтобы проходы между аппаратами и расстояния до стен составляли не менее 1,0 *м*.

344. Взрывоопасные помещения должны быть оборудованы извещателями пожарной сигнализации или телефоном прямой связи с пожарной командой, противопожарным водопроводом и другим необходимым противопожарным инвентарем и оборудованием.

345. Колодцы, устраиваемые на подземных газопроводах для установки в них задвижек, расходомеров и т. п., должны рассматриваться как взрывоопасные и оборудоваться соответствующим образом.

Установка в колодцах на газопроводе приборов и аппаратов, требующих для своей работы подвода электрического тока, не допускается.

XVI. ИСПЫТАНИЕ И ПРИЕМКА ГАЗОПРОВОДОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1. Общие требования

346. Все виды газопроводов должны быть испытаны давлением на прочность и плотность.

347. Подземные газопроводы должны испытываться на прочность и плотность воздухом; надземные наружные газопроводы, газопроводы, проложенные в котельной, и газопроводы газорегулировочного пункта должны испытываться на прочность воздухом или водой, а на плотность — воздухом.

Примечание. Применение для испытания газопроводов на прочность воздуха или воды в каждом отдельном случае решается в проекте организации работ на изготовление и монтаж газопроводов.

348. Испытательное давление на прочность для всех видов газопроводов должно приниматься равным рабочему давлению с коэффициентом 1,25, причем увеличение испытательного давления сверх рабочего должно составлять не менее 5 *ати*, а величина испытательного давления должна быть не менее 10 *ати*.

349. За рабочее давление принимается рабочее давление, установленное проектом.

350. Испытание на плотность всех видов газопроводов должно производиться воздухом, давлением, равным рабочему, но не ниже 1 *ати*.

351. В случае установки сепараторов для очистки газа от механических примесей и влаги или других сосудов, работающих под давлением выше 0,7 *ати*, эти устройства должны пройти освидетельствование инспекции Госгортехнадзора.

Примечание. Сосуды, работающие под давлением выше 0,7 *ати*, но емкость которых не превышает 25 *л*, а произведение емкости в литрах на рабочее давление в атмосферах не превышает 200, не подлежат освидетельствованию инспекции Госгортехнадзора.

352. Замеры давления при испытании газопровода на прочность и плотность должны производиться ртутными U-образными манометрами (при давлении до 1 *кГ/см²*) или пружинными манометрами (при давлении выше 1 *кГ/см²*).

Пружинные манометры должны быть проверены и опломбированы организациями Комитета по делам мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР. Манометры должны быть не ниже класса точности 1,5 по ГОСТ 2405-52.

353. Газопровод на прочность и плотность может испытываться или целиком или отдельными участками. Испытываемый участок газопровода на время испытаний должен быть отключен от остальной части газопровода заглушками.

354. При испытаниях газопровода на прочность мембраны и сильфоны регуляторов давления и контрольно-измерительные приборы, установленные на нем, должны быть отключены, но подводка к ним должна быть включена и проходить испытание на прочность одновременно с газопроводом.

355. Испытание газопровода на плотность должно производиться при включенных регуляторах давления и контрольно-измерительных приборах кроме U-образных и мембранных манометров, не рассчитанных на давление, применяемое при испытаниях на плотность.

356. Результаты испытаний газопровода на прочность и плотность должны оформляться актами.

357. До испытания на прочность и плотность газопровод должен быть очищен от окалины, грунта и других предметов, случайно попавших в него при строительстве.

Очистка газопровода от внутренних загрязнений может быть произведена путем продувки воздухом, причем должна быть обеспечена скорость воздушного потока порядка 20—25 *м/сек*. Давление воздуха при продувке не должно подниматься выше 0,5 от испытательного.

Продувка может осуществляться участками и должна производиться строительной организацией по согласованию с заказчиком с учетом местных условий и требований техники безопасности. Об очистке газопровода должен быть составлен акт, который приобщается к другим документам, сдаваемым приемной комиссии.

358. Испытания газопровода на прочность и плотность должны производиться строительной организацией в соответствии с разрабатываемой инструкцией, предусматривающей необходимые мероприятия безопасности людей и сохранности оборудования, расположенного около газопровода.

359. Технический и рабочий персонал, производящий проверку и испытание газопровода, а также его продувку, должен быть ознакомлен с инструкцией по испытанию газопровода и по его продувке и снабжен необходимыми приборами, инструментами и прочим инвентарем.

360. Устранение обнаруженных в газопроводе дефектов должно производиться после полного снижения в нем давления.

361. Выявленные при испытании дефекты должны быть устранены. Исправление дефектов сварки подчеканкой, наложением хомутов и т. п. запрещается. Дефектные швы должны быть удалены полностью, а стыки заварены вновь.

362. При проведении испытаний подъем и снижение давления в газопроводе должны производиться плавно.

363. Пневматические испытания газопроводов (воздухом) должны производиться в присутствии инженера, ответственного за технику безопасности.

364. При испытаниях газопровода воздухом воздух желательно одорировать.

