

И. Я.КОТЛЯР, В. М. ПИЛЯК

ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

*Издание 2-е,
переработанное и дополненное*



Издательство «Н Е Д Р А»
Ленинградское отделение
Ленинград • 1971

а-
зя
)Н
л-
а,

Р-
е.

ГУ
IX
ое

о-
х-
Р-
ы-
П.

ся
го
за

ой
ля
ие
ли

й-
JX
ш-
ля
и,

ая
но

Эксплуатация магистральных газопроводов. Изд. 2-е, перераб. и дополн. *И.Я.Котляр, В. М. Пиляк.* Л., «Недра», 1971, 248 стр.

В книге рассматриваются устройство линейной части газопровода и его сооружений, общие вопросы транспорта газа, описываются службы эксплуатации магистрального газопровода, ремонтно-восстановительная служба. Особое внимание уделяется описанию установок по защите от коррозии. Приводятся основные правила техники безопасности на магистральных газопроводах.

Книга рассчитана на инженерно-технических работников, мастеров, линейных трубопроводчиков, ремонтников, диспетчеров, обслуживающих линейную часть газопроводов.

Таблиц 56, иллюстраций 97, приложений 4, библиография — 21 название.

Использование природных горючих газов имеет огромное значение для развития экономики нашей страны. Газ употребляется как топливо в промышленности и в быту. Как ценное сырье он применяется в химической промышленности, где из него вырабатывают различные пластмассы, удобрения, искусственные волокна, каучук и другие ценные материалы.

Газ считается самым дешевым топливом. Применение его на электростанциях дает возможность снизить стоимость электроэнергии на 30% по сравнению с электростанциями, работающими на угле. Простота подачи газа в топку позволяет автоматизировать работу подающего числа котельных и различного рода печей, работающих на газе. Кроме того, использование газа как топлива имеет большое санитарное значение. Газ сгорает в воздухе без дыма, не дает копоти и не загрязняет атмосферы городов. Применение газа для технологических целей цементной, металлургической, стекольно-фарфоровой и других видов промышленности ведет к значительному повышению производительности труда и улучшению качества продукции.

Газовая промышленность в нашей стране начала развиваться сравнительно недавно, с 1950 г. По разведанным запасам природного газа Советский Союз занимает первое место в мире. Добыча газа за последние 10 лет увеличилась более чем в 5 раз и в 1970 г. составила 198 млрд. м³.

За прошедший период было открыто много крупных месторождений газа в Ставропольском и Краснодарском краях, Украинской ССР, Узбекской ССР, Туркменской ССР и др. В настоящее время осваиваются новые районы добычи газа. Открыты крупнейшие в мире газовые месторождения на севере Тюменской области, в Коми АССР.

Для транспорта газа от промыслов к потребителям в европейской части страны создана разветвленная система магистральных газопроводов с многочисленными отводами к городам и промышленным предприятиям. Такие системы создаются в настоящее время и в восточных районах страны, в первую очередь в Средней Азии, Казахстане и Западной Сибири.

Протяженность магистральных газопроводов, составлявшая в 1940 г. всего 325 км, достигла к 1970 г. 59 тыс. км. Значительно

**ПОДГОТОВКА ГАЗА
ПЕРЕД
ДАЛЬНИМ ТРАНСПОРТОМ**

увеличились и диаметры газопроводов, что в свою очередь позволило транспортировать газ с меньшими затратами.

Характерной тенденцией в сооружении магистральных газопроводов является применение труб больших диаметров. Советский Союз первым при строительстве магистральных газопроводов применил трубы диаметром 1020 и 1220 мм.

Для снабжения газом европейской части страны и Урала из месторождений Узбекской ССР и Туркменской ССР проложены крупнейшие в мире газопроводные магистрали: двухниточный газопровод Бухара — Урал протяженностью 2340 км и двухниточный газопровод Средняя Азия — Центр протяженностью свыше 3000 км.

В связи с открытием крупнейших газовых месторождений в Западной Сибири и в Коми АССР и необходимостью транспортировки больших количеств газа в 1967 г. начали сооружать грандиозную систему газопроводов. Строительство газопроводов этой системы проходит в сложнейших условиях: на значительном протяжении трасса газопровода проходит в районе многолетней мерзлоты, пересекает большое количество озер и болот, зоны тундры и лесотундры. Общая длина трассы газопроводов системы превышает 5000 км.

В 1969 г. было закончено строительство первого участка газопровода от Вуктылскфго газового промысла через Ухту до Торжка протяженностью 1380 км. Впервые в мировой практике этот участок полностью сооружен из труб диаметром 1220 мм.

В дальнейшем для сооружения системы газопроводов Западная Сибирь — Центр будут применяться трубы диаметром 2,5 м, а производительность этой системы будет измеряться сотнями миллиардов кубических метров газа в год.

Таким образом, основной тенденцией в газовой промышленности является создание сверхмощных газовых промыслов и сооружение сверхмощных систем магистральных газопроводов и подземных хранилищ газа.

§ 1. ОЧИСТКА ГАЗА ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

Состав природного газа

Природным газом называют смесь горючих газов, добываемых из недр земли. Основной составляющей природного газа является метан CH_4 , содержание которого достигает 98%. Остальная часть смеси состоит из предельных углеводородов: этана C_2H_6 , пропана C_3H_8 , бутана C_4H_{10} и пентана C_5H_{12} . Кроме того, в состав природных газов в небольших количествах входят азот N_2 и углекислый газ CO_2 , иногда сероводород H_2S , водород H_2 и др.

Природные газы разделяются на три группы:

1) газы чисто газовых месторождений, т. е. смеси сухих газов, свободных от тяжелых углеводородов; к таким месторождениям

Таблица 1. Состав и плотность природных газов некоторых месторождений

Месторождение	Состав газа, об. %							Плотность, кг/м ³	Относительная плотность (воздух — 1)
	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентан	Азот	Угле-кислота		
Природные газы									
Елшанское	93,4	2,1	0,8	0,4	0,3	2,7	0,3	0,75	0,57
Арчединское	95,5	1,0	0,2	0,1	Следы	3,1	0,1	0,78	0,61
Дашавское	97,8	0,5	0,2	0,1	0,05	1,3	0,05	0,73	0,56
Угерское	97,5	0,37	0,07	0,22	0,43	1,4	—	0,75	0,58
Шебелинское	92,9	4,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,1	0,78	0,60
Ставропольское	98,6	0,4	0,14	0,06	—	0,7	0,1	0,73	0,56
Газлинское	97,8	1,6	0,3	—	0,08	0,1	0,12	0,73	0,56
Попутные газы									
Ромашкинское	39,0	20,0	18,5	6,2	4,7	11,5	0,1	1,38	1,07
Туймазинское	42,0	21,0	18,4	6,8	4,6	12,0	Следы	1,44	1,11
Жирновское	82,0	5,0	3,0	2,5	1,0	1,5	5,0	0,93	0,72
Краснодарское	88,8	4,8	1,4	0,5	—	2,5	0,1	0,84	0,65

относятся Североставропольское, Дашавское, Газлинское, Березовское и др.;

2) газы газоконденсатных месторождений, в которых газ находится вместе с конденсатом (конденсатом называется широкая фракция, состоящая из бензина, лигроина, керосина и солярового масла); к ним относятся месторождения Коробковское, Песчано-Уметское, Краснодарские, Кызылкумские и др.;

3) попутные нефтяные газы; месторождения этого типа находятся в Татарии, Башкирии, Волгоградской области, Краснодарском крае и др.

В большинстве случаев природные газы вообще не имеют запаха или имеют слабый запах бензина, а в тех случаях, когда в газе имеются примеси серы, — запах сероводорода.

В табл. 1 приведен примерный состав природных газов различных газовых Месторождений СССР. Из таблицы видно, что все природные газы состоят в основном из метана и в небольших количествах в них находятся тяжелые углеводороды, азот и углекислота. Сероводород содержится только в газах Бугурусланского, Жирновского и Елшанского месторождений.

Аппараты для очистки газа от механических примесей

Природные и попутные газы, транспортируемые по магистральным газопроводам, почти всегда содержат различные твердые примеси (песок, пыль, сварочный грат, окалину и др.) и жидкие примеси (воду, конденсат, масло). Большинство примесей попадает в газопровод с газом из скважин. Однако на новых газопроводах, в особенности в начальный период эксплуатации, несмотря на обязательную продувку перед вводом в эксплуатацию, в них остается большое количество разных механических примесей и воды. Масло систематически попадает в газопровод через компрессоры и центробежные нагнетатели, установленные на компрессорных станциях.

Очистка газа перед подачей его в газопровод крайне необходима. Твердые частицы, находящиеся в газе, попадая в поршневые компрессоры, ускоряют износ поршневых колец, клапанов и цилиндров, а в центробежных нагнетателях — износ рабочих колес и самого корпуса нагнетателя. Кроме того, они разрушают арматуру, установленную на линейной части газопровода, на компрессорных и газораспределительных станциях. Жидкие частицы воды и конденсата, скапливаясь в пониженных местах, сужают сечение газопровода и способствуют образованию в нем гидратных и гидравлических пробок.

На магистральных газопроводах для очистки газа от механических примесей широко применяются пылеуловители, газоочистители и сепараторы различной конструкции. На головных сооружениях магистральных газопроводов при входе на компрессорные и газораспределительные станции сооружаются установки по очистке газа от механических примесей: масляные и сухие пылеуловители,

висциновые фильтры, шаровые масляные газоочистители (скруббосферы), адсорберы и др. В СССР применяются установки с масляными пылеуловителями и висциновыми фильтрами. В последнее время начали находить применение циклонные сепараторы.

Масляные цилиндрические пылеуловители устанавливаются группами на головных сооружениях магистральных газопроводов, на компрессорных и газораспределительных станциях. Количество пылеуловителей определяется расчетом в зависимости от необходимой производительности, но должно быть не менее двух.

На ГРС используются большей частью пылеуловители диаметром 1000, 1200, 1400 и 1600 мм, на компрессорных станциях и головных сооружениях — пылеуловители диаметром 2400 мм. На ГРС с малой производительностью применяются висциновые фильтры.

Пылеуловители испытываются на давление 70 кг/см^2 и предназначены для неагрессивной среды с температурой не свыше 70°C . Пылеуловители диаметром до 1600 мм рассчитываются на рабочее давление 64 кг/см^2 , диаметром 2400 мм — на рабочее давление 55 кг/см^2 .

Масляный пылеуловитель (рис. 1) представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд со сферическими днищами, рассчитанный на максимальное рабочее давление газа в газопроводе. Диаметр пылеуловителей 400—2400 мм, а высота соответственно 5,1–8,8 м.

Пылеуловитель состоит из трех секций: нижней промывочной *А* (от нижнего днища до перегородки 5), в которой все время поддерживается постоянный уровень масла; средней осадительной *Б* (от перегородки 5 до перегородки 6), где газ освобождается от крупных частиц масла, и верхней отбойной *В* (от перегородки 6 до верхнего днища), где происходит окончательная очистка газа от масла.

Внутри пылеуловителя имеются устройства, обеспечивающие контактирование газа с маслом и отделение твердых и жидких частиц от газа.

Работа пылеуловителя заключается в следующем. Очищаемый газ через газоподводящий патрубок 10, ударяясь о козырек 9, входит

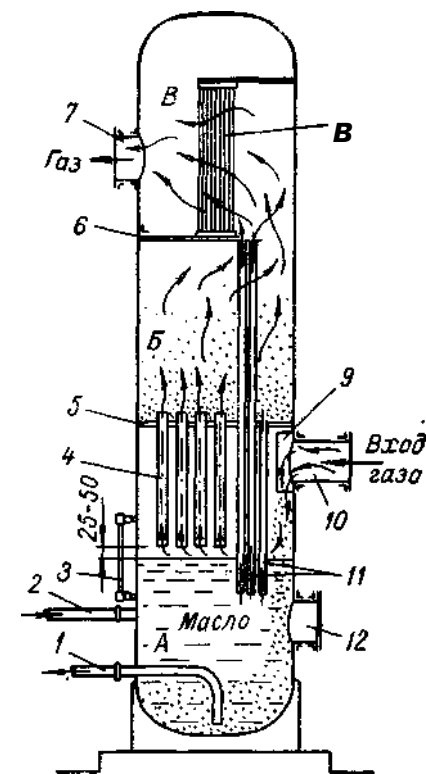


Рис. 1. Масляный пылеуловитель.

в пылеуловитель, где в связи со снижением скорости из него выпадают и осаждаются наиболее крупные частицы пыли и жидкости. Далее газ поступает в контактные трубки 4, ниже которых на определенном уровне находится смачивающая жидкость (масло), и проходит в осадительную секцию Б. Проходя через контактные трубки со значительной скоростью, газ увлекает за собой масло, которое, промывая его, соединяется со взвешенными частицами пыли и механических примесей.

В осадительной секции скорость газа резко снижается; выпадающие при этом крупные частицы пыли и жидкости в виде шлака по

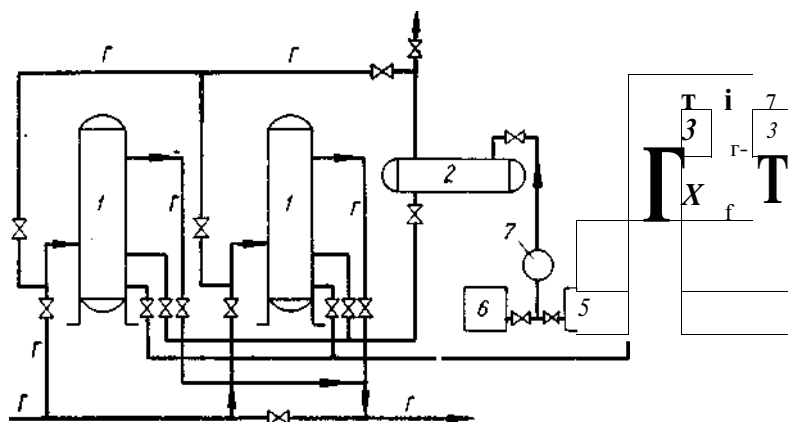


Рис. 2. Схема очистки газа масляными пылеуловителями.

дренажным трубкам 11 стекают вниз. Наиболее мелкие частицы из осадительной секции газовым потоком уносятся в верхнюю скрубберную секцию В. Скрубберная секция состоит из десяти рядов перегородок, расположенных в шахматном порядке. Проходя в лабиринте перегородок и ударяясь о них, газ совершает много поворотов. Благодаря этому частицы масла осаждаются на швеллеровых перегородках 8 и затем стекают на дно скрубберной секции, с которой по дренажным трубкам 11 спускаются в нижнюю часть пылеуловителя. Очищенный газ через газоотводящий патрубок 7 выходит в газопровод.

Осевший на дне пылеуловителя шлам периодически (через 2—3 месяца) удаляют через люк 12. Осевшее внизу загрязненное масло удаляют продувкой через трубу 1 в отстойник. Взамен загрязненного масла в пылеуловитель по трубам 2 из маслоотстойника доливается до нормы свежее очищенное масло. Продувка производится в зимний период не реже одного раза в сутки или по мере подъема уровня масла, если он поднимается выше нормального быстрее чем за 24 ч. Полная очистка пылеуловителя через люк производится 3—4 раза в год. Контроль за маслом в пылеуловителе ведется по шкале указателя уровня 5V

Загрязненное масло периодически очищают и заменяют по схеме, указанной на рис. 2. В состав установки для очистки газа кроме группы масляных пылеуловителей 1 входят отстойники 2, предназначенные для отстоя отработанного масла с целью повторного его использования. Отстой сливается в передвижную емкость 4 объемом 3—5 м³.

Масляный аккумулятор 3 предназначен для заправки пылеуловителей свежим маслом, закачиваемым в аккумулятор насосом 7 из емкостей 5, 6. Масло из аккумулятора в пылеуловители подается

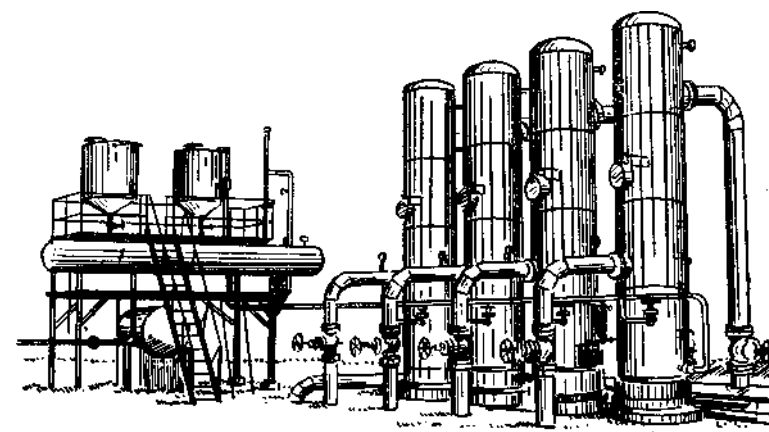


Рис. 3. Общий вид установки пылеуловителей на компрессорной станции.

самотеком за счет разности высотных отметок, так как при этом аккумулятор заполняется газом с давлением, равным давлению в пылеуловителе. Количество заливаемого масла в пылеуловитель диаметром 2400 мм не превышает 1,5—2,0 кг.

В качестве смачивающей жидкости в масляных пылеуловителях применяется соляровое масло марки Л, ГОСТ 1666—51. Расход масла допускается не свыше 25 г на 1000 м³ газа.

На рис. 3 показан общий вид установки пылеуловителей на компрессорной станции.

Пропускная способность масляного пылеуловителя может быть ориентировочно рассчитана по формулам

$$Q_{ст} = 935000 \frac{D^2 p}{T} \left[\frac{\gamma_{ж} - \gamma_{г}}{\gamma_{г}} \right]^{0,6};$$

$$Q_{н} = Q_{ст} \frac{T_{н}}{T_{ст}},$$

где $Q_{ст}$ — максимальная пропускная способность пылеуловителя при стандартных условиях, м³/сутки; $Q_{н}$ — то же, при нормальных условиях; D — внутренний диаметр пылеуловителя, м; p — рабочее

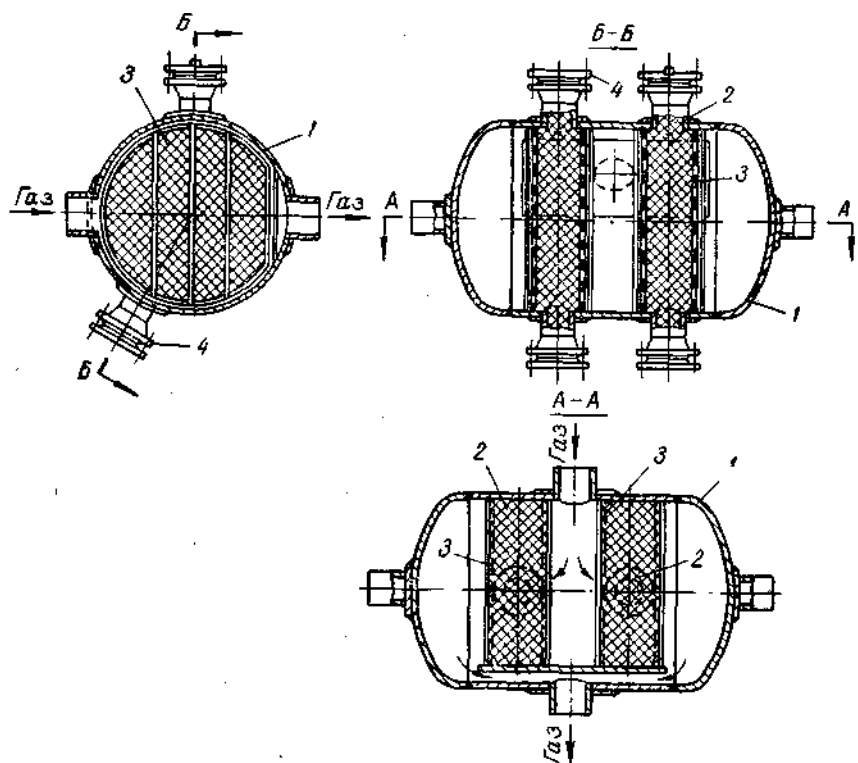


Рис. 4. Висциновый фильтр диаметром 1000 мм.
1 — корпус; 2 — кольца Рашига; 3 — сетка; 4 — заглушки.

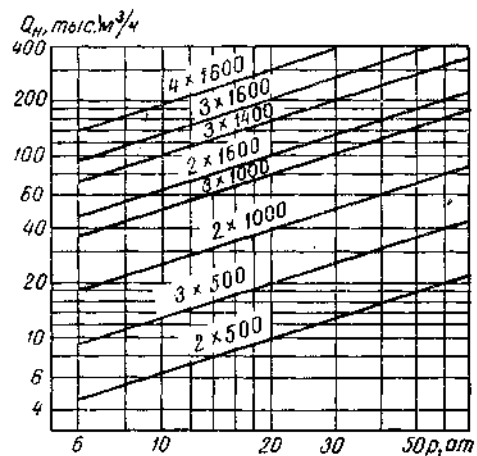


Рис. 5. Пропускная способность пылеуловителей.

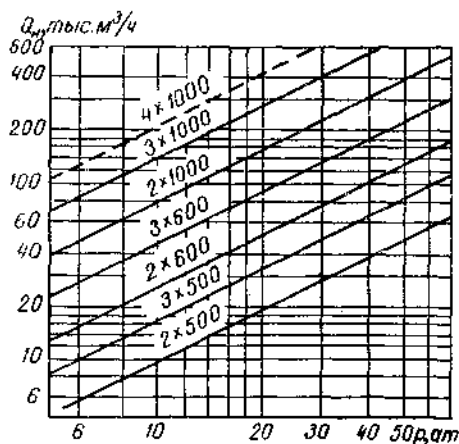


Рис. 6. Пропускная способность групп висциновых фильтров.

давление газа в пылеуловителе, кг/см^2 ; $\gamma_{ж}$ — плотность смачивающей жидкости, кг/ж^3 ; $\gamma_{г}$ — плотность газа при рабочих условиях, кг/ж^3 ; T — температура газа в пылеуловителе, °К.

Техническая характеристика масляных пылеуловителей различных диаметров приведена в табл. 2.

Висциновые фильтры (рис. 4) (состоят из корпуса, входного и выходного штуцеров и фильтрующей секции, заполненной кольцами Рашига размером 15 X 15 X 0,2 или 25 X 25 X 0,5 лш, смоченными в висциновом масле (ГОСТ 7611—55).

Газ, проходя по извилинам колец, изменяет свое направление, и пылинки прилипают к смоченной висциновым маслом поверхности. Фильтры очищают, промывая кольца в керосине или в горячем содовом растворе.

Висциновые фильтры выпускаются диаметром 500, 600 и 1000 мм. Их пропускная способность рассчитывается по допускаемой скорости движения газа, которая принимается до 1 м/сек при полном сечении фильтра. Производительность фильтров и пылеуловителей в зависимости от диаметра и рабочего давления представлена на рис. 5, 6.

§ 2. ОСУШКА ГАЗА

В горючих газах обычно содержатся водяные пары. Количество водяных паров в единице объема или веса газа называется абсолютной влажностью, которая выражается в граммах на кубометр или в граммах на килограмм газа.

Таблица 2. Техническая характеристика масляных пылеуловителей (при $P_{г} = 64 \text{ кг/см}^2$)

Диаметр корпуса D, мм	Высота H, мм	Площадь поперечного сечения, м ²	Количество трубок		Количество отбойников скрубберной насадки	Размеры скрубберной насадки, мм		Толщина стенки, мм	Общий вес, кг
			дренажных из осадительной секции	контактных		длина	ширина		
400	5100	0,126	2	5	13	360	148	15	1200
500	5350	0,196	2	6	24	430	222	18	1720
600	5550	0,282	3	9	32	510	296	20	2270
1000	5950	0,785	5	26	75	925	333	32	6450
1200	6300	1,132	7	41	85	1435	333	40	9800
1400	6650	1,535	8	49	105	1340	333	45	13420
1600	7000	2,040	9	57	125	1542	333	52	18920
2400	8800	4,520	20	127	175	2370	333	—	—

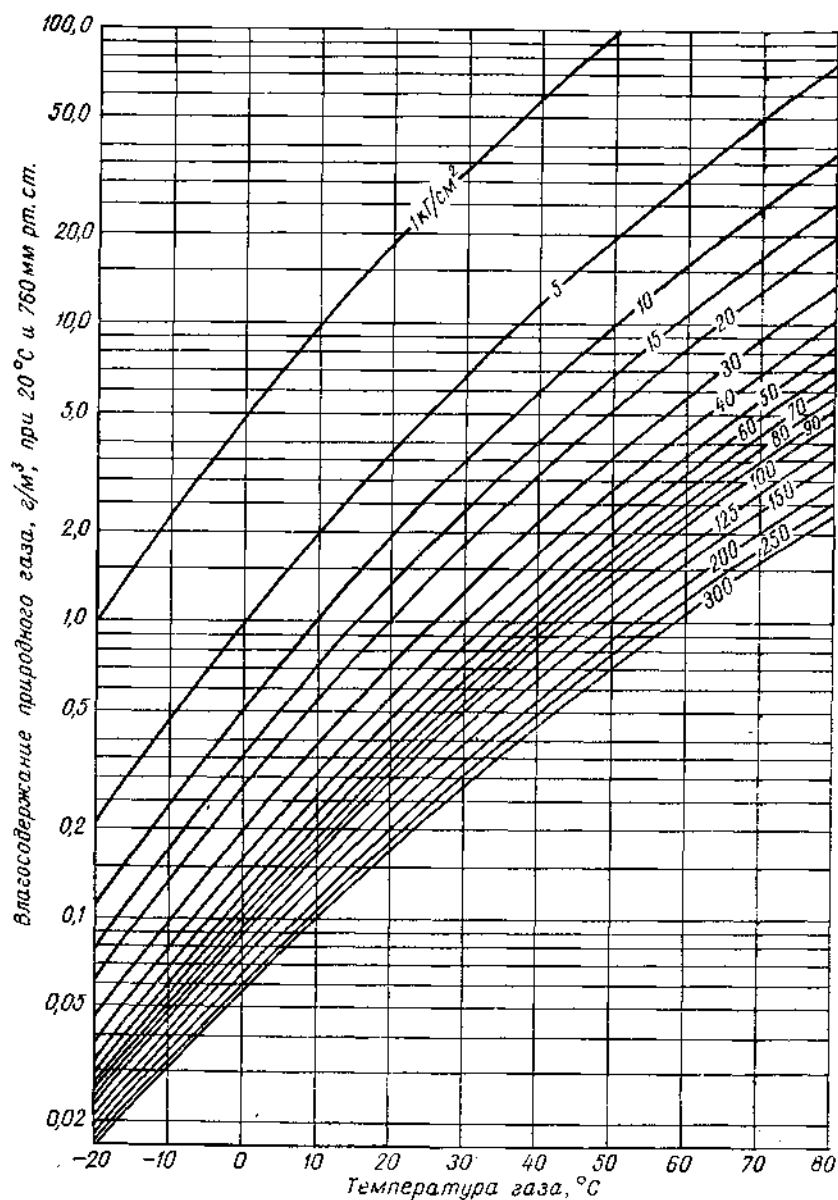


Рис. 7. Влагосодержание природных газов при различных давлениях и температуре.

Отношение фактически содержащегося в газе водяного пара к максимально возможному содержанию его при данных условиях (температуре и давлении) называется относительной влажностью газа и выражается в процентах. Температура, при которой влажный газ насыщается водяными парами, называется точкой росы. Давление водяных паров, насыщающих газ при заданной температуре, не зависит от объема газа, так как в случае уменьшения объема, а следовательно, повышения давления часть водяных паров перейдет в жидкость.

Количество влаги в газе подсчитывается по формуле

$$d = \frac{R_r}{R_n} \cdot \frac{\varphi p_n}{p - \varphi p_n},$$

где d — влагосодержание, кг на 1 кг сухого газа; R_r , R_n — удельные газовые постоянные сухого газа и водяного пара, $\text{кг} \cdot \text{м} / (\text{кг} \cdot \text{град})$; φ — относительная влажность газа; p_n — упругость насыщенных паров воды при данной температуре, мм рт. ст. ; p — общее давление влажного газа, мм рт. ст.

Значения упругости водяных паров и влагосодержания газа находятся по справочникам.

В практических расчетах влагосодержание природных газов можно определять по диаграмме (рис. 7).

Содержание влаги в газах также может быть определено весовым методом (взвешиванием определенного количества газа до и после осушки), по точке росы (охлаждением газа до температуры, при которой начинается конденсация паров) и другими способами.

Для отделения от газа капельной жидкости на магистральных газопроводах применяются установки для осушки газа, причем осушка газа в настоящее время является основным и наилучшим способом предупреждения гидратообразования на магистральных газопроводах.

Применяются следующие способы осушки газа: абсорбционный (с жидкими поглотителями) и адсорбционный (с твердыми поглотителями). На магистральных газопроводах Советского Союза наиболее широкое распространение получили установки по осушке газа с жидкими поглотителями.

Установки по осушке газа с твердыми поглотителями получили применение на КС газопроводов: на небольших установках осушается газ, идущий на питание узлов управления пневмоприводов газовых кранов при транспортировке по газопроводу недостаточно осушенного газа.

Абсорбционный метод осушки газа

Метод основан на использовании свойства некоторых жидкостей и их водных растворов поглощать пары влаги при взаимном контакте. Для большей эффективности поглощения желательно, чтобы поверхность соприкосновения газов и жидкости была возможно

больше, причем наилучший контакт получается при противоточном движении.

В качестве абсорбентов наиболее широко распространены диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ), имеющие следующие характеристики:

	ДЭГ	ТЭГ
Химическая формула	$C_2H_4O_2$	$C_3H_8O_3$
Молекулярный вес	106,12	150,17
Плотность при 20° С, г/см ³	1,118	1,125
Температура кипения при атмосферном давлении, °С	244,5	287,4
Концентрация водяного раствора, применяемого для осушки, %	95—98	97—99
Понижение точки росы, °С	25—36	40—45

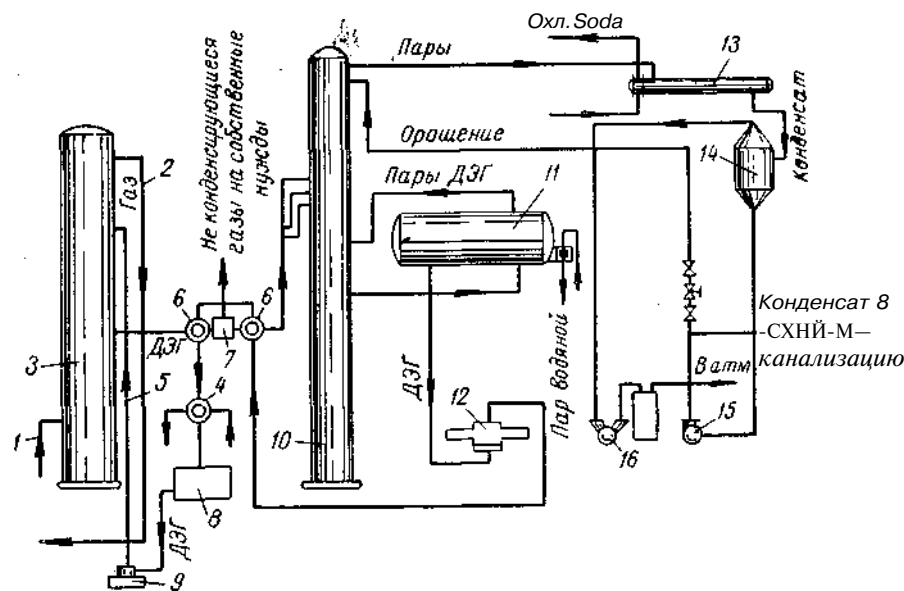


Рис. 8. Технологическая схема установки осушки газа.

1 — вход газа; 2 — выход газа; 3 — абсорбер (контактор); 4 — холодильник; 5 — трубопровод ДЭГ; 6 — секции теплообменников; 7 — выветриватель; 8 — промежуточная емкость ДЭГ; 9 — насос; 10 — десорбер (выпарная колонна); 11 — испаритель; 12 — насос; 13 — конденсатор; 14 — емкость конденсата; 15 — насос орошения выпарной колонны; 16 — вакуум-насос.

Наиболее часто в качестве сорбента применяется диэтиленгликоль 95—97%-ной концентрации.

«/На рис. 8 приведена технологическая схема по осушке газа ДЭГ.

Газ, идущий с газовых промыслов, пройдя установку пылеуловителей и пункт замера, по газопроводу 1 поступает в абсорбер 3. Сначала газ идет в нижнюю скрубберную секцию, где очищается главным образом от взвешенных капель жидкости, и, про-

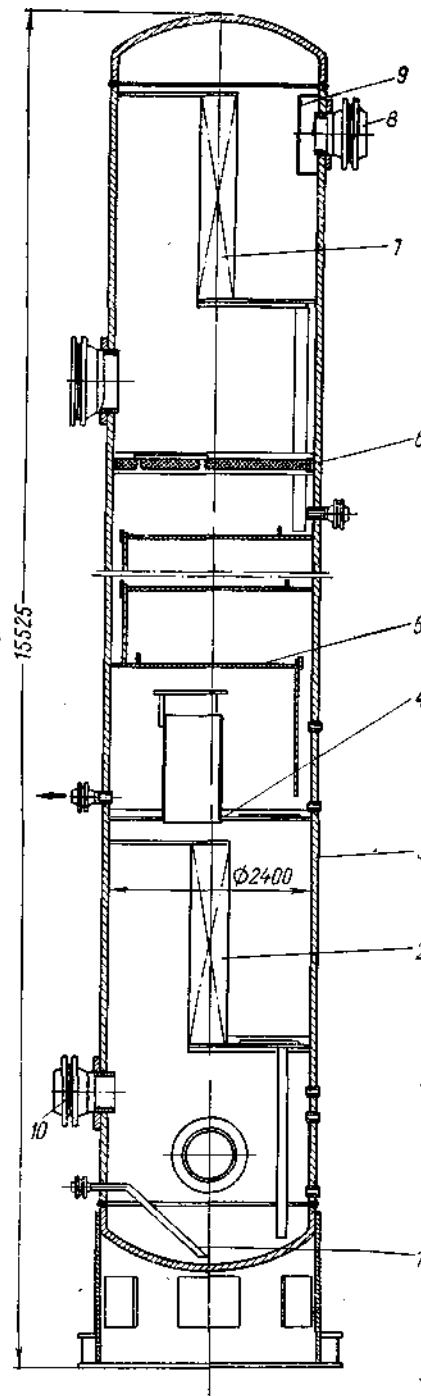
ходя через тарелки, поднимается вверх. Число колпачковых тарелок в абсорбере от 4 до 10. Навстречу потоку газа протекает 95—97%-ный раствор ДЭГ, вводимый в абсорбер насосом 9. Осушенный вследствие контакта с раствором газ проходит через верхнюю скрубберную секцию, где освобождается от захваченных капель раствора, и по газопроводу 2 направляется в магистраль. Насыщенный раствор, содержащий 6—8% влаги, с нижней глухой сборной тарелки абсорбера поступает в теплообменники 6, где нагревается встречным потоком регенерированного раствора, и затем в выпарную колонну (десорбер) 10, где производится регенерация раствора. Затем раствор ДЭГ подогревается в испарителе 11 и из него выпаривается влагов

Регенерированный раствор ДЭГ насосом 12 прокачивается через теплообменники 6, где он отдает тепло встречному потоку насыщенного раствора, поступающего в десорбер, затем для дальнейшего понижения температуры проходит через холодильник 4 в промежуточную емкость 8, откуда насосом 9 закачивается опять в абсорбер.

Водяной пар из регенерационной колонны поступает в конденсатор 13, где основная часть его конденсируется и подается в емкость конденсата 14. В этой емкости газ отсасывается из конденсата вакуум-насосом 16 и направляется на сжигание.

Рис. 9. Абсорбер тарельчатого типа.

1 — дренажная труба; 2 — нижняя скрубберная насадка; 3 — колонна; 4 — тарелка для сбора ДЭГ; 5 — колпачковая тарелка; 6 — сетка; 7 — верхняя скрубберная насадка; 8 — выходной патрубок; 9 — отбойник; 10 — входной патрубок.



Часть полученной воды, содержащей диэтиленгликоль (рефлюкс), подается в верхнюю часть колонны насосом 15 для понижения температуры, что является необходимым для конденсации паров ДЭГ и сбора конденсата.

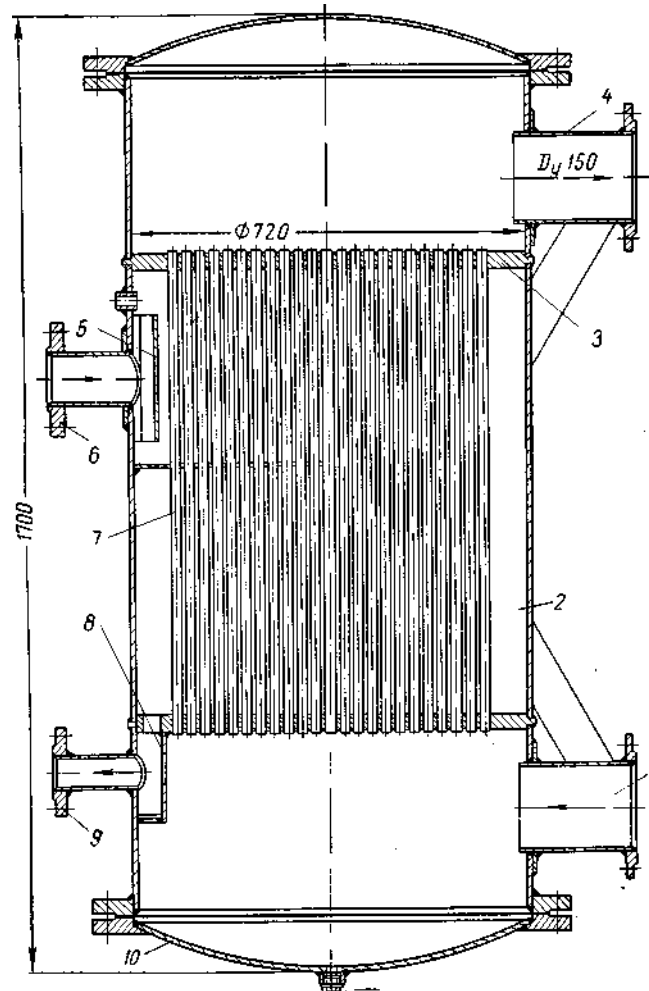


Рис. 10. Испаритель.

1 — вход раствора ДЭГ; 2 — корпус; 3 — трубная решетка; 4 — выход паров ДЭГ; 5 — отбойник чара; 6 — вход пара; 7 — кипятильные трубы; 8 — отбойник конденсата; 9 — выход конденсата, 10 — сферическое днище.

Установка осушки газа должна быть оборудована соответствующими контрольно-измерительными приборами и регулирующей аппаратурой. Уровень раствора ДЭГ в абсорбере и десорбере поддерживается автоматически регулятором уровня.

На установке по осушке газа жидким поглотителем используют следующую аппаратуру.

Абсорбер (контактор) и десорбер (выпарная колонна), применяемые на головных сооружениях магистральных газопроводов для осушки газа, являются, как правило, колоннами тарельчатого типа. Диаметр и высота колонн выбираются в соответствии с проектом, так как от этих параметров зависит скорость движения газа и раствора ДЭГ.

На рис. 9 показан контактор тарельчатого типа диаметром 2400 мм на рабочее давление 55 кг/см^2 .

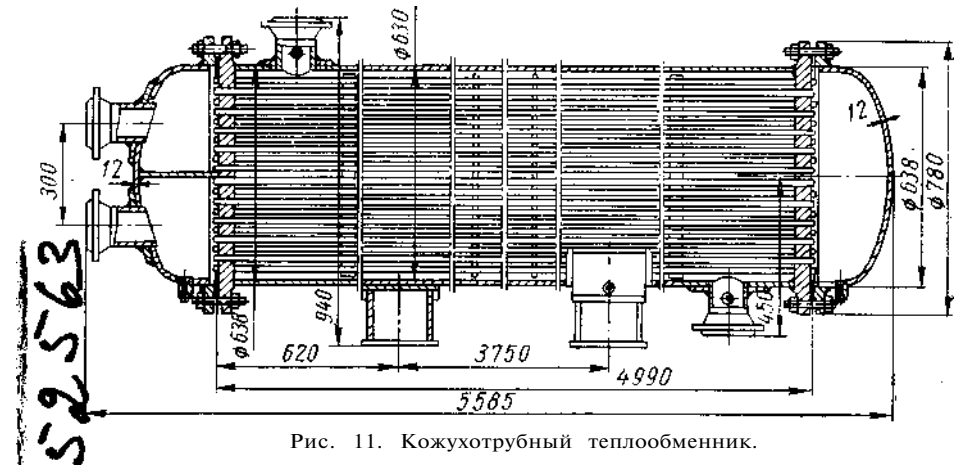


Рис. 11. Кожухотрубный теплообменник.

Давление газа в контакторе замеряется манометром, который устанавливается против нижней скрубберной секции. Контактор и его тарелки должны осматриваться и очищаться не реже одного раза в год, а в некоторых случаях и чаще.

Выпарная колонна (десорбер) — значительно меньшего диаметра, чем контактор, и меньшей высоты. Давление паров и температура в десорбере, а также уровень ДЭГ поддерживаются соответствующими регуляторами.

Испаритель представляет собой теплообменник, предназначенный для испарения влаги, находящейся в растворе ДЭГ. Раствор ДЭГ протекает по трубам, а водяной пар — по межтрубному пространству. На рис. 10 приводится испаритель десорбера с поверхностью нагрева 25 м^2 .

Теплообменники состоят из кожухотрубных секций с различным количеством трубок в зависимости от требуемой поверхности нагрева. В трубном пространстве секции теплообменника проходит холодный насыщенный раствор ДЭГ из контактора, в межтрубном пространстве — горячий раствор его из десорбера.

Контактор, испаритель и теплообменники являются сосудами высокого давления и должны в соответствии с этим регистрироваться в органах Госгортехнадзора.

На рис. 11 показан теплообменник с поверхностью нагрева 125 ж^2 . Конденсатор представляет собой горизонтальный кожухотрубный теплообменник. По межтрубному пространству обычно пропускается паро-газовая смесь, по трубному — вода. Трубное пространство выполняется многоходовым.

Насосы. На установках осушки газа применяются паровые, поршневые и центробежные насосы различных конструкций.

Технологические показатели работы современных установок по осушке газа ДЭГ следующие:

Рабочее давление газа, кг/см^2	55
Температура газа в абсорбере, $^{\circ}\text{C}$	42
Точка росы осушенного газа, $^{\circ}\text{C}$	-7
Скорость газа в абсорбере, м/сек	0,24
Концентрация раствора ДЭГ на входе в абсорбер, %	98,5
Количество подаваемого раствора на 1000 м^3 газа, л	48,3
Концентрация раствора ДЭГ на выходе из абсорбера, %	96,3
Температура ДЭГ на выходе из десорбера, $^{\circ}\text{C}$	126
Температура входа в десорбер, $^{\circ}\text{C}$	71,6
Абсолютное давление в десорбере, мм рт. ст.	250
Количество рефлюкса, л/ч	466
Температура рефлюкса, $^{\circ}\text{C}$	30
Температура в испарителе, $^{\circ}\text{C}$	154
Абсолютное давление в испарителе, мм рт. ст.	250
Концентрация раствора на выходе испарителя, %	98,5
Температура регенерированного ДЭГ на входе в контактор, $^{\circ}\text{C}$	30
Расход насыщенного водяного пара, т/ч	2,1
Избыточное давление водяного пара, мм рт. ст.	13
Потери ДЭГ на 1000 ж^3 газа, г	25—30

Следует отметить, что широко применяемый для осушки газа за рубежом триэтиленгликоль (ТЭГ) имеет значительные преимущества перед диэтиленгликолем. Основные преимущества ТЭГ следующие: а) возможность получения газа с более низкой точкой росы, б) возможность регенерации ТЭГ при атмосферном давлении до более высокой концентрации, в) меньшая упругость паров ТЭГ по сравнению с ДЭГ, что соответственно уменьшает его потери (в 8—10 раз).

Осушка газа твердыми поглотителями

Установки для осушки газа с твердыми поглотителями (адсорбентами) на головных сооружениях магистральных газопроводов имеют значительно меньшее распространение, чем установки с жидкими поглотителями. В качестве адсорбентов применяются активированная окись алюминия, боксит, флюорит и силикагель. В табл. 3 приведены характеристики адсорбентов, применяемых для осушки газа.

Технологическая схема промышленной установки по осушке газа твердыми поглотителями показана на рис. 12. Установка состоит из группы адсорберов (не менее двух), подогревателя газа и теплообменников. Сам технологический процесс значительно

Таблица 3. Характеристика адсорбентов, применяемых для осушки газа

Показатели	Адсорбент			
	Активированная окись алюминия	Боксит	Флюорит	Силикагель
Плотность, кг/м^3	720	—	720	650
Средняя влагоемкость, %, от веса адсорбента	5	4—5	5	6
Возможная температура точки росы, $^{\circ}\text{C}$	-60	-60	-60	От -50 до -70
Температура, $^{\circ}\text{C}$:				
адсорбции	0—30	0—40	0—40	5—40
регенерации	180—200	180—200	180—200	150—180

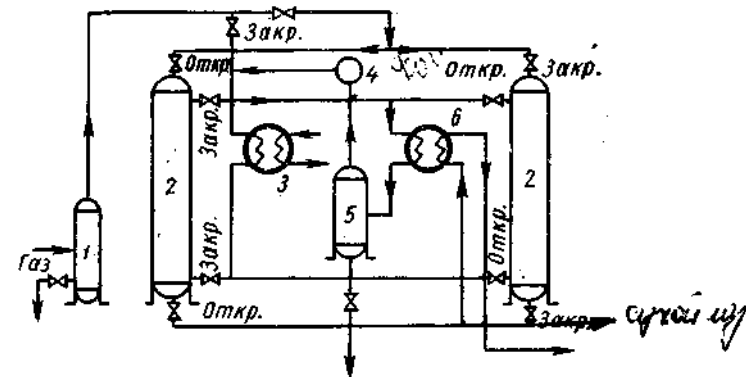


Рис. 12. Технологическая схема осушки газа поглотителями.

проще, чем на установках с жидким поглотителем. Влажный, подлежащий осушке газ проходит через пылеуловитель 7, где очищается от песка, пыли и различных механических примесей. Затем газ поступает в адсорбер 2, где пропускается через один или несколько слоев адсорбента. На каждой установке осушки должно быть не менее двух адсорберов, из которых один находится в работе, а второй на регенерации и охлаждении. Регенерация адсорбента производится следующим образом. Определенное количество газа, требуемое для регенерации адсорбента, отводят из линии сухого газа в коммуникации регенерационной системы. Компрессором 4 газ подается в подогреватель 3, где он нагревается до $180\text{—}200^{\circ}\text{C}$,

затем поступает в адсорбер, где и происходит регенерация адсорбента. По выходе из адсорбера регенерационный газ, насыщенный большим количеством водяных паров, поступает в холодильник 6, а затем в сепаратор 5, где из него выделяется влага, поглощенная им из адсорбента. Из сепаратора газ опять подается компрессором 4 в адсорбер 2 для регенерации адсорбента.

Циклы регенерации газа продолжаются до полного извлечения влаги из адсорбента. После окончания цикла регенерации адсорбер подключается в работу, а второй адсорбер становится на регенерацию.

Продолжительность цикла насыщения составляет 10—20, а охлаждения — 4—8 ч. Для получения более глубокой осушки газа желательно не допускать полного насыщения влагой адсорбента.

Продолжительность службы адсорбента зависит от его качества, состава и загрязненности газа и колеблется от 3 до 6 лет.

На магистральных газопроводах широко применяются небольшие установки по осушке газа твердыми поглотителями. Установки предназначены для осушки природного газа, подаваемого на узлы управления кранами с пневмоприводом.

Низкотемпературная сепарация газа

Низкотемпературная сепарация газа основана на свойстве газов самоохладиться при их дросселировании. Вследствие охлаждения происходит конденсация тяжелых углеводородов и воды и отделение их от газа. В СССР многие из газовых месторождений являются газоконденсатными. К ним можно отнести почти все месторождения Краснодарского края, Газлинское месторождение в Узбекской ССР, Шибелинское месторождение Украинской ССР, Вуктылское Коми АССР и некоторые другие.

Как уже отмечалось, сбор газа на промыслах газоконденсатных месторождений и в особенности его транспортировка представляют значительные трудности, так как скопление конденсата в низких местах способствует образованию гидратных пробок. При попадании газового конденсата в центробежные нагнетатели происходят сильные гидравлические удары, что может повлечь серьезную аварию. Поэтому перед подачей газа с конденсатом в газопровод необходима осушка его и возможно более полное удаление конденсата из газа.

Осушка газа при помощи низкотемпературной сепарации широко применяется на газоконденсатных месторождениях с большим пластовым давлением. В последнее время этот метод находит также применение на магистральных газопроводах, транспортирующих газ из газоконденсатных месторождений.

Схема действия установки низкотемпературной сепарации показана на рис. 13. Выходящий из скважины газ без дросселирования на головке скважины по шлейфу подходит к установке и поступает во влагосорбник 2, где он проходит предварительную очистку и где

частично отделяется капельная влага. Частично очищенный газ попадает в теплообменник 4, в котором он охлаждается холодным газом из сепаратора 7, и подходит к штуцеру 6 с более низкой температурой. Охладившийся в теплообменнике газ перед штуцером снова выделяет часть жидкости в гидроуловителе 5. Во избежание образования гидратов перед теплообменником 4 в газ впрыскивается метанол или диэтиленгликоль. Далее газ проходит через штуцер 6,

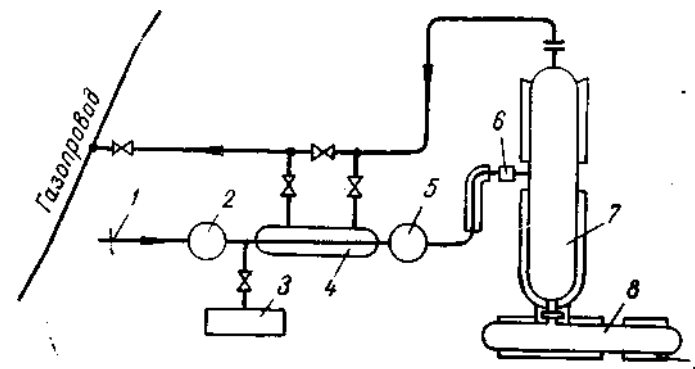


Рис. 13. Схема установки низкотемпературной сепарации.
1 — отвод; 2 — влагосорбник; 3 — бачок для метанола; 4 — теплообменник; 5 — гидроуловитель; 6 — штуцер; 7 — сепаратор; 8 — конденсатосборник; 9 — рубашка для обогрева емкости.

дросселируется, снижает температуру и, входя в сепаратор 7, выделяет оставшуюся жидкость, которая сливается в конденсатосборник 8, находящийся под сепаратором. В некоторых случаях в конденсатосборнике делается рубашка 9, которая обогревается посторонними теплоносителями (пар, горячая вода, отходящие газы). Это позволяет поддерживать в конденсатосборнике температуру, необходимую для разложения кристаллогидратов V

§ 3. ОДОРИЗАЦИЯ ГАЗА

Большинство природных и попутных газов, транспортируемых по магистральным газопроводам, не имеет запаха. Поэтому трудно своевременно обнаружить наличие газа в помещении или место утечки его в газопроводе. Для предотвращения возможных утечек перед закачкой в магистральный газопровод газу придают специфический запах.

Вещества, при помощи которых газам придается специфический запах, называются одорантами.

Реагенты, используемые для одоризации горючих газов, должны обладать следующими свойствами:

1) сильным (даже при малых концентрациях), резким и достаточно характерным запахом, отличающимся от других запахов, возможных в жилых и других помещениях;

2) физиологической безвредностью при тех концентрациях, которые нужны для создания осязаемого запаха;

3) не должны агрессивно действовать на металлы и материалы газовых сетей и приборов, с которыми приходит в соприкосновение одорированный газ;

4) возможно меньшей растворимостью в воде и других веществах, способных конденсироваться в газопроводах (смола, газовый бензин);

5) достаточно высокой упругостью паров;

6) не должны слишком сильно поглощаться почвой, а в помещении не должны создавать стойкий, медленно исчезающий запах;

7) продукты горения одоранта не должны заметно ухудшать санитарно-гигиенические условия в кухнях и других помещениях, где газ сжигается открытым пламенем, т. е. без отвода продуктов горения в дымовые каналы и трубы.

Изложенным требованиям в значительной мере удовлетворяют вещества, приведенные в табл. 4.

Таблица 4. Физические свойства одорантов

Одорант	Молекулярный вес	Температура, °С		Плотность, г/см ³
		кипения	плавления	
Этилмеркаптан	62	37	-144,4	0,83
Сульфид	—	35—40	—	0,85
Метилмеркаптан	48	5,8—6,2	-123	0,86
Пропилмеркаптан	76	67	-113,3	0,83
Изопропилмеркаптан	76	58	-130,7	0,87
Колодрант	115—120	43	—	0,81
Пенталарм	—	30	—	0,85
Каптан	—	25	—	0,83

Удельный расход одоранта зависит от его качества, от нижнего предела взрываемости одорируемого газа, от токсичности газа, климатических условий и некоторых других факторов.

Запах одоранта, содержащегося в газе, должен ощущаться человеком с нормальным обонянием при объемном содержании газа в воздухе помещения, не превышающем V_8 нижнего предела взрываемости.

В табл. 5 приведены сигнальные нормы концентрации горючих газов в воздухе.

По данным табл. 5 подсчитаны необходимые среднегодовые нормы впрыскивания в газопровод различных одорантов на 1000 м³ природного газа (табл. 6).

В газовой промышленности СССР в качестве одоранта наиболее широкое распространение получил этилмеркаптан (C₂H₅SH). Из практики применения этилмеркаптана (так же, как и некоторых других

Таблица 5. Сигнальные нормы концентрации горючих газов в воздухе, об. %

Газ	Нижний предел взрываемости в воздухе	Сигнальная норма концентрации газа в воздухе
Природный газ газовых месторождений	5	1
Попутный газ нефтяных месторождений	3	0,06
Пропан	2,37	0,47
Бутан	1,8	0,31

Таблица 6. Нормы введения различных одорантов на 1000 м³ природного газа

Одорант	Вес, г	Объем, см ³
Этилмеркаптан	16	19,1
Сульфид	25—30	30—35
Пенталарм	18	21,7
Колодрант	215	250
Каптан	16	19

одорантов) известно, что восприятие запаха с повышением температуры возрастает. Это обстоятельство следует учитывать при одоризации газа в холодных и жарких районах страны. Кроме того, расход одоранта в летний период может быть снижен по сравнению с расходом его зимой.

Одоризация газа, как правило, производится в головной части газопровода. Одорированный газ, проходя по трубам довольно значительные расстояния, приходит к конечным потребителям с начальной степенью одоризации. Только в начальный период эксплуатации вновь построенного газопровода одорант будет теряться за счет реакции его с окислами металла внутренней поверхности труб, и степень одоризации газа заметно снизится. Период насыщения одорантом внутренней поверхности труб продолжается от 6 до 12 месяцев. В этот период необходимо подавать в газопровод повышенное количество одоранта. В тех случаях, когда газ на головных сооружениях не одоризируется, это производится на газораспределительных станциях, подающих газ бытовым потребителям.

Одоризационные установки

Для ввода одоранта в газопровод в настоящее время применяются одоризационные установки различных типов.

Барботажная одоризационная установка работает по принципу насыщения части отведенного потока газа парами одоранта в барбо-

тажной камере. Схема работы одоризационной установки барботажного типа приведена на рис. 14.

Создаваемый диафрагмой 1 перепад давления обеспечивает поступление газа по трубе 2 в барботажную камеру 4 одоризатора; вводная трубка 6 заканчивается в этой камере барботажным колпачком 7, опущенным в слой одоранта. Камера 4 установлена внутри горизонтального цилиндрического корпуса одоризатора 3. Из камеры насыщенный одорантом газ проходит вдоль корпуса и за отбойной перегородкой 15 выходит в основной газопровод 17. Уровень одоранта в камере 4 поддерживается постоянным при помощи поплавкового регулятора 5, автоматически обеспечивающего подачу одоранта в камеру из емкости 9, в которой хранится расходный его запас.

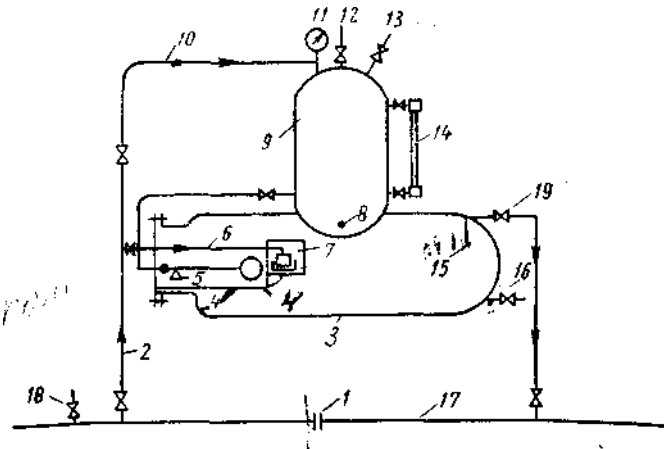


Рис. 14.. Схема барботажного одоризатора.

Емкость 9 (вертикальный цилиндрический резервуар) установлена непосредственно на корпусе одоризатора; по мерному стеклу 14 ведут наблюдение как за общим наличием одоранта, так и за его расходом в процессе одоризации. Трубка 10 служит для выравнивания давления в резервуаре, которое контролируется манометром 11. Вентиль 13 предназначен для выпуска газа при периодическом заполнении емкости одорантом. При помощи вентилей 16 в конце смены выпускают механически увлеченный жидкий одорант, количество которого учитывают при расчете расхода на процесс.

Резервуар наполняется пневматически. Бочку с одорантом с одной стороны соединяют с газопроводом через штуцер 18, а с другой стороны — при помощи гибкого шланга со штуцером 12 резервуара. Под давлением газа жидкость перетекает в резервуар. Вентиль 8 служит для опорожнения емкости (в случае необходимости).

Степень одоризации газа регулируют при помощи вентилей 19, изменяя количество газа, проходящего через одоризатор, при пере-

паде давления, создаваемого диафрагмой 1. Если при полностью открытом вентиле 19 степень одоризации газа недостаточна, то нужно заменить диафрагму 1 на диафрагму с меньшим отверстием, увеличив тем самым перепад давления.

Установка с капельным одоризатором служит для ввода одоранта в газопровод в виде капель или тонкой струи. На рис. 15 показана схема капельного одоризатора.

Из промежуточной емкости 9 одорант под давлением газа через фильтр 2 поступает в одоризатор 4. Газ в промежуточную емкость подается непосредственно из магистрального газопровода 1. Одоризатор имеет два бачка. Один из них является рабочим, второй в это время наполняется одорантом или находится в резерве. Уровень одоранта в рабочем сосуде проверяется по мерному стеклу 5. Расход одоранта устанавливают по числу подаваемых капель в единицу времени. Для наблюдения за режимом ввода одоранта в газопровод имеется смотровое устройство (фонарь) 3. В промежуточную емкость 9 одорант сливается пнев-

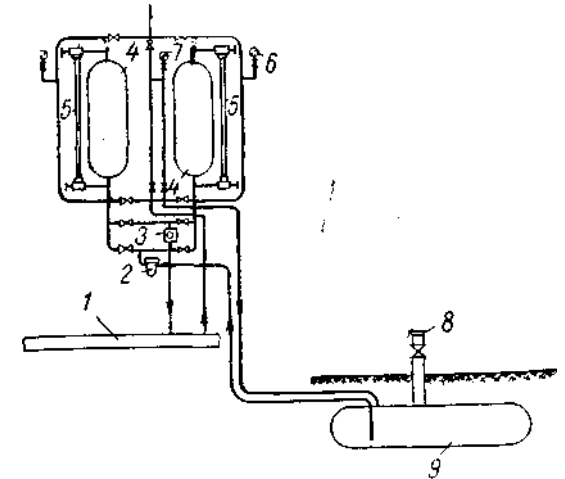


Рис. 15. Схема капельного одоризатора.

1 — газопровод; 2 — фильтр; 3 — смотровое устройство; 4 — расходный бачок; 5 — указатель уровня; 6-7 — манометры; 8 — воронка; 9 — подземная емкость.

матически или же вручную через воронку 8. Для небольших ГРС капельные одоризаторы выполняются с одним сосудом.

В последнее время на магистральных газопроводах стали внедряться автоматические одоризационные установки различных конструкций. Эти установки дают возможность полностью автоматизировать работу газораспределительных станций, а также сократить расход одоранта.

Ниже приводится схема автоматической одоризационной установки АОГ-30, разработанной Саратовским институтом Восток-газ.

Автоматический одоризатор газа модели АОГ-30 предназначен для автоматического ввода одоранта в газ пропорционально его расходу на газораспределительных станциях магистральных газопроводов. Принцип действия одоризатора основан на замера величины перепада давления на расходомерной диаграмме и преобразовании ее в величину хода плунжера насоса-дозатора одоранта.

На рис. 16 представлена схема одоризатора.

Перепад давления от расходомерной шайбы 1 поступает в блок преобразователя и насоса-дозатора 13, где перепад преобразуется в угол поворота профилированного кулачка, ограничивающего ход плунжера насоса-дозатора. Одорант из основной емкости 9 через фильтр 11 и всасывающий клапан 12 поступает в насос и в заданной дозировке через нагнетательный клапан 14 и распылитель 16 поступает в газопровод. Контроль за впрыском осуществляется по манометру 17.

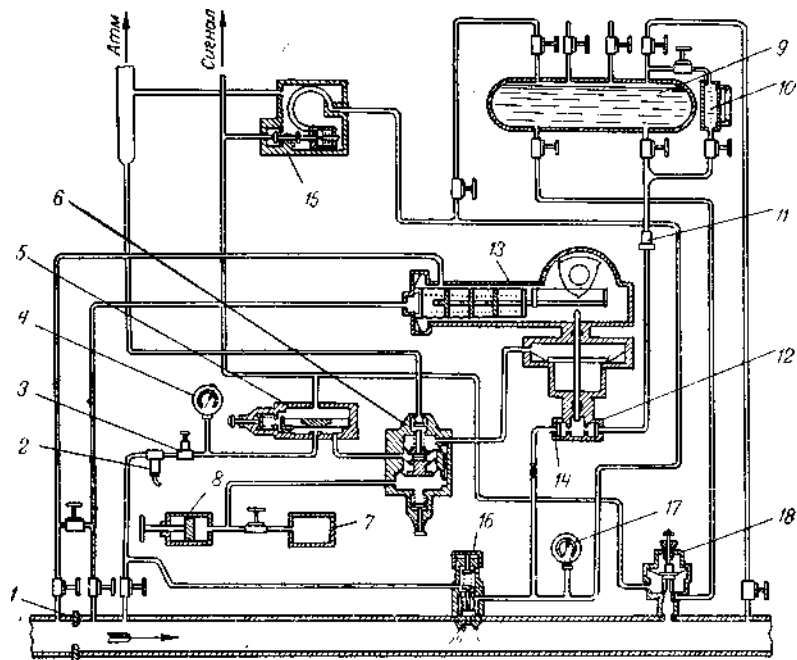


Рис. 16. Схема автоматического одоризатора газа.

Калибровочная емкость 10 предназначена для контрольных замеров расхода одоранта в процессе эксплуатации.

Подача давления на привод насоса-дозатора осуществляется со стороны неodorированного газа. Газ под давлением через фильтр 2 поступает в редуктор 3, где редуцируется до величины давления питания, которая контролируется по манометру 4. Затем газ через клапан 5 поступает в реле времени 6, которое задает цикличность работы насоса-дозатора, а следовательно, производительности дозатора. Время одного цикла пневмореле регулируется с помощью емкостей: регулируемой 8 и нерегулируемой 7.

Одоризатор дополнительно снабжен автоматически включающейся аварийной капельницей 18. Переключение на аварийный режим осуществляется при помощи датчика давления 15, который

контролирует величину давления впрыска одоранта в газопровод, а в случае отклонения давления от заданного подает команду на клапан 5. Клапан перекрывает давление питания привода насоса и включает в работу аварийную капельницу, настроенную по среднему расходу газа на действующей ГРС. С переходом на капельную одоризацию подается аварийный сигнал.

Одоризация газа производится на газовых промыслах и на головных сооружениях магистральных газопроводов. На ГРС при большой протяженности магистральных газопроводов и на некоторых КС производится додоризация газа до необходимой концентрации.

Одоранты являются легкоиспаряющимися горючими жидкостями, причем их пары могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси. Поэтому помещения, в которых монтируются одоризационные установки, относятся к категории взрыво- и пожароопасных; они должны быть изолированы от других помещений и иметь отдельный вход. Хранить одоранты желательно в условиях низких температур, так как в этом случае выделяется меньше паров. Не рекомендуется держать бочки с одорантом на солнце. Особую осторожность следует соблюдать при переливании одоранта. Это нужно делать только на открытом воздухе, обязательно вдвоем и желательно в противогазах.

На одоризационных установках необходимо иметь раствор хлорной извести или марганцовокислого калия для нейтрализации одоранта в местах его попадания на пол или грунт.

ТЕХНОЛОГИЯ ТРАНСПОРТА ГАЗА ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ

§ 1. ОСНОВНЫЕ СООРУЖЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Под магистральным газопроводом следует понимать комплекс сооружений, предназначенных для транспортировки природного или попутного нефтяного газа от газовых или нефтяных промыслов к потребителям газа (городам, поселкам, промышленным предприятиям и электростанциям). Имеются также магистральные газопроводы, перекачивающие искусственный газ от газосланцевых или коксогазовых заводов, как, например, Кохтла-Ярве — Таллин и некоторые другие.

Длина магистрального газопровода может составлять от десятков до нескольких тысяч километров. Большинство газопроводов, сооруженных с 1958 г., имеет диаметр труб от 720 до 1220 мм.

При увеличении диаметра труб наряду со значительным увеличением производительности транспортировки газа играет большую роль экономия металла, снижаются затраты на строительство и эксплуатацию газопроводов. В связи с этим для сооружения системы газопроводов Западная Сибирь — Центр будут применены трубы диаметром до 2500 мм, а производительность этой системы будет измеряться сотнями миллиардов кубических метров в год.

В табл. 7 приводятся относительные технико-экономические показатели газопроводов в зависимости от диаметра труб.

Таблица 7. Технико-экономические показатели магистральных газопроводов

Показатели	Диаметр газопровода, мм				
	1020	1220	1420	2000	2500
Производительность	1,0	1,6	2,37	5,94	10,5
	1,0	1,42	1,95	4,00	6,13
	1,0	1,25	1,71	3,82	6,15
Удельные металловложения	1,0	0,84	0,82	0,67	0,57
Удельные капиталовложения	1,0	0,79	0,72	0,64	0 58

Газ по газопроводу движется либо при помощи пластового давления, либо при помощи компрессорных станций, расположенных вдоль газопровода. Расстояния, на которых должны располагаться компрессорные станции, определяются гидравлическим расчетом.

Магистральный газопровод представляет собой сложное инженерное сооружение в состав которого входят:

- 1) головные сооружения;
- 2) стальной трубопровод с ответвлениями, запорной арматурой и линейными сооружениями;
- 3) компрессорные станции (КС);
- 4) газораспределительные станции (ГРС);
- 5) дома линейных ремонтников и аварийно-ремонтные пункты (АРП);
- 6) устройства линейной и станционной связи;
- 7) устройства катодной, протекторной и дренажной защиты;
- 8) подземные хранилища газа (ПХГ);
- 9) вспомогательные сооружения.

Головные сооружения

Головные сооружения располагаются вблизи газовых промыслов и в своем составе имеют установки по очистке, осушке и одоризации газов. Работа этих установок подробно рассмотрена в гл. I.

Магистральный газопровод

После головных сооружений очищенный и осушенный газ поступает в магистральный газопровод. Магистральный газопровод может быть постоянного и переменного диаметра. В некоторых случаях он состоит из двух или нескольких газопроводов, уложенных параллельно по одной трассе.

В зависимости от рабочего давления СНИП П-Д-10-62 устанавливают три класса магистральных газопроводов: 1) высокого давления при рабочем давлении выше 25 кг/см^2 ; 2) среднего давления при рабочем давлении выше 12 до 25 кг/см^2 включительно; 3) низкого давления при рабочем давлении до 12 кг/см^2 включительно.

В настоящее время максимально допустимое рабочее давление в магистральных газопроводах 55 кг/см^2 .

Однако анализ зависимости относительно стоимости строительства линейной части магистральных газопроводов от рабочего давления показал, что значительное снижение удельных затрат на линейную часть магистрального газопровода (при постоянном его диаметре) может быть достигнуто при повышении в нем давления до $75\text{—}100 \text{ кг/см}^2$. В соответствии с этим принято решение увеличить пропускную способность магистральных газопроводов путем повышения рабочего давления в них до 75 кг/см^2 . Этим же решением предусматривается в 1972 г. выпуск выеркопрочных труб, запорной арматуры и центробежных нагнетателей, обеспечивающих рабочее давление в 75 кг/см^2 .

Для отключения отдельных участков газопровода на магистральном газопроводе предусматривается установка отключающей арматуры, на расстоянии не более чем через 25 км.

Кроме того, установка отключающей арматуры обязательна в следующих местах: а) на обоих берегах водных преград при пересечении их газопроводом в две нитки и более; б) при каждом отвлении магистрального газопровода; в) по обеим сторонам проезжего автомобильного моста при прокладке по нему газопровода; г) на участках газопроводов, примыкающих к компрессорным станциям, на расстоянии 500—700 м от границ территории компрессорной станции (краны безопасности).

Линейные краны на магистральных газопроводах устанавливаются с ручным пневматическим или пневмогидравлическим приводом.

Для опорожнения газопровода на обеих сторонах участков между отключающей арматурой устанавливаются продувочные свечи (на расстоянии не менее 5 м от отключающей арматуры при диаметре газопровода до 500 мм и не менее 15 л — при диаметре газопровода более 500 мм).

Высота продувочной свечи должна быть не менее 3 м от уровня земли. Ее диаметр определяется исходя из условия опорожнения участка газопровода между запорными кранами в течение 1,5—2 ч.

Для контроля наличия конденсата и выпуска его на магистральных газопроводах устанавливаются конденсатосборники.

Узлы управления арматурой конденсатосборников помещаются в наземных вентилируемых киосках, выполненных из несгораемых материалов.

Дома линейных ремонтников

Вдоль трассы газопровода через 20—25 км располагаются дома линейных ремонтников. На пересеченной местности при наличии рек, болот, искусственных сооружений, а также при тяжелых климатических условиях района дома линейных ремонтников могут располагаться и чаще. Линейные ремонтники имеют телефонную связь как с ближайшей компрессорной станцией или аварийно-ремонтным пунктом, так и между собой.

На новых газопроводах, проходящих по пустынным и полупустынным районам, дома для линейных ремонтников не предусматриваются. Трасса осматривается в основном с вертолетов линейным мастером или начальником ремонтно-восстановительной службы.

Для предохранения металла труб от коррозии на газопроводах сооружается непрерывно действующая электрозащита. Для предохранения от почвенной коррозии применяется катодная или протекторная защита, а от блуждающих токов — электродренажная защита.

Для оперативного руководства перекачкой газа вдоль газопровода сооружается селекторная или радиорелейная высокочастотная связь.

На рис. 17 представлена схема магистрального газопровода.

Следует отметить, что при наличии большого пластового давления на скважинах промысла в первый период эксплуатации головная компрессорная станция не строится. В дальнейшем при понижении пластового давления при головных сооружениях строятся дожимные компрессорные станции.

Магистральный газопровод и отвлечения от него заканчиваются газораспределительной станцией (ГРС).

Компрессорные станции

В результате гидравлического сопротивления в трубопроводе давление вдоль него падает. В связи с этим на магистральных газопроводах сооружаются компрессорные станции, предназначенные для повышения давления до величин, определяемых прочностью металла труб. При этом пропускная способность газопровода значительно возрастает.

На компрессорных станциях имеются: один или несколько компрессорных цехов; электростанция или трансформаторная подстанция; система водоснабжения с насосными станциями I и II подъема, циркуляционной системой охлаждения компрессорных агрегатов, водонапорной башней, градирней и резервуаром для хранения пожарного запаса воды; узел дальней и внутренней связи; установка по регенерации масел со складом горюче-смазочных веществ; химическая лаборатория; котельная; механическая мастерская; установка масляных пылеуловителей;

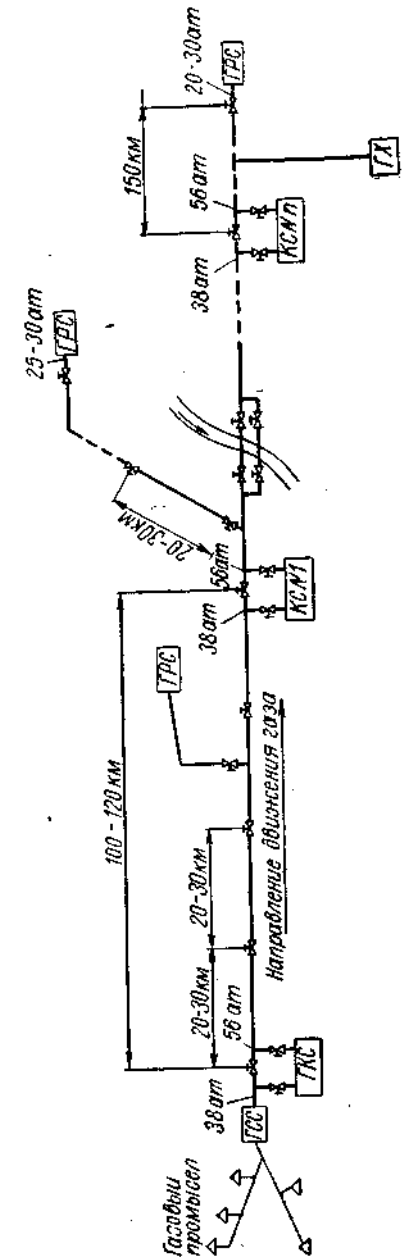


Рис. 17. Схема магистрального газопровода.

ГСС — газосборные сети; ГХ — головная компрессорная станция; КС — промежуточная компрессорная станция; ГРС — газораспределительная станция; ГХ — под земное хранение газа.

приемные и нагнетательные коллекторы газа с отключающей арматурой; автотранспортный парк и материальный склад.

На рис. 18 показан генплан промежуточной компрессорной станции, оборудованной центробежными нагнетателями с газотурбинным приводом.

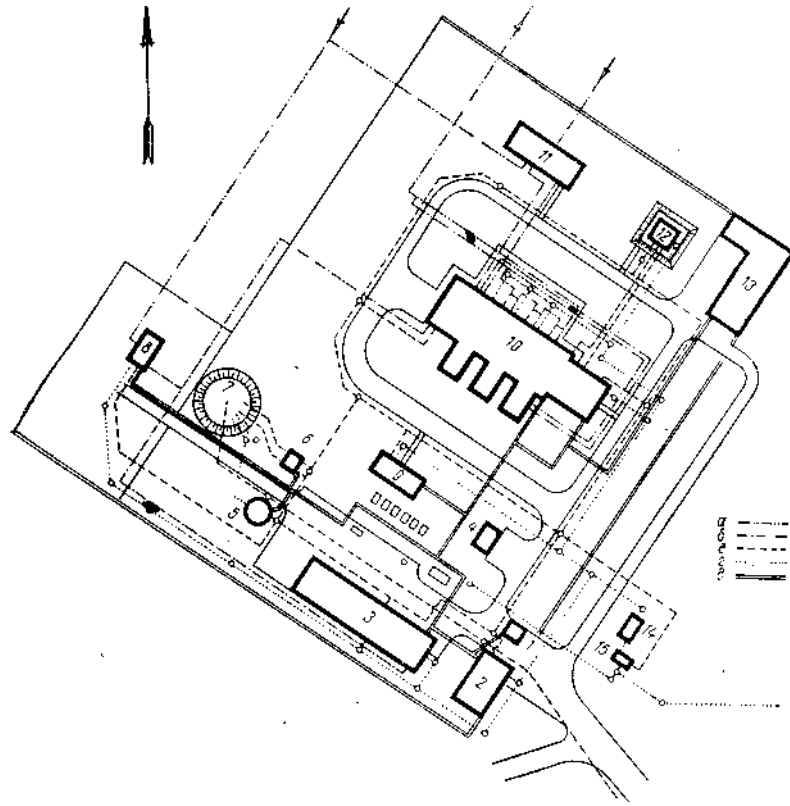


Рис. 18. Генплан промежуточной компрессорной станции с газотурбинным приводом: а — газ высокого давления, б — газ низкого давления, в — водопровод, г — канализация, д — теплотрасса.

1 — проходная; 2 — административное здание с узлом смазки; 3 — котельная, механическая мастерская, гараж; 4 — трансформаторная подстанция; 5 — водонапорная башня; 6 — насосная станция II подъема; 7 — резервуар для воды емкостью 500 м³; 8 — ГРС; 9 — химлаборатория; 10 — компрессорный цех; 11 — пылеуловитель; 12 — односекционная градирня; 13 — материальный склад; 14 — септик; 15 — хлораторная.

На магистральных газопроводах для перекачки газа применяются два вида компрессорных станций, имеющих разные технологические схемы:

- а) оборудованные газомоторными поршневыми компрессорами;
- б) оборудованные центробежными нагнетателями с приводом от газовых турбин или электродвигателей.

На рис. 19 даны примерные технологические схемы промежуточных компрессорных станций, оборудованных газомоторными компрессорами и центробежными нагнетателями. Как видно из рисунков, технологическая схема зависит от типа оборудования, установленного для компримирования газа.

Поршневые компрессоры, как правило, включаются параллельно. Турбокомпрессоры в зависимости от расхода газа или необходимой степени сжатия могут включаться как параллельно, так и последовательно, а также отдельными группами, последовательно-параллельно.

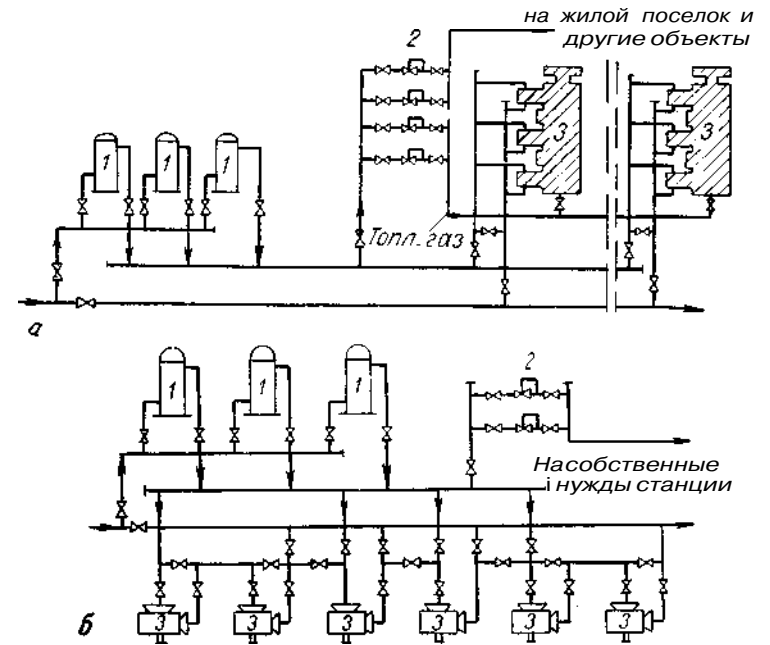


Рис. 19. Технологическая схема компрессорной станции с поршневыми газомоторными компрессорами (а) и центробежными нагнетателями (б).

1 — пылеуловители; 2 — установка редуцирования газа; 3 — газомотокомпрессор или центробежный нагнетатель.

На магистральных газопроводах в основном применяются газомоторные компрессоры типа 10ГК мощностью 1000 л. с, изготавливаемые заводом «Двигатель революции». Они устанавливаются только на газопроводах сравнительно малой производительности или же на компрессорных станциях, работающих на переменном режиме.

С 1950 г. в связи с бурным развитием газовой промышленности и все возрастающими требованиями транспортировки больших количеств газа начали внедряться турбокомпрессоры — центробежные нагнетатели с приводом от газовых турбин и электродвигателей.

Турбокомпрессорные агрегаты имеют значительные преимущества перед газомоторными компрессорами. Так, например, если мощность газоконпрессора 10ГК составляет 1000 л. с, то мощность газовых турбин ГТ-700-4 и ГТ-700-5, являющихся приводом центробежного нагнетателя, более 5000 л. с. Максимальный к. п. д. 10ГК составляет 23%, а к. п. д. газотурбинных двигателей достигает 26%.

В последние годы промышленностью выпущено несколько новых типов газовых турбин, применяющихся для привода центробежных нагнетателей различной производительности. Это газовые турбины ГТ-750-6 мощностью 6000 кет и ГТК-10 мощностью 10 000 кет Невского машиностроительного завода им. В. И. Ленина, газовая турбина ГТУ-6 мощностью 6000 кет Свердловского турбомоторного завода.

В настоящее время готовятся к выпуску агрегаты ГТУ-16 мощностью 16 000 кет Свердловского турбомоторного завода и ГТК-25 мощностью 25 000 кет Невского машиностроительного завода им. В. И. Ленина.

Газораспределительные станции (ГРС)

Газораспределительные станции сооружаются в конце каждого магистрального газопровода или отвлечения от него и предназначаются для следующих целей:

- снижения давления газа до требуемого и поддержания этого давления в заданных пределах;
- дополнительной очистки газа от механических примесей;
- дополнительной одоризации поступающего к потребителям газа;
- учета и регулирования расхода газа, отпускаемого потребителям;
- защиты газопроводов от недопустимого повышения давления.

Газораспределительные станции имеют входное давление от 30 до 55 кг/см^2 , а выходное давление в зависимости от потребителей — от 3 до 26 кг/см^2 .

ГРС могут сооружаться для снабжения одного или нескольких потребителей. Сооружаются они в настоящее время как по типовым проектам Гипрогаза (ТР-884, ТР-885 и ТР-886), так и по индивидуальным проектам.

Типовой проект ТР-884 — проект автоматизированной ГРС с надомным обслуживанием, производительностью до 100 и 170 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ (при давлении газа на входе 10 кг/см^2) соответственно с одним и с двумя потребителями. Проект содержит набор чертежей отдельных узлов ГРС, из которых можно скомпоновать ГРС производительностью от 20 до 200 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ и более при входных давлениях осушенного газа от 8 до 64 кг/см^2 . Для неосушенного газа по этому проекту могут сооружаться ГРС при давлениях газа на входе до 20 кг/см^2 . При давлениях на входе свыше 20 кг/см^2 и производительности выше 50 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ такие ГРС могут применяться только

с дополнительным подогревом регулирующих клапанов. По типовому проекту ТР-884 можно строить большое число ГРС как с одним, так и с двумя потребителями и с различной компоновкой технологического оборудования.

Схема ГРС на двух потребителей, выполненная по типовому проекту ТР-884, представлена на рис. 20. Работа ГРС по данной

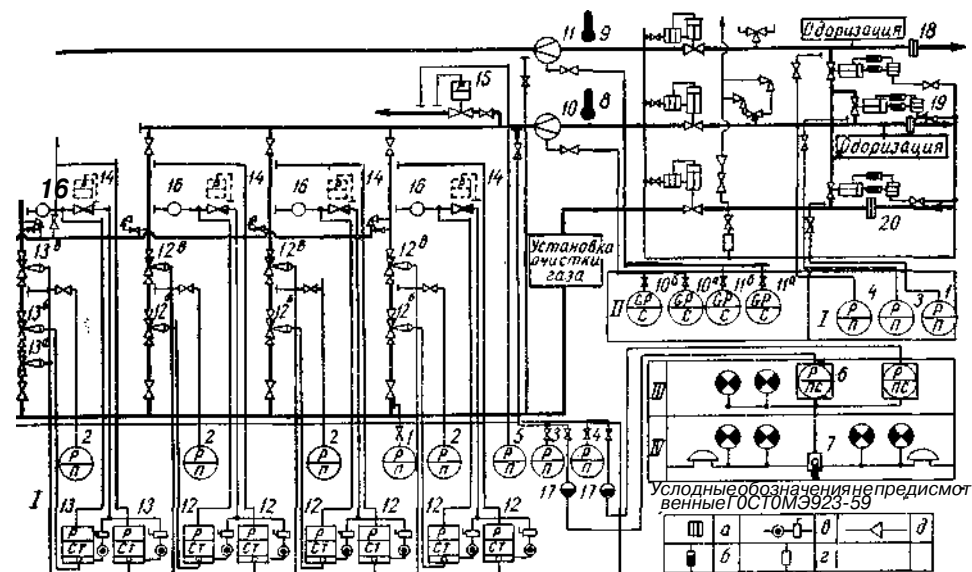


Рис. 20. Типовая схема ГРС на двух потребителей по ТР-884: а — узел дистанционного управления краном, б — гидроприставка, в — газовый фильтр, г — фильтр и редуктор приборные, д — переходник.

1 — манометр показывающий ОБМГН-160; 2, 3, 4 — манометры показывающие ОБМ-160; 5 — манометр U-образный ПР-620; 6, 7 — манометр электродаточный ЗКМ; 8, 9 — термометр технический, ртутный; 10, 11 — диафрагма камерная ДКН-25; 10', 10'', 11', 11'' — дифманометр поплавковый ДП-430; 12, 13 — регулятор давления РД или МСТМ-410 в комплекте с фильтром и редуктором; 12', 12'', 13', 13'' — клапан регулирующий ВО типа К, $p_0 = 64 \text{ кг/см}^2$; 14 — редуктор кислородный; 15 — регулятор низкого давления РД-32 или РД-20; 16 — разделительный сосуд; 17 — разделительный сосуд с автоматическим запорным клапаном; 18, 19, 20 — изолирующие фланцы. Расположение контрольно-измерительных приборов на схеме: I — в помещении регулирования и на месте отбора показателей, II — в помещении расходомеров, III — на щите сигнализации ГРС, IV — на щитах в помещении операторов.

схеме сводится к следующему. Газ из входного газопровода поступает в узел отключающих устройств и направляется на очистку в масляные пылеуловители или висциновые фильтры (в зависимости от производительности ГРС). После очистки газ поступает в нитки редуцирования одного и другого потребителей, где происходит снижение давления газа до заданных величин. Затем газ направляется в выходные газопроводы потребителей, на каждом из которых замеряется и одоризуется газ. Схемой предусматривается возможность непродолжительного снабжения газом потребителей в аварий-

ных случаях или производстве ремонтных работ на ГРС по байпасным линиям, минуя ГРС. В этом случае газ дросселируют вручную при помощи кранов. Для дополнительной защиты газопроводов потребителя от повышения давления на выходных нитках установлены пружинные предохранительные клапаны, через которые сбрасываются излишки газа в атмосферу.

В последнее время для редуцирования газа при газоснабжении небольших бытовых, промышленных и сельскохозяйственных объектов начали применяться автоматические газораспределительные станции в шкафом исполнении (АГРС).

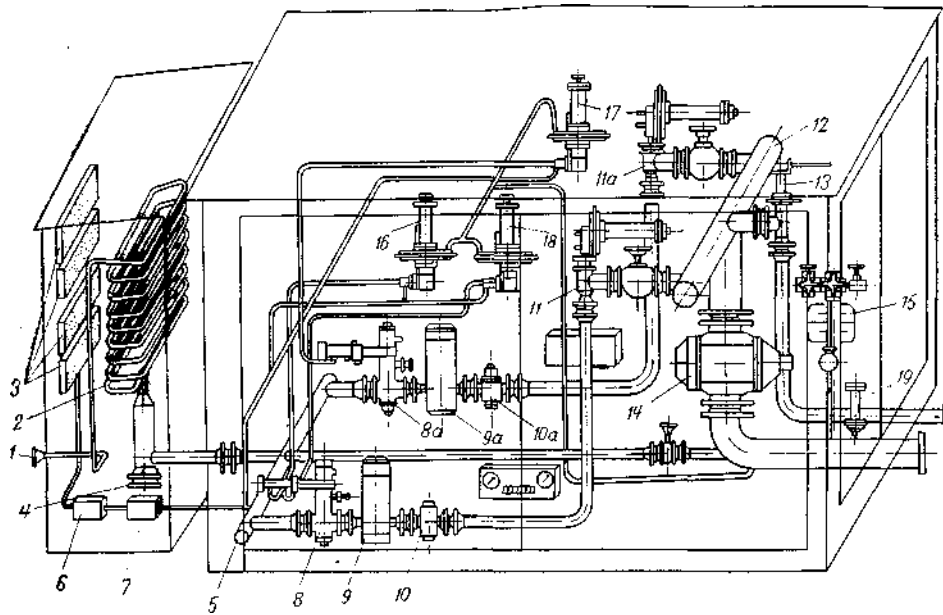


Рис. 21. Технологическая схема АГРС-1.

1 — входной трубопровод; 2 — змеевик подогревателя; 3 — горелка инфракрасного излучения; 4 — терморегулятор; 5 — коллектор редуцирующего блока; 6 — электромагнитный клапан; 7 — двухступенчатый редуктор; 8, 8a — краны с пневмоприводом; 9, 9a — висциновые фильтры; 10, 10a — регуляторы давления первой ступени; 11, 11a — регуляторы давления второй ступени; 12 — выходной коллектор; 13 — предохранительный клапан; 14 — объемный счетчик газа РС-1000; 15 — капельная одоризационная установка; 16, 17 — импульсные механизмы повышения давления; 18 — импульсный механизм понижения давления; 19 — клапан сброса.

Эти АГРС полностью изготавливаются в заводских условиях, не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала и обеспечивают подачу газа от магистрального газопровода к потребителю с заданным давлением и нормальной одоризацией.

Работает АГРС-1 следующим образом (рис. 21). Газ из магистрального газопровода через входной трубопровод 1 поступает в змеевик подогревателя 2, где нагревается горелками инфракрасного излучения 3 и проходит в коллектор редуцирующего блока 5. Терморегулятор 4 поддерживает заданную температуру газа. Для отключения

горелок в случае погасания запальника предусмотрен электромагнитный клапан 6 типа ЭМК. Подача газа к горелкам низкого давления осуществляется через двухступенчатый регулятор давления газа 7.

Из коллектора 5 газ через кран с пневмоприводом 8 (или 8a) и висциновые фильтры 9 (или 9a) поступает в устройство редуцирования. Редуцирующая часть разделена на 2 нитки: рабочую и резервную. В нормальном положении кран с пневмоприводом 8, расположенный на входе рабочей нитки, открыт, а кран с пневмоприводом 8a на входе резервной нитки — закрыт. Регулятор давления прямого действия 10 первой ступени снижает давление до 6 кг/см^2 .

Из регулятора давления первой ступени газ с давлением 6 кг/см^2 подходит к регулятору давления второй ступени 11.

После снижения давления до заданного значения газ поступает в коллектор 12, соединяющий рабочую и резервную нитки. На коллекторе имеется отвод для установки предохранительного клапана 13. Из коллектора газ проходит к объемному счетчику газа 14, одоризируется и затем подается в газопровод, идущий к потребителю.

В газопровод за счетчиком врезаны импульсные линии, по которым подается газ в камеры регуляторов давления второй ступени и в импульсные механизмы. Импульсные механизмы повышения давления 16 и 17, импульсный механизм понижения давления 18, предохранительный клапан сброса 19 составляют автоматику защиты, которая поддерживает давление газа на выходе АГРС-1 в установленных пределах.

АГРС оборудована контролирующими датчиками с электрическим выходом, позволяющими осуществлять дистанционный контроль за ее работой.

На газораспределительных станциях магистральных газопроводов применяются следующие формы обслуживания: вахтовое, надомное и объездное.

Вахтовое обслуживание предусматривает обслуживание станции круглосуточно с постоянным нахождением на них дежурного персонала. При вахтовом обслуживании ГРС обслуживается 5—9 операторами, поэтому данная форма обслуживания считается наиболее отсталой. В настоящее время вахтовое обслуживание применяется на газораспределительных станциях, имеющих большой расход газа (не менее $250\text{—}300 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}$), а также на ГРС, обслуживающих предприятия, на которых газ является технологическим сырьем и где даже короткая непредвиденная остановка может привести к серьезным последствиям.

При надомном обслуживании ГРС работают без постоянного вахтенного персонала: ГРС с надомным обслуживанием обслуживается двумя операторами, дежурящими на дому, вместо 5—9 операторов при круглосуточном вахтовом обслуживании.

В схеме ГРС с надомным обслуживанием должна быть предусмотрена предупредительная сигнализация в доме оператора, при помощи которой в дом подается сигнал о нарушении нормальной работы ГРС (понижения давления до $0,9 p_n$ или повышения давления

до $1, I_{p_{н}} >^a$ также сигнал о нарушении работы автоматизированной котельной (при погасании факела загорается красный сигнал). ГРС с надомным обслуживанием в настоящее время получили наибольшее распространение.

При объездном обслуживании, наиболее прогрессивной форме эксплуатации ГРС, все работы по профилактическому осмотру и ремонту оборудования, средств автоматики и телемеханики, контрольно-измерительных приборов осуществляются при периодическом объезде ГРС бригадой КИП и автоматики районного управления.

При переводе газораспределительной станции на объездное обслуживание необходимо: а) автоматизировать ГРС, иметь телеконтроль, выведенный на пульт диспетчера райуправления, и расходомеры с многодневной записью расхода; б) организовать диспетчерскую связь со всеми потребителями, получающими газ с этой ГРС; в) при районном управлении организовать круглосуточное дежурство операторов, которые в случае возникновения неисправности обязаны выехать на ГРС в любое время суток; г) производить периодический объезд автоматизированных ГРС, находящихся на объездном обслуживании, не реже одного раза в неделю. Во время объезда проверяют работу и проводят профилактический осмотр оборудования, средств автоматики и КИП, смену картограмм расходомеров, а также необходимые ремонтные работы.

Подземные хранилища газа

Добыча и транспорт газа по магистральным газопроводам не могут в точности соответствовать газопотреблению. Обычно максимальная пропускная способность газопровода должна обеспечивать среднегодовую потребность в газе.

Газ с промысла в магистральный газопровод подается в основном равномерно, в то время как газопотребление происходит неравномерно. Колебания расхода газа наблюдаются в течение суток, по дням недели, месяцам и сезонам года. Чередуются периоды минимального и максимального газопотребления: ночные часы с минимальным расходом газа и дневные часы с увеличением по сравнению со среднесуточным расходом (суточная неравномерность); воскресные дни с пониженным расходом против остальных дней недели (недельная неравномерность); летние месяцы с минимальным расходом и зимние месяцы с максимальным расходом (сезонная неравномерность).

Наибольший суточный расход газа наблюдается обычно с 7 до 9, с 12 до 14 и с 18 до 20 ч. По дням недели наибольшие расходы бывают в субботние и предпраздничные, наименьшие — в воскресные и праздничные дни. На расход газа в газопроводах значительно влияют колебания температуры наружного воздуха, причем летом расход газа примерно в 1,5 раза меньше, чем зимой.

В настоящее время на магистральных газопроводах суточная неравномерность газопотребления регулируется за счет аккумуля-

рующей способности конечного участка газопровода. Недельная неравномерность газопотребления также может частично или полностью покрываться за счет емкости участка газопровода после последней компрессорной станции и за счет емкости всего газопровода.

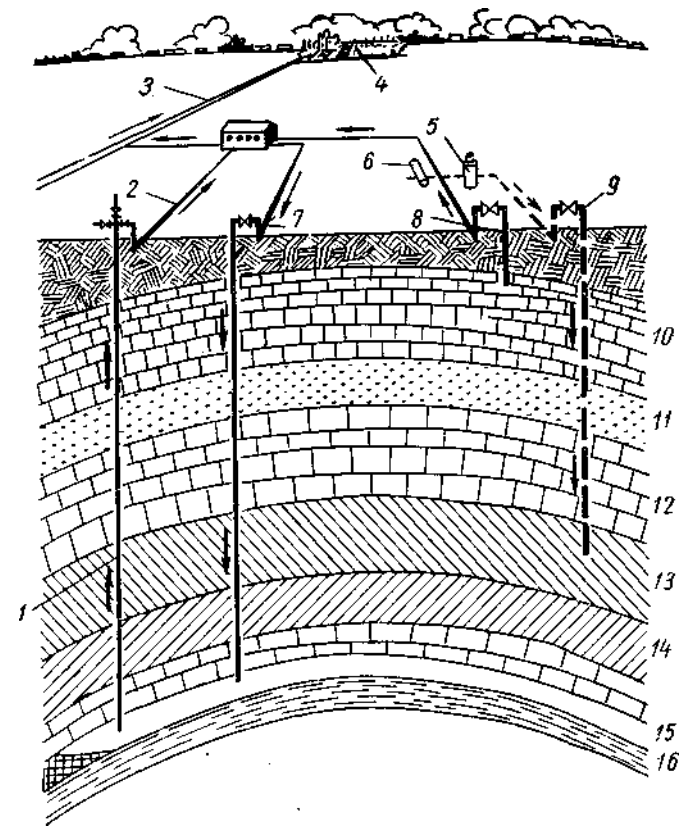


Рис. 22. Схема подземного хранилища газа.

1 — скважина для отбора газа из хранилища; 2 — линия подачи газа потребителям; 3 — магистральный газопровод; 4 — компрессорная станция; 5 — насос для подачи воды в пласт; 6 — водозаборный колодезь; 7 — скважина для закачки газа в хранилище; 8 — скважина для сбора утекającego газа; 9 — скважина для закачки воды в пласт; 10 — известняк; 11 — песчаник; 12 — известняк; 13, 14 — глинистые отложения; 15 — пористый песчаник; 16 — глинистые отложения.

Поступление газа с промыслов в газопровод в дни минимального газопотребления превышает газопотребление и газопровод наполняется до максимального допустимого давления на выходе из компрессорной станции. В дни максимального газопотребления недостаток газа (по сравнению с поступлением его с газовых промыслов) возмещается из емкости газопровода.

Покрытие неравномерности газопотребления в течение суток, а также недельной неравномерности за счет емкости газопровода возможно на магистральных газопроводах сравнительно небольшой емкости, объем которых составляет не менее 50% от суточной пропускной способности газопровода. Однако использовать газопроводы небольшой протяженности даже больших диаметров для покрытия суточной и недельной неравномерности не представляется возможным. В этих случаях суточная неравномерность может покрываться путем организации газгольдерных парков, что при больших расходах тоже не является достаточно эффективным.

Чтобы устранить сезонную неравномерность газопотребления, создают подземные хранилища природного газа для закачки в них излишков газа летом с последующим использованием его при необходимости зимой.

Подземное хранение газа дает возможность более полно использовать пропускную способность магистральных газопроводов, обеспечивает резерв в случае аварии, а также создает условия для более нормальной работы газовых промыслов и магистральных газопроводов.

В настоящее время, в связи с большими потоками транспорта газа, для обеспечения надежности газоснабжения в зимние месяцы крупных промышленных центров созданы подземные хранилища вблизи Москвы, Ленинграда, Киева, Ташкента, Саратова. Ведутся работы по сооружению новых мощных хранилищ вблизи Риги, Ленинграда, Киева и Саратова.

На рис. 22 показана схема подземного хранилища газа. Летом в подземные хранилища через скважины специальными компрессорными станциями, оборудованными газомоторными поршневыми компрессорами, закачивают газ в пласты, оттесняя воду и создавая большие объемы для накопления газа. Зимой газ через те же скважины под давлением пласта подается в городские сети.