365. При пневматических испытаниях остукивание газопровода, находящегося под давлением, запрещается. В период осмотра газопровода подъем давления воздуха в нем должен прекращаться. Во время подъема давления за газопроводом устанавливается наблюдение, причем наблюдающие должны находиться от трассы газопровода не ближе 3 *м*.

366. Принятый в эксплуатацию газопровод может находиться без газа не более 2 мес. После этого срока перед пуском газа газопровод должен быть вновь испытан на плотность.

2. Испытание газопроводов на прочность воздухом

а) Подземные газопроводы

367. Испытания на прочность подземного газопровода, подводящего газ к котельной и проложенного по территории электростанции, должны производиться воздухом в такой последовательности:

а) предварительное испытание на прочность до засыпки траншеи и до изоляции сварных швов;

б) окончательные испытания на прочность после изоляции стыков, укладки на место, установки арматуры, засыпки траншеи и завершения всех работ на испытываемом участке газопровода.

368. Перед предварительным испытанием газопровод должен быть тщательно осмотрен, проверены его крепления и подготовленность к проведению пневматического испытания.

369. Предварительное испытание производится полным испытательным давлением, указанным в п. 348.

Осмотр газопровода производится при достижении в нем давления, равного 0,5 испытательного, и при полном испытательном.

При давлении, равном 0,5 испытательного, производится проверка плотности сварных швов и разъемных соединений мыльным раствором или другими способами. По достижении полного испытательного давления газопровод или испытываемый его участок отключается и выдерживается под давлением не менее 6 *ч*.

Газопровод признается выдержавшим предварительное испытание, если не обнаружится признаков разрыва и не будет замечено утечек воздуха, а падение давления при выдерживании газопровода в течение 6 *ч* под полным испытательным давлением не превысит 3% от первоначального давления.

370. До засыпки траншеи должен быть произведен осмотр состояния постели и изоляции газопровода, одновременно должны быть проверены уклон газопровода и глубина его заложения, состояние установленной арматуры и легкость хода ее штоков. Результаты осмотра и проверки должны быть заактированы.

371. После успешного проведения предварительного испытания газопровода и после засыпки траншеи производятся окончательные испытания на прочность законченного монтажа газопровода или его участка с установленными на нем арматурой, водосборниками, измерительными приборами и т. п.

372. Окончательное испытание на прочность производится полным испытательным давлением (см. п. 348).

По достижении полного испытательного давления газопровод или испытываемый его участок отключается и выдерживается под полным давлением не менее 6 *ч*.

б) Надземные и проходящие в помещениях газопроводы

373. Перед испытанием на прочность газопровод должен быть тщательно осмотрен и подготовлен к проведению испытания воздухом.

374. Испытание производится полным испытательным давлением (см. п. 348).

375. При испытании надземного газопровода на прочность воздухом осмотр газопровода должен производиться при давлении, равном 0,5 испытательного. При давлении, равном 0,5 испытательного, производится проверка плотности сварных швов и разъемных соединений мыльным раствором или другими способами. Под полным испытательным давлением газопровод должен находиться в течение 5 *мин*.

Газопровод признается выдержавшим испытание на прочность, если не обнаружится признаков разрыва и не будут замечены утечки воздуха при проверке сварных швов и разъемных соединений мыльным раствором.

3. Испытание газопроводов на прочность водой

376. Перед гидравлическим испытанием надземных и проходящих в помещениях газопроводов проектирующая газопровод организация должна проверить его опоры на прочность.

377. При проведении гидравлических испытаний на прочность в холодное время года должны быть приняты предупредительные меры против замерзания воды в газопроводе и его элементах.

378. При заполнении газопровода водой и проведении гидравлического испытания должны быть приняты меры для полного удаления воздуха из газопровода.

379. При проведении гидравлических испытаний должны быть приняты меры, чтобы вода в случае появления неплотностей или при опорожнении газопровода не могла бы повредить оборудования котельной (электродвигателей, электросборок и т. п.) или попасть в траншею подземного газопровода и т. п.

380. При гидравлическом испытании на прочность пробное давление держится в течение 5 *мин*, после чего давление снижается до рабочего, но не ниже 5 *ати*, при котором производятся осмотр газопровода и остукивание сварных швов ручником из цветного металла весом не больше 1,5 *кг*.

Результаты гидравлического испытания на прочность признаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло падение давления по манометру, а в сварных швах, в самих трубах, в корпусах арматуры и т. п. не обнаружено течи и отпотевания.

381. Не позднее чем через 48 *ч* после проведения гидравлического испытания вода должна быть полностью удалена из газопровода и всех его элементов (продувочных свечей, водосборников и т. п.).

4. Испытание газопроводов на плотность

382. После окончательного испытания на прочность газопровод должен пройти испытание на плотность давлением воздуха, равным рабочему, но не ниже 1 *ати*.

Испытание на плотность должно начинаться не ранее 24 *ч* после заполнения газопровода сжатым воздухом и доведения давления до испытательного. Испытание должно длиться не менее 24 *ч*. За этот период не реже чем каждые 6 *ч* должны замеряться и заноситься в специальный журнал давление и температура воздуха в газопроводе и наружное барометрическое давление.