Учитывая перспективность метода подземного хранения газа, в настоящее время решаются вопросы его дальнейшего усовершенствования и уменьшения стоимости сооружения хранилищ.

§ 2. РЕЖИМ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

При эксплуатации магистральных газопроводов контролю подлежат следующие основные показатели:

а) давление газа в начале и в конце участка, на выходе с промысла и на отводах на газораспределительные станции;

б) количество транспортируемого газа, температура его на входе и выходе компрессорной станции, средняя по участку, на входе в газораспределительную станцию;

в) наличие конденсата, влаги, сероводорода, тяжелых углеводородов и загрязнений в газе, давление на входе и выходе компрессорной станции, количество работающих агрегатов и режим их работы;

г) исправность оборудования на компрессорных и газораспределительных станциях, герметичность газопровода;

д) режим закачки газа в подземные хранилища, режим отбора газа постоянными и буферными потребителями и другие показатели, характеризующие состояние газопровода, его сооружений и оборудования.

Режим давления газа в газопроводе

Режим давления в газопроводе необходимо знать, чтобы иметь возможность определять засоренность газопровода, скопления влаги, гидратных пробок, находить места разрывов, утечек и др.

Для определения давления в любой точке газопровода, не имеющего закупорок, применяется формула

$$p_x = \sqrt{p_n^2 - (p_n^2 - p_k^2) x},$$

где x — расстояние искомой точки от начала газопровода в долях его длины; p_n — начальное давление, am ; p_k — конечное давление, am .

При различных гидравлических расчетах, в частности при определении пропускной способности газопровода и аккумулирующей способности газопровода, при учете количества газа и в ряде других случаев необходимо знать среднее давление газа.

Среднее давление газа на участке газопровода может быть подсчитано по формуле

$$p_{ср} = \frac{2}{3} \left(p_n + \frac{p_k^2}{p_n + p_k} \right).$$

Для этой цели используют манометры, установленные в начале и конце участка газопровода.

Опытами, проводимыми МИНХиГП им. Губкина, определено, что в магистральных газопроводах большой производительности расчет среднего давления можно производить по упрощенной формуле, как среднеарифметическое начального и конечного давлений:

$$p_{ср} = \frac{p_n + p_k}{2}.$$

Причем ошибка в данном случае не превышает 1,5% в сторону уменьшения.

Скорость газа в газопроводе можно определить по формуле

$$w = \frac{QT}{pF \cdot 293}, \text{ м/сек},$$

где Q — расход газа через данное сечение (при 20° С и 760 мм рт. ст.), $м^3/сек$; p — давление газа, am ; F — сечение трубы, $м^2$; T — температура, °К.

Руководствуясь этими формулами, эксплуатационный персонал может рассчитать и вычертить графики изменения давления на

любом участке газопровода и сравнить их с данными приборов на трассе газопровода. Такие сравнения помогут быстро определить ненормальности в режиме транспорта газа как на отдельных участках, так и на всем газопроводе.

Пропускная способность магистральных газопроводов

Пропускная способность при стационарном режиме определяется в соответствии с указаниями по производству гидравлических расчетов магистральных газопроводов РТМ-1025.

Производительностью магистрального газопровода или его участка называется количество газа, поступающего в него за год. Пропускной способностью газопровода или его участка называется максимальное количество газа, которое может быть передано по газопроводу или участку газопровода в сутки при максимальном использовании принятых расчетных параметров и установившемся режиме.

Расчетная пропускная способность магистрального газопровода или его участка, необходимая для обеспечения заданной производительности, определяется как максимальная суточная пропускная способность q по формуле

$$q = \frac{Q}{365K_{год}}, \text{ млн. м}^3/\text{сутки},$$

где Q — производительность газопровода, млн. м³/год; $K_{год}$ — среднегодовой коэффициент неравномерности транспорта газа.

Среднегодовой коэффициент неравномерности транспорта газа должен учитывать характер потребления газа и наличие подземных хранилищ и буферных потребителей. При отсутствии данных о неравномерности газопотребления для газопроводов, не имеющих подземных хранилищ, $K_{год}$ принимается равным 0,85 для газопроводов протяженностью более 300 км с оборотом газа и 0,75 для газопроводов протяженностью менее 300 км.

Расчетная пропускная способность отводов от магистральных газопроводов, необходимая для обеспечения заданной производительности отвода, может быть определена из максимального часового потребления газа по формуле

$$q = 24q_{ч.м.}$$

где $q_{ч.м.}$ — максимальное часовое потребление газа.

Пропускная способность газопроводов с абсолютным давлением выше 3 ат и с разностью высотных отметок начала и конца расчетного участка не более 200 м определяется по формуле

$$q = 103,15 \cdot 10^{-6} D^{5/2} \sqrt{\frac{(p_n^2 - p_k^2)}{\Delta \lambda Z_{cp} T_{cp} L}}, \text{ млн. м}^3/\text{сутки},$$

где D — внутренний диаметр газопровода, см; p_n и p_k — соответственно начальное и конечное абсолютные давления на расчетном участке, ат; T_{cp} — средняя по длине газопровода температура транс-

портируемого газа, °К; Δ — относительная плотность газа; Z_{cp} — средний коэффициент сжимаемости; λ — коэффициент гидравлического сопротивления участка; L — длина участка газопровода, км или

$$q = 0,326 \cdot 10^{-6} d^{5/2} \sqrt{\frac{(p_n^2 - p_k^2)}{\Delta \lambda Z_{cp} T_{cp} L}}, \text{ млн. м}^3/\text{сутки},$$

где d — внутренний номинальный диаметр, мм.

Коэффициент гидравлического сопротивления при течении газа по газопроводу с учетом усредненных местных сопротивлений (краны, повороты трассы, разветвления) определяется по формуле

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k}{d} \right)^{0,2},$$

где Re — число Рейнольдса; k — эквивалентная шероховатость труб.

При гладкостенном режиме течения газа коэффициент K определяется по формуле

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} \right)^{0,2} = \frac{0,1844}{Re^{0,2}}.$$

Значение числа Re определяется по формуле

$$Re = 1,81 \cdot 10^3 \frac{q \Delta}{d \eta},$$

где η — динамическая вязкость газа.

Значения динамической вязкости некоторых газов приведены в табл. 8 и 9.

Таблица 8. Динамическая вязкость ($\eta \cdot 10^6$, кг·сек/м²) некоторых газов при атмосферном давлении и разных температурах

Газ	Температура, °С			
	0	20	50	100
Этан	0,877	0,939	1,030	1,173
Пропан	0,765	0,816	0,895	1,026
Бутан	0,695	0,754	0,830	0,966
Пентан	0,636	0,632	0,752	0,867
Воздух	1,745	1,822	1,995	2,248
Кислород	1,940	2,160	—	—
Азот	1,710	1,640	—	—
Углекислый газ	1,400	1,650	—	—

Вязкость смеси газов ориентировочно определяется по формуле

$$\eta_{см} = V_1 \eta_1 + V_2 \eta_2 + \dots + V_n \eta_n,$$

где $\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_n$ — динамические вязкости отдельных газов,

входящих в состав смеси; V_1, V_2, \dots, V_n — содержание этих газов в единице объема.

Таблица 9. Динамическая вязкость ($\eta \cdot 10^6$, $\text{кг} \cdot \text{сек}/\text{м}^2$) метана при разных давлениях и температурах

Температура, °C	Давление, $\text{кг}/\text{см}^2$						
	10	20	40	50	60	80	100
100	1,35	1,40	1,40	1,45	1,55	1,60	1,65
80	1,28	1,30	1,35	1,40	1,40	1,50	1,60
60	1,21	1,25	1,30	1,35	1,40	1,45	1,55
40	1,14	1,25	1,30	1,25	1,40	1,40	1,50
20	1,07	1,16	1,25	1,20	1,25	1,35	1,45
0	1,02	1,12	1,20	1,15	1,20	1,35	1,40
-20	0,93	1,05	1,10	1,12	1,15	1,40	1,50

При гидравлическом расчете газопроводов практически приходится сталкиваться с квадратичным и переходным режимами, при которых пропускные способности приближенно определяются из следующей зависимости:

квадратичный режим

$$q \geq 0,4d^{2,5} \frac{\eta}{\Delta},$$

переходный режим

$$q < 0,4d^{2,5} \frac{\eta}{\Delta},$$

где η — динамическая вязкость газа, $\text{кг} \cdot \text{сек}/\text{м}^2$; Δ — относительная плотность газа.

Коэффициент гидравлического сопротивления при квадратичном режиме течения газа определяется по формуле

$$\lambda = \frac{0,03817}{d^{0,2}}.$$

При этом эквивалентная шероховатость принята равной 0,03 мм.

Граница между переходным и квадратичным режимами течения газа по газопроводу приближенно определяется по зависимости

$$\text{Re}_{\text{пер}} = 11 \left(\frac{d}{2k} \right)^{1,5},$$

где k — шероховатость трубы.

Для природных газов, содержащих не менее 90% метана, зоны режимов, определенные по этим зависимостям, представлены на рис. 23.

Порядок расчета такой. Сначала подсчитывают q или d для квадратичного режима течения газа. Затем по графику или выше-

приведенной формуле определяют режим течения. Если режим течения окажется переходным, то расчет производят повторно по формуле переходного режима или же по формулам квадратичного режима с учетом поправочного коэффициента α .

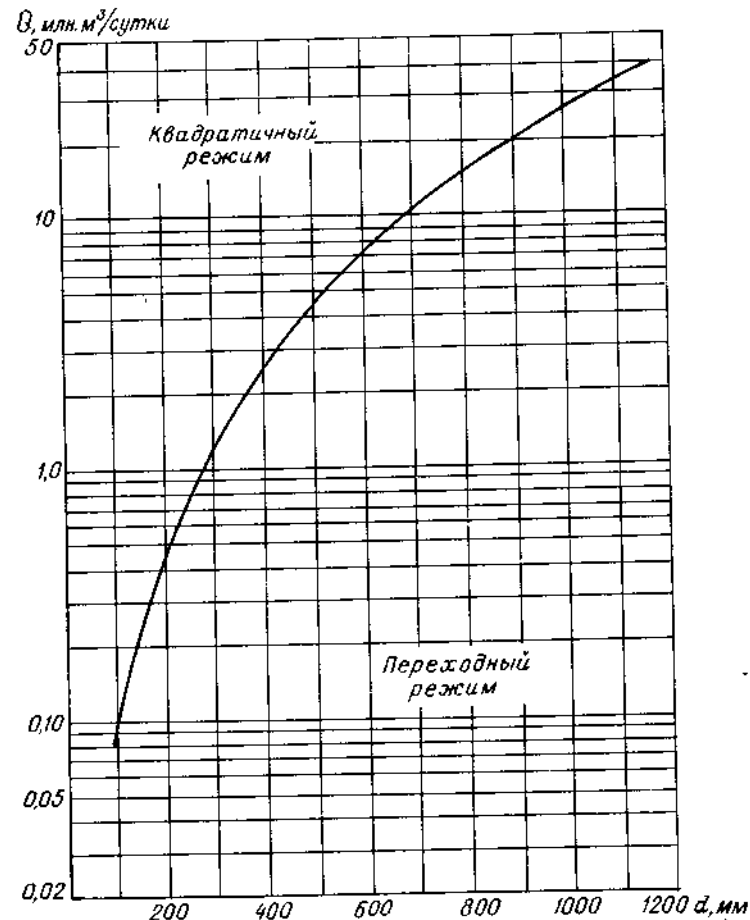


Рис. 23. График режимов течения газа по газопроводу.

Формула определения пропускной способности газопровода при выражении λ через $\frac{0,03817}{d^{0,2}}$ с учетом режима движения газа, наличия подкладных колец и состояния внутренней поверхности газопровода примет вид

$$q = \alpha \varphi E \cdot 1,67 \cdot 10^{-6} d^{2,6} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\Delta T_{\text{ср}} Z_{\text{ср}} L}},$$

где α — коэффициент, учитывающий отклонение режима течения

газа от квадратичного (определяется по графику, представленному на рис. 24; при квадратичном режиме $\alpha = 1$); φ — коэффициент, учитывающий наличие в газопроводе подкладных колец (при отсутствии подкладных колец $\varphi = 1$, при расстоянии между подкладными кольцами 12 м $\varphi = 0,975$ и при расстоянии между подкладными кольцами 6 м $\varphi = 0,95$); E — коэффициент, учитывающий состояние внутренней поверхности труб ($E = 0,9 \div 1,1$).

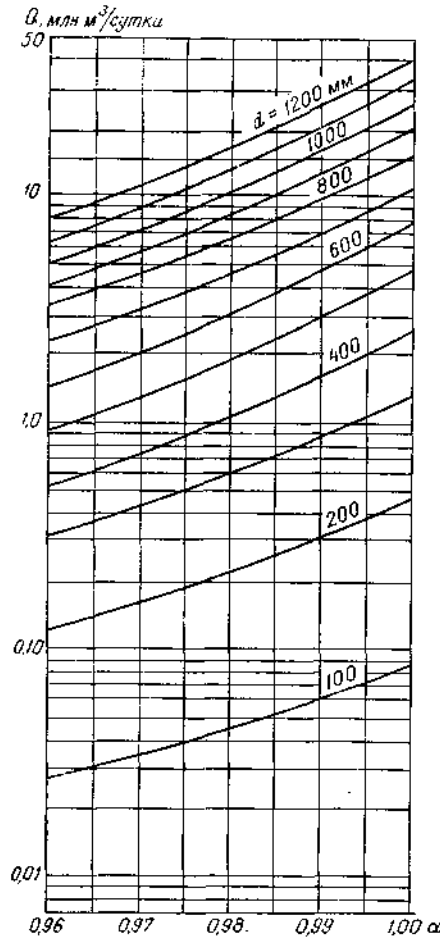


Рис. 24. Зависимость поправочного коэффициента α от пропускной способности и диаметра газопровода.

Для расчета пропускной способности газопровода необходимо знать средний коэффициент сжимаемости газа $Z_{ср}$, который определяется с учетом плотности газа, средней температуры и среднего давления по графику, представленному на рис. 25, или же берется из технических справочников.

Пропускная способность многониточного газопровода из труб различных диаметров при квадратичном режиме течения газа, без учета рельефа трассы, определяется по следующей формуле:

$$q = \varphi E \cdot 1,64 \cdot 10^{-6} \left(\sum_{i=1}^n d_i^{2,6} \right) \times \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2}{\Delta T_{ср} Z_{ср} L}}$$

Длина параллельной нитки (лупинга) к одностороннему газопроводу из труб того же диаметра, что и сам газопровод, определяется по формулам:

а) для повышения пропускной способности

$$l = \frac{4}{3} L \left[1 - \left(\frac{q_1}{q_2} \right)^2 \right];$$

б) для повышения давления в конце расчетного участка

$$l = \frac{4}{3} L \left(1 - \frac{p_n^2 - p_{2к}^2}{p_n^2 - p_{1к}^2} \right),$$

где l — длина лупинга.

Чтобы выяснить фактическую пропускную способность действующего магистрального газопровода или его отвода, нужно по эксплуатационным данным при установленном стационарном режиме определить относительную плотность Δ , среднюю абсолютную температуру T и коэффициент гидравлического сопротивления λ .

Выполнение гидравлических расчетов с помощью формул требует определенного навыка и занимает много времени. Кроме того,

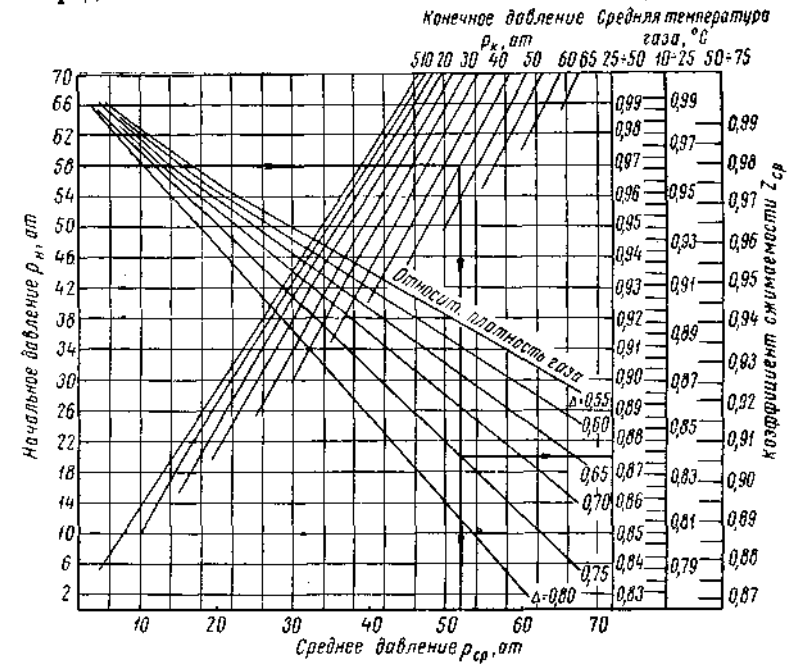


Рис. 25. Номограмма для определения коэффициента в зависимости от средней температуры и среднего давления.

в расчетные формулы входит большое количество различных параметров, в связи с чем возможны неточности и ошибки. Поэтому для быстрого производства гидравлических расчетов разработаны номограммы применительно к переходному и квадратичному режимам. На рис. 26 приведена номограмма, предложенная инженерами Н. С. Титовым и В. А. Сидоровым. При помощи этой номограммы можно быстро выполнять различные гидравлические расчеты магистральных газопроводов: определять пропускную способность газопроводов, давление в начале и конце участков, протяженность газопровода и его диаметр, значение коэффициента гидравлического сопротивления и др.

Пример. По одностороннему участку магистрального газопровода диаметром 800 мм и протяженностью 115 км транспортируется природный газ с относительной плотностью $\Delta = 0,6$ при средней температуре $t = 15^\circ \text{C}$. На газопроводе определен практическим путем коэффициент гидравлического

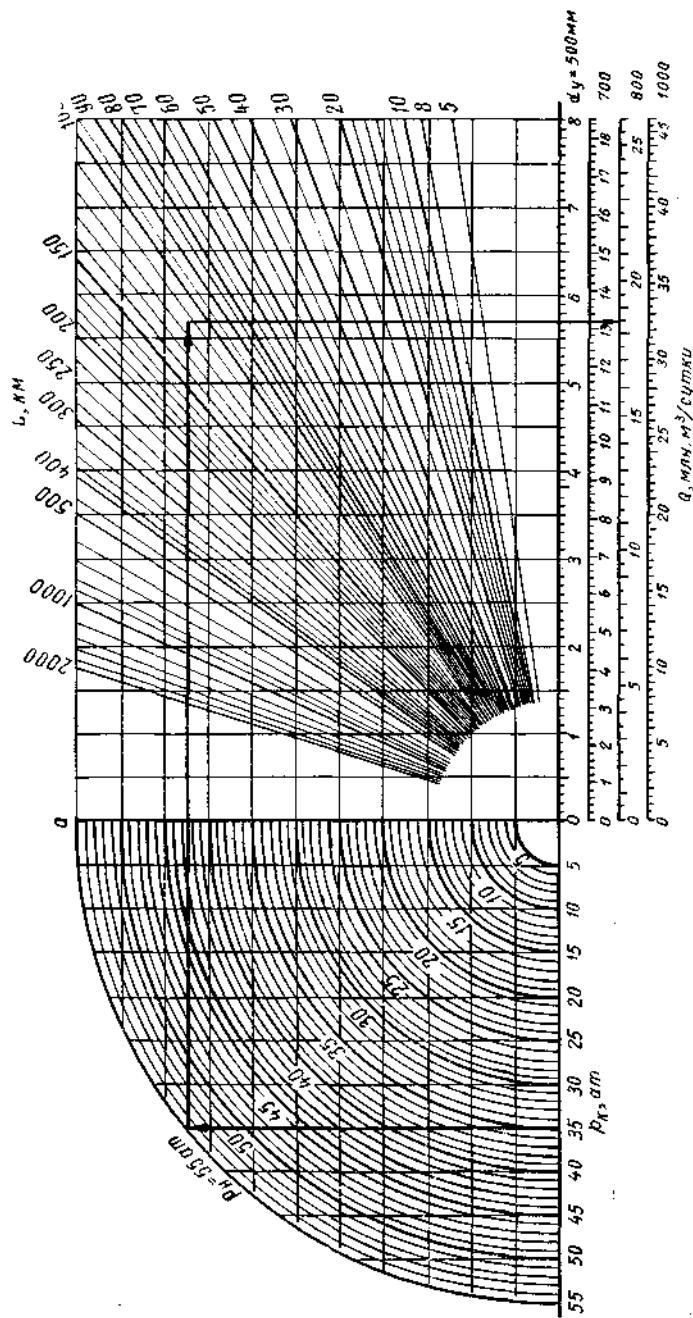


Рис. 26. Номограмма для определения пропускной способности газопровода.

сопротивления λ , который оказался равным 0,0101. Коэффициент сжимаемости газа $Z = 0,92$.

Требуется определить пропускную способность газопровода при начальном давлении $p_n = 55$ и конечном $p_k = 35$.

На номограмме стрелкой показан ход выполнения расчета:

$$p_k (35 \text{ ат}) \rightarrow p_n (55 \text{ ат}) \rightarrow \\ \rightarrow a (42,5) \rightarrow L (115 \text{ км}) \rightarrow Q = \\ = 18,45 \text{ млн. м}^3/\text{сутки}.$$

При расчете с помощью номограммы действительное значение произведения $\lambda Z \Delta T$ может отличаться от величины, принятой для построения номограммы. В этом случае в результате, полученный по номограмме, необходимо ввести поправку.

Поправочный коэффициент ϕ определяется при помощи графика, представленного на рис. 27, а фактическая пропускная способность определяется по формуле

$$Q_\phi = Q_n \phi.$$

где Q_n — пропускная способность газопровода, определенная по номограмме, млн. $\text{м}^3/\text{сутки}$; ϕ — поправочный коэффициент.

В приведенном примере

$$\alpha = \lambda Z \Delta T = 0,0101 \cdot 0,92 \cdot 0,6 \cdot 2,88 = 1,61,$$

а по графику (рис. 27) $\phi = 0,99$, откуда

$$Q_\phi = Q_n \phi = 18,45 \cdot 0,99 = 18,26 \text{ млн. м}^3/\text{сутки}.$$

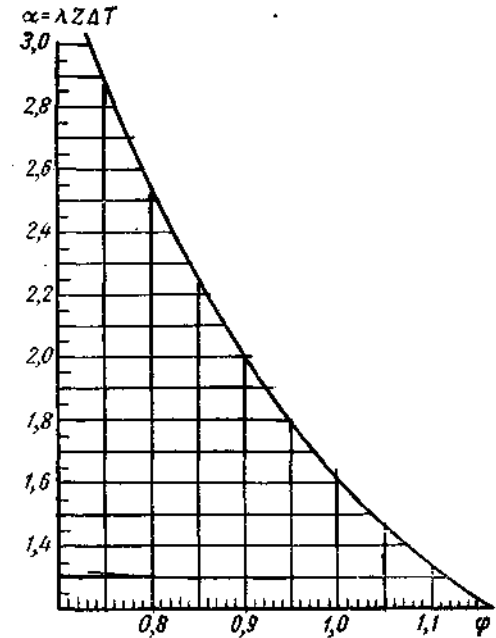


Рис. 27. График для определения поправочного коэффициента.

Температурный режим магистрального газопровода

Температурный режим магистрального газопровода необходимо знать для расчета пропускной способности; для определения участков возможного выпадания конденсата, воды и кристаллогидратов; для определения мест ввода метанола как профилактического средства при образовании гидратных пробок и для принятия мер по сохранению изоляционных качеств антикоррозионных покрытий. Температурный режим может быть определен весьма приближенно расчетным путем и более точно путем практических измерений.

Средняя по длине газопровода абсолютная температура газа определяется по формуле

$$T_{\text{ср}} = 273 + t_{\text{ср}}.$$

где t_{cp} — средняя по длине газопровода температура транспортируемого газа, °С.

Весьма приближенно средняя температура газа t_{cp} может быть определена по известной формуле Шухова

$$t_{cp} = t_{гр} + e \frac{t_n - t_{гр}}{62,6 k_T d_n L} \left(1 - e^{-\frac{62,6 k_T d_n L}{q \Delta C_p \cdot 10^6}} \right),$$

а температура газа в конце расчетного участка — по формуле

$$t_k = t_{гр} + e \frac{t_n - t_{гр}}{62,6 k_T d_n L},$$

где t_n — температура газа в начале расчетного участка газопровода, °С; $t_{гр}$ — среднегодовая температура грунта на глубине заложения газопровода, °С; d_n — номинальный наружный диаметр газопровода, мм; k_T — коэффициент теплопередачи от газа к грунту, $\text{ккал}/\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{град}$; C_p — теплоемкость газа при постоянном давлении, $\text{ккал}/\text{кг} \cdot \text{град}$; e — основание натуральных логарифмов ($e = 2,718$).

Значения коэффициента теплопередачи от газа к грунту могут ориентировочно приниматься следующими:

Грунт	k_T , $\text{ккал}/\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{град}$
Сухой песок	1
Очень влажный песок	3
Сыроватая глина	1,35

При отсутствии данных о характере и влажности грунтов по трассе k_T может приближенно приниматься равным $1,5 \text{ ккал}/\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{град}$.

Более точно температурный режим газопровода может быть определен путем практического измерения температур по длине газопровода с помощью ртутных термометров ТПВ-50 и медь-константановых термопар. Термометры устанавливаются в специально сделанные для этой цели карманы, а термопары приклеиваются непосредственно к наружной стенке трубы. Однако такого рода измерения температур пока что носят исследовательский характер и должного распространения при эксплуатации газопроводов не получили.

Оптимальный технологический режим

Оптимальный режим работы магистрального газопровода обеспечивает выполнение установленного плана газопередачи при наиболее равномерной загрузке силового оборудования с наименьшими затратами электроэнергии и топлива при максимальной загрузке магистрали. При разработке оптимального технологического режима исходными данными являются:

1) годовые, квартальные и месячные планы транспорта газа с разбивкой их по всем потребителям, получающим газ из газопровода;

2) рабочее давление на входе и выходе промежуточных КС и на входе головной КС;

3) возможные избытки газа в летний период и наличие буферных потребителей, которым можно передать остаток газа;

4) наличие подземных хранилищ и возможности закачки и отбора из них газа;

5) графики осмотров и плановых ремонтов оборудования КС и ГРС;

6) графики ремонта оборудования линейной части газопровода, КС и вспомогательных цехов.

Оптимальный технологический режим должен предусматривать максимально возможное снижение себестоимости транспортировки газа не только путем экономии топлива и электроэнергии, а следовательно, и снижения расходов по этим статьям, но также и путем увеличения межремонтного пробега агрегатов и использования всех внутренних ресурсов компрессорных и газораспределительных станций, вспомогательных цехов, аварийно-ремонтных пунктов и др.

В практике довольно часто встречаются случаи, когда на КС с центробежными нагнетателями для небольшого увеличения их производительности подключаются дополнительные агрегаты большой мощности, несмотря на то что работа этих агрегатов совершенно не рентабельна. Так, например, для увеличения производительности газопровода на 300—400 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$ часто дополнительно включают в работу центробежный нагнетатель производительностью 13 млн. $\text{м}^3/\text{сутки}$, при этом получается большой перерасход электроэнергии и топлива.

Графики оптимального технологического режима составляются техническими отделами управления магистральных газопроводов и рассылаются по районным управлениям. Составляются они на сравнительно небольшие сроки (месяц, квартал), характеризующиеся небольшими колебаниями газопотребления.

В прилож. 1 приводится примерный график оптимального технологического режима для одного из управлений магистральных газопроводов.

Для правильного составления графиков оптимального режима необходимо учитывать фактическое состояние газопровода, режим давления, температурный режим и как можно точнее определять фактический коэффициент гидравлического сопротивления газопровода.

Фактический коэффициент гидравлического сопротивления газопровода определяется по методике ВНИИгаза с использованием всех фактических параметров газа, которые должны быть измерены с наибольшей возможной точностью:

$$\lambda_{\phi} = \frac{103,15 \cdot 10^{-12} (P_{н. \phi}^2 - P_{к. \phi}^2) D^5}{q_{\phi}^2 \Delta T_{\phi} Z_{cp} L_{\phi}}$$

После введения в формулу данных, являющихся постоянными для рассматриваемого газопровода, определяем λ_Φ по каждому участку в отдельности. Так, например, при $\Delta = 0,583$ и $Z)_y = 700$ мм

$$\lambda_\Phi = \frac{30,67 (p_{н. \Phi}^2 - p_{к. \Phi}^2)}{q_\Phi^2 T_\Phi Z_\Phi L_\Phi}.$$

Фактические параметры газа на расчетном участке должны быть взяты по контрольно-измерительным приборам на день расчета при установившемся движении газа в газопроводе.

Из определенных фактическим путем параметров, необходимых для расчета, постоянными величинами приняты: длина участка магистрального газопровода, его диаметр, относительная плотность и температура газа. Для более точного подсчета необходимо как можно тщательнее замерять давление газа в начале и конце участка. Средний коэффициент сжимаемости, определяемый по номограмме, также зависит от среднего давления и средней температуры.

В связи с тем, что относительно точные результаты могут быть получены только при установившемся режиме, диспетчерская служба управления магистральных газопроводов должна по согласованию с управлениями промыслов и крупными потребителями газа в период замеров обеспечить постоянную подачу газа в газопровод, а также постоянные отборы газа потребителями (безусловно, с некоторыми колебаниями). Это дает возможность иметь в пунктах замера постоянные давление и расход газа. Полученные результаты измерений обрабатываются, после чего по приведенным формулам подсчитывают фактический коэффициент гидравлического сопротивления.

После определения фактического коэффициента гидравлического сопротивления вычисляются давления газа в начале и в конце участков по формулам

$$p_k = \sqrt{p_n^2 - \beta q^2};$$

$$p_n = \sqrt{p_k^2 + \beta q^2},$$

где

$$\beta = \frac{10^{12} \Delta Z L \lambda_\Phi}{103,15^2 D^5}.$$

Как видно из приведенного материала, объем вычислений, которые требуются для определения оптимального технологического режима, довольно значителен. Поэтому в настоящее время начали применять универсальные электронно-вычислительные машины, что дает возможность не только быстро проводить все необходимые расчеты, но и выбрать оптимальный вариант из множества технологически допустимых.

Эффективность работы газопровода

В процессе эксплуатации магистрального газопровода часто возникают значительные отклонения фактических параметров от расчетных, соответствующих разработанному технологическому режиму.

Для оценки загрязненности газопровода или его участка и сравнения их фактической пропускной способности с расчетной вводится коэффициент эффективности работы газопровода, равный отношению фактической производительности газопровода к расчетной при тех же условиях:

$$E = \frac{Q_\Phi}{Q_p},$$

где E — коэффициент эффективности; Q_Φ — фактическая производительность, $m^3/сутки$; Q_p — расчетная производительность, $m^3/сутки$.

Чем чище внутренние стенки труб и чем меньше загрязнен газопровод, тем ближе величина коэффициента эффективности к единице. Поэтому необходимо систематически определять коэффициент эффективности и в случае получения низкого его значения обязательно очищать и продувать газопровод. Коэффициент эффективности также может быть выражен через фактический и теоретический коэффициенты гидравлического сопротивления:

$$E = \sqrt{\frac{\lambda_p}{\lambda_\Phi}}.$$

§ 3. ДИСПЕТЧЕРСКИЙ КОНТРОЛЬ ЗА РАБОТОЙ ГАЗОПРОВОДА

В каждом управлении магистральных газопроводов имеется диспетчерская служба, являющаяся службой оперативного контроля. Она обеспечивает работу магистрального газопровода в наивыгоднейшем технологическом режиме при наиболее целесообразном использовании оборудования КС.

В соответствии с Правилами технической эксплуатации в задачи диспетчерской службы управления магистрального газопровода входят:

- 1) контроль за выполнением плана транспорта газа;
- 2) обеспечение бесперебойного газоснабжения потребителей и оперативный учет газа, транспортируемого по газопроводам;
- 3) обеспечение рациональной работы оборудования КС и контроль за поддержанием необходимого давления на всех участках магистрали газопровода;
- 4) разработка оперативных графиков подачи газа потребителям в соответствии с установленным планом и с учетом сезонной и суточной неравномерностей потребления газа;
- 5) обеспечение оперативного контроля за выполнением графиков ремонтных работ основного технологического оборудования на КС и магистрали газопровода, а также составление графиков по выполняемым на трассе и КС ремонтным работам;
- 6) оперативное руководство режимом отбора газа из газопровода для закачки в подземное хранилище и возвратом его из хранилища в газопровод;

7) контроль за подготовленностью ремонтно-аварийной бригады к выезду на трассу газопровода.

В состав диспетчерской службы входят главный диспетчер, старшие диспетчеры и операторы (в управлении газопровода) и диспетчеры (в районных управлениях).

По усмотрению руководства управления газопровода диспетчерской службе могут быть оперативно подчинены дежурный персонал связи и КИП, дежурные электрики, оперативные руководители смен на подземных хранилищах газа, а также сменный персонал компрессорных цехов, ГРС и АРП.

В соответствии с задачами, стоящими перед диспетчерской службой, в диспетчерской управления газопроводов должна вестись следующая документация:

1) суточная ведомость работы магистрального газопровода, в которой отмечаются все основные параметры работы газопровода: давление на входе и выходе КС; количество газа, получаемого от поставщиков; выдача газа потребителям; количество газа, отпускаемого через ГРС; количество работающих агрегатов на каждой КС; запас газа в газопроводах; точка росы газа; расход метанола в районных управлениях. Кроме того, в суточной ведомости отмечаются все распоряжения, отдаваемые руководством управления в районы, распоряжения диспетчера об остановке и пуске агрегатов или переходе с одного агрегата на другой, распоряжения о заливке метанола, изменения в режиме работы КС и др. Обычно большинство из указанных выше сведений собирается через каждые 2 ч;

2) журнал давления газа на магистральных кранах по домам линейных ремонтов газопровода и отводов. Данные о давлении газа вдоль трассы газопровода собираются один-два раза в сутки диспетчерами районных управлений. После анализа данные передаются диспетчеру. Эти сведения необходимы для определения возможного загрязнения труб, гидратообразования, а следовательно, и* снижения в связи с этим пропускной способности газопровода, определения разрывов и крупных утечек газа;

3) суточные рапорты о работе КС, в которые входят данные о расходе газа за сутки, среднесуточное количество агрегатов в работе, давление на входе и выходе каждой КС.

Кроме того, диспетчерами ведутся журналы аварий на КС и газопроводе, ежесуточного приема газа в газопровод и выдачи его потребителям, входящих и исходящих телефонограмм.

Для возможности приема быстрых и оперативных решений при неполадках в работе КС, ГРС и магистрали газопровода в распоряжении диспетчера управления должна находиться следующая техническая документация:

- 1) план трассы магистрального газопровода и отводов;
- 2) технологические схемы всех КС и АРП со всеми инженерными сооружениями;
- 3) схемы коммуникаций промыслов, подающих газ в газопровод;
- 4) схемы ГРС, КРП и схемы обвязки скважин подземных хранилищ;

5) графики для определения производительности поршневых газомоторных компрессоров и центробежных нагнетателей.

Функции диспетчеров районных управлений имеют свою специфику в зависимости от расположения района в системе газопроводов. Так, например, диспетчер головного районного управления, которое имеет установки по осушке и очистке газа и осуществляет прием газа от промыслов, должен хорошо знать схему промышленного хозяйства, контролировать технологические процессы осушки и очистки газа, в то время как функции диспетчера промежуточного или хвостового районного управления во многом отличны. Поэтому для диспетчеров районных управлений составляются должностные инструкции, в которых обязанности их дифференцируются в зависимости от специфических обязанностей районного управления.

Так же как и диспетчеры управлений магистрального газопровода, диспетчеры РУ ведут суточные ведомости, в которых отмечаются основные показатели по транспорту газа в пределах своего района: давление и температура на входе и выходе КС, количество работающих и находящихся в резерве или ремонте агрегатов, давление газа на входе и выходе ГРС, сведения по обходу трассы линейными ремонтными бригадами, расход метанола, давление газа на трассе, расход газа на собственные нужды, данные о работе станции катодной защиты, распоряжения руководства районного управления, замечания по работе агрегатов и о неполадках оборудования, а также другие данные, специфичные для работы каждого районного управления к отдельности.

В распоряжении диспетчеров районных управлений должна находиться следующая документация:

1; план трассы магистрального газопровода и отводов на участке районного управления;

2) генплан КС с нанесенными на нем технологическими трубопроводами с запорной арматурой, коммуникациями водоснабжения, канализации, тепловых трасс, электрических кабельных линий и трубопроводов газа низкого давления;

3) схемы ГРС, находящихся в подчинении районного управления;

4) инструкции по технике безопасности и должностные инструкции;

5) инструкции по эксплуатации автоматизированных котельных, насосных, ГРС и другого оборудования;

6) графики для определения производительности газомоторных компрессоров и центробежных нагнетателей в зависимости от типа установленного на КС оборудования.

В своей работе диспетчеры должны быть тесно связаны с основными службами районного управления — ремонтно-восстановительной, энергоснабжения, связи и др. Все остановки на ремонт или профилактический осмотр всего основного или вспомогательного оборудования, вне зависимости от существующих графиков, производятся только по разрешению дежурного диспетчера, который, прежде чем

дать разрешение, обязан согласовать вопрос с диспетчером управления.

О всех авариях или неполадках в работе оборудования КС диспетчер немедленно докладывает диспетчеру управления, главному инженеру района и вместе с ними принимает меры к устранению неполадок.

Ответственность за бесперебойное газоснабжение потребителей возложена на диспетчера управления и диспетчеров районных управлений. Поэтому персонал КС, АРП и ГРС не имеет права без разрешения диспетчера отключать потребителей (хотя бы временно), сокращать или увеличивать подачу газа, испытывать оборудование и запорную арматуру на магистрали газопровода, останавливать или пускать газоперекачивающие агрегаты, за исключением случаев аварийной необходимости.

В связи с тем, что диспетчеры районных управлений контролируют работу автоматизированных котельных, насосных и ГРС (находящихся на территории КС), они в своей работе должны быть тесно связаны со службой КИП и автоматики и в случае неполадок или неправильных показаний каких-либо приборов принять меры к устранению неполадок.

В задачи диспетчеров управления и диспетчеров районных управлений входит строгое соблюдение разработанного режима. Основные показатели, за которыми должен вестись контроль диспетчерским персоналом управления и районов, следующие: давление газа в начале и в конце участка между КС, на входе и выходе ГРС и в местах установки линейных кранов; температура газа на выходе из головных сооружений, а также на входе и выходе КС и ГРС; наличие конденсата, влаги, сероводорода и механических загрязнений в газе; режим отбора газа основными и побочными потребителями; работа оборудования КС.

На практике режим работы газопровода часто меняется, и диспетчеру приходится самостоятельно разрабатывать оперативный режим на непродолжительное время в зависимости от сложившейся обстановки. Например, в воскресные дни или при резком повышении температуры воздуха, когда расход газа снижается против обычных дней, диспетчеру приходится разрабатывать такой режим, при котором транспорт газа обеспечивался бы минимальным количеством агрегатов.

Широкое внедрение автоматизации и телемеханизации газопроводов, а также применение счетно-вычислительных машин для определения режима в различных условиях на много облегчают задачи диспетчерского контроля магистральных газопроводов.

УСТРОЙСТВО ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

§ 1. ТРУБЫ

Для сооружения магистральных газопроводов применяются бесшовные или сварные трубы из низколегированных или малоуглеродистых мартеновских спокойных сталей с максимальным содержанием углерода в металле труб не более 0,27%. Сталь труб должна хорошо свариваться.

Показатели, характеризующие химический состав и механические свойства металла труб, допускаемых к применению для магистральных газопроводов, должны удовлетворять требованиям технических условий или ГОСТ.

Поставляемые для сооружения магистральных газопроводов трубы имеют сертификаты завода-изготовителя, в которых должны быть указаны: а) номинальный размер труб; б) номер ТУ, по которому изготовлены трубы; в) марка стали; г) результаты механических испытаний; д) результаты гидравлических испытаний.

На каждой трубе на расстоянии около 500 мм от одного из концов должны быть выбиты клейма: марка стали, месяц и год изготовления трубы, номинальные размеры по толщине стенки и диаметру, товарный знак завода и клеймо ОТК, номер трубы, номера плавок, из которых изготовлена труба. Клейма выбиваются вблизи от продольного шва. Участок клеймения обводится черной краской.

Каждая труба должна подвергаться на заводе-изготовителе гидравлическому испытанию внутренним давлением, создающим в металле труб кольцевые напряжения, равные 90% от предела текучести металла в готовой трубе. Расчет напряжений ведется по минимальной толщине стенки трубы.

Характеристика газопроводных труб больших диаметров, выпускаемых отечественной промышленностью из низколегированных сталей, приведена в табл. 10.

В обозначении марок стали (ГОСТ 5058—65 и ГОСТ 4543—61) первые две цифры слева означают среднее содержание углерода в сотых долях процента; буквы справа от этих цифр означают: Г — марганец, С — кремний, Ф — ванадий, В — вольфрам, Х — Хром, Н — никель, Д — медь, Р — бор, Ю — алюминий, Т — титан, Ц — цирконий, М — молибден, П — фосфор. Цифры после этих

Таблица 10. Основные характеристики газопроводных труб диаметром более 426 мм

Завод-изготовитель	Технические условия	Марка стали	Размеры труб, мм		Расчетный вес 1 м труб, кг	Механические свойства стали		
			наружный диаметр	толщина стенки		Временное сопротивление, кг/мм ² , не менее	Предел текучести, кг/мм ² , не менее	Относительное удлинение, % не менее
Харьковский трубный	ЧМТУ 5697—56	14ХГС	720	9	157,72	50	35	—
	То же	МК	720	10	175,12	50	35	—
	ЧМТУ УкрНИТИ 182—60	14ХГС	529	8	102,86	50	35	—
	То же	МК	529	9	115,61	50	35	—
Челябинский трубопрокатный	ЧМТУ УкрНИТИ 203—60	19Г	720	8	140,29	48	34	18
	То же	19Г	720	9	157,72	48	34	18
	»	14ГН	720	9	157,72	48	34	18
	»	14ГН	720	10	175,12	48	34	18
	»	15ГН	820	10	199,61	50	34	18
	»	15ГН	820	11	219,44	50	34	18
Новомосковский металлургический	ЧМТУ УкрНИТИ 524—63	17ГС	720	8	140,29	52	35	20
	То же	17ГС	720	9	157,72	52	35	20
	»	17ГС	720	10	175,12	52	35	20
	»	17ГС	720	11	192,49	52	35	20
	»	17ГС	820	9	179,76	52	35	20
	»	17ГС	820	10	199,61	52	35	20
	»	17ГС	820	11	219,44	52	35	20
	ЧМТУ УкрНИТИ 467—33	14ГН	1020	11,2	278,26	47	33	18
	То же	14ГН	1020	12	298,02	47	43	18
	»	14ХГС	1020	11,2	278,26	50	35	19
	»	14ХГС	1020	12	298,02	50	35	19

Челябинский трубопрокатный	СТУ—62 169—64	16ГН	1020	11,2	278,26	50	35	18
	01 То же	16ГН	1020	12	298,02	50	35	18
	СТУ—62 170—64	17ГС	1020	11,2	278,26	50	35	20
	01 То же	17ГС	1020	14	298,02	50	35	20
	»	17ГС	1020	14	347,35	50	35	20
	»	17ГС	1020	14	347,35	50	35	20
Ждановский им. Ильича	ВТУ 06—ОС—58	10Г2СД (МК)	529	7	90,09	52	38	18
		МК	529	8	102,86	50	35	18
Челябинский трубопрокатный	ЧМТУ УкрНИТИ 451—63	15Г2С	1020	10,6	263,43	54	38	18
	ЧМТУ УкрНИТИ 293—61	10Г2С	529	7	90,09	50	35	20
	То же	(МК)	630	7	107,41	50	36	20
	ЧМТУ—3—58—67	17ГС	1220	12,5	372,3	50	36	20

Таблица 11. Химический состав сталей газопроводных труб, %

Технические условия	Марка стали	Углерод	Марганец	Кремний	Медь	Хром	Сера	Фосфор	Никель	Титан
ЧМТУ УкрНИТИ 203—60	19Г	0,16—0,22	0,80—1,15	0,17—0,37	0,30	0,30	0,04	0,04	0,30	—
	14ГН	0,11—0,16	0,75—1,10	0,20—0,40	0,30	0,30	0,04	0,04	0,50—0,80	—
	15ГН	0,12—0,18	1,00—1,40	0,30—0,60	0,30	0,30	0,04	0,04	0,40—0,80	—
ЧМТУ УкрНИТИ 467—63	14ХГС	0,11—0,16	0,80—1,20	0,40—0,70	0,30	0,50—0,80	0,04	0,04	0,30	—
	14ГН	0,11—0,17	0,75—1,20	0,20—0,50	0,30	Не более 0,40	0,04	0,04	0,40—0,80	—
СТУ—62 169—64	16ГН	0,13—0,19	0,90—1,30	0,30—0,60	0,40	0,40	0,04	0,04	0,40—0,80	—
ЧМТУ УкрНИТИ 182—60	14ХГС	0,11—0,17	1,00—1,30	0,40—0,70	0,30	0,50—0,80	0,04	0,04	0,30	—
	(10Г2С3) МК	Не более 0,12	1,30—1,65	0,60—0,90	0,15—0,40	0,25	0,45	0,04	0,30	—
ЧМТУ УкрНИТИ 524—63	17ГС	0,15—0,20	1,00—1,40	0,40—0,60	0,30	0,30	0,04	0,04	0,30	—
ЧМТУ УкрНИТИ 451—63	15Г2С	0,13—0,17	1,30—1,65	0,90—1,20	0,30	0,30	0,04	0,04	0,30	0,01—0,03

букв указывают на приблизительное процентное содержание соответствующего элемента в целых единицах. Отсутствие цифры означает, что содержание этого легирующего элемента примерно до 1,5%.

Трубы из низколегированной стали имеют предел текучести $34\text{--}38 \text{ кг/мм}^2$, предел прочности $48\text{--}52 \text{ кг/мм}^2$ и относительное удлинение не менее 18%.

Колена изготавливаются путем гнутья бесшовных или прямошовных труб (но не со спиральным швом), применяемых для строительства газопроводов. В табл. И приведен химический состав сталей этих труб.

§ 2. ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА

Чтобы иметь возможность отключать отдельные участки газопровода для ремонтных работ, а также для сохранения газа во время аварийных разрывов газопровода, на магистральных газопроводах не реже чем через 20—25 км устанавливают запорную отключающую арматуру. Кроме того, запорная арматура устанавливается во всех ответвлениях к потребителям газа, на шлейфах компрессорных станций, на берегах рек и др.

Чтобы иметь возможность сбрасывать газ при необходимости опорожнения газопровода, запорную арматуру устанавливают также и на свечах.

В качестве запорной арматуры применяются краны, задвижки и вентили.

Запорная арматура для определенного диаметра газопровода и рабочего давления газа выбирается согласно ГОСТ 355—67 и ГОСТ 356—68. ГОСТ 355—67 устанавливает диаметры условных проходов, для которых изготавливается запорная арматура.

Условным проходом D_y называется номинальный внутренний диаметр прохода в присоединительных концах арматуры. Часто путают условный проход с внутренним диаметром. Необходимо иметь в виду, что при одном и том же условном проходе внутренний диаметр может быть разным. Постоянным является наружный диаметр трубы (он должен соответствовать стандарту), а внутренний диаметр изменяется в зависимости от толщины стенки трубы. Так, например, труба с условным диаметром $D_y = 700 \text{ мм}$ имеет наружный диаметр 720 мм, а толщину стенки от 8 до 10 мм, откуда внутренний диаметр трубы будет изменяться от 700 до 704 мм.

ГОСТ 356—68 устанавливает условное давление в зависимости от рабочего давления, температуры газа и свойств металла, из которого изготовлена арматура.

Краны

Кранами называется такая запорная арматура, которая закрывает или открывает проход жидкости или газа путем поворота пробки.

По конструкции краны делятся на простые поворотные краны с выдвигной пробкой и краны с принудительной смазкой, по способу

присоединения к трубопроводу — на фланцевые, муфтовые и с концами под приварку, по роду управления — с ручным управлением, с пневмоприводом и с пневмогидравлическим приводом. Последние имеют дублирующий ручной привод.

На магистральных газопроводах применяются краны с принудительной смазкой на давление до 64 кг/см^2 типа 11с320бк и 11с321бк, а также краны со сферическим затвором.

Краны с ручным управлением типа 11с320бк для надземной или колодезной установки выполняются с концами для фланцевого соединения и под приварку. Такие краны устанавливаются на линейной части магистральных газопроводов, на свечах и обводных линиях основных кранов, на надземных трубопроводах компрессорных и газораспределительных станций и на обвязке газомоторных компрессоров.

Краны с ручным приводом для бесколодезной подземной установки выполняются только с концами под приварку. На рис. 28 изображен кран для бесколодезной установки с ручным приводом и обводом. Такие краны устанавливаются на линейной части магистральных газопроводов и на узлах подключения КС. Кран состоит из корпуса 1, пробки 2, верхней крышки 3, маховика 4, обводного байпаса 6, крана на обводе 5.

На рис. 29 показан разрез этого крана. Кран открывается или закрывается следующим образом. Маховик 16 приводит во вращение червяк 15, передающий это движение червячному сектору 7, шпинделю 5, через шпонку нижнему шпинделю 19, который при повороте на 90° перемещается вдоль оси на 0,5 мм. Нижний шпиндель через соединительное кольцо 4 поворачивает на 90° пробку 2. Со шпинделем 5 вращается указатель 13, показывающий положение крана «открыто» или «закрыто», которое фиксируется выступом 28 на крышке редуктора. Стрелки маховика показывают направление вращения его, когда запорный орган крана открывают или закрывают. Пробка 2 внизу имеет отверстие, служащее для поджатия ее газом вверх по оси.

Герметичность крана достигается уплотнительной смазкой, нагнетаемой болтом 12 по трубе в полость верхней крышки и оттуда

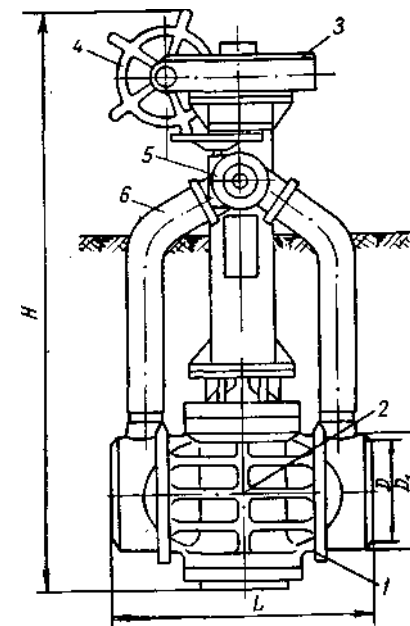
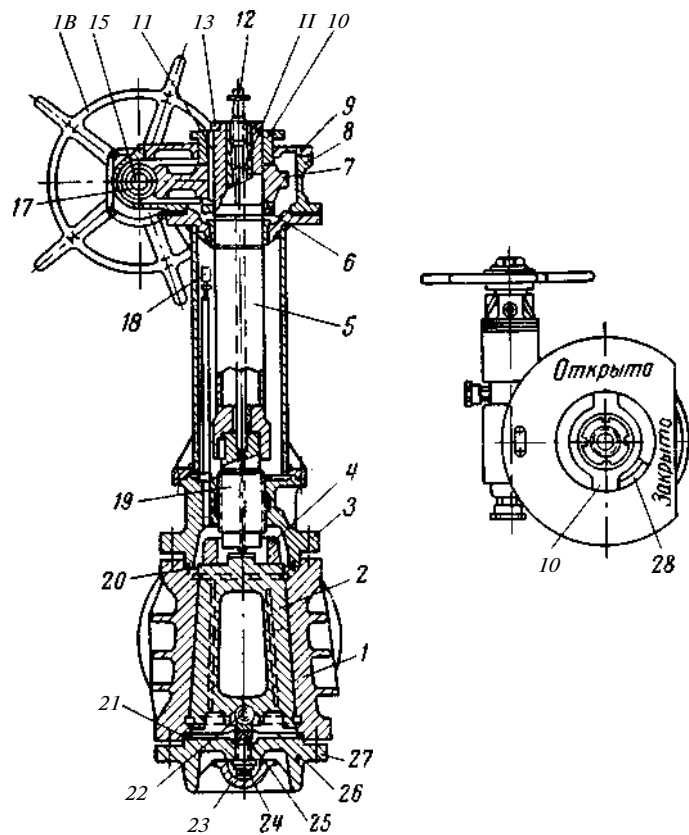


Рис. 28. Кран для подземной установки 11с321бк.

по каналам в кольцевые и продольные пазы пробки 2. Смазка поступает также на сальниковое уплотнение резьбовой поверхности нижнего шпинделя 19. Трубку, подводящую давление смазки к манометру 18.



a

Рис. 29. Разрез крана для подземной установки: а — устройство, б — вид сверху.

1 — корпус; 2 — пробка, имеющая два кольцевых продольных пазов; 3 — верхняя крышка; 4 — соединительное кольцо; 5 — шпиндель; 6 — регулировочное кольцо; 7 — червячный сектор; 8 — корпус редуктора; 9 — крышка редуктора; 10 — направляющая втулка шпинделя; 11 — обратный клапан; 12 — болт для набивки смазки; 13 — указатель открытия; 14 — шпонка; 15 — червяк; 16 — маховик; 17 — упорно-опорные подшипники; 18 — манометр давления смазки; 19 — нижний шпиндель; 20, 21 — прокладки; 22 — шар; 23 — колпачок; 24 — регулировочный винт; 25 — подпятник; 26 — мембраны; 27 — нижняя крышка; 28 — выступ на крышке редуктора.

метру, заполняют глицерином. Давление смазки не должно превышать 100 кг/см^2 .

Для набивки смазки болт 12 осторожно вывинчивают и на его место заворачивают приспособление для набивки смазки. При вывертывании болта следует иметь в виду, что в случае неисправности шарико-

вого обратного клапана 11 болт давлением газа может быть с силой вырван из гнезда.

На рис. 30 показан фланцевый колодезный кран с ручным приводом. По своему устройству он аналогичен крану, приведенному на рис. 28. Перед закрытием крана также необходимо в полости крана создать давление смазки. Кран закрывают, вращая маховик по часовой стрелке до указателя «закрыто». После этого для создания герметичности необходимо набить смазку до давления 100 кг/см^2 ,

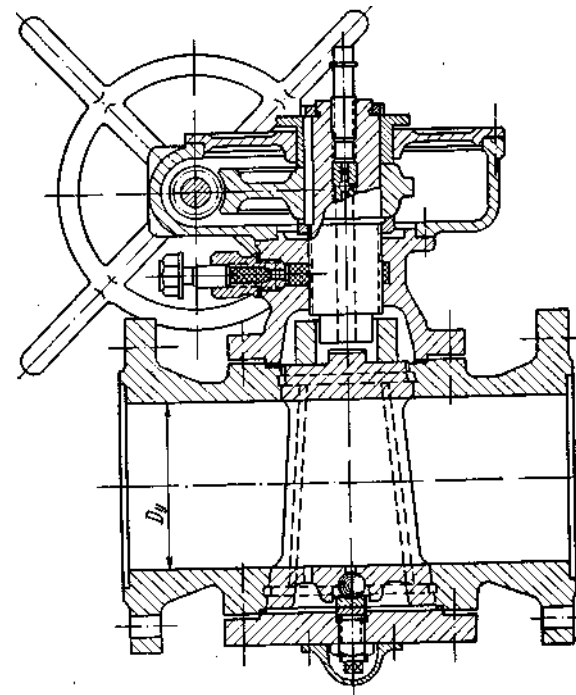


Рис. 30. Кран фланцевый с ручным приводом типа 11с3206к для надземной установки.

Количество оборотов маховика, необходимое для полного открытия или закрытия кранов, составляет 240 при $D_y = 700 \text{ мм}$; 250 — при $D_y = 400 \div 500 \text{ мм}$; 120 — при $D_y = 200 \div 300 \text{ мм}$ и 15 — при $D_y = 100 \div 150 \text{ мм}$.

Краны с $D_y = 50 \div 80 \text{ мм}$ перекрываются рукояткой, закрепленной на шпинделе. Максимальное усилие на маховике и рычаге при перекрывании кранов с односторонним давлением на пробку не должно превышать 50 кг .

Широкое распространение на магистральных газопроводах находят сейчас краны с пневматическим приводом. По конструкции деталей запорных органов (корпуса и пробки) краны, снабженные

пневматическим приводом, аналогичны кранам с ручным управлением. Поэтому ниже дается описание только узлов пневмопривода.

Пневматический привод крана (рис. 31) состоит из цилиндра 1, поршня 8 с резиновыми самоустанавливающимися в его кольцевых канавках кольцами 2, штока 3 и головки цилиндра 6, заканчивающейся двумя проушинами, которыми пневмоцилиндр шарнирно соединен с корпусом редуктора. Шток, вставленный в отверстие головки цилиндра, уплотняется манжетным сальником 4. Штуцер 5, закрытый пробкой, служит для периодической заливки жидкой смазки (веретенное масло) в цилиндр. Штуцера 7, приваренные к стенкам цилиндра, предназначены для присоединения гибких шлан-

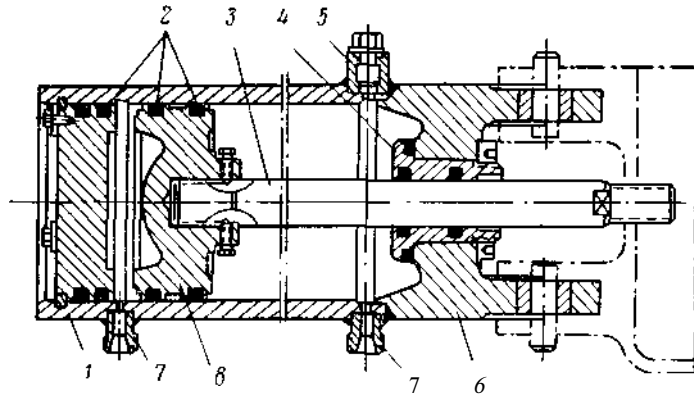


Рис. 31. Пневматический привод крана.

гов высокого давления, идущих от пневмоэлектрических клапанов узла управления к рабочим полостям пневмоцилиндра.

Свободный конец штока соединен специальной вилкой с рычагом, насаженным жестко на верхний конец шпинделя крана. Навинчивая или свинчивая соединительную вилку, можно точно установить необходимые концевые положения пробки крана. Для предотвращения самопроизвольного отвинчивания шток закреплен в соединительной вилке контргайкой.

Мультипликатор (рис. 32) предназначен для автоматической подачи уплотнительной смазки в полость крана. Так же как и при ручной смазке, давлением, создаваемым мультипликатором, смазка нагнетается в продольные и кольцевые пазы, в результате чего достигается герметичность затвора пробкового крана.

Мультипликатор состоит из малого цилиндра 1 с доньшком 17, большого цилиндра 3, штока 4, поршней 2 и 6 и указателя количества смазки 5. Соединение цилиндров фланцевое. На поршни надеты самоуплотняющиеся кольца 7 и 13, сделанные из маслостойкой резины. На конце штока приварена сферическая пята 11, которая опирается на подпятник 14 и соединяется с поршнем разрезной шайбой 12.

В крышку 8 большого цилиндра вварен штуцер 9, через который подается газ под давлением. В крышке же находится отверстие для контрольного манометра, закрытое пробкой 10. В малый цилиндр вмонтированы клапан 16 с манометром 15 и штуцер 18 с обратным клапаном 19. Через этот штуцер смазка подается в мультипликатор приспособлением для ручной смазки.

Основные данные кранов магистральных газопроводов с ручным и пневматическим приводом приводятся в табл. 12 и 13.

Шаровые равнопроходные краны

Основной недостаток описанных выше кранов — большое гидравлическое сопротивление вследствие малого проходного сечения по сравнению с проходным сечением трубы. Так; например, в газопроводе из труб диаметром 720 мм проходное сечение пробки составляет всего 46% проходного сечения трубы. Шаровые краны $D_y = 1000$ мм, $p_y = 64$ кг/см² имеют проходной диаметр 630 мм. Проходное сечение отверстия этого крана составляет 83% сечения трубы диаметром 700 мм и 40% сечения трубы диаметром 1020 мм.

Для устранения вышеуказанных недостатков в 1969 г. Мышегским арматурным заводом сконструированы шаровые равнопроходные краны $D_y = 1000$ мм, в которых проходное сечение пробки равно сечению трубопровода. Разработана также документация и изготовлены опытные образцы шаровых равнопроходных кранов с условными проходами 300, 400, 500, 700 и 1200 мм.

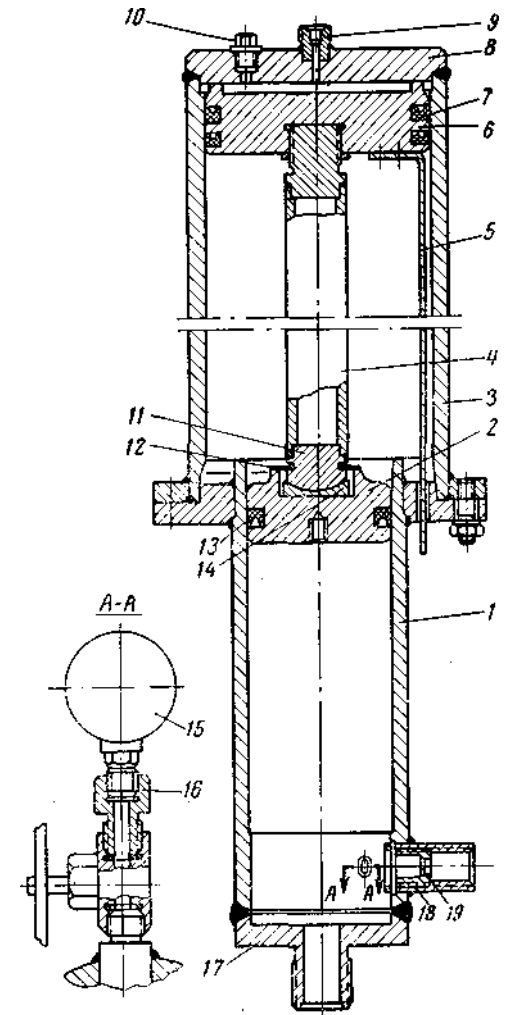


Рис. 32. Мультипликатор крана с пневмоприводом.

Таблица 12. Основные данные кранов с ручным приводом (см. рис. 28)

Условный проход D_y , мм	Тип	Строительная длина L , мм	Общая высота H , мм	Присоединительные размеры, мм		Диаметр штурвала, мм	Вес, кг
				D	D_i		
Фланцевые							
50	11с20бк	250	440	88	175	—	33,1
80	11с20бк	310	490	121	210	—	60,9
100	Нс20бк	350	540	150	250	—	79,0
150	11с320бк	450	770	204	340	480	197
200	11с320бк	550	845	260	405	480	300
300	11с320бк	750	1105	364	430	600	605
Вварные							
100	11с20бк-1	400	540	100	114	320	78
150	11с320бк-1	500	770	152	182	480	190
200	11с320бк-1	600	845	204	235	480	266
300	11с320бк-1	800	1105	305	330	600	571
Вварные для подземной установки							
400	11с321бк	1200	2750	400	433	700	2184
500	11с321бк	1300	2800	511	544	700	2830
700	11с321бк	1600	3210	700	726	1150	4315

Таблица 13. Основные данные вварных кранов с пневмоприводом

Условный проход D_y , мм	Строительная длина L , мм	Общая высота H , мм	Присоединительные размеры, мм		Диаметр штурвала, мм	Вес, кг
			D	D_i		
Для подземной установки						
150	500	2000	152	182	480	368
200	600	2850	204	235	480	780
300	800	2980	305	330	600	1001
400	1200	3270	404	433	700	2690
500	1300	3280	511	544	700	3600
700	1600	3700	680	726	1150	5075
Для надземной установки						
80	350	555	80	100	—	91,2
100	400	800	100	114	480	245
700	1600	2300	680	726	1150	4300

Шаровые равнопроходные краны $D_y = 1000$ мм с рабочим давлением 64 кг/см^2 изготавливаются двух типов: для колодезной и бесколодезной установки (рис. 33, 34).

Шаровые равнопроходные краны конструктивно отличаются от ранее выпускаемых кранов. Они состоят из следующих основных узлов: узла крана *I*, гидропривода *II*, двух гидроприставок *III*, четырех мультипликаторов *IV*. На крышке редуктора привода крана установлен конечный выключатель *13*, который предназначен для выключения тока в цепи узла управления при конечных положениях

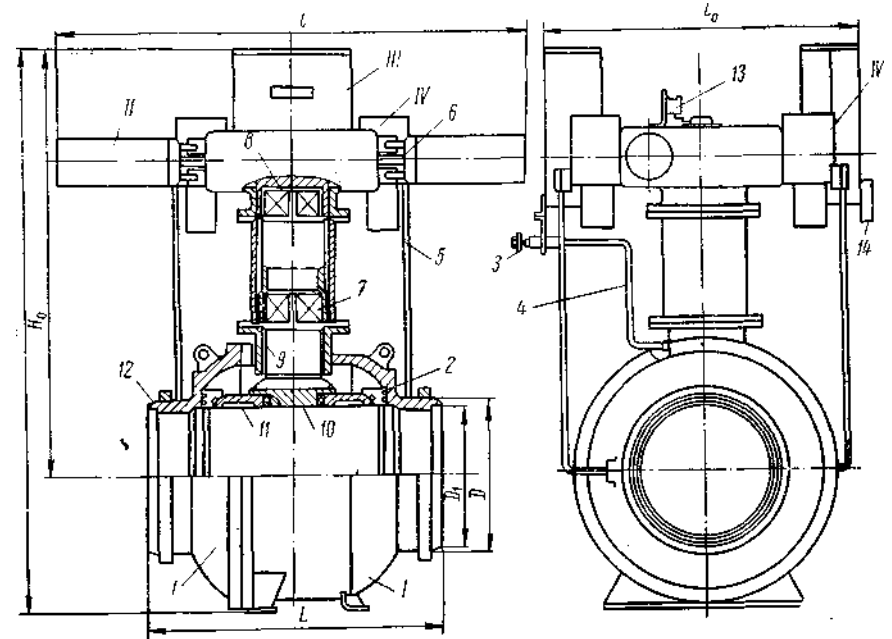


Рис. 33. Равнопроходной кран $D_y = 1000$ мм со сферическим затвором с пневмоприводом и мультипликаторами для подземной установки.

крана. Узел крана состоит из следующих основных деталей: корпуса *1*, крышки *12*, двух колец *2*, шаровой пробки *11* и соединительного кулачка *10*.

Гидропривод обеспечивает возвратно-поступательное перемещение штока *6* и поворот рычага *8*, соединенного со шпинделем *7*. Шпиндель *7* соединен с пробкой *11* при помощи соединительного кулачка *10*.

Для создания герметичности в резьбовом соединении шпинделя с горловиной корпуса предусмотрена кольцевая канавка для сальниковой набивки *9*, куда при помощи болта *3* по трубке *4* подается под давлением спецсмазка.

Сальниковая набивка состоит из измельченного асбеста (70%), смешанного со спецсмазкой (30%).

к*

Для обеспечения герметичности затвора крана по трубам 5, при помощи мультипликатора IV в канавки колец 2 подается спецсмазка под давлением 120 кг/см^2 . Давление смазки определяется манометром, установленным на трубке мультипликатора.

На одном из баллонов гидроприводки монтируется шестиходовой переключатель 14.

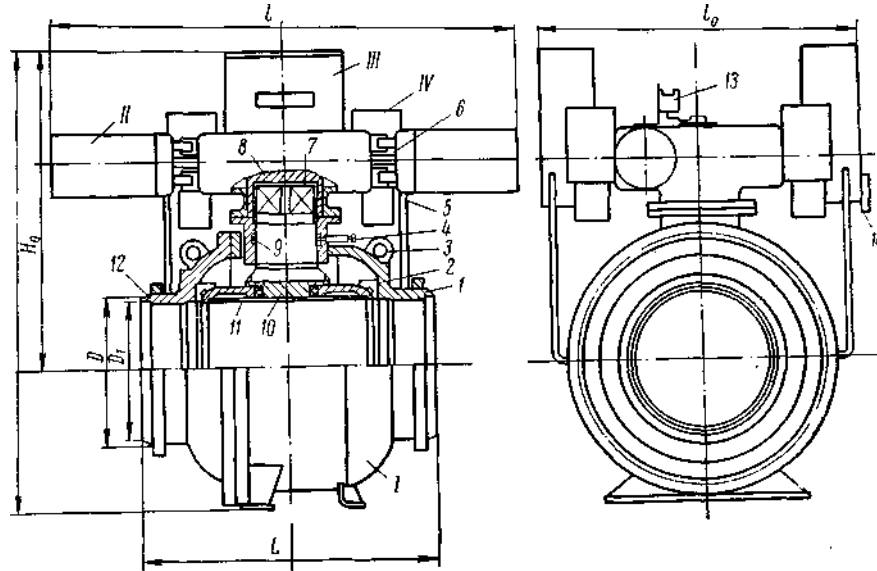


Рис. 34. Равнопроходной кран $D_y = 1000 \text{ мм}$ со сферическим затвором для надземной установки.

Четыре мультипликатора, устанавливаемые на приводе крана, при монтаже соединяются между собой металлическими трубками. На каждое кольцо крана смазка под давлением подается одновременно двумя мультипликаторами.

В табл. 14 приведены основные данные шаровых равнопроходных кранов со сферическим затвором $D_y = 1000 \text{ мм}$.

Таблица 14. Основные данные шаровых равнопроходных кранов

Тип крана	Диаметр условного прохода D_y , мм	Высота от оси # 0, мм	Высота общая H, мм	Присоединительные размеры, мм		Длина I	Вес, кг
				D			
M3-35007-00-1000	1000	2255	2230	1020	985	4450	14 350
M3-35008-00-1000	1000	3470	4445	1020	985	4450	17 280

Задвижки

Запорная арматура, в которой проход открывается путем подъема плоского диска перпендикулярно движению среды, называется задвижкой.

На магистральных газопроводах применяют только стальные задвижки на давление до 64 кг/см^2 с условным проходом от 50 до 600 мм.

Для задвижек, устанавливаемых на подземных участках газопровода, строятся специальные колодцы, дающие возможность обслуживать арматуру (набивать и подтягивать сальники, смазывать, красить и т. д.). Присоеди-

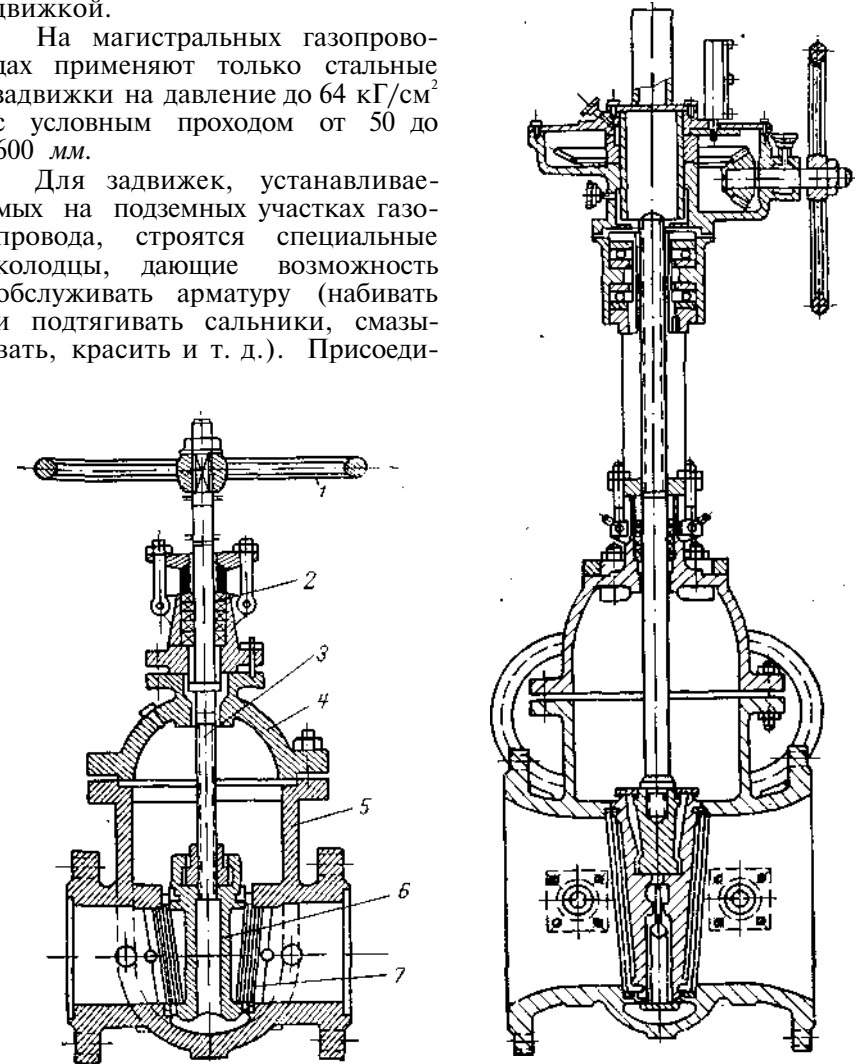


Рис. 35. Задвижка 30с756р с неподвижным шпинделем.

Рис. 36. Задвижка 30с572нж с выдвижным шпинделем.

нительные концы задвижек делают как под приварку, так и для фланцевого соединения.

Шпиндель задвижек делается выдвижным и неподвижным. В задвижке с выдвижным шпинделем резьбовая втулка находится

вне корпуса, и поэтому она доступна для осмотра и смазки. В задвижках с невыдвижным шпинделем резьбовая часть находится внутри корпуса и, следовательно, для осмотра и смазки недоступна. Такие задвижки по высоте меньше, чем задвижки с выдвижным шпинделем.

Привод задвижек может быть ручной, гидравлический и электрический.

На рис. 35 показана задвижка 30с756р с невыдвижным шпинделем. Задвижка состоит из штурвала 1, сальникового устройства 2 с сальниковой набивкой, предотвращающего выход газа через шпindel 3, крышки 4, стального корпуса задвижки 5, затворного клина 6 и направляющих 7.

На рис. 36 изображена задвижка 30с572нж с выдвижным шпинделем, также имеющая распространение на магистральных газопроводах.

Вентили

На магистральных газопроводах вентили (рис. 37) применяются главным образом как запорная арматура на контрольно-измерительных приборах, конденсатосборниках, узлах запорных устройств, редуцирующих установках и др.

Вентиль открывают с помощью золотника 5, укрепленного на шпинделе 2. Нижняя поверхность золотника шлифуется к седлу 6 и при закрытии полностью перекрывает проходное отверстие. На шпинделе имеется резьба, которой он ввертывается в неподвижную втулку 7. Нормальной установкой вентиля считается такая, при которой струя жидкости или газа движется из-под клапана, так как в этом случае сальник не испытывает да-

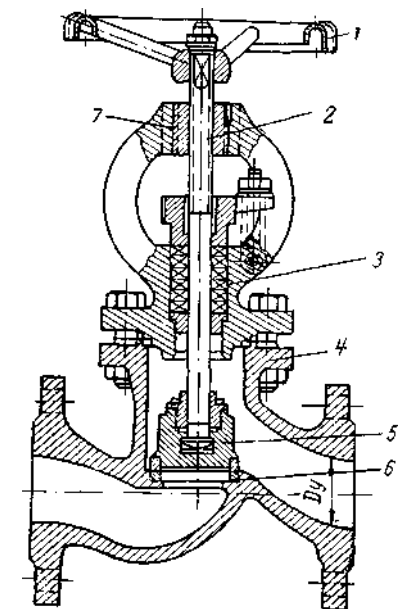


Рис. 37. Вентиль 15кч-19.

1 — штурвал; 2 — шпиндель; 3 — сальниковое устройство; 4 — корпус; 5 — золотник; 6 — седло; 7 — втулка.

вления и меньше подвергается износу. На корпусе вентиля обычно делается стрелка, показывающая направление движения рабочей среды из-под клапана.

Большой недостаток вентиля — их значительное гидравлическое сопротивление (в 5—10 раз больше, чем у задвижек). Поэтому вентили изготавливаются малых диаметров. Максимальный условный проход вентиля 200 мм.

Линейные отключающие узлы

Устанавливаемая на трассе магистрального газопровода запорная арматура группируется в так называемые линейные отключающие узлы. В соответствии с Правилами проектирования и сооружения магистральных газопроводов линейные отключающие узлы устанавливаются:

- а) на линейной части газопровода не реже чем через 25 км;
- б) на всех отводах и ответвлениях от магистральных газопроводов;
- в) на участках газопроводов, примыкающих к компрессорным станциям;
- г) на всех нитках многониточных водных переходов;
- д) по обеим сторонам моста при прокладке по нему газопровода.

Конструкция линейных отключающих узлов зависит от принятой к установке запорной арматуры. При установке задвижек линейный отключающий узел обычно состоит из основной задвижки, обводной линии вокруг нее, двух задвижек на обводной линии и продувочной свечи между ними. Следует отметить, что в настоящее время задвижки на вновь сооружаемых газопроводах не устанавливаются, а на многих старых газопроводах задвижки заменяют на краны с соответствующей реконструкцией линейных отключающих узлов.

В конструкцию линейного отключающего узла с крановой арматурой, устанавливаемой непосредственно на газопроводе, входят основной кран, соответствующий диаметру газопровода, обычно бесколодезная установка с байпасом, и продувочные свечи с отключающими кранами, устанавливаемые на свечах. Свечи располагаются в 5 м от основного крана при диаметре газопровода до 500 мм и в 15 м — при диаметре свыше 500 мм. Свечи предназначаются для сбрасывания газа в атмосферу при производстве различного рода ремонтных работ. Высота свечей должна быть не менее 3 м от уровня земли.

На байпасах отключающих устройств имеются штуцера под манометры для возможности замера давления газа в случае необходимости.

Линейные отключающие узлы с кранами обычно ограждаются металлической сеткой, которую укрепляют на железобетонных столбах. Сетка для ограды применяется с ячейками 80 X 80 мм из проволоки диаметром 3 мм.

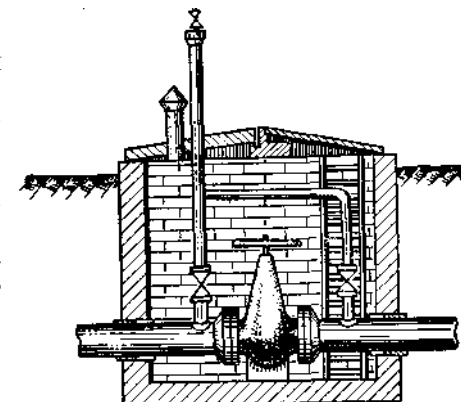


Рис. 38. Линейный отключающий узел с задвижкой, оборудованный в бетонном корпусе.

Сетка и все металлические части, а также арматура покрываются алюминиевой краской. Площадка внутри ограждения летом очищается от растительности, а зимой от снега. Чтобы краны не были доступны для посторонних лиц, двери ограды всегда должны быть

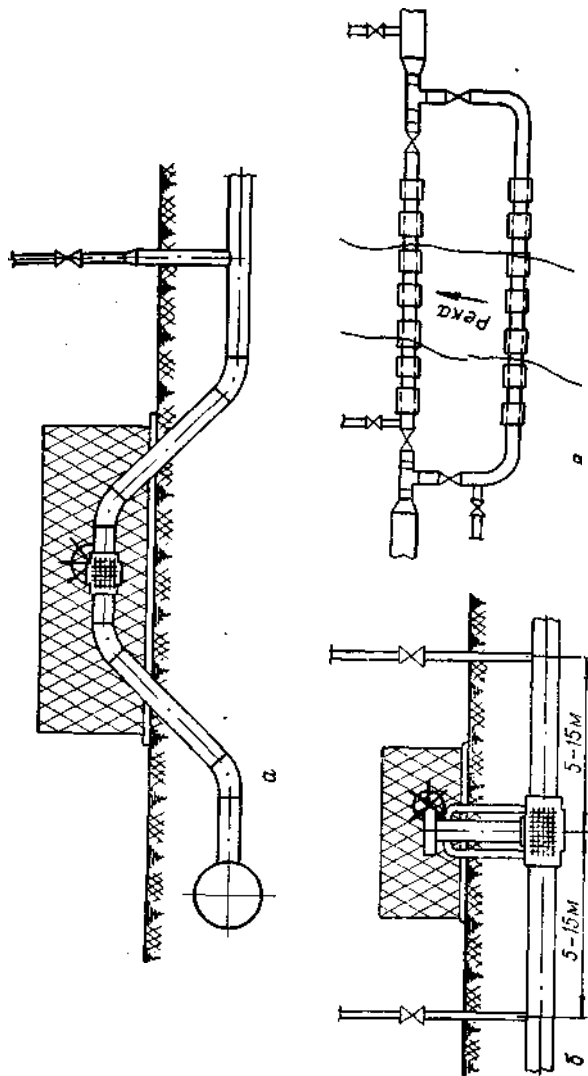


Рис. 39. Конструкции линейных отключающих узлов с кранами: а — на газопроводе от воде, б — на магистрали газопровода, в — на переходе через водные препятствия, г — на переходе через водные препятствия.

на замке. Штурвалы основных кранов прикрепляются к стойке цепью, а из штурвалов свечи вынимается шпонка

Линейные отключающие узлы с задвижками монтируют в специальных бетонных или кирпичных колодцах с раскрывающимися на две половины крышками, промежуточным полом (из съемных щи-

тов) и металлической лестницей для спуска в колодец (рис. 38)» Подземная часть колодца тщательно изолируется от попадания влаги. В сменках колодца, через который проходит газопровод, устанавливаются патроны; зазоры между ними и трубой уплотняются с помощью сальникового устройства. Трубы и арматура в колодцах должны быть тщательно вычищены и покрыты водостойкими красками.

На рис. 39 показаны схемы различных конструкций линейных отключающих узлов, оборудованных кранами. Как видно из рисунка, линейные отключающие узлы, предназначенные для перекрытия основной магистрали газопровода, имеют свечи по обе стороны отключающего крана для сбрасывания газа на любом из двух участков газопровода. На отключающем кране отвода от магистрального газопровода устанавливается только одна свеча за краном по направлению газа. На двухниточных переходах продувочные свечи устанавливаются на основной и резервной нитках между отключающими узлами и на основной нитке до узлов.

§ 3. ПЕРЕХОДЫ ГАЗОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ

Магистральные газопроводы, имеющие значительную протяженность, пересекают различные искусственные и естественные препятствия (большие и малые реки, озера, болота, овраги, железные и шоссейные дороги) и различного рода инженерные сооружения (коллекторы, металлические и железобетонные трубопроводы, электрические и телефонные кабели, подземные каналы и др.)- Пересечение газопровода с естественным или искусственным препятствием называется обычно переходом.

На магистральных газопроводах переходы являются наиболее ответственными участками, так как доступ к ним для ремонта или ликвидации повреждения очень затруднен, требует длительного времени, а во многих случаях применения специальных механизмов (болотные тракторы, понтоны и др.).

В соответствии со строительными нормами и правилами СНиП Н-Д-10-62 магистральные газопроводы по предъявляемым требованиям к их конструкции, контролю качества сварных стыков и характеру испытания в зависимости от их месторасположения, условий работы, требований безопасности, характера грунта и других факторов разделяются на четыре категории (табл. 15).

Участки I категории сооружают из труб с утолщенной стенкой при 100%-ном контроле монтажных сварных соединений физическими методами и предварительном гидравлическом испытании при $P_{исп} = 1,25P_{раб}$.

Участки II категории сооружают из труб с утолщенной стенкой при 100%-ном контроле монтажных сварных стыков физическими методами.

Характеристика участка	Категория	Характеристика участка	Категория
Переходы через водные преграды:		Участки подземных газопроводов, прокладываемые вне переходов через искусственные и естественные препятствия	IV
а) подводные и надводные через судоходные преграды (в русловой части)	I	Участки газопроводов, прокладываемые в тоннелях при пересечении селевых потоков и конусов выноса	I
б) подводные—через несудоходные преграды с зеркалом воды в межень 20 м и более (в русловой части)	I		
в) участки газопроводов, прокладываемые на заливаемых поймах при переходах через водные преграды в одну нитку	II		
г) то же, в две нитки и более	III		
Участки подземных трубопроводов, прокладываемые по болотам при укладке их на основание с неустойчивыми грунтами (торф, ил и т. п.) с несущей способностью менее 0,25 кГ/см ²	II		
То же, при укладке на основание с устойчивыми грунтами с несущей способностью 0,25 кГ/см ² и более	III		
Подземные переходы через железные дороги общего пользования (на перегонах), включая участки по обе стороны дороги на расстоянии 40 м от осей крайних путей, но не менее 25 м от подошвы земляного полотна	I		
Подземные переходы через подъездные железные дороги промышленных предприятий, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии 25 м от осей крайних путей	I		
Подземные переходы через автомобильные дороги I и II категорий, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии 25 м от подошвы насыпи земляного полотна	I		
То же, через автомобильные дороги III и IV категорий	II		
Подземные переходы через автомобильные дороги V категории, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии 15 м от подошвы насыпи земляного полотна	III		
Надземные переходы через железные дороги (на перегонах) и автомобильные дороги всех категорий	I		
Участки газопроводов, примыкающие к компрессорным станциям в пределах 250 м по обе стороны от линии границ территории станции	II		
Участки подземных газопроводов при пересечении их с линиями электропередач: напряжением 500 кВ и более в пределах охранной зоны	II		
То же, с линиями электропередач напряжением 500 кВ	III		
Участки подземных газопроводов, прокладываемые в земляных насыпях	IV		
Подземные и надземные переходы через несложные препятствия (овраги, балки, рвы, пересыхающие ручьи и др.)	IV		

Примечания. 1. В особых случаях при соответствующем обосновании в проекте допускается повышать категорию отдельных участков газопроводов. 2. Границами переходов газопроводов через водные преграды следует считать береговые колодцы, а при их отсутствии—горизонт высоких вод. 3. Изменение категории отдельных участков газопроводов может быть допущено по согласованию с Государственной газовой инспекцией Мингазпрома СССР.

Участки III категории сооружают из труб с нормальной толщиной стенки при 100%-ном контроле монтажных сварных соединений физическими методами.

Участки IV категории сооружают из труб с нормальной толщиной стенки при 5%-ном контроле монтажных сварных стыков физическими методами.

Подводные переходы (дюкеры) строятся в одну-две или больше ниток. При зеркале воды в межень от 20 до 50 м, при глубине воды до 2 ж и ширине заливаемой поймы не более 500 м разрешается сооружать одониточный переход. Во всех других случаях должны сооружаться переходы не менее чем в две нитки.

Диаметр газопровода на одониточных переходах сохраняется равным диаметру основной магистрали. На двухниточных переходах диаметры трубы выбираются с таким расчетом, чтобы суммарная площадь сечения труб была примерно равна сечению трубы основного газопровода. Так, например, для газопровода $D_y = 700$ мм диаметр каждой нитки дюкера должен составлять 500 мм, для газопровода $D_y = 1000$ мм — 700—800 мм.

Расстояния между параллельными дюкерами, уложенными в русловой части водных преград шириной до 400 м, должны составлять 30 м при D_y до 500 мм, 40 м — при D_y от 600 до 900 мм и 50 м — при D_y свыше 900 мм. На каждые последующие 400 м ширины водной преграды расстояние между дюкерами должно увеличиваться на 10 м.

Как правило, подводные переходы должны быть заглублены в дно реки, озера и т. д. не менее чем на 0,5 м. Заглубление производится путем предварительного рытья траншеи при помощи скреперов, гидромониторов или взрывным методом. В исключительных случаях, когда рытье траншеи не представляется возможным (скальные грунты и др.), разрешается укладка газопровода непосредственно по дну водной преграды с обязательной пригрузкой его камнями.

Чтобы не допустить всплытия газопровода, на него устанавливают специальные грузы. Для укладки на пойменной части применяются железобетонные грузы, на русловой — чугунные.

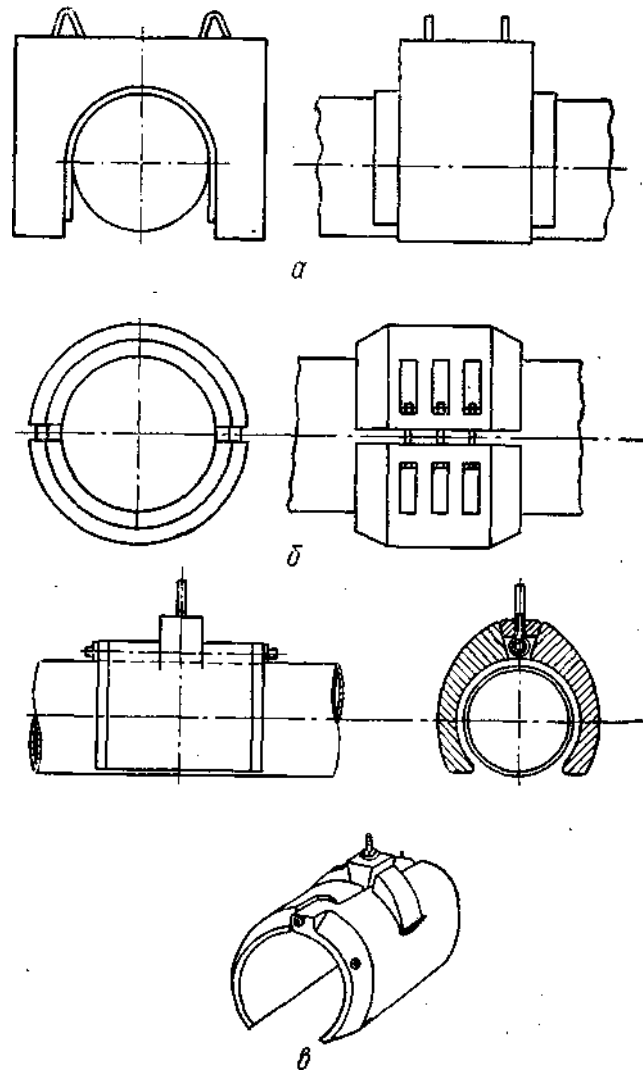


Рис. 40. Типы грузов для балластировки трубопроводов: а — седловидный железобетонный, б — кольцевой чугунный, в — шарнирный.

Грузы, применяемые для балластировки газопроводов на подводных переходах и поймах рек, а также на болотных поймах и переходах через болота, изготавливаются разных видов и различного объемного веса. Несмотря на то, что чугунные грузы имеют большую объем-

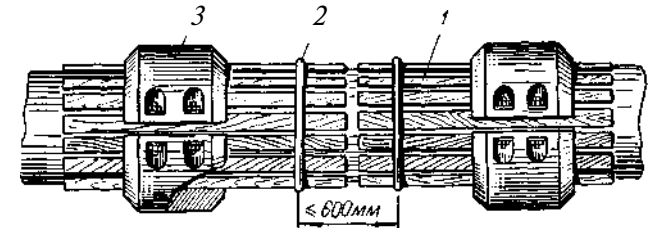
ную массу (около $7,5 \text{ т/м}^3$) и более компактные размеры, больше распространены железобетонные грузы, так как применение чугунных балластов вызывает большой расход металла. Так, например, на 1 км газопровода диаметром 500 мм с толщиной стенки 10 мм требуется около 160 т чугунных грузов. Железобетонные грузы имеют значительно меньшую объемную массу, и для ее увеличения в бетон добавляют железную руду, барий и другие утяжелители.

Железобетонные и чугунные грузы изготавливаются различной конструкции: 1) одиночные седловидные (только железобетонные) устанавливаются на газопроводе без прикрепления к нему; 2) кольцевые, состоящие из разъемной пары полумуфт и закрепляемые на газопроводе при помощи стяжных болтов; 3) шарнирные.

Одиночные грузы седловидной формы применяют в основном на болотах и пойменных местах. Для предохранения изоляции газопровода от разрушения при навеске грузов на изоляцию вдоль оси накладываются специальные рейки (футеровка), закрепляемые на газопроводе при помощи проволоки.

Рис. 41. Установка утяжеляющих грузов при переходе через водные препятствия.

1 — футеровка из тонких досок; 2 — скрутка из проволоки 5–6 мм; 3 — утяжеляющие грузы.



Кольцевые грузы (чугунные и железобетонные) состоят из двух одинаковых полумуфт, плотно охватывающих газопровод и скрепленных между собой стяжными болтами.

Шарнирные грузы также изготавливаются чугунными и железобетонными для газопроводов 273–720 мм весом соответственно 250–2500 кг. Шарнирные грузы могут иметь различные разновидности. На рис. 40 приведены конструкции утяжеляющих грузов, а на рис. 41 — установка их на переходе газопровода через водные препятствия.

В последнее время на заболоченных и периодически обводняемых участках против всплытия газопровода вместо утяжеляющих грузов стали применять более экономичные винтовые анкера.

• Анкер представляет собой стальной стержень, оканчивающийся винтовой лопастью диаметром 300 мм. Два таких стержня ввинчиваются в грунт в траншею по обе стороны трубы. Верхние концы стержней привариваются к металлическому поясу, обхватывающему трубу сверху. Под поясом укладываются специальные прокладки для предотвращения нарушения изоляции газопровода. Стержни анкеров и удерживающие пояса покрываются противокоррозионной изоляцией. Расстояние между анкерами определяется проектом, в котором учитываются диаметр газопровода, плотность грунта, вес одного

погонного метра трубы и другие факторы. В слабых грунтах анкера не используются.

В соответствии с правилами речной инспекции для обеспечения безопасности прохождения различного вида судов по рекам все места подводных переходов через судоходные реки должны быть обозначены предупредительными и сигнальными знаками. В процессе эксплуатации нитки переходов через водные преграды должны быть открыты и находиться в рабочем состоянии.

Переходы через железные и шоссейные дороги

Подземные пересечения газопроводом железных и автомобильных дорог I—IV категорий осуществляются в защитных кожухах из труб диаметром на 100—200 мм больше диаметра газопровода. Толщина стенок кожуха устанавливается проектом. Концы кожуха должны выводиться при переходах через железные дороги на 2 м

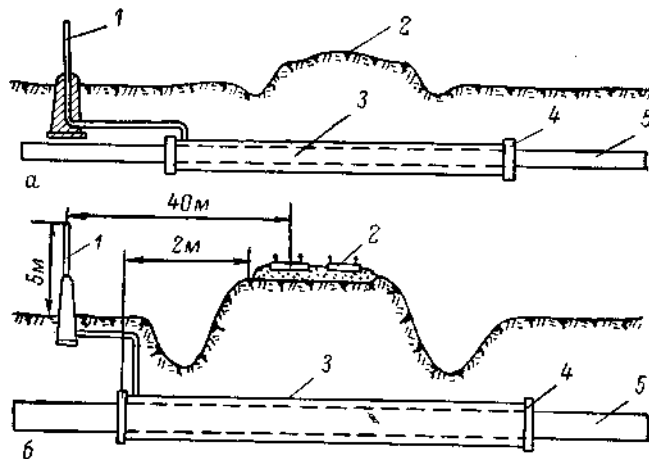


Рис. 42. Схемы подземных переходов: а — через шоссейную дорогу, б — через железную дорогу.

1 — свеча; 2 — полотно дороги; 3 — патрон; 4 — сальниковое уплотнение; 5 — газопровод.

за подошву насыпи железнодорожного полотна, но не менее чем на 25 м по нормали от осей крайних путей железных дорог МПС и не менее 15 м от осей крайних путей промышленных железных дорог, а при переходах через автомобильные дороги — на 2 м за подошву насыпи, но не менее чем на 10 м по нормали от бровки земляного полотна дороги.

От кожуха сооружается вытяжная свеча, которая отводится на расстояние не менее 40 м по нормали от осей крайних путей железных дорог МПС, 25 м от осей крайних путей промышленных железных дорог и 20 м от подошвы земляного полотна автомобильной

дороги. Высота вытяжной свечи от уровня земли должна быть не менее 5 м.

Межтрубное пространство на концах кожуха законопачивается пенькой, пропитанной в битуме. Законопаченные концы обертываются несколькими слоями бризола и покрываются сверху битумом.

Участок газопровода, находящийся в защитном патроне, покрывается весьма усиленной изоляцией и футеруется деревянными рейками, для того чтобы между патронами и газопроводом не было электрической связи, а также для предохранения от повреждения изоляции при протаскивании газопровода в патрон.

На рис. 42 показаны схемы переходов через железную и шоссейную дороги. Строительство переходов через железные и шоссейные дороги ведется, как правило, методом бурения или продавливания через насыпь, поэтому защитной изоляции на кожухах не делается.

Воздушные переходы

При пересечении горных рек, глубоких оврагов и балок, глубоких ущелий с высокими и крутыми откосами и в некоторых других случаях сооружаются надземные (воздушные) переходы.

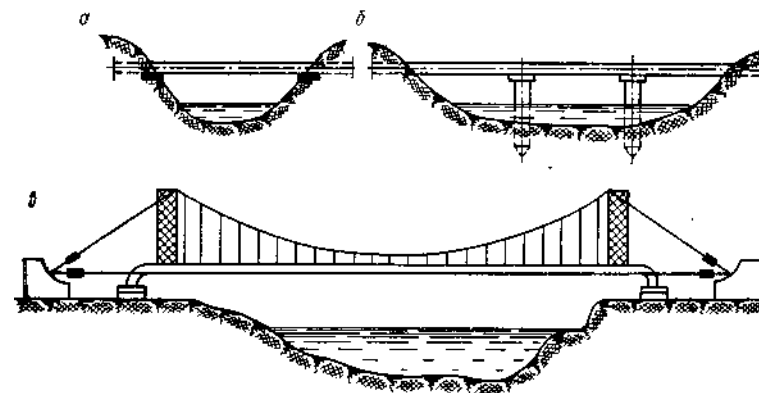


Рис. 43. Конструкция надземных переходов: а — переход через реку, б — балочный переход, в — висячий переход.

Тип перехода выбирается в соответствии с технико-экономическим расчетом, которым определяется наибольшая эффективность перехода по сравнению с подземными переходами.

По конструкции надземные переходы, применяемые на газопроводах, делятся на балочные, арочные и висячие.

Балочные переходы сооружаются при пересечении небольших балок, оврагов, рек с крутыми берегами, каналов и др. Длина их воздушной части обычно не превышает 40—50 м. На таких переходах газопровод укладывается на железобетонных или металлических опорах. При устойчивых грунтах и небольших пролетах газопровод

может прокладываться без промежуточных опор. Допустимая длина газопровода между опорами определяется расчетным путем.

Арочные переходы сооружаются на судоходных каналах, реках или железнодорожных выемках, где приходится пропускать суда или железнодорожные составы.

Висячие переходы целесообразно сооружать через горные реки с обрывистыми берегами, ущелья, пропасти, где невозможна или затруднена установка опор. Висячие конструкции дают возможность сооружать переходы с пролетом от десятков до сотен метров при относительно малой затрате материалов. В Советском Союзе большинство висячих переходов имеет пролеты 100—200 м.

На рис. 43 показаны наиболее распространенные типы надземных переходов.

Для защиты надземных переходов от коррозии применяются полихлорвиниловые эмали ПХВ-714 и ПХВ-715 или пентафталевый лак № 70. Эмали и лаки разводятся в растворителе Р-4 (ГОСТ 7827—55). К полученному раствору при окраске труб добавляется 10—15% алюминиевой пудры ПАК-3 или ПАК-4.