Наблюдение за температурой воздуха в газопроводе должно производиться по ртутным термометрам, установленным в гильзах газопровода или прикрепленным к стенке его не менее чем в трех точках. Наблюдение за барометрическим давлением должно вестись по барометру машинного цеха.

383. Газопровод признается выдержавшим окончательное испытание на плотность, если падение давления воздуха в нем за 24 *ч* испытания не превышает 1%.

384. Падение давления в газопроводе при пневматическом испытании на плотность должно подсчитываться по формуле

$$\Delta = 100 \cdot \left[1 - \frac{p_2}{p_1} \cdot \frac{(t_1 + 273)}{(t_2 + 273)} \right] \cdot \frac{24}{\tau} \%,$$

где p_1 — давление в газопроводе в начале испытания, равное сумме манометрического и барометрического давления ($p_1 = p_1^{м} + p_1^{б}$), *мм рт. ст.*;

p_2 — давление в газопроводе в конце испытания, равное сумме манометрического и барометрического давлений ($p_2 = p_2^{м} + p_2^{б}$), *мм рт. ст.*;

t_1 — температура воздуха в газопроводе в начале испытания, °С;

t_2 — температура воздуха в газопроводе в конце испытания, ° С;

τ — продолжительность испытания в часах, которая не должна быть меньше 24 *ч*.

5. Приемка газопроводов электростанции

385. Для испытания и приемки газопроводов приказом по электростанции должна быть создана приемочная комиссия в составе: представителя проектной организации, представителя организации, монтирующей газопровод, представителя Районного управления энергетического хозяйства и начальника котельного цеха или его заместителя.

386. Законченный строительством газопровод должен приниматься комиссией в присутствии представителя Госгортехнадзора и представителя организации, снабжающей газом электростанцию.

Госгортехнадзор и организация, снабжающая газом электростанцию, должны быть извещены о предстоящем испытании газопровода не менее чем за 5 дней.

387. Помимо тщательного осмотра в натуре газопровода, арматуры, опор и других элементов сооружения приемная комиссия про-

веряет качество газопровода на основании следующих предъявляемых ей строительной организацией обязательных документов:

1. Утвержденного проектного задания, рабочих чертежей и технических условий.

2. Инструкций по производству работ.

3. Документов о согласовании допущенных отступлений от проекта и настоящих Руководящих указаний.

4. Списков сварщиков с копиями их дипломов и формулярами.

5. Сварочных схем.

6. Журналов сварочных работ.

7. Журналов контрольных и пробных стыков с приложением лабораторных заключений по механическим испытаниям и просвечиванию гамма-лучами или магнитографированию.

8. Сертификатов на трубы или лабораторных заключений по механическим испытаниям и химическому анализу металла труб.

9. Сертификатов на электроды или сварочную проволоку и заключений по их испытанию, а также на другие материалы, применявшиеся при сварке (флюс, кислород, карбид).

10. Сертификатов на изоляционные материалы.

11. Журналов изоляционных работ.

12. Актов на отсутствие засорений в трубах.

13. Актов проверки дна траншеи и газопровода после его укладки в траншею.

14. Актов на приемку изоляции.

15. Актов испытания газопровода на прочность и плотность.

16. Актов на засыпку траншеи

17. Актов на проверку арматуры перед установкой ее на газопроводе.

18. Актов испытания на прочность и плотность газопроводов газораспределительного пункта.

19. Шнуровых книг на аппаратуру, работающую под давлением газа выше 0,7 *кГ/см*^{2}, с разрешением Инспекции Госгортехнадзора на эксплуатацию аппаратуры.

20. Документов на приемку газоснабжающей организацией установленных дифманометров и диафрагм, предназначенных для замера количества газа, подаваемого на электростанцию.

Примечание. Перечисленные выше акты (см. пп. 12—18, данного параграфа), представляемые приемной комиссией, должны быть подписаны представителем строительной организации, ведущей монтаж газопровода, и уполномоченным на то представителем заказчика (электростанции).

388. Администрация электростанции должна представить приемной комиссии:

1. Технический проект переоборудования котлов электростанции для сжигания природного газа.

2. Список лиц технического персонала и персонала, обслуживающего газовое хозяйство электростанции и котлы, переводимые на газообразное топливо.

3. Свидетельства, удостоверяющие успешное прохождение подготовки к работе на газе техническим персоналом и персоналом, обслуживающим газовое хозяйство электростанции и котлы, переводимые на газ

4. Инструкцию по обслуживанию газового хозяйства электростанции.

5. Инструкцию по обслуживанию котлов при работе их на газе.

389. Результаты приемки газопровода должны быть оформлены приемной комиссией актом, являющимся основанием для ввода газопровода в эксплуатацию. До приемки газопровода комиссией и в случае отрицательных выводов эксплуатация газопровода не допускается.

Акт о приемке должен быть передан главному инженеру электростанции вместе со всеми предъявленными приемной комиссией документами.

Все эти материалы должны храниться в производственно-техническом отделе электростанции.

gost.e-ecolog.ru