Окраска производится по предварительно очищенной и загрунтованной поверхности труб. Грунтовка применяется фенольно-формальдегидная ФЛ-103К, ФЛ-013.

Поверхность газопровода в местах выхода из земли тщательно покрывается изоляцией весьма усиленного типа. От железобетонных и металлических опор газопровод должен быть изолирован мягкими материалами (бризол или гидроизол в несколько слоев, резина).

§ 4. КОНДЕНСАТОСБОРНИКИ

Содержащийся в газе конденсат значительно усложняет эксплуатацию газопроводов, компрессорных и газораспределительных станций, особенно в зимний период. Для его улавливания на газопроводах применяются конденсатосборники и конденсатоотводящие трубки.

Конденсатосборники устанавливаются в пониженных участках трассы газопровода. Частота их установки зависит от количества конденсата, попадающего в газопровод. Наибольшее количество их устанавливается в головной части газопровода, где происходит выпадение основной массы конденсата. Иногда конденсатосборники монтируются перед входом на компрессорную станцию.

На газопроводах нашли применение несколько типов конденсатосборников, разработанных Гипроспецгазом, Востокипрогазом и другими проектными институтами, но наибольшее распространение получил конденсатосборник, разработанный Гипрогазом (рис. 44).

Конденсатосборники в зависимости от типа и конструкции, как правило, состоят из емкости для сбора конденсата *1*, расположенной под газопроводом и соединенной с ним при помощи одного или двух патрубков *2*, продувочной трубы *5* диаметром 50 мм. Один конец этой трубы соединяется с емкостью для сбора конденсата,

второй, оканчивающийся запорной арматурой (вентиль или задвижка), выводится наружу в узел управления *4*.

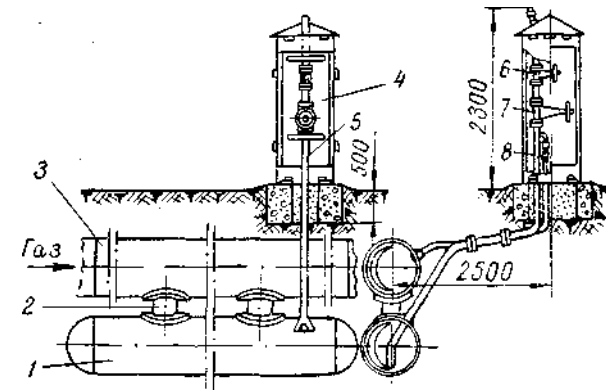


Рис. 44. Конденсатосборник конструкции Гипрогаза.

Емкость конденсатосборника изготавливается обычно на месте из тех же труб, что и газопровод, для чего к торцам труб приваривают сферические доньшки. Монтаж остальных частей также не предста-

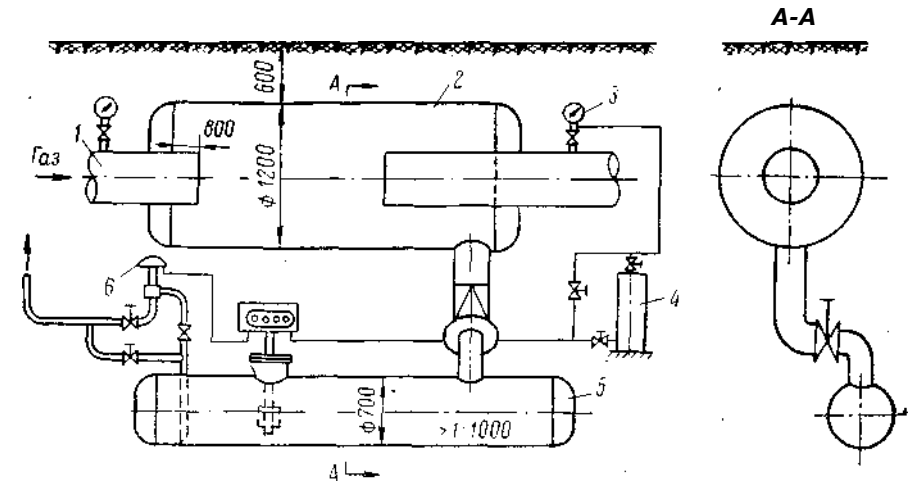


Рис. 45. Конденсатосборник типа «расширительная камера».

1 — газопровод; *2* — расширительная камера; *3* — манометр; *4* — силикагелевый осушитель; *5* — емкость для сбора конденсата; *6* — регулирующий клапан.

вляет труда. Емкость конденсатосборника должна испытываться жидкостью с давлением $p_{исп} = 1,5p_{раб}$.

Конденсат из емкости конденсатосборника удаляют с помощью давления находящегося в газопровode газа. Для этого открывают

полностью задвижку 7, установленную первой по отношению к газопроводу, а затем, постепенно открывая вентиль 6, продувают конденсатосборник до выхода чистого газа, после чего вентиль и задвижку закрывают.

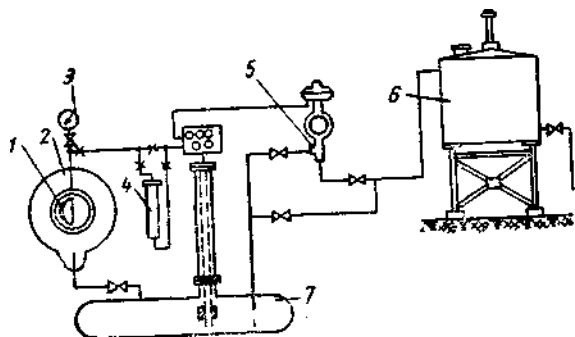


Рис. 46. Схема обвязки конденсатосборника.

1 — газопровод; 2 — расширительная камера; 3 — манометр; 4 — сушитель; 5 — регулирующий клапан; 6 — вентиль для сбора конденсата; 7 — конденсатосборник.

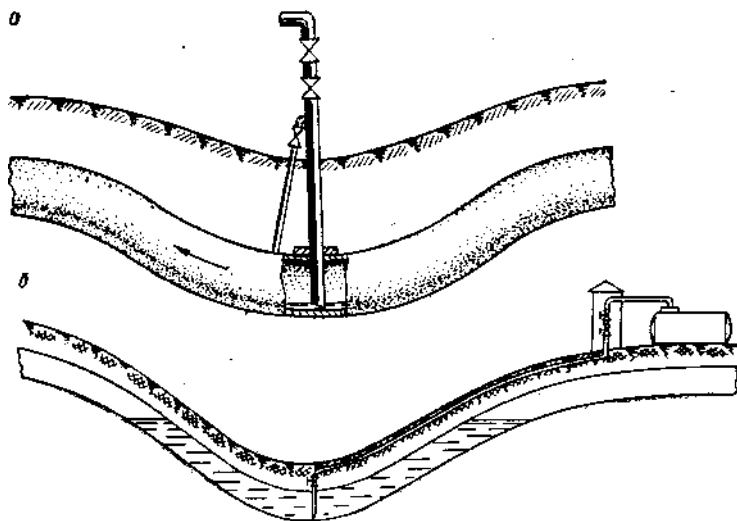


Рис. 47. Схема отвода конденсата из газопровода: а — конденсатотводчик, б — схема обвязки конденсатотводчика.

Газопровод 3 и верхний конец продувочной трубы соединены между собой импульсной трубкой и вентилем 8 для выравнивания давления.

Конденсатосборники необходимо продувать по заранее разработанному графику в зависимости от количества конденсата в газе и скорости заполнения емкости.

С 1963 г. начали применяться конденсатосборники типа «расширительная камера» с автоматической продувкой. По данным ВНИИгаза степень улавливания конденсата в них достигает 90%, в то время как в конденсатосборниках других типов не достигает даже 80%.

Практика эксплуатации расширительной камеры также подтверждает ее эксплуатационную эффективность по сравнению со старой конструкцией: при установке расширительной камеры в головной части газопровода значительно уменьшается необходимость в конденсатосборниках по трассе газопровода.

На рис. 45 показан конденсатосборник типа «расширительная камера», а на рис. 46 — схема его обвязки. Для автоматического сброса конденсата по мере его накопления конденсатосборник снабжен специальным прибором АКО-ПМ.

В ряде случаев при скапливании конденсата в пониженных местах возникает необходимость дополнительной установки конденсатосборников. Однако работы по установке конденсатосборников требуют длительной остановки газопровода и сравнительно большого объема строительномонтажных работ. В этих случаях применяются конденсатоотводные трубки. Установка их требует кратковременной остановки газопровода и малого объема работ.

На рис. 47 представлена схема установки на трубе конденсатоотводчика. Отверстие для установки конденсатоотводящей трубки сверлят при помощи специального приспособления.

§ 5. КОЛОНКИ ДЛЯ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА

Колонки для редуцирования газа устанавливаются для бытового газоснабжения домов линейных ремонтеров и операторов радиорелейной связи.

Колонки редуцирования служат для снижения рабочего давления газа перед подачей его потребителям до 100—200 мм вод. ст. На рис. 48 показана колонка для редуцирования газа конструкции Гипрогаза, применяемая на большинстве магистральных газопроводов. Она оборудована двумя регуляторами прямого действия типа МКЗ, гидравлическим затвором, запорной арматурой и контрольно-измерительными приборами для измерения высокого и низкого давления. Производительность колонок редуцирования от 50 до 100 м³/ч. Изготавливаются они в заводских условиях, после чего доставляются на трассу и устанавливаются на бетонных фундаментах.

§ 6. ДОМА ЛИНЕЙНЫХ РЕМОНТЕРОВ

На трассе магистрального газопровода дома линейных ремонтеров располагаются примерно через 20—25 км один от другого, как правило, в населенных пунктах или вблизи от них. Дом линейного ремонтера чаще всего одноэтажный, имеет надворные постройки, где располагается станция катодной защиты. В доме линейного

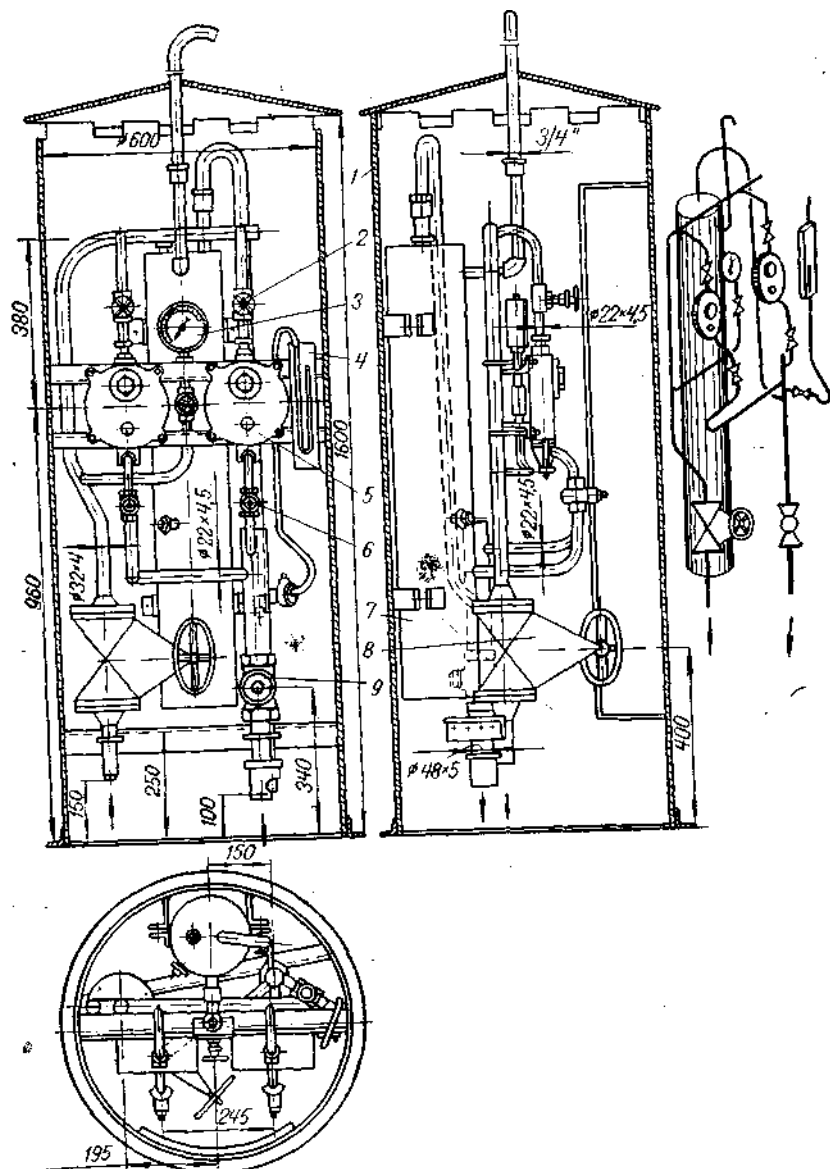


Рис. 48. Колонка для редуцирования конструкции Гипрогаза производительностью 100 м³/ч.

1 — колонка; 2 — игольчатый вентиль $\varnothing 1/2''$; 3 — манометр; 4 — U-образный манометр;
 5 — универсальный газовый редуктор; 6 — муфтовый кран $D_y = 15$ мм, $p_y = 10$ кг/см²;
 7 — гидрозатвор; 8 — фланцевый вентиль $D_y = 25$ мм, $p_y = 64$ кг/см²; 9 — муфтовый кран
 $D_y = 40$ мм, $p_y = 16$ кг/см².

ремонтера имеется служебное помещение, где в соответствии с табелем хранятся необходимый для работы инструмент, спецодежда, манометры и др. Все дома оборудуются селекторной диспетчерской связью.

На всем протяжении магистрального газопровода или ответвления устанавливаются километровые столбики. Это трехгранные железобетонные столбики, возвышающиеся над землей на 0,7 м. Для лучшей видимости верхняя часть их окрашивается в яркие цвета (красный или оранжевый). Километровые столбики комбинируются с катодными выводами. Поэтому на стороне, обращенной в обратную сторону от газопровода, имеется углубление, куда выходит конец катодного вывода от газопровода для замера потенциала «труба — земля».

ОБСЛУЖИВАНИЕ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

§ 1. ПОЛОСА ОТВОДА И ОХРАННАЯ ЗОНА

В соответствии с Постановлением Совета Министров СССР № 146 от 12 февраля 1959 г. вдоль трассы магистральных газопроводов на все время их эксплуатации выделяется так называемая полоса отвода. Ширина полосы отвода определяется в зависимости от диаметра и количества ниток газопровода (табл.16).

Таблица 16. Предельная ширина полосы отвода земли вдоль трассы магистральных газопроводов (на период эксплуатации)

Число ниток газопровода	Диаметр газопровода, мм	Расстояние между параллельными нитками, мм	Ширина полосы отвода, м
1	Всех диаметров	—	6
2	До 500	8	10
2	500 и выше	9	12
3	До 500	8	18
3	500 и выше	9	21
4	До 500	8	26
4	500 и выше	9	30

Примечание. При наличии столбовой связи вдоль трасс трубопроводов ширина отводимой полосы земли на период эксплуатации для одного газопровода может быть увеличена на 1 м.

Полоса отвода выделяется для проезда и обхода обслуживающего персонала по трассе газопровода, а также для проведения ремонтных и аварийных работ, связанных с поддержанием магистрального газопровода и сооружений, находящихся на нем, в исправном состоянии.

По согласованию с управлением магистральных газопроводов в полосе отвода разрешается сеять сельскохозяйственные культуры, пасти скот и косить сено.

Вдоль всей трассы газопровода кроме государственных знаков отчуждения устанавливаются километровые столбики и знаки, показывающие границы участков, обслуживаемых районными управлениями и линейными ремонтными бригадами. Километровые указатели могут выставляться на катодных выводах или на столбах связи.

Таблица 17. Допускаемые минимальные расстояния от населенных пунктов, зданий и сооружений до оси магистральных газопроводов

Объекты, здания и сооружения	Класс магистральных газопроводов							
	I		II		III			
	Условный диаметр газопроводов, мм							
	300 и менее	Более 300 до 500	Более 500 до 800	Более 800	300 и менее	Более 300	300 и менее	Более 300
Города и населенные пункты; промышленные предприятия; школы, больницы, детские сады, вокзалы, жилые здания в 3 этажа и выше; ж.-д. станции, аэропорты, морские и речные порты, пристани; склады горячих жидкостей; мосты железных дорог общего пользования и автомобильных дорог I и II категории проездом более 20 м	100	150	200	250	75	125	40	60
Отдельно стоящие одно- и двухэтажные жилые здания; железные дороги общего пользования и автодороги I, II и III категорий, параллельные газопроводам; мосты железных дорог, промышленных предприятий и промышленных подъездных автодорог всех категорий проездом более 20 м; территории КС и ГРС	75	125	150	200	75	125	40	60
Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения; сельскохозяйственные фермы; подъездные железные дороги промышленных предприятий; автодороги IV категории и промышленные подъездные дороги всех категорий, параллельные газопроводам	30	50	100	150	30	50	25	40

Магистральные газопроводы работают под большим внутренним давлением, поэтому аварии и утечки газа из газопроводов представляют большую опасность для населения. Особенно опасны разрывы газопроводов большого диаметра и, как правило, возникающие при этом пожары, охватывающие значительную территорию (до 500 м в окружности) и приносящие большой материальный ущерб. В связи с этим Строительными нормами и правилами (СНП П-Д-10-62) установлены минимальные расстояния (охранная зона) от населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельно стоящих зданий и строений до оси магистрального газопровода. Ширина охранной зоны, приведенная в табл. 17, устанавливается в зависимости от важности и заселенности объектов, находящихся вблизи газопровода, его диаметра и давления газа в нем.

На водных переходах без согласования с районным управлением не разрешается в охранной зоне производить дноуглубительные работы, допускать работу землечерпалок и гидромониторов, устраивать причалы, бросать якоря, ловить рыбу.

О границах охранной зоны газопровода рассылаются специальные уведомления всем землепользователям (совхозам, колхозам, поселковым и сельским советам, государственным предприятиям), по землям которых проходит газопровод.

При надземной прокладке газопроводов указанные в таблице расстояния увеличиваются в 2 раза. Расстояния от подземных магистральных газопроводов диаметром до 500 мм до других трубопроводов различного назначения, электрических и телефонных кабелей должно быть не менее 8 м, а при диаметре газопровода более 500 мм — не менее 9 м.

В соответствии со строительными нормами и правилами отдельно стоящими называются здания и строения, которые располагаются вне населенного пункта на расстоянии не менее 50 м от ближайших к нему домов. Приведенные в табл. 17 расстояния для населенных пунктов указаны от красной планировочной застройки, а для отдельно стоящих зданий и строений — от наиболее выступающих частей зданий.

Наблюдение за магистральным газопроводом и его сооружениями, производство профилактических, ремонтных и аварийных работ, а также наблюдение за полосой отвода и охранной зоной осуществляются ремонтно-восстановительными службами (РВС) районных управлений.

§ 2. ОБСЛУЖИВАНИЕ ЛИНЕЙНЫХ СООРУЖЕНИЙ ГАЗОПРОВОДА

Ремонтно-восстановительная служба

В составе каждого районного управления магистрального газопровода имеется ремонтно-восстановительная служба.

В соответствии с Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов на персонал РВС возлагаются следующие обязанности:

1) периодически (по графику) осматривать газопровод и его сооружения с целью выявления и ликвидации утечек газа и других повреждений; выполнять по утвержденному начальником районного управления графику планово-предупредительные ремонты магистрального газопровода, отводов и коммуникаций КС, ГРС, жилых поселков;

2) участвовать в проведении капитальных ремонтов газопроводов, отводов, ГРС; ликвидировать аварии на газопроводах; производить заливку метанола для предупреждения возникновения гидратных пробок; устранять неполадки в технологическом оборудовании магистральных газопроводов и ГРС; содержать полосу отвода и охранную зону в состоянии, предусмотренном Правилами проектирования и сооружения магистральных газопроводов и Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов.

На работников ремонтно-восстановительных служб совместно с ОКС (отделом капитального строительства) управления возлагается также осуществление технического надзора над вновь строящимися отводами от действующих магистральных газопроводов, а также строящимися параллельными нитками. В соответствии с этим работникам аварийных служб необходимо хорошо знать трассу закрепленного за районным управлением участка магистрального газопровода и отводов от него, устройство и работу оборудования, приборов и арматуры, обслуживаемых ремонтно-восстановительной службой.

В соответствии с Правилами технической эксплуатации ежегодно специально создаваемая комиссия проверяет знания персоналом ремонтно-восстановительной службы правил техники безопасности, а также подготовленность их и соответствие разрядам по выполняемой работе.

Численность ремонтно-восстановительной службы зависит от протяженности основной нитки магистрального газопровода, диаметра газопровода и других факторов. В отдельных случаях при обслуживании районным управлением большого участка газопровода в составе районного управления могут быть две и более ремонтно-восстановительные службы, из которых одна размещается вместе с районным управлением, а остальные на ремонтно-аварийных пунктах (РАП) в центре обслуживаемого ими участка газопровода.

Квалификация линейного трубопроводчика, занимающегося обслуживанием и ремонтом магистральных газопроводов, имеет свою специфику. Так, например, линейный трубопроводчик 3-го и 4-го разрядов правит концы труб и зачищает кромки после газовой сварки, разрабатывает грунты с помощью пневматического инструмента, планирует дно траншеи, крепит стенки траншеи и котлована, открывает и закрывает краны и задвижки, сбрасывает газ через свечи, устанавливает резиновые шары и глиняные пробки при огневых ремонтных работах, подготавливает мастику и наносит антикоррозионную изоляцию на газопровод. Линейный трубопроводчик 5-го разряда монтирует и центрует узлы на газопроводе, делает разметку и устанавливает арматуру и фасонные части, ревизует и ремонтирует

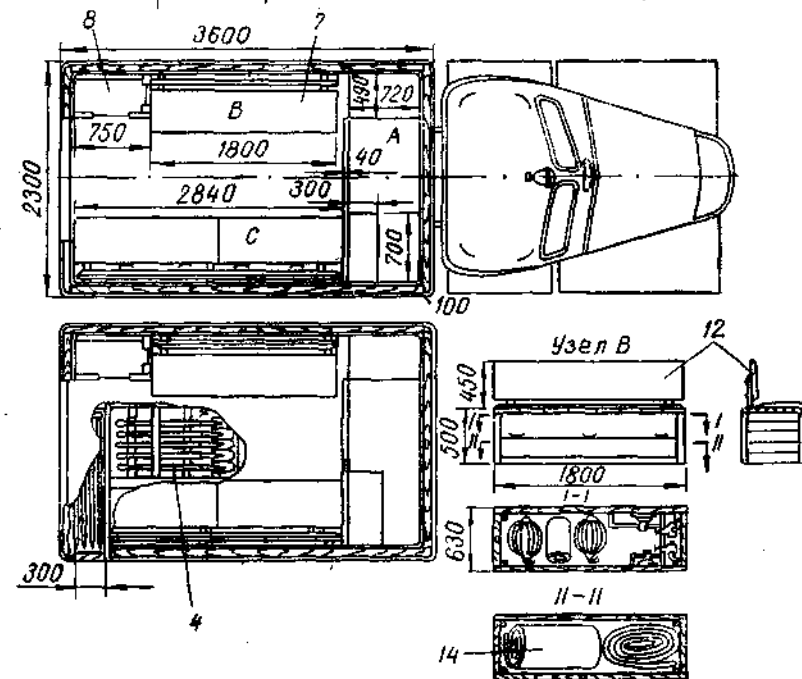
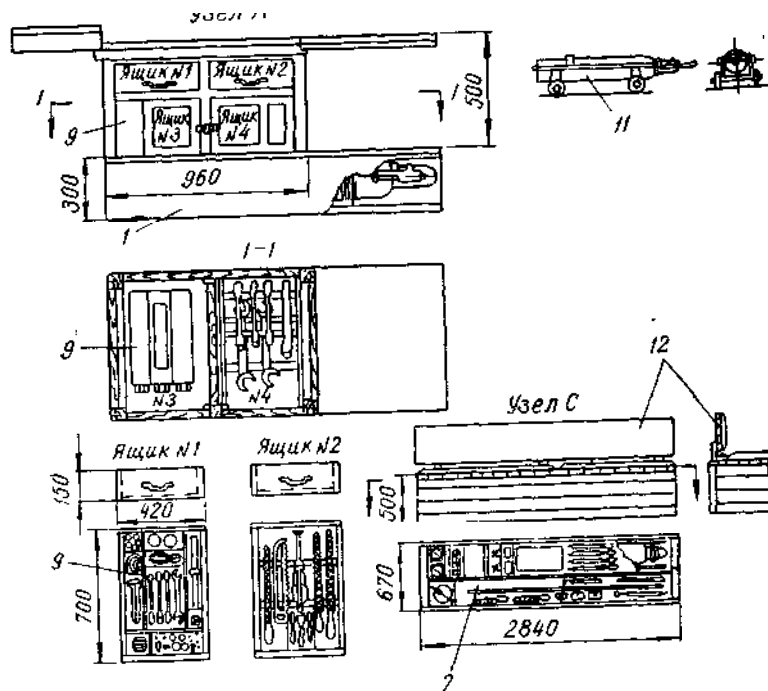
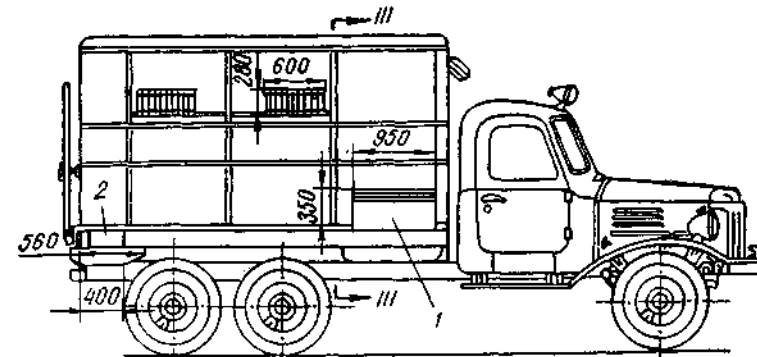
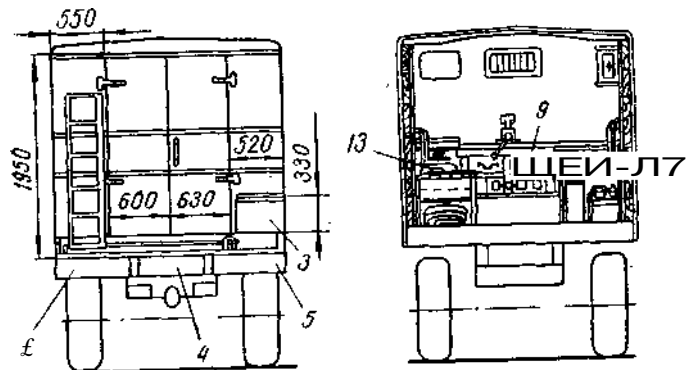


Рис. 49. Оборудование ава

1 — кислородные баллоны; 2 — ломы; 3 — баллон с ацетиленом; 4 — лопаты и кирки; одежды; 9 — верстак и ящики для инструментов; 10 — шланговые противогазы; 11 — носилки

рийного автомобиля ЗИЛ-157-К.

5 — грунтовка (праймер); 6 — тросы; 7 — редукторы, шары, шланги и др.; 8 — шкаф для баллонов; 12 — откидные крышки (сиденья); 13 — газогенератор, карбид; 14 — кошма.

вапорную арматуру высокого давления, монтирует конденсаторы-сборники, устраняет утечки газа в газопроводе и др.

Линейный трубопроводчик 4-го разряда кроме своей основной работы должен выполнять какую-либо дополнительную работу — управлять трактором или бульдозером, производить резку металла и неотвественную газовую сварку, обслуживать сварочный агрегат, воздушный компрессор или водоотливной агрегат, выполнять простые кузнечные, малярные, плотничские или штукатурные работы.

Линейный трубопроводчик 5-го разряда наряду с вышеперечисленными работами производит опрессовку и продувку участков газопроводов всех диаметров, монтаж переходов, захлестов и катушек, выполняет работы по ревизии и ремонту оборудования ГРС. Наряду с этим линейный трубопроводчик 5-го разряда должен самостоятельно возглавлять работы, производимые аварийной бригадой. Кроме того, должен уметь управлять и работать на трубоукладчике или экскаваторе.

Электросварщик является основным исполнителем ответственных электросварочных работ при ремонтах и ликвидации аварий на газопроводах. Он должен иметь диплом электросварщика-потолочника и ежегодно сдавать повторные испытания для продления действия, диплома.

Шоферы аварийных автомашин кроме своей основной работы обслуживают электросварочные агрегаты, тракторы, передвижные электростанции и водоотливные агрегаты.

Оснащение ремонтно-восстановительной службы. Ремонтно-восстановительная служба районных управлений оснащается необходимым транспортом, механизмами и инвентарем для передвижения по трассе газопровода и выполнения ремонтных и аварийных работ большой сложности в любое время года.

Примерный перечень транспорта, механизмов, оборудования материалов, инструментов и инвентаря, находящихся на оснащении ремонтно-восстановительной службы, приводится в прилож. 2.

Для оснащения аварийных бригад ремонтно-восстановительных служб приняты автомобили высокой проходимости — ЗИЛ-157-К и ГАЗ-63, ГАЗ-66-02.И УРАЛ-375-Е, оборудованные отопляемыми фургонами и приспособленные к перевозке людей и необходимого аварийного оснащения.

Все оснащение ремонтно-восстановительной службы должно быть в исправном состоянии, инструмент и приспособления должны располагаться в таком порядке, чтобы их можно было использовать в любой момент. Для этого инструмент и материалы, находящиеся в ящиках или на полках в фургоне автомобиля, должны быть так укреплены, чтобы исключалась какая-либо возможность смещения их во время движения.

Сварочные агрегаты, электростанция и компрессорные установки на колесных прицепах транспортируются автомобилями.

Ленинградским филиалом СКВ «Газстроймашина» разработаны унифицированные проекты аварийных машин для газопроводов:

АМГ1 — на базе шасси автомобиля ЗИЛ-157-К, АМГ2 — на базе шасси автомобиля ГАЗ-66-02, АМГ3 — на базе шасси автомобиля УРАЛ-375-Е.

Компоновка машин принята следующая: на шасси установлен стандартный деревянный кузов с утеплителем из пенопласта. Кузов оборудован воздушным отопителем Шадринского автоагрегатного завода. При внутреннем устройстве этих машин за основу взяты аварийные машины районных управлений магистральных газопроводов.

На рис. 49 представлена схема оборудования аварийного автомобиля ЗИЛ-157-К ремонтно-восстановительной службы Новгородского РУ, в которой удачно использованы полезная площадь и объем фургона для размещения в нем необходимого инструмента и материалов, требующихся для ликвидации* аварии.

Линейные ремонтеры

На магистральных газопроводах для наблюдения за газопроводом и линейными сооружениями, а также производства мелких ремонтов оборудования и сооружений имеются линейные обходчики-ремонтеры.

Линейный ремонтер отвечает за техническое состояние трассы газопровода в пределах закрепленного за ним участка. Протяженность участка составляет 15—20 км в зависимости от рельефа местности, ее застройки, состояния дорог вдоль трассы газопровода, водных преград, наличия сооружений на трассе и т. д.

Живет линейный ремонтер в доме, построенном на трассе газопровода специально для этих целей. В доме линейного ремонтера имеется селекторная связь, в специально оборудованном помещении хранится необходимый для производства мелких работ инструмент и инвентарь согласно утвержденному табелю. В соответствии с Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов в обязанности линейного ремонтера входит:

- 1) обходить трассу по установленному графику;
- 2) немедленно сообщать дежурному диспетчеру о всех обнаруженных неисправностях на трассе газопровода (аварии, утечки газа, неисправности арматуры и др.);
- 3) содержать в надлежащем состоянии линейные краны, задвижки, свечи у кранов, магистральные колодцы, узлы редуцирования газа, конденсаторы-сборники, метанольницы, устройства электрической защиты от коррозии, знаки отчуждения земли и километровые столбики, проезжие и пешеходные мосты, аварийный запас труб, служебный дом с усадьбой, полосу отвода и охранную зону;
- 4) осматривать линию связи и устранять мелкие повреждения (набросы проводов, захлесты и др.);
- 5) на закрепленном участке продувать конденсаторы-сборники и дренажные трубки;
- 6) в соответствии с графиком снимать показания манометров, установленных на закрепленном за ремонтером участке трассы;

7) не допускать в охранной зоне возведения каких-либо построек и производства работ без указания руководства района.

В административном отношении ремонтеры подчиняются начальнику РВС и линейному мастеру, в оперативном — дежурному диспетчеру.

В прилож. 3 приводится перечень инвентаря и инструмента, который должен находиться в домике линейного ремонтера.

При обходе участка трассы линейный ремонтер обязан внимательно следить за возможными утечками газа. Небольшие утечки можно определить по запаху газа, по пожелтению зеленой растительности вокруг места утечки летом и по потемнению снежного покрова зимой, по скоплению у мест утечки газа большого количества погибших насекомых (мух, пауков и т. п.). На обводненных участках и в заболоченных местах утечки обнаруживаются по пузырькам от проходящего через воду газа.

При обнаружении утечки газа линейный ремонтер обязан выставить предупредительные знаки, подключить телефонный аппарат к линии связи и доложить дежурному диспетчеру района о месте и характере обнаруженного дефекта, после чего действовать по его указанию.

В процессе обхода линейный ремонтер должен следить за состоянием запорной арматуры, установленной на линейной части газопровода, свечей, конденсатосборников и других устройств для выявления возможных неисправностей и утечек газа.

Магистральные краны запираются на замок, а на штурвалах кранов свечей снимаются шпонки, чтобы не допустить закрытия кранов посторонними лицами и прекращения подачи газа по газопроводу.

Установленная запорная арматура должна быть выкрашена масляной краской; штурвал обычно окрашивают в красный или черный цвет, а корпус крана в серый. Шпиндели задвижек должны быть очищены до металлического блеска и покрыты тонким слоем смазки. Выдвижные шпиндели желательно также покрывать легкими металлическими колпачками.

Во время обхода линейный ремонтер должен уделять особое внимание состоянию подводных переходов и в первую очередь береговых укрепительных сооружений, дамб и донных сооружений. Об их повреждениях, обнажении трубы, появлении пузырьков на воде над газопроводом и других дефектах ремонтер должен немедленно известить диспетчера районного управления для принятия срочных мер.

Необходимо также тщательно следить за состоянием переходов через железные и шоссейные дороги. В случае обнаружения значительной утечки газа вблизи железной или шоссейной дороги линейный ремонтер обязан оградить место утечки знаками и выставить их на всех дорогах, ведущих к этому месту. Если место утечки газа находится в непосредственной близости от железной или шоссейной дороги, то необходимо договориться с администрацией или работниками дороги о временном прекращении движения. После этого линей-

ный ремонтер должен немедленно сообщить об аварии диспетчеру района и действовать в соответствии с его указаниями.

В случае возникновения аварии вблизи населенного пункта линейный ремонтер также должен оградить место утечки знаками, выставить знаки на всех дорогах, ведущих к нему, и только после этого сообщить об аварии диспетчеру.

При обходе ремонтер должен следить за возможными размывами газопровода, состоянием водопропускных труб, за состоянием опор и равномерностью натяжения тросов на воздушных переходах, водотокающих канав, лотков и других сооружений для отвода вод, исправностью одерновки и отмоечки в оврагах.

Полосу отвода земли нужно регулярно очищать от кустарников и сорняков. Знаки отвода, земли, километровые столбы, катодные выводы, указатели на водных переходах должны быть в хорошем состоянии; все обнаруженные неисправности заносятся в журнал.

Линейный ремонтер во время обхода должен обследовать состояние находящихся на участке катодных выводов дренажных установок и протекторов. Наряду с осмотром трассы газопровода во время обхода линейный ремонтер должен обращать внимание на исправность воздушной связи (если такая имеется) и устранять мелкие повреждения ее.

Одной из важнейших обязанностей линейного ремонтера является наблюдение за охранной зоной газопровода. Для этого ремонтер обязан хорошо знать ширину охранной зоны для различных построек, диаметр газопровода и наибольшее допустимое давление газа.

При обнаружении строительства каких-либо сооружений в охранной зоне линейный ремонтер обязан сообщить об этом начальнику ремонтно-восстановительной службы для принятия мер.

Земли, входящие в охранную зону, остаются у землепользователя, который в охранной зоне может сеять различные культуры и сажать деревья. Однако в охранной зоне запрещено:

- 1) возводить жилые строения любого типа, а также различного рода постройки и сооружения;
- 2) производить горные, строительные и монтажные работы без письменного разрешения руководства управления газопровода;
- 3) располагать полевые станы, устраивать загоны для скота, коновязи, стрельбища и т. д.;
- 4) на переходах газопровода через водные преграды бросать якоря, устраивать причалы и производить какие-либо дноуглубительные работы без согласования с управлением газопровода.

Линейный ремонтер обязан обходить и осматривать трассу. Кроме того он обязан продувать конденсатосборники, контролировать давление газа в газопроводе, участвовать в операциях по заливке метанола в газопровод, записывать показания станции катодной защиты.

По окончании обхода линейный ремонтер должен записать в свой журнал все неполадки и дефекты, обнаруженные им при осмотре

трассы, указать в журнале, на каком километре обнаружен дефект, и сообщить о результатах обхода дежурному диспетчеру.

Для повседневной работы у линейного ремонтника должна иметься следующая документация:

- а) инструкция для линейного обходчика-ремонтника магистрального газопровода;
 - б) журнал по трассе;
 - в) журнал по обслуживанию сооружений электрохимической защиты;
 - г) схема обслуживания участка газопровода;
 - д) ведомость труб аварийного запаса;
 - е) инструкция по обслуживанию кранов;
 - ж) инструкция по обслуживанию редуцирующей колонки;
 - з) инструкция по наблюдению за установками электрохимической защиты;
 - и) инструкция по обращению с метанолом и заливке его в газопровод;
 - к) журнал по учету метанола.
- В табл. 18 приведена форма журнала линейного ремонтника.

Таблица 18. Журнал линейного ремонтника

Дата	Время		Давление в газопроводе		Краткое описание произведенной работы, замеченных неисправностей, запись полученных распоряжений	Номер километровой столбика, где велась работа	Кому и когда должно
	выхода на трассу	возвращения с трассы	Время замера	р, кг/см ²			

На некоторых газопроводах, сооруженных в пустынной зоне, в частности на газопроводе Бухара — Урал, Средняя Азия — Центр и некоторых других, должности линейного ремонтника нет. В этих случаях осмотр трассы газопровода и наблюдение за охранной зоной ведет ремонтно-восстановительная служба, совершая облеты трассы газопровода на вертолетах и самолетах.

При этом могут быть получены не только данные визуального наблюдения за трассой, но и фотодокументальные данные, что особенно важно иметь в период весеннего паводка.

Работы по подготовке к зиме и весеннему паводку

В осенне-зимний период магистральные газопроводы работают с более значительной нагрузкой, чем в остальное время года.

С наступлением зимнего периода увеличивается производительность газопровода, а следовательно, и давление газа в нем. Температура газа на многих участках снижается до 0° С и ниже, а с ее понижением увеличивается возможность возникновения гидратных пробок, возрастает напряжение в газопроводе, а следовательно, и вероятность возникновения аварий. С наступлением зимнего периода затрудняется доступ для осмотра и ремонта подземной части газопровода и его сооружений и ухудшается проходимость трассы.

Поэтому для увеличения надежности работы газопровода управлениями магистральных газопроводов разрабатывается и в летний период осуществляется целый ряд мероприятий и работ, обеспечивающих наиболее надежную эксплуатацию в зимний период:

- а) выявление загрязненных участков газопровода и очистка их продувкой или пропуском специальных очистных поршней;
- б) выявление и ликвидация всех мелких утечек газа;
- в) обследование и в случае необходимости производство ремонта подводных переходов;
- г) засыпка оголенных участков газопровода;
- д) дополнительная ревизия линейной арматуры и оборудования, расположенного на трассе газопровода;
- е) проверка наличия и пополнение аварийного запаса труб, инструмента, инвентаря и спецодежды работников РВС;
- ж) производство необходимого ремонта аварийного автотранспорта, тракторного парка, компрессоров, водоотливных агрегатов и др.;
- з) проверка и ремонт отопления домов линейных ремонтников и пунктов редуцирования газа;
- и) осмотр и ремонт проезжей дороги вдоль трассы газопровода, мостов, переходов через шоссе и железные дороги и др.;
- к) врезка отводов в газопровод и подключение новых потребителей;
- л) ревизия и ремонт оборудования, арматуры и контрольно-измерительных приборов КС и ГРС.

Паводок представляет собой кратковременное, но быстрое поднятие уровня воды в реках в результате бурного таяния снегов, ледников в горах, а также сброса воды из водохранилищ. Причем скорость движения воды достигает на реках равнинной местности 5—10, а на горных реках — 45 км/ч.

Обычно в период половодья реки выходят из русел, затопляются поймы на больших пространствах, в некоторых случаях паводок вызывает даже наводнения. Выход рек из берегов и быстрое течение воды не только затрудняют обслуживание трассы, но могут также нанести значительные разрушения магистральному газопроводу и его сооружениям. Поэтому, учитывая большую опасность прохода

паводковых вод для газопровода, кратковременность периода и трудность продвижения по трассе газопровода в этот период, управление магистрального газопровода ежегодно составляет план-график мероприятий по подготовке к весеннему паводку, который утверждается начальником управления. В него включаются подготовительные мероприятия, предусматривающие предотвращение возможных разрушений от паводковых вод и быструю ликвидацию возможных повреждений.

Во время подготовки к паводку необходимо:

1) проверять состояние переходов через реки, каналы, ручьи, овраги; дополнительно отремонтировать береговые укрепления, ледорезы, береговые и промежуточные опоры газопроводов; очистить от снега и грязи водоотводные канавы;

2) проверить и привести в полную готовность аварийный транспорт, механизмы и оборудование ремонтно-восстановительной службы;

3) подготовить и в случае необходимости доукомплектовать аварийный запас материалов (кислорода, ацетилена, электродов, карбида и пр.), инструмента и горюче-смазочных материалов;

4) привести в порядок мосты, проезды через овраги и балки; отремонтировать и подготовить паромы, плоты, катера, лодки; сделать пешеходные мостики через труднопроходимые места; заготовить и доставить к наиболее опасным в отношении размыва местам (берегам рек, оврагам и др.) камень, песок, щебень, хворост, колья, рогожные мешки и т. д.;

5) проверить и привести в исправное состояние все имеющиеся в районном управлении средства связи, заготовить необходимое количество полевого кабеля и проводов для быстрого восстановления связи в случае повреждения линии, договориться с районными конторами связи о возможности использования каналов Министерства связи в случае аварий;

6) на участки газопровода, которые могут быть отрезаны и труднодоступны в период паводка, завезти необходимый запас труб, сварочные агрегаты, газорезные аппараты, кислород, ацетилен, горюче-смазочные материалы, электроды, карбид, а также другое оборудование и материалы, которые могут понадобиться для ликвидации возможных на данном участке аварий.

Во время ледохода на крупных реках следует организовать дежурство шоферов и работников ремонтно-восстановительной службы, чтобы иметь возможность принимать срочные меры в случае аварии.

В период паводка необходимо вести тщательное наблюдение за состоянием опор газопровода, ледорезов, береговых укреплений; не допускать засорения водоотводных канав, скопления и заторов льда.

На крупных реках следует организовать оснащенные средствами связи специальные посты наблюдения за подъемом и разливом воды, прохождением льда и другими особенностями паводка.

При обнаружении размывов и оголения газопровода необходимо принимать меры [по предотвращению всплытия трубы путем пригрузки

ее камнями и мешками с песком, установки дополнительных железобетонных или других грузов. В районе перехода газопровода через реки не следует допускать заторов льда во время ледохода.

После прохождения паводка трассу газопровода и все его сооружения тщательно осматривают. С помощью подводно-технических отрядов обследуются подводные двухниточные переходы крупных рек. На основании осмотров составляется план ремонтных работ по ликвидации последствий паводка.

Содержание аварийного запаса труб

Для замены пришедших в негодность труб, а также в случае аварии каждому районному управлению выделяется аварийный запас труб, по диаметру и качеству соответствующих трубам уложенного газопровода.

Нормы аварийного запаса труб составляют для однопиточного газопровода 0,2%, для двухниточного 0,15% от суммарной длины, для трехниточного разных диаметров — по 0,1% от суммарной длины каждого диаметра газопровода.

Аварийный запас труб хранится на трассе газопровода у домов линейных ремонтеров, на КС и АРП. Для предохранения металла труб от коррозии все трубы с наружной стороны покрывают грунтовкой (праймером), а концы труб закрывают заглушками. При больших диаметрах грунтуют также внутреннюю поверхность труб. Для удобства грунтовки и погрузки их на автомашины во время отправки трубы укладываются на стеллажи в один ряд.

Проверка изоляции газопровода и наружной поверхности трубы

Во время эксплуатации по ряду причин может нарушиться изоляционное покрытие. В частности, отставание и выкрашивание изоляции может произойти из-за применения некачественных материалов и нарушения технологии производства работ при строительстве. Изоляция может нарушиться из-за применения повышенного отрицательного потенциала станциями катодной защиты, а также во время весенних паводков. Подача в газопровод газа с высокой температурой также может привести к расплавлению и стеканию с трубы изоляции. Поэтому во избежание коррозии газопровода ежегодно проверяют изоляцию вскрытием газопровода в шурфах.

График проверки изоляции газопровода обычно составляется после проведения осенних измерений потенциала труба — земля и окончательно уточняется после проведения весенней проверки потенциалов. В график проверки методом шурфования включаются следующие участки магистрального газопровода:

- а) места анодных зон (1 шурф на 1 км газопровода);
- б) газопровод, расположенный в зоне блуждающих токов (1 шурф на 1 км);
- в) носле КС на расстоянии до 20 км (1 шурф на 1 км);

г) участки, заросшие сорняками, в особенности сурепкой (1 шурф на 100 л);

д) все размытые и оголенные участки газопровода проверяются на всем протяжении.

Глубина и длина шурфа должны обеспечивать доступ для осмотра изоляции по всему периметру трубы. Рытье шурфов на действующем газопроводе должно производиться в соответствии с правилами техники безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов.

Наблюдения за состоянием наружной поверхности газопровода обычно проводятся одновременно с проверкой изоляции в тех же шурфах. Проверкой устанавливаются степень поражения труб коррозией, наличие отдельных или групповых каверн и их глубина, приблизительное время образования каверн, количество их на единицу площади трубы, а также увеличение каверн после введения в эксплуатацию установок катодной или протекторной защиты.

На результаты осмотра изоляции и осмотра поверхности трубы составляется акт. Форма акта приведена в прилож. 4. На основании тщательного изучения актов делается заключение о пригодности изоляционного покрытия газопровода или необходимости его замены.

§ 3. ОБСЛУЖИВАНИЕ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ, РАСПОЛОЖЕННОЙ НА МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ

Профилактический осмотр и обслуживание запорной арматуры магистральных газопроводов необходимо проводить два раза в неделю зимой и один раз в неделю летом. Особенное внимание следует обращать на исправность фланцевых соединений и подвижность приводного устройства.

Краны

Линейные краны с уплотнительной смазкой требуют повышенного внимания к уходу за ними, так как значительное количество неисправностей и повреждений в них происходит вследствие неправильной эксплуатации. При длительном нахождении крана в одном положении смазка из зазора между корпусом и пробкой уходит, и кран становится негерметичным. При отсутствии достаточного количества смазки происходит коррозия уплотнительных поверхностей, смазочные канавки забиваются ржавчиной и грязью. В результате пробка крепко «прихватывается» к корпусу, и тогда открыть или закрыть такой кран могут лишь несколько человек при помощи рычага, что зачастую приводит к поломке редуктора или других деталей.

Для обеспечения нормальной работы кранов необходимо соблюдать следующие правила:

1) периодически осматривать краны, содержать их в чистоте, восстанавливать окраску, надписи и стрелки;

2) регулярно набивать смазку для предохранения от коррозии уплотнительных поверхностей;

3) периодически дополнять смазку в подшипниках редукторов;
4) маховик вращать плавно, без применения дополнительных рычагов (усилие не должно превышать 50 кг);

5) для создания герметичности затвора закрытого крана, а также для облегчения поворота пробки периодически набивать смазку;

6) регулярно дополнительно нагнетать смазку набивочным болтом или шприцем в кольцевую камеру верхней крышки;

7) при увеличении зазора между корпусом и пробкой после продолжительной эксплуатации подтягивать пробку регулировочным винтом;

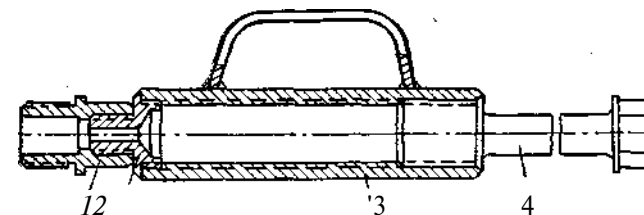


Рис. 50. Шприц для набивки смазки в краны.

8) периодически прокручивать краны; после каждого открытия и закрытия обязательно набивать смазку.

- Ручной шприц (рис. 50) применяют для набивки уплотнительной смазки в кольцевые и продольные канавки пробок кранов с ручным управлением или при отказе мультипликатора. Шприц состоит из корпуса 3, имеющего внутри мелкую резьбу, и нажимного винта 4. В нижнюю часть корпуса вварен штуцер 2, на который навинчена переходная втулка 1. Благодаря малому шагу резьбы этим приспособлением можно вручную создать давление смазки до 100 кг/см².

Необходимо применять строго определенные сорта смазки, иначе краны теряют герметичность, а сама смазка либо твердеет, либо быстро разжижается и давлением выталкивается в газопровод. Для пробковых кранов магистральных газопроводов применяется смазка, изготовленная по РТУ РСФСР НП-661.

Наиболее распространенной является смазка ЛЗ-188, в состав которой входят, вес. %:

Стеариновая кислота	7,1
Касторовое масло	10,5
Канифоль	0,7
Минеральное масло МС-20	16,8
Минеральное, масло веретенное У	50,5
Слюда молотая	11,6
Гидрат окиси кальция	0,4—0,5
Натр едкий	2,3

Состав смазки ЛЗ-188 обеспечивает ее устойчивость и длительную работоспособность.

Задвижки

В настоящее время на вновь сооружаемых магистральных газопроводах задвижки не устанавливаются вследствие присущих им следующих недостатков:

1) при открывании и закрывании задвижки поверхности затвора трутся об уплотнительные поверхности седел, что приводит к их быстрому износу, а следовательно, нарушению герметичности;

2) открытие и закрытие задвижек занимает значительно больше времени, чем открытие и закрытие кранов, и требует зачастую больших усилий;

3) при расположении задвижек в колодцах возникает опасность отравления газом из-за просачивания его через сальниковые уплотнения, что создает неудобства и осложнения при эксплуатации;

4) сложность изготовления из-за наличия двух седел в корпусе и четырех уплотнительных поверхностей.

Однако задвижки имеют еще большее распространение на старых магистральных газопроводах, сооруженных до 1954 г. Наибольшее число неисправностей в них связано с пропусками газа в сальниковых устройствах и фланцевых соединениях.

Сальниковое устройство (рис. 51) служит для уплотнения корпуса задвижки со шпинделем и предотвращения тем самым утечки газа.

Сальниковые устройства заполняются специальными мягкими набивками (табл. 19).

Работа сальникового устройства основана на том, что сжатая набивка, заполняя сальниковую камеру в крышке, плотно прижимается грундбуксой к поверхности шпинделя и к стенке камеры, не оставляя зазоров, через которые может проникать газ.

При эксплуатации сальниковых уплотнений для создания должной герметичности необходимо обеспечить правильный выбор сальниковой набивки в соответствии с ГОСТ 5152—66. Для газовой арматуры магистральных газопроводов следует применять мягкие сальниковые набивки, изготовленные из волокнистых материалов растительного и минерального происхождения. К набивкам растительного происхождения относятся пеньковые, льняные, хлопчатобумажные и джутовые, к набивкам минерального происхождения — асбестовые.

Мягкие сальниковые набивки применяются в виде тугосплетенного шнура, который при употреблении режется на части, или же в виде спрессованных колец из смеси асбеста с графитом. Набивки

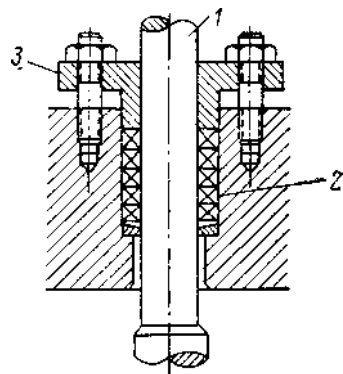


Рис. 51. Сальниковое устройство.

1 — шпиндель; 2 — сальниковая набивка; 3 — грундбукса.

Таблица 19. Сальниковые набивки

Тип набивки по номеру ТУ МХП	Диаметр или сторона квадрата набивки, мм		Объемная масса, г/см ³
	круглой	квадратной	
Пеньковая пропитанная 415-Н:			
с одним оплетением	5-6		0,9—1,2
с несколькими оплетениями	8-50	8—50	0,9-1,2
насквозь плетеная		4—25	0,9—1,2
Асбестовая сухая 412-Н:			
с одним оплетением	5-50	5—50	До 1,1
с несколькими оплетениями	8-50	8—50	До 1,1
насквозь плетеная		4-25	До 1,1
Асбестовая пропитанная 407-Н:			
с одним оплетением	5-6		0,9
с несколькими оплетениями	8—50	8—50	0,9
		4-25	0,9
Асбесто-проволочная «Рациональ» 416-Н:			
с несколькими оплетениями		13-50	1,8
насквозь плетеная		5—10	1,8

изготавливаются круглого или квадратного сечения. Прочность их зависит от конструкции и числа оплеток.

Пропитанная набивка из пеньковой, льняной или джутовой пряжи, пропитанной антифрикционным составом, пригодна для давлений до 16 кг/см^2 и температуры до 100°C . Асбестовая сухая набивка из асбестовой нити, содержащей не более 20% хлопкового волокна, применяется при давлении до 25 кг/см^2 и температуре до 400°C . Асбестовая набивка, пропитанная антифрикционным составом, выдерживает давление до 45 кг/см^2 . Асбесто-проволочная набивка «Рациональ» представляет собой шнур, сплетенный из асбестовой нити, скрученной с латунной или медной проволокой, пропитанный антифрикционным составом и прографиченный. Применяется для давлений до 50 кг/см^2 и температуры до 300°C .

Для задвижек сальниковую набивку рекомендуется изготавливать из шнура квадратного сечения со стороной, равной ширине сальниковой камеры, в виде отдельных колец. При укладке ее в камеру необходимо следить, чтобы стыки смежных колец не совпадали, каждое кольцо должно вкладываться отдельно.

Для надежной работы сальникового уплотнения большое значение имеет также качество поверхности шпинделя или штока. Если на ней имеются следы резца, забоины, вмятины или заусеницы, то сальник не обеспечивает надлежащей плотности.

Сальники требуют систематического ухода и наблюдения. При набивке их в задвижки следует соблюдать следующие условия:

- 1) затяжку сальников производить равномерно без перекосов, проверяя щупом зазор между втулкой и шпинделем; при затяжке сальника нужно периодически проворачивать шпиндель;
- 2) перед укладкой набивки сальниковую коробку и шпиндель надо хорошо очистить от следов старой набивки;
- 3) чтобы плетеные набивки не расклеились при нарезании, концы кусков нужно обмотать веревкой или проволокой;
- 4) нарезанные набивочные кольца должны свободно, но без большого зазора, входить в сальниковую коробку;
- 5) перед включением арматуры в работу необходимо подтянуть сальники.

Подбивка или перенабивка сальников может производиться при давлении не более $0,7 \text{ ат}$. Открытые шпиндели задвижек смазываются среднеплавкой смазкой УС-2 не реже одного раза в месяц, а закрытые — при каждой разборке.

§ 4. БОРЬБА С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ И ЗАКУПОРКОЙ ГАЗОПРОВОДОВ

Полная или частичная закупорка газопровода в процессе эксплуатации может произойти по следующим⁴ (причинам):

- / а) попадания в газопровод строительного мусора, земли, кусков дерева и других предметов, по недосмотру оставленных в газопроводе после строительства или ремонта;
- б) попадания и накопления мелких частиц породы, выносимой из газовых скважин, проскочивших через промысловые газосепараторы и пылеуловители, а также окалины и мелких кусочков металла, оставшихся на внутренних стенках труб; эти частицы, двигаясь с потоком газа, постепенно оседают в пониженных местах и на поворотах и уменьшают сечение трубы;
- в) образования ледяных пробок вследствие замерзания скопившейся в низких местах воды, попавшей в газопровод при строительстве или вынесенной из газовых скважин; при понижении температуры газа в газопроводе имеющаяся в газе влага может конденсироваться, что также способствует образованию ледяных пробок;
- г) выпадения газового конденсата при перекачке природного, искусственного или попутного нефтяного газа;
- д) отложения кристаллогидратов, образующихся при наличии влаги в* газе при определенных давлении и температуре.

При полной или частичной закупорке газопровода образуется перепад давления газа, величина которого, т. е. разность давлений до и после закупорки, зависит от величины образовавшейся пробки. Давление на выходе КС даже при образовании небольшой закупорки начинает повышаться, а сразу же после пробки резко падает, и на всем последующем участке газопровода устанавливается пониженное давление.

Наличие загрязнений в газопроводе должно определяться путем систематического наблюдения за перепадами давления газа и сверки этих перепадов с расчетными. При обнаружении на каком-либо из участков газопровода завышенного перепада необходимо сразу же проверить установленные на участке манометры, убедиться в правильности их показаний и продуть манометрические штуцера, так как в зимнее время их отверстия часто забиваются льдом. Если перепад давлений на участке все же держится, то необходимо установить за ним систематическое наблюдение, снимать показания манометров через 15—20 мин. Одновременно необходимо определить характер засорения газопровода и принять меры по его очистке.

Наиболее часто закупорки газопровода происходят в зимний период в связи с образованием гидратных пробок. Образование гидратов может иметь место на всех газопроводах, за исключением транспортирующих газ с точкой росы паров воды ниже минимальной рабочей температуры. Гидраты углеводородных газов являются неустойчивыми соединениями углеводородов с водой и представляют собой белые кристаллы, внешне похожие на снег или лед. Они состоят из одной или нескольких молекул газа (метана, пропана, углекислого газа и др.) и воды.

Основными факторами, определяющими условия образования гидратов, являются состав газа, его давление, температура, насыщенность газа парами воды. К технологическим факторам, влияющим на образование гидратов, относят:

- а) недостаточно тщательные продувки газопровода перед пуском;
- б) отсутствие конденсатосборников и продувочных патрубков в пониженных местах газопровода или нерегулярное удаление из них скапливающейся жидкости;
- в) недостаточную очистку газа до подачи его в магистральный газопровод.

На рис. 52 приведены графики образования гидратов метана и природных газов с различной относительной плотностью в зависимости от давления и температуры. Из графиков видно, что при более тяжелом газе для образования гидратов требуется значительно меньшее давление при одной и той же температуре.

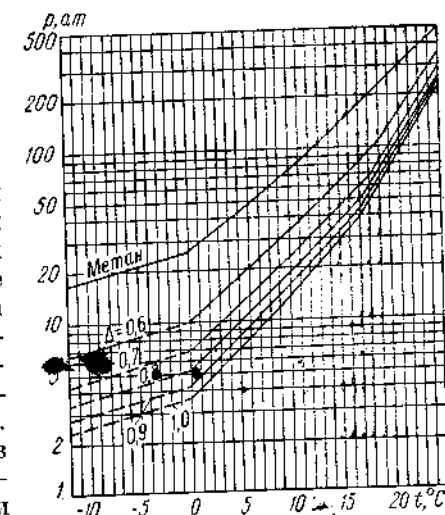


Рис. 52. Графики образования гидратов природных газов в зависимости от температуры и давления.

Определение зон гидратообразования

Очень важно знать места возможного гидратообразования в газопроводе, чтобы своевременно предупредить или ликвидировать гидратные пробки. Для обнаружения зон гидратообразования и своевременного предотвращения его необходимо знать состав транспортируемого газа, его плотность, изменение температуры и давления в газопроводе и влажность подаваемого в него газа. По составу, давлению и температуре газа определяются условия образования гидратов, а по влагосодержанию — возможность образования гидратов в данных условиях.

Персонал диспетчерской службы систематически ведет наблюдения за перепадами давления по манометрам, установленным вдоль трассы газопровода. По показаниям, этих манометров строятся графики падения давления по методу, предложенному И. Е. Ходановичем: на участке газопровода длиной L , км, значения квадратов абсолютных величин давления, нанесенные на график с координатами p^2 и L , должны лежать на одной прямой, если замер давлений во всех точках производить одновременно.

Зоны возможного гидратообразования определяются путем анализа графика с наложением графиков давления и температуры в газопроводе и температуры образования гидратов.

Предупреждение образования гидратных пробок

На магистральных газопроводах могут применяться следующие способы предупреждения образования гидратов:

- а) поддержание температуры газа выше температуры образования гидратов (предварительный подогрев газа);
- б) снижение давления газа в газопроводе ниже равновесного давления образования гидратов;
- в) ввод в газопровод веществ, препятствующих гидратообразованию;
- г) осушка газа перед подачей его в газопровод.

На магистральных газопроводах подогрев газа практически изменить невозможно и экономически нецелесообразно, так как он требует больших капитальных и эксплуатационных расходов. Применяется он на подземных хранилищах газа и небольших ГРС. В качестве подогревателей используют паровые теплообменники различных конструкций.

Снижение давления при образовании гидратной пробки приводит к разложению гидрата. Давление снижают следующим образом. Отключают участок газопровода, в котором образовалась пробка, и через продувочные свечи с обеих сторон пробки сбрасывают из него газ в атмосферу. Сбрасывать газ нужно постепенно, не допуская хотя бы незначительного перепада. Для этого на обводах кранов устанавливаются манометры, и между кранами создается надежная связь.

Ранее применялось одностороннее стравливание газа между одним из кранов и гидратной пробкой. Однако такой метод рекомендовать быть не может, так как имелись случаи, когда одностороннее давление газа с силой сдвигало пробку, и получался гидравлический удар, приводивший к повреждению крана.

Снижение давления дает положительный эффект при ликвидации гидратной пробки, образовавшейся при положительных температурах. При отрицательных температурах этот метод не дает результата.

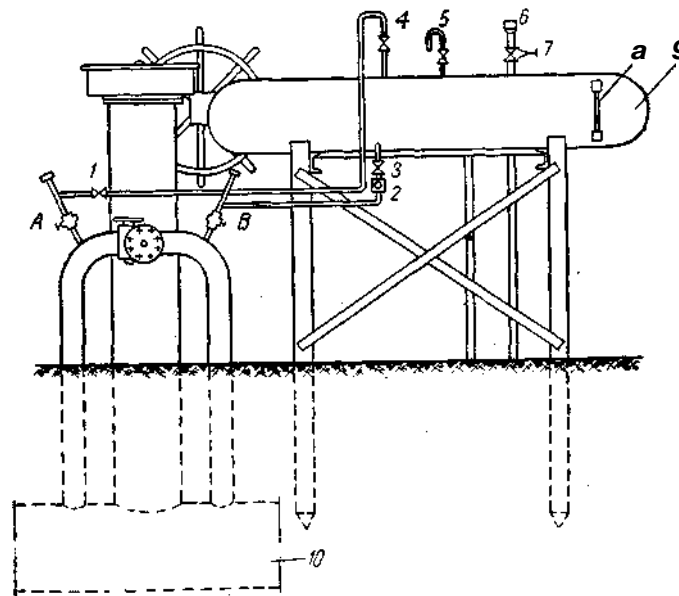


Рис. 53. Схема установки стационарной метанолящцы.

Чаще всего с гидратообразованием борются с помощью ингибиторов. В качестве ингибиторов могут применяться метиловый спирт (метанол), раствор диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтиленгликоля (ТЭГ) и раствор хлористого кальция. Ингибиторы, введенные в поток природного газа, частично поглощают водяные пары и переводят их в раствор, не образующий гидратов или же образующий их при более низких температурах.

Метанол (CH_3OH) получил широкое применение для борьбы с гидратами и применяется как для ликвидации уже образовавшихся гидратных пробок, так и для профилактических заливок с целью предупреждения гидратообразования. Метанол заливают при помощи метаноляниц — сосудов высокого давления емкостью 250—1000 л.

На рис. 53 приведена схема установки метаноляниц, применяемая на магистральных газопроводах. Особенность схемы состоит в том, что при установке метаноляниц у магистральных кранов на огражденной территории сбрасывать газ из газопровода не требуется.

Заправляют метанольницы следующим образом. При закрытых вентилях 1, 3 и 4 открывают игольчатый вентиль свечи 5 и сбрасывают из метанольницы газ. После этого, не закрывая свечи 5, открывают вентиль 7 и через наливную воронку 6 из автоцистерны в метанольницу перекачивают метанол. Свеча 5 обязательно должна быть открыта для выхода воздуха из метанольницы. После заправки метанольницы вентили 5 и 7 закрывают.

Для включения метанольницы в работу необходимо при открытых вентилях А и В открыть вентили 1 и 4 и давление в емкости метанольницы 9 сделать равным давлению в газопроводе 10. Затем следует открыть вентиль 3 и начать вводить метанол в газопровод. Количество метанола регулируется вентилем 3 и просматривается через стекла фонаря 2, а количество залитого в емкость определяют по уровнемеру 8.

В случае остановки метанольницы на длительное время вентили А, В, 1, 3 и 4 должны быть обязательно закрыты, а газ из метанольницы сброшен.

Перед установкой на газопроводе метанольницы должны быть испытаны давлением 1,25р_р.

Практика борьбы с гидратообразованием на магистральных газопроводах больших диаметров показала, что профилактическая заливка небольших количеств метанола через постоянно включенные метанольницы желаемых результатов не дает. Наибольший эффект получается при принудительной заливке в газопровод значительных количеств метанола (800—1200 л) в довольно сжатые сроки (1—2 ч).

Заливка метанола через манометрические штуцеры с созданием перепада на линейном кране производится в следующем порядке: кран в начале участка, на котором образовался перепад, прикрывается (или закрывается полностью, если позволяет режим газопередачи) до создания перепада давления на кране 7—10 кг/см².

Заправленная метанолом передвижная метанольница подключается через нижний сливной патрубок шлангом высокого давления к манометрическому штуцеру, на байпасе за краном (по ходу газа), а сверху также через шланг высокого давления подается газ под давлением от манометрического штуцера до крана. Метанол таким образом передавливается из метанольницы в трубу. При этом время заливки метанольницы емкостью 800 л составляет примерно 1 ч.

Существенный недостаток этого способа заключается в том, что заливка метанола требует значительного времени. Кроме того, манометрические штуцеры даже в процессе заливки часто забиваются гидратами или засоряются, что осложняет слив метанола в газопровод.

Заливка метанола в одну из ниток двухниточного перехода. В том случае, когда место гидратообразования расположено вблизи от двухниточного перехода (не далее 3—4 км), целесообразно заливать метанол через одну из ниток перехода, предварительно сбросив из нее газ.

Метанол заливается через свечу с помощью насоса. По окончании заливки требуемого количества метанола эта нитка перехода вклю-

чается в работу, а вторая отключается на несколько часов. После ликвидации завышенного перепада нормальный режим газопередачи восстанавливается и обе нитки включаются в работу.

Недостаток этого метода - непроизводительные **потери** газа при сбрасывании его в атмосферу.

Заливка метанола через манометрические штуцеры с применением компрессора высокого давления производится в следующем порядке: 'заполненная метанолом передвижная метанольница подключается при помощи шлангов высокого давления через нижний штуцер к манометрическому штуцеру крана, через верхний к компрессору высокого давления. Затем включается в работу **компрессор**, в метанольнице создается давление на 20-30 кг/см² больше давления в газопроводе, открываются вентили и метанол передавливается в газопровод. Контроль за давлением ведется по манометру, установленному на емкости. Также фиксируется и время окончания заливки (в момент опорожнения давление резко падает), время заливки 800 л метанола 20—25 мин.

Способ позволяет при небольшой затрате времени заливать в газопровод метанол без сброса газа.

К недостаткам способа относятся необходимость применения компрессора высокого давления и наличия квалифицированного персонала для обслуживания компрессора.

Заливка метанола в газопровод через специальные штуцера-отводы у магистральных кранов также производится из передвижной метанольницы.

Слив метанола производится самотеком; для ускорения слива можно создать перепад давления на магистральном кране.

Последовательность операции при заливке:

а) сливной патрубок передвижной метанольницы соединяется со штуцером-отводом (рис. 54) с помощью фланцевого соединения или другим способом, обеспечивающим герметичность;

б) в метанольницу подается давление через шланг высокого давления, соединяемый с манометрическим штуцером линейного крана;

в) открывается кран на штуцере, вваренном в газопровод, затем на сливном патрубке метанольницы и метанол передавливается в газопровод.

Длительность операции на одну емкость 800 л составляет 20 мин.

Естественно, что применение этого способа требует предварительной сварки штуцеров в газопровод.

Этот метод является наиболее эффективным, так как дает возможность быстрой заливки в газопровод больших количеств метанола без применения дефицитного оборудования (компрессоры высокого давления) и не требует дополнительного персонала для обслуживания.

При обращении с метанолом нужно проявлять большую осторожность и строго соблюдать Инструкцию о порядке получения от поставщиков, хранения, отпуска и заливки метанола в газопровод. Необходимо, чтобы каждый рабочий районного управления понимал,

какие опасности для жизни таит в себе небрежное отношение к метанолу.

Метанол — сильно ядовитая и легко воспламеняющаяся бесцветная жидкость, по вкусу и запаху напоминающая винный спирт. Небольшие количества метанола (10—15 г), выпитые человеком, вызывают тяжелые отравления организма, ведущие к слепоте и даже к смерти. Большие дозы метанола приводят к смерти.

К работе с метанолом, получению его от поставщиков, перевозке, хранению и заливке в газопровод допускаются только лица, прошедшие специальный инструктаж и проверку знаний о вредности метанола и мерах безопасности при работе с ним.

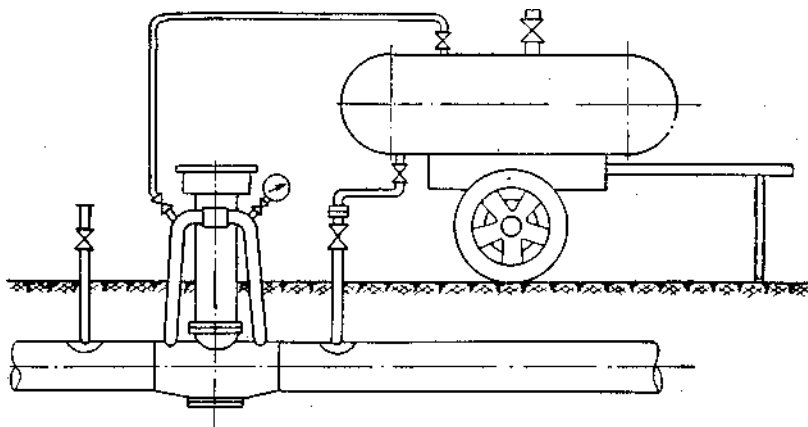


Рис. 54. Ускоренная заливка метанола в газопровод при помощи передвижной метанольницы.

В каждом РУ приказом начальника должно быть назначено постоянное ответственное лицо за использование метанола, в обязанности которого вменяется инструктаж всех работников, привлекаемых к получению от поставщиков, транспортировке, хранению и заливке метанола в газопровод, а также наблюдение за ведением метанольного хозяйства в РУ. Кроме того, приказом по РУ заведующий складом обязывается принимать метанол на склад, хранить и отпускать его со склада.

Лица, допускаемые к работе с метанолом, должны не менее двух раз в год проходить проверку знаний Инструкции о порядке получения от поставщиков, хранения, отпуска и заливки метанола в газопровод с обязательным оформлением результатов проверки.

Работы по ремонту емкостей, в которых хранится метанол (емкости на складе и на трассе, метанольницы и автоцистерны), разрешается производить только после полного освобождения их от метанола, тщательной промывки, пропаривания и анализа проб газовой среды, взятых из емкостей.

Приемка метанола от железной дороги и других поставщиков производится специальным уполномоченным, назначенным прика-

зом начальника РУ. Уполномоченный совместно с представителем железной дороги обязан проверить сохранность метанола, исправность тары и целостность пломб, а также обеспечить дальнейшую охрану метанола до приемки на склад РУ.

Слив метанола из цистерн разрешается производить только в герметически закрывающуюся металлическую тару с помощью насоса или самотеком. Применение ведер и сифонов запрещается. Слив должен производиться полностью без остатка в цистерне.

Для придания метанолу неприятного запаха и цвета необходимо:

1) на площадке слива метанола из железнодорожной цистерны перед отправкой автоцистерны на склад РУ залить в нее химические чернила или другой краситель темного цвета, хорошо растворяющийся в метаноле, из расчета 2—3 л красителя на 1000 л метанола;

2) по окончании перевозки (или в ходе заполнения емкости на складе РУ) ответственному за пользование метанолом в РУ, ответственному за приемку и перевозку метанола и заведующему складом с участием представителя местного комитета профсоюза произвести заливку в емкости одоранта (этилмеркаптана C_2H_5SH) из расчета 1 л на 1000 л метанола и 1% керосина, на что составить акт по специальной форме в трех экземплярах за подписью указанных выше лиц; акт утверждается начальником или главным инженером РУ.

Не реже одного раза в месяц главный инженер РУ совместно с начальником ремонтно-восстановительной службы, бригадиром аварийно-ремонтной бригады при участии представителя местного комитета профсоюза проверяют остаток метанола, его пахучесть и цвет. При обесцвечивании и недостаточно сильном запахе метанола в емкость добавляются одорант и краситель.

На складах метанол должен храниться в исправной металлической таре. Люки, лазы и устройства для слива должны постоянно находиться под пломбой. На емкостях должны быть предупредительные надписи, предусмотренные инструкцией. Емкость базисного склада должна быть не менее одной большегрузной железнодорожной цистерны.

Склад метанола должен быть огражден колючей проволокой, оборудован герметичным раздаточным устройством, обеспечен замерными устройствами и средствами пожаротушения. Входная дверь должна закрываться на замок и пломбироваться заведующим складом, а сам склад должен круглосуточно охраняться. Сохранность пломб на емкостях и входной двери фиксируется ежедневно в постовом журнале охраны.

При наличии дорог вдоль трассы газопровода, обеспечивающих проезд к местам заливки метанола в любое время года, промежуточные запасные емкости у домов линейных ремонтников не устанавливаются, а по мере необходимости метанол доставляется в автоцистернах и заливается в метанольницы.

При отсутствии дорог во избежание срывов транспортировки газа из-за несвоевременной подвозки метанола на трассе газопровода у метанольниц вблизи домов линейных ремонтников могут создаваться

необходимые запасы метанола. Емкости таких хранилищ метанола делают подземными и испытывают их давлением, равным испытательному давлению магистрали газопровода. Метанольница из промежуточной емкости заправляется перекачиванием метанола газом, подводимым из магистрали газопровода, или с помощью насоса.

Метанольницы и емкости для хранения метанола, расположенные на трассе газопровода, должны быть ограждены колючей проволокой, опломбированы и закрыты на замок. На метанольнице должны быть предупреждающие надписи и знаки.

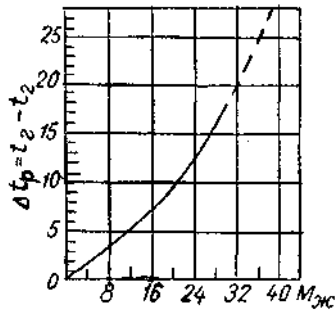


Рис. 55. Графики содержания метанола в воде.

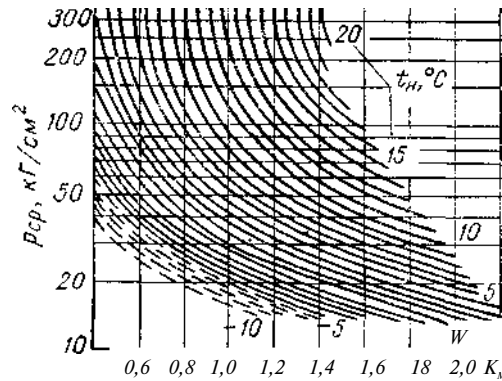


Рис. 56. Графики содержания метанола в паровой и жидкой фазах в зависимости от давления газа и температуры.

t_n — минимальная температура газа, K — отношение количества паров метанола к его содержанию в жидкости.

Все операции с метанолом должны производиться в строгом соответствии с Инструкцией о порядке получения от поставщиков, хранения, отпуска и заливки метанола в газопровод.

Приводим графики и последовательность расчета необходимого количества метанола для предупреждения гидратообразования природных газов по методике ВНИИгаза.

Температура гидратообразования определяется по графикам на рис. 52, количество метанола, насыщающего воду, сконденсировавшуюся из газа, — по графику на рис. 55, а количество метанола, содержащегося в газовой фазе, — по графикам на рис. 56. Подробная методика определения необходимого количества метанола приведена в табл. 20.

Наряду с метанолом для предупреждения образования и ликвидации гидратов в последнее время применяется также хлористый кальций CaCl_2 . Хлористый кальций значительно дешевле метанола, менее дефицитен. Кроме того, хлористый кальций не токсичен и работа с ним не опасна.

Однако приготовление раствора хлористого кальция требует сооружения специальной установки, в связи с чем применение его

Таблица 20. Методика расчета расхода метанола для предотвращения образования гидратов

Параметры	Метод определения
Давление газа в начале участка газопровода p_1, at	По замерам
Давление газа в конце участка газопровода p_2, at	То же
Среднее давление газа в газопровode $p_{\text{ср}}, \text{at}$	$p_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left(p_1 + \frac{p_2^2}{p_1 + p_2} \right)$
Температура насыщения газа парами воды $t_{\text{в}}, ^\circ\text{C}$	По замерам
Низшая температура, возможная в газопровode $t_{\text{н}}, ^\circ\text{C}$	То же
Влажосодержание неохлажденного газа $W_{\text{в}}, \text{г/м}^3$	По данным, приведенным в главе I
Влажосодержание холодного газа $W_{\text{н}}, \text{г/м}^3$	То же
Изменение влажосодержания газа $\Delta W, \text{г/м}^3$	$\Delta W = W_{\text{в}} - W_{\text{н}}$
Расход газа на участке газопровода $Q_{\text{сут}}, \text{тыс. м}^3/\text{сутки}$	По замерам
Количество жидкой воды, выделившейся из газа $G_{\text{ж. в}}, \text{кг/сутки}$	$G_{\text{ж. в}} = \Delta W Q_{\text{сут}}$
Относительная плотность газа Δ	На основе анализа
Температура образования гидратов $t_{\text{гид}}, ^\circ\text{C}$	На основе $p_{\text{ср}}$ и Δ по рис. 52
Необходимое снижение точки заморзания раствора $\Delta t, ^\circ\text{C}$	$\Delta t = t_{\text{гид}} - t_{\text{н}}$
Содержание метанола в воде $M_{\text{ж}}, \text{вес. \%}$	На основе Δt по рис. 55
Отношение количества паров метанола к его содержанию в жидкости $K_{\text{м}}, \text{г/вес. \%}$	На основе $p_{\text{ср}} - t_{\text{н}}$ по рис. 56
Концентрация метанола в газе $K_{\text{м. г}}, \text{г/м}^3$	$K_{\text{м. г}} = M_{\text{ж}} K_{\text{м}} \cdot 16 \cdot 10^{-3}$
Количество метанола, насыщающего жидкость $G_{\text{м. ж}}, \text{кг/сутки}$	$G_{\text{м. ж}} = \frac{G_{\text{ж. в}} M_{\text{ж}}}{100 - M_{\text{ж}}}$
Количество метанола, насыщающего газ $G_{\text{м. г}}, \text{кг/сутки}$	$G_{\text{м. г}} = Q_{\text{сут}} K_{\text{м. г}}$
Количество метанола, вводимое в газопровод $G_{\text{м}}, \text{кг/сутки}$	$G_{\text{м}} = G_{\text{м. ж}} + G_{\text{м. г}}$
Удельный расход метанола $q_{\text{м}}, \text{г/м}^3$	$q_{\text{м}} = \frac{G}{Q_{\text{сут}}}$

в трассовых условиях очень затруднено. Поэтому в настоящее время хлористый кальций на магистральных газопроводах не применяется, а находит широкое применение для предупреждения и ликвидации гидратных пробок на газовых промыслах и подземных хранилищах газа. Он может быть также использован на установках по осушке газа.

§ 5. ОЧИСТКА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Как уже отмечалось, эффективность работы газопровода во многом зависит от чистоты внутренней поверхности трубы. При гладких стенках труб пропускная способность газопровода приближается к расчетной. Если же внутренняя поверхность трубы загрязнена, то производительность газопровода снижается, а перепад давления на этом участке увеличивается.

Во время эксплуатации газопроводов необходимо следить за отложением в них механических примесей, воды, конденсатов, тяжелых углеводородов, турбинного и солярового масел и др. Особенно необходимо следить за внутренней загрязненностью поверхности газопровода, перекачивающего газ, содержащий сероводород. В этих случаях внутри газопровода может образовываться и скапливаться пирофорная пыль.

После окончания строительства газопроводов при недостаточно тщательной продувке в них остается много воды, песка и грязи.

При эксплуатации газопроводов вода, скапливающаяся в низких местах, в осенне-зимний период способствует возникновению гидратных и ледяных пробок, что также вызывает значительное сокращение пропускной способности, а в некоторых случаях и полную закупорку газопровода.

Меры, принимаемые для борьбы с гидратообразованием, и удаления из газопровода конденсата не приводят к полной очистке его; значительная часть загрязнений остается в газопроводе. Поэтому для более полного удаления загрязнений необходимо периодически (желательно в летний период) очищать внутреннюю поверхность газопровода продувкой отдельных участков газом и с применением ерша или без него.

Эксплуатационная продувка газопровода — это большое и сложное мероприятие, связанное с остановкой газопровода и сбрасыванием в атмосферу большого количества газа. В связи с этим продувки должны производиться на основании накопленных и обработанных эксплуатационных данных. Предварительно должны быть проведены работы по обследованию газопровода, в результате которых определяются перепады давления, коэффициенты гидравлического сопротивления и коэффициенты эффективности всех участков газопровода.

Продувки газопровода в период его эксплуатации во многих случаях проводят без применения ерша. Вырезку из газопровода катушки и установку продувочного патрубка для продувки без остановки газопередачи проводят на участках, имеющих двухниточные переходы (в поймах рек, на переходах через болота, КС и др.). На двухниточных газопроводах, имеющих перемишки, патрубки можно врезать в любом месте.

Работы по продувке производятся в приведенной ниже последовательности (рис. 57):

- 1) основная нитка перехода перекрывается кранами 1 и 3, газ передается по резервной нитке перехода. Из основной нитки газ сбрасывается и производится установка продувочного патрубка 2;
- 2) перекрываются краны B и 5, открывается кран 1 и продувается участок газопровода между кранами B и 1;
- 3) открывается кран B и производится продувка газопровода на всем участке от крана A до крана 1;
- 4) для окончательной продувки всего участка газопровода открывается кран A;
- 5) после окончания продувки (продувка производится до выхода чистого газа) кран-1 закрывается, открывается кран 5, и газ направляется по обводному газопроводу;

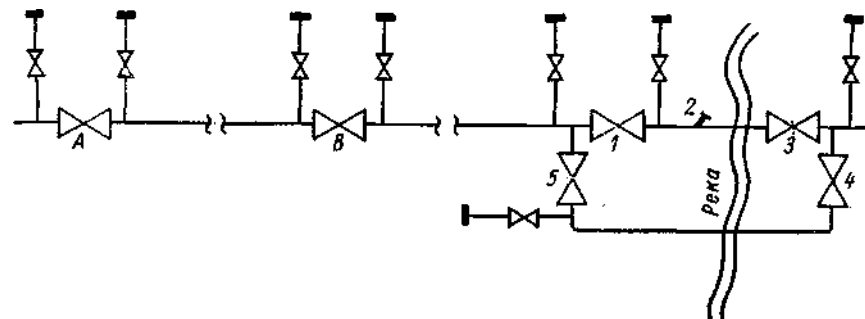


Рис. 57. Схема эксплуатационной продувки газопровода,

- 6) вырезается продувочный патрубок, вваривается катушка и открываются краны 1 и 3.

Таким образом, при этом методе перекачка газа по газопроводу прекращается только на время продувки (3—4 ч), так как во время производства огневых работ газ передается по резервной нитке. На сильно загрязненных участках, а также в местах, где расстояние между речными переходами значительное, изменяют направление патрубка на обратное и продувают оба прилегающие к переходу участка как по ходу газа, так и с обратной стороны.

Эксплуатационная продувка газопровода с ершем производится реже и лишь на отдельных участках газопровода между кранами.

При эксплуатационной продувке газопроводов должен соблюдаться определенный порядок работ, обеспечивающий их четкое и безопасное проведение. Перекрываемые краны магистрального газопровода с местом продувки соединяются надежной телефонной или радиосвязью. Место продувки охраняется специальными постами. Принимаются меры к недопущению образования в трубе взрывоопасной газозелдушной смеси.

Перед началом работ составляется инструкция, в которой подробно должны быть указаны все этапы работы и мероприятия, обеспечивающие безопасность проведения работ. Инструкция утверждается главным инженером управления магистральных

газопроводов и согласовывается с газовой инспекцией. Весь персонал, участвующий в продувке, должен строго соблюдать инструкцию.

Иногда, в особенности в первый период эксплуатации газопровода, вследствие замерзания оставшейся в газопроводе воды образуются ледяные пробки. Если образовавшаяся пробка не поддается растворению метанолом, приходится применять подогрев. Подогрев газопровода является несовершенной и опасной операцией, поэтому применять его можно лишь в самых крайних случаях.

Подогрев производят следующим образом. В предполагаемом месте образования пробки отрывают котлован. В трубе после предварительного снижения давления до 60—80 мм вод. ст. просверливают отверстие и нарезают метчиком резьбу, в которую ввертывают штуцер с игольчатым вентилем. К вентилю присоединяют шланг с длинной трубкой на конце. Зажигают выходящий из отверстия газ, количество которого регулируется вентилем, и прогревают трубу до полного растворения ледяной пробки. Если ледяная пробка имеет большую длину, то просверливают несколько отверстий и прогрев производят в нескольких местах. После окончания прогрева в отверстие загоняется металлический чопик, который затем обваривается.

Так как при обогреве полностью сгорает изоляция, то после окончания работ ее следует нанести заново.

Для предупреждения образования пробки и засорения газопровода необходимо тщательно следить за работой пылеуловителей и конденсатосборников, периодически продувать пылеуловители, а скапливающуюся в водосборниках влагу систематически (по графику) выдувать из газопровода. Также необходимо следить за нормальной работой установки по осушке газа на головных сооружениях.

Тщательное наблюдение за режимом работы газопровода — необходимое условие для предупреждения его засорения и обеспечения работы на полную пропускную способность.

§ 6. РАСЧИСТКА ТРАССЫ ГАЗОПРОВОДА ОТ КУСТАРНИКОВ ПРИ ПОМОЩИ ГЕРБИЦИДОВ

Корневая система некоторых сорных трав и кустарников, проникая в грунт на глубину укладки газопровода, в ряде случаев повреждает битумное покрытие, что влечет за собой усиленную коррозию металла, образование каверн, свищей и т. д. До последнего времени борьба с травами и кустарниками проводилась вручную, путем вырубki кустарника, скашивания сорных трав и вспашки полосы отвода с последующим посевом¹ на ней клевера, люцерны и других трав. Однако этот метод оказался малоэффективным.

Поэтому в настоящее время на всех магистральных газопроводах работы по ликвидации кустарников и сорных трав ведутся при помощи химических средств — гербицидов, которые, попадая на листья кустарника, распространяются по веткам и стволу к корневой си-

стеме и нарушают жизнедеятельность клеток растений, вследствие чего происходит прекращение роста кустарника.

При опрыскивании гербицидами в токсических дозах отравление растения происходит через несколько часов, а через пять-семь дней после опрыскивания начинается скручивание листьев, изгибание молодых побегов, постепенное их побурение и засыхание. Через 3—4 года стволы кустарников и их корневая система гнивают.

Основными преимуществами расчистки трасс при помощи гербицидов по сравнению с другими методами являются:

- а) увеличение производительности и качества расчистки трасс;
- б) возможность применения для работы высокопроизводительных механизмов;
- в) возможность использования расчищенной химическим способом трассы газопровода под посев сельскохозяйственных культур, под пастбища и сенокосные угодья.

Древесно-кустарниковая растительность опрыскивается различными химикатами: хлоратами, роданистыми солями, препаратами 2,4-Д, сульфаматами, производными карбаминовой кислоты, производными мочевины и др.

В нашей стране наибольшее распространение получили препараты 2,4-Д бутиловый эфир, аминная соль, натриевая соль и сульфат аммония. Ниже приводятся характеристики этих препаратов и область их применения.

Бутиловый эфир — густая бурая маслянистая жидкость, содержит в техническом продукте от 40 до 60% действующего вещества. В качестве эмульгатора к нему добавляется смачиватель (ОП-7 или ОП-10), увеличивающий эффективность и растворимость препарата.

Препарат нерастворим в воде, но образует с ней эмульсию молочно-белого цвета. Для опрыскивания растений бутиловый эфир применяется в виде эмульсии или в виде раствора в дизельном топливе с водой.

Бутиловый эфир быстро проникает внутрь растений. Дождь, выпавший даже сразу после обработки кустарника бутиловым эфиром, практически не снижает его токсичного действия.

Из выпускаемых в настоящее время гербицидов бутиловый эфир по своему действию на древесную растительность является наиболее токсичным препаратом.

Бутиловый эфир 2,4,5-Т по своим свойствам близок к бутиловому эфиру 2,4-Д, но более сильный по токсическим свойствам. Представляет собой густую маслянистую жидкость, содержащую 40—50% действующего вещества. Применяется, как и бутиловый эфир 2,4-Д, для уничтожения древесной и кустарниковой растительности.

Аминная соль — бурая жидкость, содержит около 50% действующего вещества, хорошо растворяется в воде. Аминная соль действует на растения медленнее бутилового эфира. При выпадении дождя в течение 3 ч с момента опрыскивания действие препарата на кустарник снижается, и в этих случаях обработку нужно повторить.

Натриевая соль — серый или розовый порошок, содержащий от 65 до 80% действующего вещества. Препарат применяется в водном растворе, причем растворимость препарата в воде составляет всего 3—3,5%. Натриевая соль проникает в растения медленнее бутилового эфира и аминных солей, поэтому при выпадении дождя раньше чем через 6 ч после обработки кустарника натриевой солью опрыскивание следует повторить. Она слабее других действует на древесную растительность, поэтому рабочий раствор должен быть большей концентрации, чем бутилового эфира и аминных солей.

Натриевую соль 2,4-Д рекомендуется применять только для борьбы с наиболее чувствительными листовыми породами (береза, ольха, ива). На осину, сосну и другие устойчивые породы она оказывает слабое действие, поэтому против них применять натриевую соль не следует.

Сульфат аммония — кристаллическое вещество (порошок) белого или желтого цвета, хорошо растворяется в воде, не летуч, обладает большой гигроскопичностью. В техническом продукте действующего вещества 70—90%.

Таблица 21. Дозировка препаратов по действующему веществу (началу), кг/га, в зависимости от состава и густоты обрабатываемой растительности

Преобладающие породы	Бутиловый эфир 2,4-Д		Аминные соли 2,4-Д		Натриевая соль 2,4-Д		Сульфат аммония	
	Высота смешанного кустарника, м							
	до 3	до 5	до 3	до 5	до 3	до 5	до 3	до 5
Береза, ива на пойменных землях, ольха: редкая поросль	2,4	3,0	2,8	3,4	3,5	4,2	Не рекомендуется	
	2,7	3,3	3,2	3,8	3,8	4,6		
Ива на переувлажненных землях, осина (высотой до 3 м), черемуха, рябина, сосна (высотой до 2 м): редкая поросль	4,0	5,0	4,5	5,5	Не рекомендуется		150	200
	4,5	5,5	5,0	6,0			175	225
Хвойные породы (сосна, ель) и устойчивые листовые породы (липа, дуб, крушина, осина выше 3 м и др.): редкая поросль	5,0	6,0	Не рекомендуется				250	300
	5,5	6,5					275	350
редкая поросль	6,0	7,0	»				300	400

Таблица 22. Расход рабочего раствора (эмульсии) препаратов, л/га, в зависимости от состава и густоты обрабатываемой растительности

Преобладающие породы	Водная эмульсия бутилового эфира 2,4-Д				Водные растворы							
	с добавкой без добавления дизельного топлива		с добавкой дизельного топлива		аминных солей 2,4-Д		натриевой соли 2,4-Д		сульфата аммония			
	до 3	до 5	до 3	до 5	до 3	до 5	до 3	до 5	до 3	до 5		
Береза, ива на пойменных землях, ольха: редкая поросль	300	375	Не рекомендуется		350	425	440	525	Не рекомендуется			
	340	410			390	475	475	575				
	375	450			425	525	525	625				
Ива на переувлажненных землях, осина (высотой до 3 м), черемуха, рябина, сосна (высотой до 2 м): редкая поросль	400	500	»		420	Не рекомендуется		750	1000			
	450	550			320			360	360	440	875	1100
	500	600			400			400	400	500	1000	1250

Сульфат аммония является эффективным препаратом против различных пород кустарника, в том числе против хвойных пород, но в больших дозах (150—400 кг/га). Недостатком этого препарата является трудность перевозки его на трассу в связи с большими дозировками. Поэтому сульфат аммония для массового применения при расчистке трассы газопроводов не рекомендуется, за исключением обработки небольших участков.

Смачиватели ОП-7 и ОП-10 выпускаются промышленностью в виде жидкости и пасты желтоватого цвета, образующими при разведении в воде мыльный раствор различной консистенции. Для обработки кустарников дозировка препаратов, а также раствор рабочего раствора устанавливаются в зависимости от состава и высоты кустарника.

В табл. 21 приводится дозировка препаратов по действующему веществу, а в табл. 22 — расход рабочего раствора препаратов.

Следует особо обращать внимание на правильную дозировку действующего вещества, так как содержание его в каждой партии препарата может быть различным.

Пересчет дозировки производят по формуле

$$D_{\tau} = \frac{D_n}{C} \cdot 100 \%,$$

где D_{τ} — дозировка технического препарата, кг/га; D_n — принятая дозировка по действующему веществу, кг/га; C — содержание действующего вещества в техническом препарате, %.

Опрыскивание растений

Обычно нет необходимости в сплошной обработке гербицидами всей полосы участка газопровода, так как имеются места, на которых нет сорняков и опрыскивание не требуется. Обычно весной проводится тщательный осмотр трассы и выбираются места, подлежащие опрыскиванию. Определяются границы опрыскиваемых участков, их протяженность, площадь, после чего определяются необходимое количество гербицидов, требуемых для опрыскивания, трудозатраты, количество часов работы механизмов и т. д.

Наиболее благоприятный период для опрыскивания растений для средней полосы и районов северо-запада июнь — июль месяцы, т. е. период полного развития листьев.

Время суток для опрыскивания большого значения не имеет, но все же лучше проводить его в ясные солнечные дни в утренние часы с 3 до 10 ч утра, а в вечерние — с 16 ч и до захода солнца.

Для больших площадей успешно используют самолеты, однако для опрыскивания узкой полосы трассы газопровода самолеты применяться не могут.

Для химобработки древесно-кустарниковой растительности на трассах магистральных газопроводов могут применяться опрыскиватели самых различных конструкций, в частности различные модифи-

кации опрыскивателя ОНК. Наиболее мощный и производительный из них ОНК-100 смонтирован на тракторе КДП-35 и имеет два резервуара для раствора химиката общей емкостью 800 л.

В настоящее время на магистральных газопроводах используется вентиляторный тракторный опрыскиватель ОВТ-1, работающий в прицепе с тракторами КД-35, КДП-35 и «Беларусь». В состав его входят бак емкостью 1200 л, распылители, насос, вентилятор и другое оборудование. Опрыскиватель работает от вала отбора мощности трактора и обслуживается одним человеком.

В последнее время применяется аэрозольный метод химической обработки растений. Для этой цели отечественной промышленностью созданы мощные аэрозольные генераторы АГ-Л6, АГ-УД-2 и др.

При химической обработке трассы газопровода аэрозольный генератор АГ-Л6 устанавливается в задней части кузова грузового автомобиля или же на прицепной тележке трактора. Основными узлами аэрозольного генератора являются двигатель, воздушный нагнетатель с фильтрами, приемник рабочего раствора, дозирующий кран, угловой насадок. В кузове автомобиля или на прицепной тележке трактора находятся бочки с рабочим раствором. Рабочая жидкость подается из бочек при помощи приемника через соединительный резиновый шланг.

Обработка небольших площадей может производиться ручным ранцевым диафрагмовым опрыскивателем типа ОРД с емкостью резервуара 14 л. Вес аппарата без жидкости 8,6 кг, время опорожнения 25 мин.

При работе с гербицидами, предназначенными для опрыскивания древесно-кустарниковой растительности на трассе газопроводов, необходимо соблюдать правила техники безопасности.

Работы по опрыскиванию производятся под непосредственным руководством работника, назначенного приказом по районному управлению, отвечающего за безопасное и качественное их исполнение.

О предстоящих работах по опрыскиванию должно быть оповещено местное население, сельские советы, колхозы, совхозы и предприятия, расположенные вблизи трассы. В оповещении должны быть указаны участки, подлежащие обработке, а также меры предосторожности, которые должны быть приняты колхозами, совхозами и другими предприятиями.

На обработанной полосе не разрешается в течение 25 дней пасти скот и до конца сезона не разрешается собирать грибы и ягоды.

Необходимо очень серьезно подходить к подбору рабочих на работы по опрыскиванию трассы гербицидами. Не допускаются к работе лица, страдающие расстройством нервной системы, психическими расстройствами, заболеваниями почек, сердца, желудочно-кишечного тракта и др. Перед началом работ все рабочие, участвующие в работе с гербицидами, должны пройти медицинское освидетельствование,

Лица, допущенные к работе с гербицидами, должны быть снабжены необходимыми средствами индивидуальной защиты: респираторами с противогазными патронами Ф-46, защитными очками марки

ТС-1, комбинезонами или хлопчатобумажными костюмами, резиновыми сапогами и перчатками, нарукавниками и фартуками из водонепроницаемой ткани типа перхлорвинила. При работе с натриевой солью и сульфатом аммония применение респираторов с противогазными патронами не обязательно.

Средства индивидуальной защиты должны ежедневно подвергаться проветриванию, очистке и не реже двух раз в неделю дегазации, хранятся они в специальном закрытом помещении; категорически запрещается уносить их домой.

Более подробно правила техники безопасности по работе с гербицидами изложены в Инструкции по соблюдению правил техники безопасности при работе с гербицидами, которую необходимо перед началом работ хорошо изучить и строго соблюдать.

§ 7. ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Каждое районное управление должно иметь полную техническую документацию на линейную часть газопровода. Она состоит из документов, составленных в период строительства и переданных РУ строительной организацией при сдаче газопровода в эксплуатацию, а также из документов, составленных в период его эксплуатации.

Примерный перечень документов, принимаемых от строителей при сдаче газопровода в эксплуатацию:

а) исполнительные чертежи линейной части газопровода и всех сооружений на нем, с нанесенными на них всеми отклонениями и изменениями от проекта;

б) сертификаты на трубы; документы, которые выдает завод-изготовитель на каждую партию поставляемых труб;

в) сертификаты на сварочные материалы (электроды, сварочная проволока);

г) документация на сварщиков; перечень лиц, выполнявших сварочные работы, копии их удостоверений, формуляры сварщиков;

д) документация на сварочные работы: журналы сварочных работ, заключения лабораторий по сварочным испытаниям, журналы регистрации результатов контроля сварных стыков физическими методами;

е) паспорта на изоляционные материалы (битум, полимерные пленки, наполнители, оберточные материалы);

з) журналы изоляционных работ (очистка, нанесение грунтовки, выполнение изоляции);

и) акты на укладку газопровода и засыпку траншеи;

к) акты на гидравлическое испытание монтажных узлов, конденсатосборников, метанольниц и др.;

л) документация на переходы газопровода через водные преграды; акты на гидравлическое испытание участков I категории, на изоляцию, на приемку траншеи, акты, констатирующие укладку необходимого количества утяжеляющих грузов, ведомость промеров глубины заложения;

м) акты на устройство и приемку устройств электрохимической защиты газопровода;

н) паспорта на установленную запорную арматуру;

о) акты на продувку газопровода и испытание его на прочность и плотность;

п) ведомость допущенных отступлений от проекта с приложением документации по согласованию и разрешению;

р) ведомость недоделок с указанием сроков окончания работ.

Для повседневной работы в период эксплуатации районное управление должно иметь следующую документацию:

а) план трассы газопровода и ответвлений, нанесенный на географическую карту 1 : 600 000 или 1 : 1 000 000; план трассы нужен для изучения и разработки маршрутов проезда в различное время года на трассу газопровода и на газораспределительные станции;

б) подробная схема трассы газопровода в пределах районного управления, на которой наносятся все нитки газопровода, отводы, лупинги с указанием диаметров и толщины стенки труб; на схеме наносятся пикеты (или километраж), запорная арматура, конденсатосборники, пересекающие газопровод подземные сооружения (электрические кабели, кабели связи, различного рода трубопроводы и др.), надземные сооружения (линии связи, линии электропередач), переходы через водные препятствия, болота, шоссе и железные дороги, а также участки газопровода с малым заглублением;

в) схема защиты газопровода от коррозии, на которой указывается тип изоляции отдельных участков газопровода, расположение катодных станций, участки дренажной и протекторной защиты, изолирующие фланцы, катодные выводы;

г) разделы СНиП, касающиеся магистральных газопроводов, правила техники безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов, правила проектирования и сооружения газопроводов и др.;

д) инструкция о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на газовых промыслах и магистральных газопроводах, утверждаемая Мингазпромом СССР;

е) ведомость труб аварийного запаса с указанием места их нахождения, диаметра, толщины стенки и количества;

ж) инструкция для персонала всех служб районного управления;

з) порядок оповещения и сбора членов бригады в случае аварии, утвержденный главным инженером управления;

и) акты на произведенные ремонтные работы;

к) в домах линейных ремонтников должны иметься подробные схемы их участков трассы (выкопированные из общей трассы газопровода и начерченные в большом масштабе), на которых указаны род и тип изоляции на различных участках, нумерация столбов линии связи, участки газопровода, засеиваемые и обрабатываемые сельхозорганизациями, дороги и мосты, пролегающие вдоль трассы, участки протекторной защиты.

РЕМОНТ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Ремонтные работы на газопроводах делятся на плановые и внеплановые (аварийные).

Планово-предупредительный ремонт проводится в соответствии с ранее установленным планом ремонтных работ, внеплановый — при возникновении разного рода аварий и повреждений газопровода и арматуры. Плановые ремонтные работы на магистральных газопроводах делятся на текущий, средний и капитальный ремонты. Все виды ремонтов на трассе газопровода производятся персоналом ремонтно-восстановительной службы, за исключением общестроительных работ, выполняемых ремонтно-строительной группой (цехом) района, и больших объемов капитального ремонта, производимого по договорам специализированными строительно-монтажными организациями.

Чтобы судить о необходимости ремонтных работ на том или ином участке, нужно предварительно обследовать газопровод и его сооружения. Перед началом ремонтных работ необходимо получить данные о состоянии наружной и внутренней поверхности труб, сооружений газопровода (конденсатосборников, метанольниц, запорной арматуры), зданий и строений, противокоррозионной изоляции, электрической защиты, переходов через водные препятствия, железные и шоссейные дороги и др.

В отличие от осмотра трассы газопровода и полосы отвода, производимого в течение всего года линейными ремонтными бригадами без каких-либо особых затрат и усилий, предремонтный осмотр требует производства земляных работ, специального оборудования и приборов и поэтому проводится весной после оттаивания и просыхания грунта.

Результаты обследования газопровода оформляются соответствующими актами и записями в журналах и, являясь первичными документами, служат основой для составления планов и графиков ремонта.

§ 1. ТЕКУЩИЙ И СРЕДНИЙ РЕМОНТ

Текущий и средний ремонт производится по ранее разработанному графику. Все работы выполняются ремонтно-восстановительными службами с привлечением линейных обходчиков-ремонтников в свободное от обходов время.

В табл. 23 приводится перечень ремонтных работ и межремонтные сроки, относящиеся к текущему и среднему ремонту.

Таблица 23. Перечень работ текущего и среднего ремонтов

Перечень работ	Сроки	Исполнители
Ревизия и ремонт линейных кранов, задвижек, конденсатосборников, метанольниц и другого оборудования и арматуры, расположенных на газопроводе	Ежегодно летом	Ремонтно-восстановительная служба
Ремонт линейных колодцев, катодных выводов, километровых знаков, колонок редуцирования и др.	То же	То же
Ликвидация мелких утечек газа (свищей, трещин), выявленных на обходах и осмотрах газопровода	»	»
Подготовка газопровода к работе в зимних условиях	»	»
Подготовка к весеннему паводку и послепаводковые работы (кроме работ, проводимых за счет капитального ремонта)	Одни раз в год после весеннего паводка	»
Обработка полосы отвода гербицидами для удаления сорняков	Ежегодно летом	»
Рытье шурфов и осмотр состояния изоляции и поверхности металла труб по специальному графику	То же	»
Ремонт средств электрохимической защиты от почвенной коррозии и блуждающих токов	»	Служба катодной защиты при помощи РВС
Ремонт воздушной линии и кабельной связи и линейного оборудования связи	»	Служба связи
Ревизия и ремонт технического оборудования ГРС	»	Ремонтно-восстановительная служба, служба КИП
Содержание в надлежащем порядке аварийного запаса труб, очистка и праймирование их, смазка внутренних поверхностей, ремонт стеллажей и др.	»	Ремонтно-восстановительная служба

Ликвидация мелких утечек газа

Свищи в большинстве случаев не прогрессируют, поэтому авария их производится обычно летом при плановых ремонтах газопровода. Как правило, ликвидируются все мелкие утечки, обнаруженные в течение года, так как производить сбрасывание газа, а следовательно, прекращать перекачку газа, из-за каждого свища нецелесообразно. Однако в отдельных случаях встречаются прогрессирующие свищи, которые вследствие непрекращающейся эрозии металла

могут достигнуть значительных размеров. В этих случаях свищи приходится заваривать немедленно.

Если свищ в сварном стыке появился в результате коррозии, то необходимо тщательно обследовать состояние всего стыка и решить вопрос о методе ликвидации утечки газа.

Трещины могут образовываться в поперечных и продольных сварных швах труб и в самом теле трубы в результате некачественной сварки стыков или же появления в металле местных напряжений при недостаточной пластичности металла. Трещины на сварных швах или теле трубы являются местами концентрации напряжения, что значительно снижает прочность газопровода и может привести к его разрыву.

Внешние признаки утечки газа через небольшие трещины (20—30 мм) аналогичны признакам по обнаружению свищей. Образование больших трещин сопровождается, как правило, выбросами грунта и шумом выходящего из земли газа.

Работы, связанные со вскрытием и осмотром мест утечек, являются газоопасными и должны выполняться в соответствии с Правилами техники безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов. Земляные работы разрешается производить только вручную, при этом давление должно быть ниже рабочего не менее чем на 30%. Окончательная очистка трубы от грунта производится осторожно, без ударов по трубе. Этой работой руководит начальник РВС или линейный мастер. Противокоррозионную изоляцию снимают с трубы медными или обмедненными скребками.

Заварка стыков и трещин допускается только электродами типа Э-42А и Э-50А. Свищи в сварных стыках и в теле трубы заваривают после предварительной их разделки под сварку.

В стыках разрешается заварка трещин длиной меньше 50 мм. Такие трещины вырубают, засверливают по краям, тщательно зачищают и заваривают в несколько слоев. Вырубку производят за края трещины не менее чем на 30 мм с каждой стороны. Если в стыке имеются трещины длиной более 50 мм, стык из газопровода удаляют и вместо него вваривают катушку.

Перед началом слесарных и сварочных работ ремонтируемый участок отключают линейными кранами или задвижками от остального газопровода, а газ из дефектного участка через свечи сбрасывают в атмосферу до избыточного давления газа в газопроводе 20 — 50 мм вод. ст.

После окончания работ участок продувается через свечи и газопередача восстанавливается.

§ 2. РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ГАЗОПРОВОДОВ

Ремонт запорной арматуры

Для обеспечения хорошей и длительной работы запорной арматуры и ее герметичности необходимо соблюдать правила эксплуатации оборудования, описанные в гл. IV. Значительное количество

неисправностей и повреждений в кранах происходит из-за неправильной их эксплуатации.

В табл. 24 приводится перечень возможных повреждений и неполадок в кранах с ручным и пневматическим приводом и способы их устранения.

В задвижках наибольшее число неисправностей связано с сальниковыми устройствами, уплотнительными органами и фланцевыми соединениями.

Таблица 24. Неисправности в кранах с ручным и пневматическим приводом и способы их устранения

Возможные неполадки	Способы устранения
Нарушена герметичность затвора	Проверить качество специальной смазки в ее соответствие температурному режиму Набить кран смазкой, проверить давление ее в мультипликаторе, при необходимости отремонтировать мультипликатор Поджать пробку регулировочным винтом с проверкой на легкость поворота При невозможности устранить негерметичность снять кран для ремонта уплотнительных поверхностей
Усилие на маховике больше 50 кг	Отжать пробку крана набивкой смазки под давлением
Задир уплотнительных поверхностей и поверхностей кинематических пар	Снять кран для разборки и устранения задиров
Примерзание пробки к корпусу (повышенная влажность)	Отогреть кран и отжать пробку крана набивкой смазки под давлением
Много времени затрачивается на перекрывание	Проверить герметичность уплотнительных колец пневмопривода, при необходимости произвести их замену Очистить фильтр Устранить обнаруженные задиры кинематических пар При задирах цилиндра пневмопривода снять пневмопривод и устранить задиры Проверить узел управления
Мультипликатор не дает необходимого давления смазки	Проверить герметичность уплотнительных колец мультипликатора, при необходимости произвести их замену При задирах цилиндра снять мультипликатор и устранить задиры
Кран полностью не перекрывается	Отрегулировать конечный выключатель с поводками
Узел управления не срабатывает	Снять и отремонтировать

Основными работами при ремонте задвижек являются восстановление изношенных или разрушенных уплотнительных поверхностей затвора, ремонт шпинделя, ремонт деталей сальникового устройства (грундбоксы, втулки, крышки), восстановление резьбы шпилек, заварка в корпусе задвижек трещин, каверн, подтяжка фланцевых соединений и др.

При ремонте задвижек наиболее трудным является восстановление уплотнительных поверхностей. Они работают в сложных условиях, так как испытывают большие удельные давления, подвергаются износу от трения и коррозии. Коррозия разрушает гладкие притертые поверхности колец, что приводит к нарушению герметичности задвижек. Ремонт уплотнительных поверхностей задвижек производится методом наплавки разъединенных коррозией участков с последующей их притиркой сначала крупнозернистыми порошками, а затем микропорошками.

Ремонт метанолющ и конденсатосборников

Текущий и средний ремонт должен производиться ежегодно. Перед началом ремонта оборудование тщательно осматривают и составляют дефектную ведомость. При ремонте производится очистка и окраска корпуса, фундаментов, подводящих и соединительных трубок, ревизия арматуры, набивка сальников, устранение подтеков и утечек газа.

В капитальный ремонт входят гидравлическое испытание и сдача сосудов высокого давления инспекции Госгортехнадзора; полная ревизия всех задвижек, кранов и вентилях и частичная их замена, ремонт и замена КИП, ремонт изоляции и другие работы.

При ремонтах метанолющ и конденсатосборников особое внимание следует обращать на исправность задвижек и вентилях, имеющих на данном оборудовании, так как от герметичности запорной арматуры зависит нормальная работа сосуда. Ремонт вентилях заключается в основном в притирке седел клапанов для восстановления их герметичности. Мельчайшие шероховатости на поверхности уплотнительных деталей (седел, клапанов) притираются с помощью специальных абразивных материалов (микропорошков марок М-10, М-14, М-20, М-28). Для доводки применяются мягкие порошки, изготовленные из окиси железа и окиси хрома, а также паста ГОИ.

§ 3. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ГАЗОПРОВОДОВ

Капитальный ремонт магистрального газопровода и его объектов выполняется по графику, разработанному управлением газопровода, и в соответствии с техническими условиями на производство работ, утвержденными Главным управлением по эксплуатации магистральных газопроводов. Ассигнования на капитальный ремонт выделяются централизованно за счет амортизационных отчислений.

Капитальный ремонт включает в себя замену пришедших в негодность арматуры и участков трубы, ремонт подводных переходов,

Таблица 25• Перечень работ, входящих в состав капитального ремонта, и межремонтные сроки

Работы	Сроки	Исполнители
Ремонт магистрали газопровода с частичной заменой изношенных труб, заваркой каверн и частичной заменой изоляции-	По мере износа	Ремонтно-восстановительная служба (РВС) с привлечением строительно-монтажных организаций
Ремонт линейных узлов с заменой кранов, задвижек и др.	То же	РВС
Обследование состояния переходов через водные преграды (реки, озера, пруды, каналы и т. д.)	Один раз в два года	По договору с управлением подводно-технических работ
Ремонт переходов через водные преграды	По мере надобности	То же
Ремонт линии связи с частичной заменой столбов, проводов и т. д.	Ежегодно	Служба связи
Ремонт проездов мостов, насыпей понтонных переправ, лодок, паромов и т. д.	По мере надобности	РВС
Рытье водоотводных канав, засыпка размытых мест после паводка; устройство береговых укреплений на переходах через водные преграды, балки, овраги и т. д.	То же	То же
Ремонт объектов электрозащиты от коррозии с заменой анодных заземлений, протекторов, электродренажных линий и др.	Через 8—12 лет	Служба по катодной защите и РВС
Ремонт коммуникаций и арматуры на КС с заменой изношенных труб и арматуры	По мере надобности	РВС и персонал компрессорного цеха
Ремонт коммуникаций, запорной и регулирующей арматуры ГРС с заменой изношенной арматуры и трубопроводов	То же	РВС, операторы ГРС, персонал службы КИП
Ремонт КИП, расположенных на ГРС и на трассе газопровода	»	Служба КИП
Выполнение организационно-технических мероприятий в соответствии с утвержденным планом	Ежегодно	Все службы в соответствии с планом
Ремонт домов линейных ремонтников, газовых коммуникаций, колонок, редукторов, котлов ВНИИСТО и др.	Домов через 3 года, газовых коммуникаций и котлов через 2 года	РВС и ремонтно-строительная группа РУ
Очистка внутренней поверхности газопровода	По мере надобности	РВС с привлечением других служб

Примечание. Указанные межремонтные сроки составлены на основе опыта проведения ремонтных работ.

частичную замену изоляции и др. Работы по капитальному ремонту в большинстве своем проводятся с привлечением строительно-монтажных организаций, так как ремонтно-восстановительные службы районных управлений с таким объемом работ зачастую справиться не могут.

В табл. 25 приводится перечень работ, относящихся к капитальному ремонту, и межремонтные сроки.

В связи с тем, что магистральные газопроводы начали строиться сравнительно недавно, достаточного опыта по капитальному ремонту их еще не накоплено. Капитальный ремонт изоляции и заварка каверн на трубопроводе в системе Министерства газовой промышленности СССР наиболее полно разработаны на газопроводе Саратов — Москва. Здесь в период 1952—1959 гг. было отремонтировано в общей сложности более 157 км, или 20% длины газопровода. Большие работы по капитальному ремонту изоляции и труб проведены на магистральных нефтепроводах, в частности в Гурьевском и Башкирском нефтепроводных управлениях.

Капитальный ремонт трубопроводов выполняют следующими методами.

Ремонт газопровода в траншее на лежках (высота подъема не больше 30—40 см)

Ремонт заключается в следующем. Дефектный участок вскрывается экскаватором до глубины на 0,5 м выше верхней образующей газопровода. Оставшийся грунт разрабатывается вручную до нижней поверхности трубы. По окончании земляных работ давление в газопроводе снижается до 20—50 мм вод. ст., после чего газопровод приподнимается и укладывается на лежки диаметром 20—40 см (рис. 58).



Рис. 58. Ремонт газопровода в траншее на лежках.

1 — газопровод; 2 — лежка; 3 — заглушка.



Рис. 59. Ремонт газопровода на бровке траншеи.

1 — газопровод; 2 — клин; 3 — лежка; 4 — якорь.

На лежках производят работы по удалению старой изоляции, ремонт поверхности трубы и нанесение новой изоляции. Отремонтированный участок снова присоединяют к газопроводу, продувают и испытывают, после чего производят засыпку траншеи и продолжают нормальную эксплуатацию газопровода.

Этот метод ремонта распространен в настоящее время наиболее широко.

Ремонт газопровода с подъемом его на бровку траншеи

Дефектный участок вскрывают так же, как и при первом способе. Открытый участок отрезают от остального газопровода, с обеих сторон заглушают, вытаскивают на поверхности укладывают в 2—3 л* от бровки траншеи на лежки (рис. 59). В таком положении производят весь ремонт участка трубы. После окончания работ трубу осторожно (без нарушения постели) опускают в траншею, заглушки отрезают и отремонтированный участок сваривают в газопровод, продувают и испытывают, после чего производят засыпку траншеи.

Основные недостатки способа — наличие опасности разрыва стыка или трубы при подъеме на бровку, а также возможность возникновения больших температурных и механических напряжений.

Ремонт газопровода без подъема его с подкопкой под трубу и оставлением земляных перемычек

Ремонтируемый газопровод разбивают на участки протяженностью до 100 м. Как и в предыдущих способах, слой грунта до 0,5 м от поверхности трубы снимают экскаватором, после чего вскрывают участками длиной по 10 м (рис. 60). Между десятиметровыми участками оставляют перемычки длиной по 3 м, а через 50 м — длиной по 5 м.

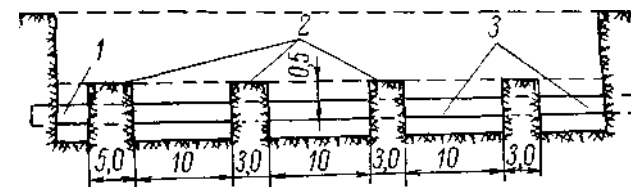


Рис. 60. Ремонт газопровода в траншее без вырезки труб.

1 — газопровод; 2 — перемычка; 3 — участок, подготовленный для ремонта.

Десятиметровые участки полностью вскрывают и ремонтируют, после чего производят тщательную подбивку трубы грунтом и газопровод засыпают. Трех- и пятиметровые перемычки вскрывают и ремонтируют во вторую очередь. Производить ремонт трубы таким образом допускается только на небольших участках, в противном случае нарушается постель газопровода и труба провисает, что может привести к разрыву сварных стыков.

Все вышеприведенные методы имеют ряд существенных недостатков:

- а) весьма ограниченное применение механизмов для очистки и изоляции ремонтируемого газопровода.
- б) низкая производительность ремонтных работ; -
- в) отсутствие возможности применения поточного метода работ.

Учитывая эти недостатки, НИИтранснефть предложил поточный механизированный способ, намного ускоряющий производство работ по капитальному ремонту трубопроводов. На ремонтируемом участке планируют трассу и вскрывают трубопровод специальным вскрышным экскаватором до нижней образующей. После вскрытия газопровода давление в нем сбрасывают до 20—50 мм вод. ст. Затем газопровод поднимают в траншее трубоукладчиками, оборудованными специальными троллейными тележками. Одновременно его очищают от старой изоляции при помощи специальной очистной машины, работающей прямо в траншее. Поднятый и очищенный газопровод укладывают на лежки, где его осматривают, заваривают имеющиеся в нем каверны и дефекты. Подготовленный таким путем для нанесения изоляционного покрытия газопровод опять поднимают трубоукладчиками, между которыми устанавливают изоляционную машину, также работающую непосредственно в траншее.

Изолированный газопровод после проверки качества покрытия опускают на прежнее ложе, продувают, испытывают и засыпают землей при помощи бульдозеров.

Указанный метод имеет следующие преимущества: -

- 1) ремонтные работы выполняются поточно, что позволяет осуществить комплексную механизацию всех работ. При оснащении ремонтного участка необходимым количеством механизмов и машин степень механизации может быть доведена до 80—85%, что дает возможность увеличить производительность работ примерно в 3 раза;
- 2) трубопровод укладывается на свою постель, поэтому не происходит осадки грунта после засыпки и напряжения в трубопроводе значительно снижаются;
- 3) улучшаются условия труда и техника безопасности.

Ремонт подводных переходов

Ремонт подводных переходов чрезвычайно сложен и производится, как правило, специализированными отрядами управления подводно-технических работ (СУПТР).

Для того чтобы своевременно обнаружить дефекты на подводном переходе и избежать серьезной аварии, необходимо систематически осматривать переходы через реки и другие водные препятствия. Все переходы с двумя и более нитками осматриваются не реже одного раза в два года экспедиционными отрядами подводно-технических работ (ЭОПТР). Водолазы тщательно осматривают акваторию перехода (поверхность дна в реке между нитками газопровода и полосы шириной по 30 м вверх и вниз по течению, считая от оси газопровода) и каждую из ниток подводного газопровода.

При обследовании должны быть выяснены состояние ниток газопровода, размеры подмывов, длина оголенных участков, состояние противокоррозионной изоляции, наличие утяжеляющих грузов и прочность их крепления к трубе, сохранность деревянной футеровки, наличие и размер утечек газа, состояние подводного кабеля (если он имеется) и др.

Необходимо наблюдать за руслом реки. Изменение русла может привести к оголению трубы на большом участке и к серьезным авариям.

Учитывая сложность передачи работ по обследованию подводных переходов специализированным организациям, в настоящее время многие управления магистральных газопроводов организуют эти работы собственными средствами.

В последнее время за рубежом и в Советском Союзе для обследования подводных переходов начали применять специальные телевизионные установки. Отечественной промышленностью освоена установка Краб-2, дающая возможность обследовать подводные сооружения на глубине до 30 м.

Краб-2 представляет собой промышленную телевизионную систему замкнутого типа. Состоит она из подводной герметичной телекамеры, приемного видеоконтрольного устройства и блока питания, включающего в себя бензоэлектрический агрегат АБ-1. Для работы в замутненных водах телекамера снабжена просветляющей приставкой, обеспечивающей возможность наблюдения до 0,4—0,6 м.

Обслуживают Краб-2 техник-оператор и электромеханик. Подводную камеру перемещает водолаз. Между ним и техником-оператором поддерживается двусторонняя телефонная связь. Телевизионная аппаратура Краб-2 дает возможность детально и быстро обследовать подводные сооружения в процессе строительства и эксплуатации.

Подводная часть однориточных переходов осматривается работниками ремонтно-восстановительной службы районного управления два раза в год — весной после прохождения паводка и осенью. При обследовании промеряют глубины дна в месте перехода и вычерчивают профиль русла.

В районном управлении на каждый подводный переход с двумя и более нитками должен быть заведен паспорт-формуляр по установленной форме. В паспорт заносят техническую характеристику самого перехода и уложенных труб, отключающей арматуры, противокоррозионной ИЗОЛЯЦИИ и др. К паспорту прилагается план и профиль укладки каждой нитки в отдельности.

По окончании обследования перехода составляют акт, в котором дается краткое описание технического состояния перехода, обнаруженных неисправностей и дефектов с указанием привязки. На основании данных по обследованию перехода в паспорт вносят необходимые изменения и исправления на профиле и плане перехода. По результатам обследования выявляют объемы работ по капитальному ремонту. Составляемые акты являются основанием для оформления технической документации и определения методов проведения ремонта.

Капитальный ремонт подводного перехода производят по специальному проекту, разработанному организацией, проектировавшей переход. Ремонт перехода может быть выполнен двумя способами: с подъемом газопровода на поверхность воды или без подъема (под

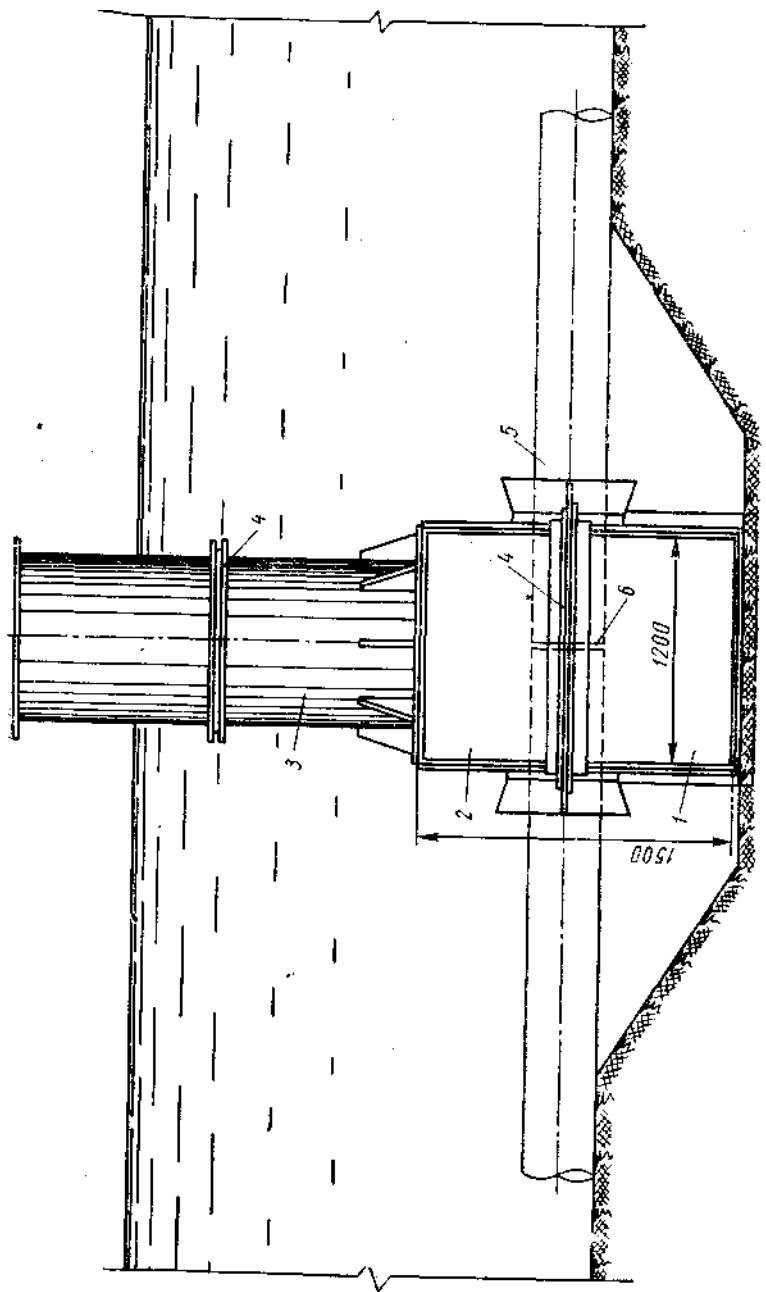


Рис. 61. Металлический колодец для сварки труб под водой.

1 — шейки секции; 2 — верхний секция; 3 — труба диаметром 800 мм; 4 — резиновые прокладки; 5 — газопровод; 6 — деформатный стык.

водой). Способ ремонта определяется в зависимости от характера работ. Для устранения вибрации, получающейся при провисании газопровода, в мягких грунтах намывают под газопровод песчано-гравийную подушку, а в скальных подбивают под газопровод щебень и камень.

При размыве траншеи в мягких грунтах ее намывают при помощи гидромонитора, пневматического грунтососа или другими способами. Величина заглубления устанавливается проектом ремонтных работ. Если на подводном газопроводе обнаружены большие коррозионные повреждения, то для выполнения ремонтных работ газопровод поднимают на поверхность воды. Поднимают его и в том случае, когда требуется сварить катушки в связи с разрывом газопровода, при наличии на трубе вмятин или трещин в стыках. Перед поднятием газопровод освобождают от насыпного грунта, причем длину вскрываемого участка определяют расчетом таким образом, чтобы суммарные напряжения в трубе не превышали 85% от предела текучести металла; закрывают линейные краны на берегах водоема и давление газа снижают до 20—25 мм вод. ст.

Для подъема газопровода используют плавучие средства, общая грузоподъемность которых должна превышать нагрузку в 2 раза. После окончания подъема под трубопровод подводят понтон или баржу и на них производят монтажные работы.

Иногда трубу не удастся поднять в целом виде. В этом случае трубу разрезают на две части и каждую часть поднимают в отдельности. При подъеме газопровода необходимо строго соблюдать правила техники безопасности и постоянно следить за состоянием канатов и тросов. Все канаты и тросы, применяемые при подъеме газопровода, необходимо регулярно обследовать. Они должны обладать трехкратным запасом прочности.

В последние годы освоен метод ликвидации повреждений с сваркой катушек без подъема газопровода в водонепроницаемых кессонах (рис. 61). Этот метод, применявшийся на ряде магистральных газопроводов, значительно ускоряет ликвидацию повреждений на подводной части.

§ 4. ПРОИЗВОДСТВО ОГНЕВЫХ РАБОТ

Капитальный ремонт линейной части газопровода часто связан с производством огневых работ. К таким работам относятся врезки в магистральный газопровод отводов, перемычек, запорной арматуры, конденсатосборников, лупингов, замена старой запорной арматуры на новую и др. Продувку газопровода, испытания и доиспытания на прочность и плотность, ликвидацию гидратных пробок во многих случаях также производят с выполнением огневых работ.

Огневые работы могут быть плановыми и аварийными. Плановые огневые работы проводят в сроки, намеченные планом или графиками проведения ремонтных работ. Аварийные работы выполняют немедленно после обнаружения аварий.

Огневые работы на магистральном газопроводе состоят из отдельных видов работ и операций, которые выполняются в следующем порядке:

- а) земляные работы;
- б) отключение участка газопровода;
- в) сбрасывание газа в атмосферу;
- г) вырезка отверстий для установки запорных резиновых шаров;
- д) установка в газопроводе запорных резиновых шаров и глиняной пробки;
- е) монтажные работы (резка, центровка, подгонка стыков);
- ж) сварочные работы;
- з) просвечивание стыков;
- и) вытеснение воздуха на газопроводе;
- к) продувка;
- л) испытание газопровода на плотность давлением 10 кг/см^2 ;
- м) выполнение изоляционных работ;
- н) испытание на прочность максимальным рабочим давлением.

Такой порядок обычно применяют при плановых огневых работах. При аварийных работах в большинстве случаев отключение участка и сброс газа производят до земляных работ. Во многих случаях, в связи с необходимостью скорейшего возобновления подачи газа, изоляционные работы и засыпку производят после включения отремонтированного участка в работу.

В связи с тем, что огневые работы связаны с отключением какого-либо участка газопровода и временным прекращением подачи по нему газа, даже на многониточном газопроводе (не говоря об однониточном) такая остановка ухудшает режим работы газопровода.

Поэтому для более четкого и быстрого проведения огневых работ районным управлением должен быть разработан и утвержден главным инженером УМГ план их проведения. В плане должно быть предусмотрено время, необходимое для проведения работ, перечень и объем работ, подлежащих выполнению в их технологической последовательности с указанием необходимого времени для каждой операции отдельно, потребность в транспорте и механизмах, расстановка рабочих в отдельности по каждой технологической операции и на каждый механизм и автоматику, пункты связи и порядок ее обслуживания, инвентарь, материалы и оборудование по технике безопасности и пожаротушению, расстановка людей у магистральных кранов и манометров и др.

К плану должна быть приложена схема участка проведения огневых работ, с указанием диаметров газопроводов, запорной арматуры, мест установки водяных манометров и другими необходимыми данными.

Земляные работы

Земляные работы — наиболее трудоемкие. Для ускорения работ и во избежание повреждения газопровода при работе экскаватором очень важно знать точное расположение газопровода. Для этих целей

служат трассоискатели различных типов и конструкций. Одним из наиболее приемлемых методов поиска места прохождения трубопроводов, уложенных в грунт, считают электромагнитный метод. Он позволяет наиболее эффективно обнаруживать и достаточно точно определять расположение и глубину заложения трубопроводов.

В настоящее время применяют трубоискатели ТИ-12, ВТР-5, ИПК-1, ТПК-1 и др. Принцип работы трассоискателя ТИ-12 (рис. 62) заключается в следующем: отрицательный полюс вибрационного генератора с батареями соединяют через катодный вывод с трубопроводом; второй полюс соединяют с заземлителем, представляющим

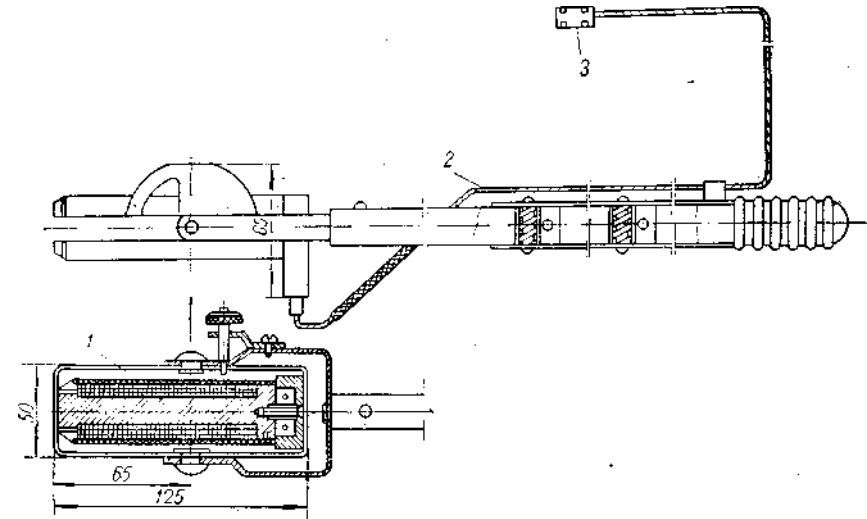


Рис. 62. Трубоискатель ТИ-12.

1 — усилитель (приемник) с катушкой индуктивности; 2 — кабель; 3 — наушники.

собой металлический стержень диаметром 20—30 мм и длиной 1,0—1,2 м, который забивают в грунт на расстоянии 100—150 м в сторону от трубопровода.

Электрический ток, поступающий от вибрационного генератора на трубопровод, создает вокруг него электромагнитное поле, которое и обнаруживается трассоискателем. Для определения осевой линии трубопровода рабочий с трубоискателем идет вдоль трассы и держит над ним катушку индуктивности параллельно поверхности земли; если путь совпадает с осью трубопровода, то в наушниках ток генератора не прослушивается. Достаточно сойти немного с трассы вправо или влево, и в наушниках сразу появится характерный шум генератора.

При определении глубины заложения трубопровода катушку индуктивности располагают под углом 45° к трубопроводу, и работник службы РВС, отходя от трубопровода перпендикулярно в сторону, прослушивает звук генератора. При исчезновении в наушниках

звук он останавливается и измеряет расстояние от места остановки до линии трубопровода, которое и является фактической глубиной заложения.

После нахождения местоположения трассы приступают к открытию газопровода. Талый грунт отрывают при помощи одноковшовых экскаваторов с обратной лопатой или вручную.

В табл. 26 приводятся типы экскаваторов, применяемых при ремонте газопроводов.

Таблица 26. Одноковшовые пневмоколесные экскаваторы

Показатели	Марки экскаваторов					
	Э-1513	Э-155	Э-153А	Э-221	Э-302	Э-305
Объем ковша, м ³	0,15	0,15	0,15	0,25	0,3	0,3
Другие виды сменного оборудования	Прямая лопата, кран	Прямая лопата, грейдер кран, драглайн	Прямая лопата, кран, бульдозер		Прямая лопата, кран, драглайн	
Базовая машина, марка	Самоходное шасси ДВСШ-16	—	Колесный трактор МТЗ-5Л	—	—	ЯАЗ-216
Двигатель, марка	Д-16	Д-16	Д-40Л	Д-40	Д-37М	ЯАЗ-206
Мощность двигателя, л. с.	16	16	45	45	40	200
Вид управления	Механическое		Гидравлическое		Пневматическое	
Минимальная продолжительность цикла обратной лопаты, сек	15	13,6	17	13	16	16
Производительность обратной лопаты (расчетная), м ³ /ч	36	40	30	40	63	63
Габаритные размеры, м:						
длина	3,7	3,22	4,8	6,14	4,95	—
ширина	1,67	2,25	1,8	2,0	2,64	—
высота	3,6	3,40	3,5	4,45	3,13	—
Вес, т	3,05	4,60	5,3	5,30	11,3	17,0
Глубина копания максимальная, м	2,8	3,0	2,2	3,4	4,0	3,8

На рис. 63 приведен экскаватор Э-153А, смонтированный на шасси трактора «Беларусь».

При разработке мерзлых грунтов применяют различные пневмоинструменты (пневмомолотки, пневмомолоты и др.). Характеристика

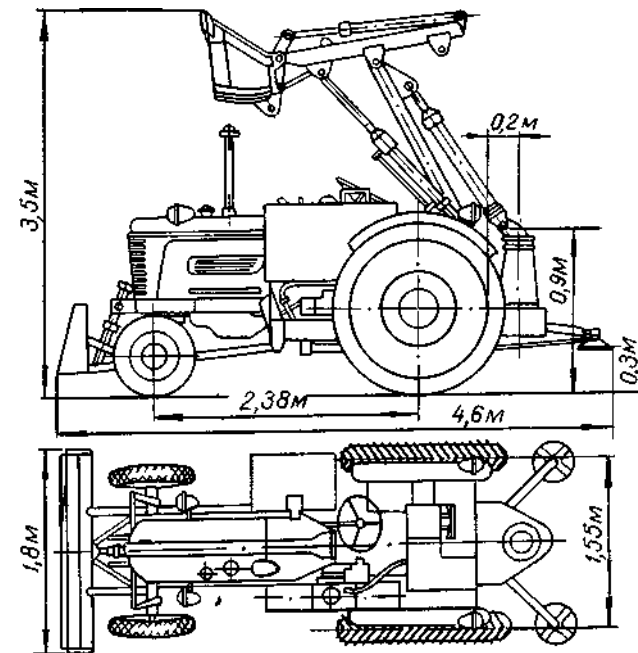


Рис. 63. Экскаватор Э-153А на шасси трактора «Беларусь».

Таблица 27. Пневматические инструменты

Показатели характеристики	Лом-лопата			Отбойные молотки		
	бетонолом С-358	ЗИ-6	И-37	ОМ-1	МОМ-8	МОМ-11
Число ударов в минуту	900	1100	1400	1400	1600	1250
Избыточное давление воздуха в сети, кг/см ²	5	5,5	6,0	4	5	5
Расход воздуха, м ³ /мин	1,6	1,0	1,2	1	1,1	1,15
Диаметр шланга внутренний, мм	19	16	13	13	13	13
Длина без рабочего наконечника, мм	710	670	715	400	475	528
Вес, кг	18	8,6	19	7	9	108

и типы пневматического инструмента, применяемого при ремонтных работах на газопроводе, приводятся в табл. 27.

На рис. 64 показан пневматический бетонолом С-358.

Для приведения в действие пневмоинструмента, а также и для некоторых других работ при ремонтных работах используют передвижные компрессоры. Наибольшее распространение имеет компрессор типа ЗИФ-55 (рис. 65). Он имеет небольшие вес и габариты, достаточную производительность и надежность в работе. Компрессор смонтирован на двухосной тележке с пневматическими шинами, благодаря чему для его перевозки может быть использована любая грузовая автомашина.

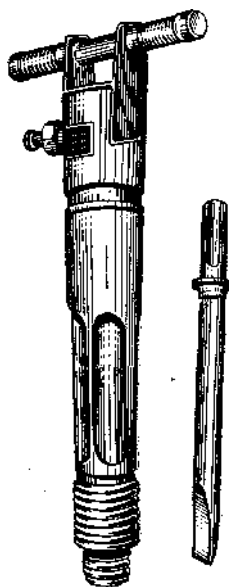


Рис. 64. Пневматический бетонолом С-358 с рабочими наконечниками.

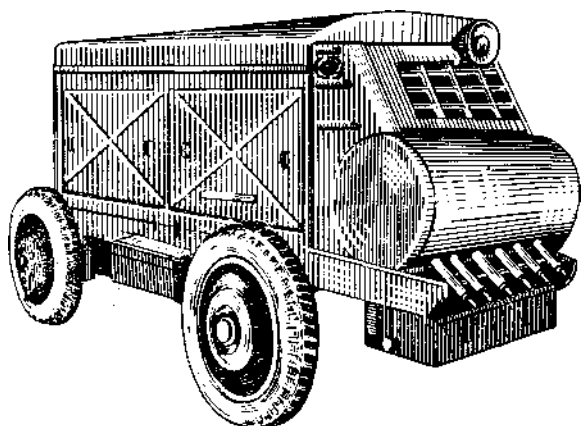


Рис. 65. Передвижная компрессорная станция ЗИФ-55.

Наряду с компрессором ЗИФ-55 применяют и другие типы передвижных компрессорных станций, характеристика которых приведена в табл. 28.

В мокрых и болотистых грунтах с большим притоком воды по стенкам котлована устанавливают шпунтовое ограждение, а воду откачивают насосами различных марок. В табл. 29 приведены марки самовсасывающих насосов, применяемых для откачки воды из котлована.

В труднодоступных местах, а также при большом поступлении в котлован воды при водоотливных работах применяют агрегаты для откачки воды УОВ-1 или УОВ-2, состоящие из двух насосов, смонтированных на раме, прикрепленной к трактору. Привод насосов осуществляется от вала отбора мощности трактора через шестеренчатый редуктор, устанавливаемый на раме установки. Благодаря параллельной работе двух насосов достигается большая производительность откачки. В табл. 30 приводятся технические характеристики этих установок.

Таблица 28. Передвижные компрессорные станции

Показатели	Марки передвижных компрессоров			
	ПКС-3	ПКС-6М	ЗИФ-55	ДК-9
Тип компрессора	Двухступенчатый вертикальный	Двухступенчатый У-образный		Двухступенчатый вертикальный
Производительность, м ³ /мин	3	5	5	9
Рабочее давление, кг/см ²	7	7	7	7
Количество одновременно присоединяемых шлангов, шт.	3	6	5	6
Система охлаждения	Воздушная			
Двигатель:				
тип	ЗИС-5	ЗИЛ-120	ЗИЛ-120	Дизель
мощность, л. с.	77	95	95	93
Допускаемая наибольшая скорость передвижения по шоссе, км/ч	—	30	30	30
Габаритные размеры, мм:				
длина	3550	3850	3460	5035
ширина	1480	1870	1880	1850
высота	1480	1960	1785	1255
Вес, кг	1650	2860	2750	5500

Таблица 29. Техническая характеристика самовсасывающих насосов

Показатели	Тип насоса				
	С-247	С-665	С-666	С-490	С-425
Максимальная производительность, м ³ /ч	35	120	120	120	120
Развиваемый напор, м вод. ст.	20	20	20	20	20
Максимальная высота всасывания, м	6	6	6	6	6
Продолжительность всасывания, мин	3	3	3	3	3
Скорость вращения вала, об/мин	2200	3000	2890	1400	1500
Диаметр всасывающего шланга, мм	50	100	100	100	100
Диаметр напорного шланга, мм	50	100	100	100	100
Тип двигателя	Л-3	УД-2	Электромотор Л-12		Т-62
Мощность, л. с. (квт)	3	8	(7)	12	13
Топливо	Бензин		—	Бензин	Дизельное
Размеры, мм:					
длина	1200	1240	1240	1560	1800
ширина	550	600	600	890	500
высота	850	1050	1010	1200	1500
Вес насоса с тележкой, кг	155	290	260	485	1050

Таблица 30. Установки для откачки воды

Показатели	Марки	
	УОВ-1	УОВ-2
База — тип трактора	ДТ-54 (55)	ДТ-54
Насосы:		
марка	С-665	С-569-1-0-0
количество, шт.	2	2
Производительность, м ³ /ч	240	500
Высота всасывания, м	6	5
Полный манометрический напор, м вод. ст.	20	20
Время всасывания, мин	3	4
Диаметр всасывающего и напорного шлангов, мм	100	125
Длина всасывающего и напорного шлангов (каждого), м	6	6
Габаритные размеры установки, мм:		
длина	4575	4700
ширина	1865	1865
высота	2600	2600
Вес установки в рабочем состоянии с трактором, кг	6215	6635

Водоотливная установка типа УОВ-1 показана на рис. 66.

Размер котлована зависит от характера работ: заварка свища или трещины, варка катушки, отвода, крана, варка одной или

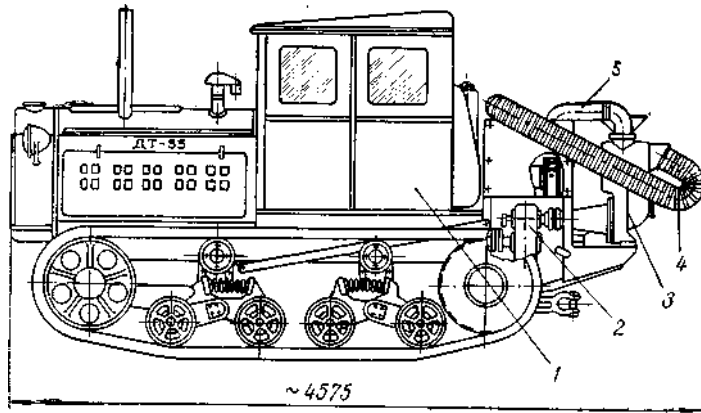


Рис. 66. Водоотливная установка УОВ-1.

1 — трактор болотный ДТ-55; 2 — редуктор; 3 — насос С-6Г5; 4 — приемный шланг; В — выкидной патрубок.

нескольких труб, тройников и др. Во всех случаях котлован отрываю таких размеров, чтобы можно было свободно проводить работы. Котлован должен удовлетворять определенным правилам техники

безопасности. Дно его должно находиться на 0,5 м ниже основания трубы, а ширина не менее 0,6 м от боковой образующей. Из котлована делают два выхода в противоположных направлениях в виде ступеней, образуемых в грунте. При рытье траншеи грунт отваливают на одну сторону, другая сторона должна быть свободной, чтобы при необходимости можно было проводить работы на бровке траншеи.

На рис. 67 показана схема котлована для варки катушки.

При плановом ремонте земляные работы выполняют заблаговременно, без снижения давления газа. При этом разработку экскаватором ведут на глубину, не доходя до верха трубы 50 мм. Далее работы производят вручную.

При аварийных работах в целях экономии времени к разработке грунта приступают сразу же после прибытия на место аварии, не дожидаясь окончания сброса газа. По окончании рытья котлованов и шурфов в местах, где труба должна разрезаться, с газопровода удаляют противокоррозионную изоляцию и трубу зачищают до блеска.

Опорожнение газопровода

Перед началом сварочно-монтажных работ необходимо освободить участок газопровода от газа путем сбрасывания его в атмосферу через продувочные свечи.

Процесс сброса газа занимает продолжительное время. Поэтому для планирования работ можно заранее по номограмме определить время, потребное на опорожнение газопровода.

На номограмме (рис. 68) приняты следующие обозначения: $\frac{D_{вн}}{d_{свч}}$ — отношение внутреннего диаметра газопровода к внутреннему диаметру свечи; m — отношение проходного сечения крана к сечению продувочной свечи.

Поскольку номограмма построена для величины m , равной 0,4 и 0,6, то при других значениях m можно произвести расчет потребного времени на сбрасывание газа по формуле:

$$\tau_1 = \tau \frac{0,4}{m},$$

где τ — время опорожнения участка газопровода при кране с $m = 0,4$.

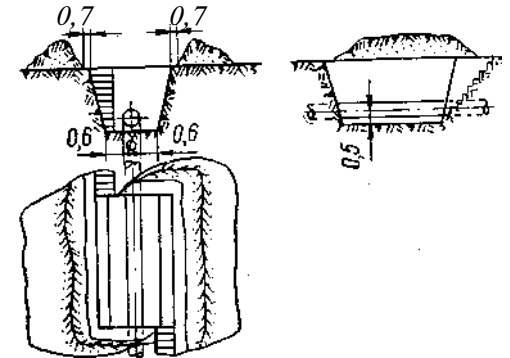


Рис. 67. Схема котлована для варки катушки.

Например, требуется определить время опорожнения участка газопровода протяжением 6 км при давлении газа 50 кг/см^2 , $t = 0,4$; $\frac{D_{\text{вн}}}{d_{\text{вн}}} = 5$. Жирной чертой и стрелками на рисунке показан порядок расчета на номограмме. Время опорожнения приблизительно 2 ч.

Во время работы с кранами при сбрасывании газа необходимо соблюдать правила техники безопасности. Краны на продувочных

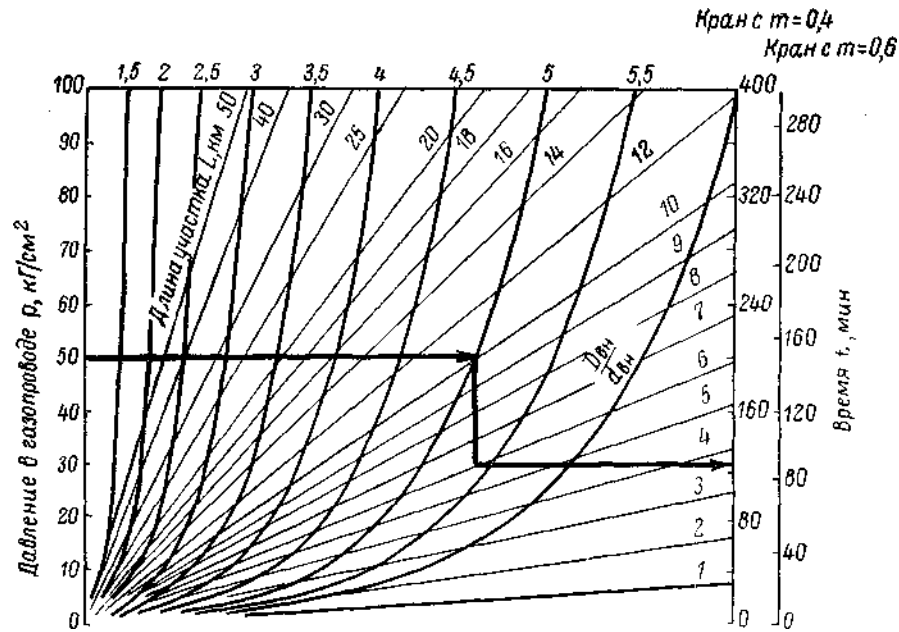


Рис. 68. Номограмма для определения времени опорожнения газопровода.

свечах надо открывать постепенно, чтобы нагрузка, вызывающая вибрацию свечей, возрастала постепенно. Во время сбрасывания выходящий с большой скоростью из свечи газ создает очень большой шум; поэтому рабочие должны обязательно надевать на уши антифоны (противошумные резиновые заглушки). Когда избыточное давление в газопроводе достигает 1 кг/см^2 , вместо пружинного манометра вставляют У-образный жидкостный манометр и в дальнейшем наблюдают за падением давления по нему. Необходимо следить, чтобы в трубе оставалось избыточное давление (примерно 30—60 мм вод. ст.) и не было подсоса воздуха через продувочную свечу.

Вырезка из газопровода поврежденных труб и катушек

Необходимость вырезки и сварки новых труб и катушек возникает не только при авариях и повреждениях газопровода, но также и при врезке отводов, дополнительных кранов, при продувке газопровода и др.

При выполнении данных работ необходимо строго придерживаться установленных правил по технике безопасности, так как неправильное их проведение может привести к серьезным последствиям (несчастным случаям с человеческими жертвами, взрывам, пожарам и др.). Перед началом огневых работ необходимо еще раз проверить наличие связи с диспетчером и персоналом, расположенным у линейных кранов, и проконтролировать давление газа по У-образным манометрам 1 (рис. 69), которое должно составлять 20—50 мм вод. ст. Это давление поддерживают до окончания работ регулированием кранов на байпасе и свечах.

На расстоянии 10 м по обе стороны от основного котлована (рис. 69) отрывают шурфы размером 1,0 X 0,7 м (в плане) до вскрытия трубы и вырезают окна 3 шириной 200—220 и длиной 300 мм

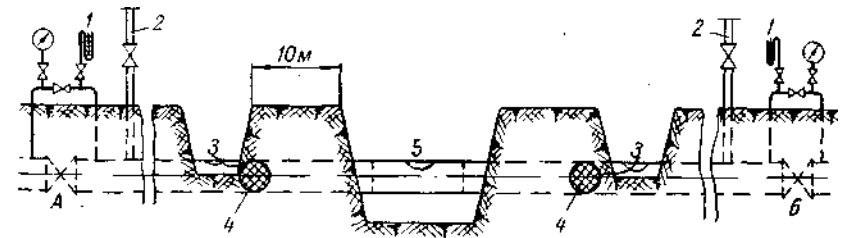


Рис. 69. Схема вырезки катушки из газопровода.

А и Б — линейные краны; 1 — отверстия для установки водяных манометров; 2 — свечи для сброса газа; 4 — запорные шары; в, 5 — вырезаемые окна.

для заводки в трубу резиновых запорных шаров 4. Окна следует вырезать овальной формы. Разница между длиной и шириной отверстия должна быть не менее 50 мм. При вырезке отверстия нужно одновременно обеспечить разделку кромок, чтобы после окончания ремонтных работ вырезанный кусок можно было бы сварить обратно в трубу. Резку производят со скосом кромок внутрь во избежание попадания вырезаемых участков в трубу. Разрез вслед за резаком замазывают глиной.

Изолирующие резиновые шары для отключения ремонтируемых участков газопровода изготавливают из листовой бензостойкой резины толщиной 1 мм и относительным удлинением не менее 500%. Предел прочности резины при разрыве должен составлять не менее 70 кг/см^2 .

Шары вводят в трубу через окна 3, проталкивают в сторону основного котлована по трубе и заполняют воздухом от ручного насоса; шланги шаров крепко перевязывают. В трубе за шарами делают стенку из мятой глины. Затем вырезают окно 5 и изолируемый шарами участок продувают воздухом от компрессора.

В табл. 31 приводятся размеры резиновых запорных шаров и отверстий в газопроводе для их установки.

После окончания подготовительных работ вырезают дефектный участок трубы, снимают фаски и подготавливают газопровод к сварке.

Таблица 31. Размеры резиновых запорных шаров и отверстий в газопроводе для их установки

Номер шара	Диаметр труб, мм	Размеры камер по сегментам (в сложенном виде), мм		Число сегментов	Длина резиновой трубки, мм	Размеры отверстий, вырезаемых в трубах для установки, мм
		длина	ширина			
300	325—426	471	235	4	1000	110x160
500	529—630	785	392	4	1200	160 x 210
700	720—820	1100	366	6	1400	210x260
1000	1000—1200	1570	523	6	1400	250x310

При ремонтных и аварийных работах в газопроводах широко применяется газовая резка. Для металлов наиболее часто применяют ацетилено-кислородную резку. Ацетилено-кислородная резка используется при вырезке дефектных труб, заготовке катушек, подготовке кромок труб под сварку, вырезке различных отверстий в трубах, подгонке врезаемых в газопровод отводов, тройников и др.

Газовая сварка при ремонтных работах хотя и меньше распространена, но также применяется при сварке различных конструкций из тонколистовой стали, трубопроводов малых диаметров, неотвественных конструкций и др.

Кислород при нормальном давлении и температуре представляет собой газ без цвета и вкуса с плотностью $1,429 \text{ кг/см}^3$. При газовой резке и сварке применяют технический кислород, который хранят и перевозят под давлением 150 кг/см^2 в стальных баллонах, окрашенных в голубой цвет, с черной надписью «кислород». Верхняя сферическая часть не окрашивается, на ней выбиваются паспортные данные баллона. Расходовать кислород из баллонов можно до давления $1,5 \text{ кг/см}^2$. Через каждые 3 года баллоны подвергаются проверке инспекцией Госгортехнадзора.

Техническая характеристика кислородных баллонов

Емкость (водяная), л	40
Наружный диаметр, мм	219
Длина корпуса, мм	1390
Толщина стенки, мм	7
Давление рабочее, кг/см^2	150
Вес баллона, кг	60

При кислородной резке в качестве горючего вещества чаще всего применяют ацетилен (C_2H_2), позволяющий получить пламя с наиболее высокой температурой. При нормальных условиях ацетилен представляет собой бесцветный газ с резким специфическим запахом. Плотность ацетилена при давлении 760 мм рт. ст. и температуре 0°C составляет $1,179 \text{ кг/м}^3$, что примерно в 1,1 раза меньше плотности воздуха.

С воздухом ацетилен образует взрывчатые смеси при содержании его от 2,2 до 81 %, а с кислородом — от 2,8 до 93%. Смесь взрывается от малейшей искры. Ацетилен обладает также токсическими свойствами, обусловленными наличием в нем вредных примесей аммиака, сероводорода и фосфористого водорода.

Для газовой резки и сварки применяют ацетилен, поставляемый в баллонах и получаемый при взаимодействии карбида кальция с водой.

В отличие от кислородных ацетиленовые баллоны окрашены в белый цвет с красной надписью «ацетилен». Отличаются они также и устройством вентиля.

Поставляемый в баллонах ацетилен растворяется в ацетоне под давлением $15—18 \text{ кг/см}^2$ (ГОСТ 5948—60). Емкость баллона 40 л , вмещает до 5 м^3 ацетилена. Остаточное минимальное давление по окончании использования баллона зависит от температуры окружающего воздуха и должно быть не менее указанного в табл. 32.

Таблица 32. Минимальные остаточные давления в баллонах с ацетиленом

Температура, $^\circ\text{C}$	Остаточное давление, кг/см^2	Температура, $^\circ\text{C}$	Остаточное давление, кг/см^2
Ниже -5	0,5	От $+15$ до $+20$	2,0
От -5 до -15	1,0	От $+25$ до $+35$	3,0
От $+5$ до $+15$	1,5		

Ацетиленовые баллоны необходимо размещать вертикально или с небольшим наклоном во избежание вытеснения из них растворителя с ацетиленом. Проверяют их через 3 года. После проверки на баллоне ставится клеймо с указанием даты следующей проверки.

Ацетилен можно получить также при взаимодействии карбида кальция с водой в специальных газогенераторах:



Карбид кальция Вода Ацетилен Известь

При разложении 1 кг карбида кальция получают $230—280 \text{ г}$ ацетилена в зависимости от сорта и размеров кусков. Для хранения и перевозки карбид кальция упаковывают в барабаны, герметически закрываемые крышками.

Ацетиленовые генераторы подразделяются по роду установки на передвижные и стационарные; по принципу действия — на генераторы системы «вода на карбид», «карбид в воду» и контактной системы; по давлению — на генераторы низкого (до $0,1 \text{ кг/см}^2$), среднего (от $0,1$ до $1,5 \text{ кг/см}^2$) и высокого давления (более $1,5 \text{ кг/см}^2$); по производительности.

При ремонтных работах на магистральных газопроводах применяют в основном генераторы «вода на карбид» различных модификаций производительностью до 3 м³/ч. Они должны удовлетворять требованиям ГОСТ 5190—67. Генераторы состоят из газообразователя, газосборника, предохранительного устройства против повышения давления, водяного затвора для защиты от обратных ударов (проскоков) пламени.

На магистральных газопроводах широкое распространение получили генераторы марок ГВР-1,25 и ГВН-1,25.

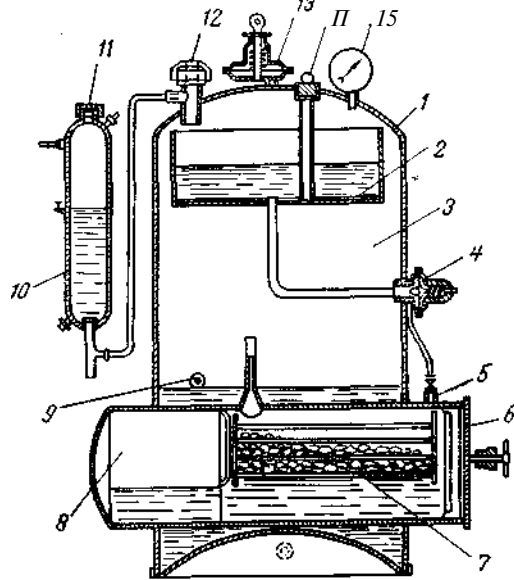


Рис. 70. Ацетиленовый генератор типа ГВР-1,25.

Он состоит из герметично закрытого корпуса 1, бака для воды 2, предохранительного затвора 3. Воду заливают в бак и корпус через отверстие 14, закрываемое пробкой. В корпусе уровень воды доводят до контрольного крана 9. Карбид кальция загружают в корзину 7, расположенную в реторте 5. После загрузки аппарата реторту закрывают крышкой 6. Вода в реторту подается из водяного бака 2 через регулятор подачи 4. Выделяющийся при разложении карбида ацетилен поступает в газосборник 3. В случае повышения давления в газосборнике регулятор 4 автоматически прекращает подачу воды. Если давление все же будет повышаться, вода от карбида кальция будет отсечена в отсек 8 реторты. Генератор снабжен водным затвором 10 с разрывной мембраной 11. В случае повышения давления в корпусе генератора срабатывает предохранительный клапан. В случае неисправности предохранительного клапана 13 или неправильной его регулировки давление в корпусе может чрезмерно повыситься. Во избежание этого ставится разрывная мембрана 12. Давление в корпусе контролируется по манометру 15.

Следует помнить, что ацетилен является взрывоопасным газом в смеси с воздухом, а тем более с кислородом. Поэтому сварщик, пользующийся генератором, должен быть хорошо знаком с инструкцией по технике безопасности при работе с карбидом кальция и ацетиленом, а также с инструкцией по обслуживанию генератора данной системы.

При подготовке ацетиленового генератора к работе необходимо очистить его от остатков ила и заполнить водой до установленного инструкции уровня. Для очистки от ила следует пользоваться латунными или алюминиевыми скребками, но ни в коем случае нельзя применять стальной инструмент, так как он может высечь искру, что приведет к взрыву генератора. Водяной затвор заполняется до уровня, установленного контрольным краном. Реторта и корзина должны быть промыты водой и высушены.

Размер кусков карбида и его количество для загрузки генератора указаны в инструкции по эксплуатации. Пыль и мелкие частицы (менее 2 мм) должны отсеиваться. Использование карбидной пыли и мелочи разрешается только в генераторах, приспособленных для работы на карбидной пыли, или при наличии специальных устройств.

При пуске генератора первые порции газа, содержащие примесь воздуха, выпускаются в атмосферу через горелку и водяной затвор до появления запаха ацетилена для того, чтобы в генераторе не осталось взрывоопасной смеси ацетилена с воздухом. При каждой последующей загрузке реторты необходимо выпускать наружу первые порции ацетилена через продувочные краны, которые имеются на каждой реторте генератора.

На разложение карбида кальция расходуется определенное количество воды. Чтобы генератор не перегревался, необходимо во время работы доливать в него воду до установленного уровня.

В зимнее время при длительных перерывах в работе генератора необходимо сливать воду. Спускать воду можно только после того, как весь загруженный в него карбид кальция полностью разложится, а имеющийся в генераторе ацетилен весь израсходован.

При очистке генератора ил следует систематически выносить в специально отведенные для этой цели ямы.

Крышку реторты можно открывать только после полного разложения карбида кальция и понижения давления газа в реторте до атмосферного.

Основные технические данные передвижных ацетиленовых генераторов приведены в табл. 33.

Кислород и ацетилен из баллонов к месту работы поступают через редукторы, устанавливаемые на баллонах и предназначенные для снижения давления и поддержания его постоянным во время работы.

Редуктор (рис. 71) имеет две сообщающиеся между собой камеры высокого и низкого давления. В камеру высокого давления 3 газ поступает из баллона через патрубок 1. В камере низкого давления 4 (с патрубками 5 и 9) находится газ, непосредственно используемый для сварки и резки. Отверстие, соединяющее обе камеры, снабжено

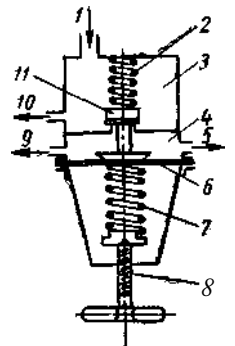


Рис. 71. Схема редуктора.

Таблица 33. Технические характеристики ацетиленовых генераторов

Показатели	МГ-55	ГВН-1,25	ГВР-1,25	ГВР-3	ГВД-0,8
Производительность, м ³ /ч . .	2	1,25	1,25	3	0,8
Рабочее давление, кг/см ² . .	0,035	0,025—0,030	0,10—0,20	0,15—0,30	0,7—0,3
Разовая загрузка карбида, кг	2×2,5	4	4	2×4	2
Размер кусков карбида, мм	15×25 25×80	25×80	25×80	25×80	25×80
Размеры, мм:					
диаметр корпуса . . .	590	446	480	630	260
высота генератора . . .	1135	1120	1120	1260	590
Вес, кг:					
без воды и карбида . .	65	42	50	110	19,4
с водой и карбидом . .	250	141	113	225	32

редуцирующим клапаном 11, регулирующим падение давления газа при его переходе из камеры высокого в камеру низкого давления 4. Клапан связан с пружиной 2.

Камера низкого давления внизу ограничена резиновой мембраной 6, соприкасающейся одной стороной с клапаном 11, а другой с главной пружиной 7, сжатие которой регулируется винтом 8.

Этим винтом регулируют редуктор в начале работы на рабочее давление, которое в дальнейшем регулируется автоматически благодаря гибкости резиновой мембраны 6. Когда расход газа из камеры 4 уменьшается, возрастающее в ней давление действует на мембрану и она выгибается книзу, сжимая главную пружину. В это время запорная пружина 2 закрывает редуцирующий клапан, который остается в этом положении до тех пор, пока давление в камере 4 не станет снова равным отрегулированной величине. При падении рабочего давления в камере 4 мембрана, наоборот, выгибается под действием пружины 7 сверху и открывает на определенную величину клапан 10.

Редукторы делятся на однокамерные и двухкамерные. Для подачи ацетилена применяются только однокамерные редукторы, а для кислорода как те, так и другие.

Для кислорода наиболее часто применяются однокамерный редуктор РК-58 и двухкамерный РКД-15, имеющие пропускную способность 60 м³/ч и пределы регулирования от 1 до 15 кг/см². Для ацетилена в последние годы получили применение редукторы РД-2А и ДАР-55 с пропускной способностью 5 м³/ч и давлением 0,1—1,5 кг/см².

Для жидкого газа, подаваемого из баллонов, применяются редукторы типа РД-1 на давление от 1,5 до 0,05 кг/см², производительностью 0,25—5 м³/ч.

Неисправности (пропуск газа через неплотность в соединениях, протечки, замерзание редуктора, воспламенение и др.), возника-

ющие при работе редуктора, необходимо немедленно устранять, так как несвоевременное устранение может привести к несчастному случаю и даже пожару. Пропуск газа устраняется простой подтяжкой соединений или же заменой прокладки.

Протечка в редукторе представляет собой прохождение газа через закрытый клапан. Это может произойти вследствие неисправности запорной пружины клапана или же наличия царапин и шероховатостей в седле клапана или его тарелке. В этом случае необходимо заменить пружину или же произвести притирку клапана.

Замерзание редуктора может произойти вследствие прохождения через него влажного кислорода. В этом случае редуктор следует отогреть при помощи ветоши, смоченной в горячей воде.

Воспламенение редуктора (в основном кислородного) происходит вследствие попадания на него масла.

Горючие газы и кислород подаются к сварочной горелке или резаку с помощью шлангов длиной от 9 до 20 м.

В табл. 34 приводится техническая характеристика редукторов для резки металлов.

Из указанных в табл. 35 редукторов для кислорода наибольшее распространение получил однокамерный редуктор РК-58 (РК-53). Двухкамерные редукторы РКД-8 и РКД-15 отличаются один от другого характеристиками пружин, при помощи которых регулируется рабочее давление. Ацетиленовые редукторы применяются довольно редко, так как баллонный ацетилен при проведении ремонтных работ широкого распространения не получил. Пропаново-бутановая смесь для резки металлов получила широкое применение на газопроводах. Редукторы РД-1 в настоящее время применяются повсеместно. Рабочим инструментом, при помощи которого производится резка металлов, является резак.

В табл. 35 приводятся технические характеристики резаков, получивших наибольшее распространение в настоящее время.

В последнее время при резке металлов горючим веществом вместо ацетилена широко применяют природные и сжиженные газы. Для этих целей используется резак типа РЗР-60, конструктивно представляющий собой копию резака «Пламя», но с увеличенными проходными сечениями каналов смесительной камеры, инжектора и наружных мундштуков.

Раньше для резки металлов применялись также бензорезы и керосинорезы. Но в настоящее время при ремонтных работах на магистральных газопроводах они не находят применения.

Как уже отмечалось, для резки труб применялись главным образом ручные резаки. Сейчас для обрезки концов труб под фаску используются специальные машинки (рис. 72). Применение машинок для разделки фасок сокращает время работ, обеспечивает хорошее качество реза, что в свою очередь способствует сокращению времени и улучшению качества центровки стыков.

Характеристика машинок для обрезки концов труб под фаску приводится в табл. 36.

Таблица 34. Техническая характеристика редукторов для резки металлов

Показатели	Кислород		Ацетилен		Технический пропан	
	РК-58	РКД-15	РКД-8	РД-2А	ДАР-55	РД-1
Окраска		Голубая		Белая		Красная
Наибольшее давление на входе, кг/см ²	150	200	200	25	16	20
Пределы рабочего давления, кг/см ²	1—15	1—15	0,5—8	0,1—1,5	0,05—1,5	0,05—1,5
Наибольшая пропускная способность (при наибольшем рабочем давлении), м ³ /ч	60	60	25	5	5	5
Предел редуцирования	2,5	2	2	2,5	2,5	2,5
Габаритные размеры, мм	160×160×75	182×182×220	—	270×200×150	175×210×275	200×190×185
Вес, кг	1,8	2,6	2,6	2,3	2,6	2,6

Таблица 35. Техническая характеристика резачков

Показатели	Ацетилен				Пропан-бутан, метан	
	«Пламя»	РР-53	РГС-60	РГМ-53	РЗР-60	РЗР-60
Толщина разрезаемой стали, мм	3—300	3—300	до 50	30	до 300	до 300
Давление, кг/см ² :						
кислорода	2,5—14	3—14	3—7	3—6	2—12	2—12
горючего	—	0,01—0,5	0,01—0,5	0,01—0,5	—	—
Расход, м ³ /ч:						
кислорода	2,4—42	2,6—42	2,5—8,5	2,5—5,2	2,5—40	2,5—40
горючего	0,5—1,2	0,8—1,2	0,35—0,6	0,35—0,55	0,4—0,7*	0,4—0,7*
Количество мундштуков:						
наружных	5	2	1	1	2	2
внутренних	3	5	2	1	5	5
Вес, кг	—	1,5	0,5	0,47	4,1	4,1

* В числителе — количество пропан-бутана, в знаменателе — метана или природного газа.

Таблица 36. Машинки для обрезки концов труб под фаску

Показатели	РФ-529	РФ-820
Диаметр труб, мм	529	720—820
Габаритные размеры машинки, мм:		
длина	520	520
ширина	685	965
высота	800	1080
Вес, кг	22,5	30,0

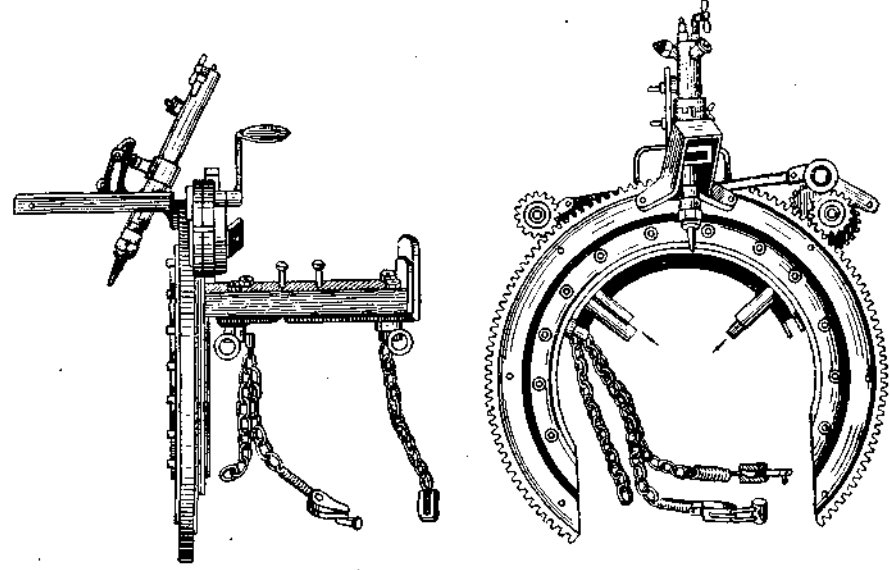


Рис. 72. Машинка для обрезки труб под фаску.

Сварочно-монтажные работы

После окончания работ по обрезке приступают к выемке трубы или катушки из котлована, монтажным и сварочным работам.

Выемка цилиндрической катушки, вырезанной из газопровода, обычно бывает затруднительна, так как при малейшем перекосе ее заклинивает. Чтобы ускорить работы и облегчить выемку, один конец катушки делают косым, с тем чтобы по верхней образующей трубы катушка была длиннее, чем по нижней, не менее чем на 50 мм.

Для выемки катушек из котлована, а также для центровки вновь ввариваемых катушек, отдельных труб и секций применяются трубоукладчики различных типов. Трубоукладчик представляет

собой самоходный кран на базе гусеничного трактора с неповоротной стрелой, расположенной с левой стороны трактора.

Технические характеристики трубоукладчиков приведены в табл. 37.

Таблица 37. Технические характеристики трубоукладчиков

Показатели	ТЛ-ДТ-54	ТЛ-3	ТЛ-4	ТО-12-24	Т-15-30	Т-35-60
Базовая машина, марка	ДТ-54	С-80	С-80	Т-100М	Соб- ственная база с исполь- зуем узлов Т-100М	Д-804
Грузоподъемность максимальная, т	3	10	10	12	15	35
Наибольший вылет крюка при подь- еме максимального единичного груза на горизонтальной площадке, м	1,2	—	2,0	2,0	2,0	1,7
Высота подъема крю- ка максимальная, м	3,37	4,3	4,3	4,6	4,6	5,2
Двигатель, марка	ДТ-54	КДМ-46	КДМ-46	Д-108	Д-108	6КДМ-50
Мощность номиналь- ная, л. с.	54	75	80	80	108	140
Габаритные размеры с поднятой стрелой и передвинутым контргрузом, мм:						
длина	4335	4230	4230	4230	4380	5221
ширина	3200	—	4650	4340	4290	4175
высота	4900	5660	5660	6060	6355	6700
Вес в заправленном состоянии, т . . .	8,2	16,95	17,00	19,2	24,06	36,4

Трубоукладчики ТЛ-ДТ-54, ТЛ-3 и ТЛ-4 промышленностью в настоящее время не выпускаются и их данные в таблице приводятся в связи с тем, что на многих магистральных газопроводах они еще находятся в эксплуатации.

Трубоукладчики Т-35-60 являются наиболее совершенными и мощными и используются на газопроводах диаметром 1020 и 1220 мм.

После выемки катушки кромки труб газопровода обрабатывают под фаску по шаблону со скосом 30—35°. Фаски обрезают резакон или специальной машинкой, как указано выше, а затем шлифуют шлифовальной машинкой или зачищают напильником до металлического блеска. Перед сваркой фаски дополнительно зачищают специальной проволочной щеткой.

Концы труб, подготовленных к сварке, должны иметь скос по отношению к вертикали 30—35° и притупление, т. е. нескошенную часть, высотой 1,5—2 мм. При сборке под сварку труб с продольными сварными швами при их центровке следует обеспечивать смещение этих швов друг относительно друга не менее 200 мм.

Качество подготовки стыка к сварке может быть проверено при помощи специального шаблона. Для ускорения работ центровка газопровода и подготовка его к сварке могут производиться на специальных сборочных приспособлениях (центраторах).

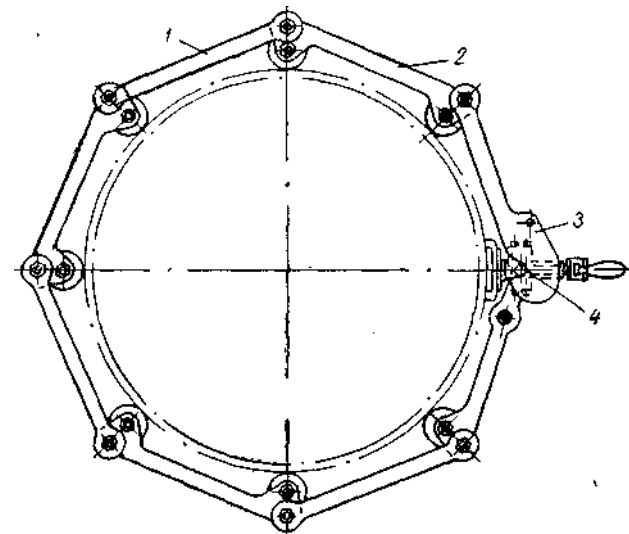


Рис. 73. Звеньевой центратор.

1 — промежуточное звено; 2 — звено с опорными роликами; 3 — запорное звено; 4 — запорное устройство.

Центраторы бывают наружные и внутренние, но на ремонтных и аварийных работах применяются только наружные центраторы (звеньевые и эксцентриковые). Звеньевые центраторы предназначены для центровки труб диаметром 529—1020 мм, эксцентриковые — 168—426 мм.

Звеньевой центратор (рис. 73) представляет собой шарнирный восьмигранник из пластинчатых звеньев с нажимными роликами в узлах. Крайнее звено замыкающим крюком надевается на крестовину-гайку. При движении крестовины вверх по резьбе винта рамки обжимают концы труб. Характеристика наружных звеньевых центраторов приведена в табл. 38.

Для сборки стыка центратор надевается на конец свариваемой трубы или катушки на половину своей ширины. Поднятая для центровки труба или катушка вводится концами в свободную часть центратора, подгоняется к концу предыдущей трубы так, чтобы

Таблица 38. Технические характеристики звеньевых центраторов

Центратор	Длина звена, мм	Число звеньев	Вес центратора, кг	Диаметр трубы, мм
ЦЗ-529	339	6	19,5	529
ЦЗ-630	339	7	27,0	630
ЦЗ-720	339	8	28,0	720
ЦЗ-820	370	8	30,0	820
ЦЗ-1020	370	10	44,0	1020

по периметру образовалось минимальное смещение кромок, и между торцами устанавливается требуемый зазор. После этого центратор зажимается. Если в отдельных местах получилось смещение кромок больше, чем это допускается ТУ, на края смещенного участка ставятся усиленные прихватки длиной 75—100 мм, а смещенные края трубы подгибаются ударами кувалды. После правки прихватки тщательно осматриваются и при наличии в них трещин вырубаются.

Сварка. При ремонтных и аварийных работах на магистральных газопроводах применяется дуговая ручная электросварка. Автоматическая сварка под слоем флюса, под углекислым газом не применяется ввиду нецелесообразности применения громоздкого дорогостоящего оборудования для работ небольшого объема, а также трудностей, связанных с использованием этого оборудования на трассе.

При ручной дуговой сварке на ремонтных и аварийных работах применяются марки электродов, обеспечивающие предел прочности не меньше нижнего предела прочности основного металла труб.

Минимальное количество слоев сварки регламентируется в зависимости от толщины стенок и угла скоса кромок свариваемых труб. В табл. 39 приведена зависимость количества слоев сварки и угла скоса кромок стыка от толщины стенки.

Таблица 39. Угол скоса кромок стыка в зависимости от толщины стенки

Толщина стенки труб, мм	Угол скоса кромок стыка, град.	Минимальное количество слоев
4—6	30—35	2
	20—25	2
6—11	30—35	3
	20—25	2
11—14	30—35	4
	20—25	3

Таблица 40. Режим ручной дуговой сварки труб

Марка электрода	Поворотный стык			Неповоротный стык		
	Слой шва	Диаметр электрода, мм	Сила тока, а	Слой шва	Диаметр электрода, мм	Сила тока, а
ОММ-5	1	3	160—180	—	—	—
	2	5	200—250			
	3	5	200—250			
УОНИ-13/45 УОНИ-13/55	1	3	130—150	1	3	90—110
	2	5	170—190	2	4	160—180
	3	5	180—200	3	4	150—170
ЦМ-1	1	3	110—150	1	4	100—130
	2	5	170—210	2	4	130—160
	3	5	200—250	3	4	190—220
СМ-Н	1	3	120—180	1	4	120—150
	2	5	180—220	2	4	140—160
	3	5	200—250	3	4	140—180

Режим ручной электродуговой сварки зависит от слоя свариваемого шва, диаметра и марки электрода, характеристики источника тока и квалификации сварщика.

Диаметры электродов и сила тока при ручной сварке труб приведены в табл. 40.

Ручную дуговую сварку поворотных стыков ведут следующим образом. Первый слой обычно наносят движением электрода снизу вверх. При этом сначала сваривают боковые поверхности, затем после поворота секции на 90° — остальные две четверти стыка. Второй слой накладывается по всей длине стыка в одном направлении, а третий — также по всей длине, но в противоположном направлении.

Во избежание стекания металла и шлака рекомендуется второй и третий слой накладывать сверху вниз на небольшой части окружности, для чего секцию несколько раз поворачивают и непрерывно вращают. Сварка неповоротных стыков также выполняется в три слоя. Первый слой начинают в точке, отстоящей от нижней точки вертикального диаметра на 50—60 мм (точка А на рис 74), и двигаются снизу вверх через нижнюю точку вертикального диаметра до

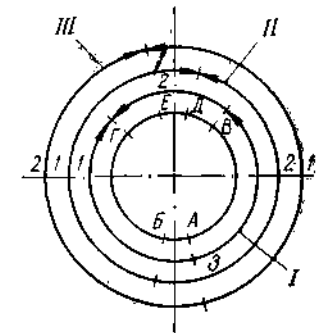


Рис. 74. Сварка неповоротных (потолочных) стыков. I — первый слой; II — второй слой; III — третий слой. Стрелками показано направление движения дуги, цифрами — последовательность наложения шва.

точки Г. Потом накладывают шов от точки В до точки Г, после чего возвращаются к начальной точке А и накладывают шов на участке АВ. Вторым слоем накладывают двумя участками, равными половине окружности трубы, от точки В к точке Д в направлении БГЕД, а затем в направлении БАВД. Третий слой наносят также в два приема от точки А в направлении АВДЕ, затем в направлении АБГЕ.

Электроды, применяемые при сварке стальных труб и заготовке фасонных сварных частей, представляют собой прямые стальные стержни, покрытые плотным слоем обмазки. Качественная обмазка электрода обеспечивает устойчивое горение дуги и, образуя на шве шлаковую корку, замедляет остывание металла шва и защищает в процессе остывания наплавленный металл от воздействия на него кислорода и азота воздуха.

Электроды изготавливаются из стальной проволоки разных марок. Марка стали электрода должна соответствовать марке стали свариваемых труб, фасонных частей, стальных конструкций и т. д.

Правильный выбор марки электродов при ручной электродуговой сварке обеспечивает прочность, долговечность и герметичность стыков газопроводов и высокую производительность сварщика, а также необходимую пластичность, ударную вязкость металла сварного шва, достаточную глубину провара и плотность наплавленного металла в швах, стабильное горение дуги и хорошее формирование сварного шва при сварке в любом пространственном положении. Обмазка электродов должна быть нанесена равномерно по длине и окружности металлического стержня и обладать высокой стойкостью к воздействию влажного воздуха.

При ремонте магистральных газопроводов применяются электроды, указанные в табл. 41. В табл. 42 приведены марки и технические характеристики электродов, применяемых для ручной дуговой сварки магистральных газопроводов.

Таблица 41. Электроды, применяемые при ремонте магистральных газопроводов

Материал труб	Предел прочности материала труб, кг/см ²	Тип электрода
Ст. 2	38	Э-42
Ст. 10	42	Э-42А
Ст. 3	42	Э-50
Ст. 4	42	Э-50А
Низколегированная сталь	55 и выше	Э-50
Высоколегированная сталь	55 и выше	Э-50А

Наиболее часто применяются электроды марок УОНИ-13/45

Электроды УОНИ-13/45 дают стабильное горение дуги при любом положении сварки и высокие механические показатели сварных

Таблица 42. Техническая характеристика электродов, применяемых для ручной электросварки газопроводов

Тип электрода	Марка покрытия	Механические свойства металла шва				Механические свойства сварного соединения			Коэффициент наплавления $\alpha, \%$	Род тока и полярность
		Предел текучести, кг/мм ²	Предел прочности, кг/мм ²	Относительное удлинение, %	Относительное сужение, %	Предел прочности, кг/мм ²	Угол загиба, град.	Ударная вязкость, кг·м/см ²		
Э-42	ОММ-5	30—36	46—50	20—28	—	47—50	120—180	10—12	6,5—7,2	Переменный и постоянный
	СМ-5	—	48—52	20—30	48—67	50—52	180	10—17	—	
	ЦМ-7	31—41	41—53	18—30	39—66	—	180	8—11	41	
Э-42А	УОНИ-13/45	33—35	43—45	28—32	70—80	—	—	25—30,1	9,8	Постоянный, обратная полярность
	СМ-11	—	45—50	23—38	—	—	180	15—30	—	
Э-50	УП-2/45	33,9—38,1	42,3—48,7	27,9—35,6	—	—	—	27,7—33,1	9,7—9,9	Переменный и постоянный
	УП-2/55	37,6—41,7	53,0—58,3	29,2—31,9	—	—	—	—	—	
Э-50А	УОНИ-13/55	40—45	50—55	25—30	65—70	—	—	25—30,4	8	Постоянный, обратная полярность
	СМ-11/50	35—39	50—52	28—36	—	—	180	17—20	—	

соединений (предел прочности 42—45 кг/мм², ударная вязкость 25—30 кг-м/см² и более).

Электроды УОНИ-13/55 близки по своим технологическим свойствам к УОНИ-13/45, но при наличии в обмазке большого количества ферросплавов имеют более высокие показатели сварного шва по пределу прочности (50—55 кг/мм²), что позволяет отнести их к электродам типа Э-50А и применять при сварке труб из низколегированной стали повышенной прочности.

Электроды марки ОММ-5 применяются при сварке поворотных стыков. Производительность сварщика при пользовании этими электродами ниже, чем при сварке электродами УОНИ-13/45, на 20—25%. Механические свойства наплавленного металла ниже и соответствуют требованиям, предъявляемым к электродам типа Э-42.

В табл. 43 приводится примерный расход электродов на один стык в зависимости от диаметра и толщины стенки трубы.

Таблица 43. Расход электродов при ручной дуговой сварке в зависимости от диаметра и толщины стенки трубы

Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Расход электродов на один стык, кг	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Расход электродов на один стык, кг
76X3	0,03	377x9	0,95
76X3,5	0,04	377x12	1,80
76x4	0,06	426x8	1,25
89x3,5	0,05	426x9	1,61
89x4	0,07	426 x 10	1,94
89x5	0,09	426 X 12	2,80
108x4	0,08	529x8	1,61
108x5	0,11	529x9	2,06
108x6	0,18	529 x 10	2,50
133x4	0,10	529 X 12	3,56
133x8	0,30	630x10	2,98
159x5	0,16	720x11	4,10
159x7	0,30	720x12	4,91
159x9	0,46	820x9	3,23
219x6	0,31	820x10	3,92
219x7	0,41	820x11	4,71
219x12	0,84	820X12	5,40
273x7	0,51	920x9	3,53
273X9	0,80	920x10	4,36
273X12	1,30	920x11	5,24
325x9	0,95	920x12	6,05
325x10	1,15	1020x10	4,86
325x10	1,15	1020X12	7,00

Сварочные агрегаты. При ремонтных работах применяются сварочные агрегаты с двигателями внутреннего сгорания типа САК-2, АСБ-300, ПАС-400 и др.

Передвижные сварочные агрегаты состоят из сварочного генератора постоянного тока, соединенного эластичной муфтой с бензиновым двигателем внутреннего сгорания, распределительного устройства, бака для горючего, генератора для освещения.

В табл. 44 приведены технические характеристики агрегатов с генераторами постоянного тока.

Сварочные агрегаты, используемые на трассе газопровода, обычно устанавливают на легких тележках, что дает возможность перемещать их с одного участка на другой при помощи автомобилей и тракторов. На этих же тележках обычно размещают ящики с электродами, инструментами, сушилку для электродов, катушки со сварочным кабелем и др. Передача тока от сварочного агрегата к месту сварки осуществляется одинарными и двойными гибкими изолированными проводами. Сечение проводов выбирается в зависимости от силы тока по данным, представленным в табл. 45.

Обычно применяется провод с резиновой изоляцией марок ПРГН и ПРГД. Провод должен иметь хорошую изоляцию, защищенную от повреждений надежной оплеткой.

На рис. 75 показан однопостовой сварочный агрегат на одноосной тележке.

Сварка труб в зимних условиях. В зимнее время производить сварку стыков газопроводов без подогрева разрешается при следующих температурах, °С:

Малоуглеродистая сталь марки Ст. 3 или Ст. 10 и Ст. 15 с содержанием углерода до 0,22%	—30
Низколегированная сталь марок МК	—25
Малоуглеродистая сталь марки Ст. 4 с содержанием углерода до 0,27%	—20

Марка агрегата	Сварочный генератор			Двигатель			Вес агрегата, кг
	Тип	Сварочный ток, а	Пределы регулировки сварочного тока, а	Напряжение холостого хода, в	Тип и марка	Мощность, л. с.	
САК-2-I САК-2М-IV ПАС-400-VI АСБ-300-VII	СМГ-2Б-II СМГ-2М-VI СПП-3-VI ГСО-300-V	300 300 500 300	75—350 75—340 120—600 75—320	60 50—76 60—90 47—73	ГАЗ-К ГАЗ-МК ЗИС-120 ГАЗ-320	28 32 90 30	1430—1550
							1430—1550
							1600
							1450
							1100 900 1900 850

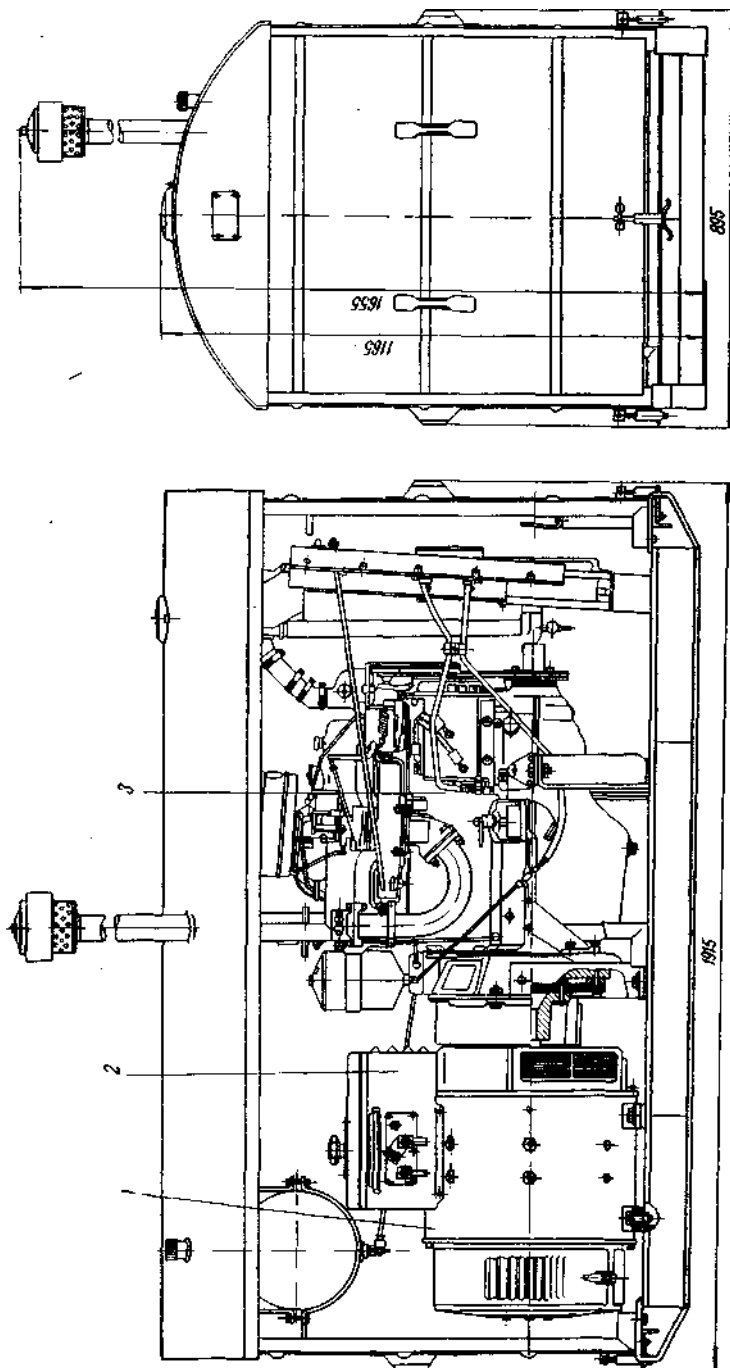


Рис. 75. Однофазовой сварочный агрегат АСВ-300-VII.
1 — генератор ГСО-300-V; 2 — регулятор; 3 — двигатель внутреннего сгорания ГАЗ-320.

Таблица 45. Сечение сварочных проводов

Сварочный ток, а	Сечение провода, мм ²	
	одинарного	двойного
200	25	
300	50	
450	70	2 x 16
600	95	2 x 25
		2 x 35

Основными факторами, обеспечивающими высокое качество швов, свариваемых при отрицательных температурах, являются:

а) использование для сварки высококачественных электродов типа Э-42А (УОНИ-13/45 и СМ-11) и Э-50А (УОНИ-13 55);

б) тщательная предварительная подготовка труб и их кромок для сварки, а также хорошая очистка труб от ржавчины, снега и грязи;

в) применение для защиты от осадков и сильного ветра брезентовых палаток или фанерных будок;

г) покрытие законченного шва поясами из асбеста или других теплоизоляционных материалов для уменьшения скорости охлаждения металла.

При необходимости проведения работ при более низких температурах перед сваркой следует провести подогрев паяльными лампами до 180—200° С, а сварку производить в переносной брезентовой палатке. После окончания работ обязательно укрыть шов для медленного остывания.

Большое значение для качества сварки в зимних условиях имеют опыт и тренированность сварщика, а также качество и исправность сварочного оборудования.

Вварка в магистральный газопровод отводов. Вварку отводов в магистральный газопровод или перемычек между газопроводами делают под прямым углом при помощи тройников заводского изготовления. Если тройников нет, то их можно изготовить силами ремонтно-восстановительной службы в соответствии с ведомственными нормами Гипрогаза НГ971-65 и НГ976-65.

Подготовка монтажного узла, состоящего из катушки по диаметру магистрального газопровода, отрезка трубы по диаметру отвода и крана на отводе, производится в такой последовательности.

Из трубы диаметром, соответствующим диаметру магистрального газопровода, вырезается катушка длиной 1,5 м и больше, в зависимости от диаметра отвода. В середине этой катушки вырезается отверстие по диаметру отвода. Затем к крану с обоих торцов привариваются отрезки труб по диаметру отвода с утолщенной стенкой, и подготовленный таким образом кран подгоняется к катушке. Торец отвода, ввариваемый в катушку, обрабатывается по диаметру газопровода. При этом кромки отверстия в катушке и кромки трубы отводов должны быть разделаны под сварку. Затем на трубу отвода надевается усиливающий воротник, подогнанный

по диаметру магистрального газопровода, и отвод вваривается в катушку. При этом отвод не должен входить внутрь катушки более чем до внутренней ее поверхности, чтобы не быть препятствием для ерша во время продувок газопровода. Монтажный узел можно подготавливать как на аварийно-ремонтном пункте, так и на месте производства работ.

Монтажные узлы вместе с заглушками должны быть испытаны гидравлически на прочность давлением 1,5 рабочего в соответствии с требованием ГОСТ 356—68. Испытание проводят при помощи ручного гидравлического насоса ГН-200 или другого насоса подобного типа. Создаваемый насосом ГН-200М напор — 200—250 кг/см², производительность насоса 0,5 м³/ч.

Вытеснение из газопровода воздуха и вварка заплат- После окончания сварочных работ в основном котловане запорные шары вместе с глиной извлекаются и участок продувается газом сначала через одно окно, а затем через другое.

Вытеснение воздуха необходимо проводить до тех пор, пока содержание кислорода в газе, выходящем из газопровода, составит не более 1 %, с выдержкой продувки не менее 20 мин после двукратного подтверждения 1%-ного содержания кислорода в вытесняемой газозооной смеси. Проверку на взрывоопасность производит при помощи приборов ОРСА — Фишера лаборант райуправления.

При отсутствии взрывоопасной среды в окна ввариваются ранее вырезанные или специально подготовленные заплаты. Вварка заплат производится заподлицо с основной трубой под давлением газа 20—50 мм вод. ст.

Для обеспечения полного провара корня шва на заплату перед установкой ее на трубу (с внутренней стороны) приваривают подкладку в виде полосы из листового металла толщиной 3—4 мм. Полоса должна выступать по контуру за края заплаты на 10—12 мм. Для обеспечения качественной сварки зазор между металлом трубы и заплатой должен быть в пределах 2—5 мм. Вставленную заплату обваривают в три слоя электродами УОНИ-13/45 или УОНИ-13/55.

По окончании вварки заплат заваривают отверстия у манометра, продувают участок через свечи и опрессовывают его сначала на плотность, а потом и на прочность, для чего давление на участке постепенно поднимают до максимально возможного рабочего на данном участке.

Если нет срочности в подаче газа, то испытание на прочность проводят после проведения изоляционных работ и засыпки газопровода грунтом.

§ 5. РЕМОНТ ИЗОЛЯЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ

Материалы для изоляционных покрытий

Изоляционные покрытия должны обладать высокой химической стойкостью в условиях агрессивных почв, химической нейтральностью по отношению к стальным трубам, необходимой механиче-

ской прочностью, хорошей прилипаемостью (адгезией), обеспечивающей прочное сцепление покрытия с поверхностью трубы, водонепроницаемостью, температурной устойчивостью, хорошими диэлектрическими свойствами.

В настоящее время для изоляции при проведении ремонтных работ на подземных газопроводах применяются изоляционные покрытия на битумной основе и изоляционные покрытия из полимерных материалов.

Изоляционное покрытие на битумной основе — наиболее распространенное при защите подземных газопроводов. Основные достоинства битумных покрытий — их высокая эластичность, достаточная стойкость, недефицитность исходного сырья и относительная несложность его применений. При ремонтных работах на газопроводах наибольшее распространение получила битумная мастика с резиновым наполнителем, в зимний период — с добавлением пластификаторов.

Для изготовления битумных изоляционных покрытий применяются следующие материалы.

Битум выпускается пяти марок (I—V). Для изоляции газопроводов применяют битум марки БН-IV (ГОСТ 6617—56) или смесь равных количеств битума марок БН-III и БН-V.

В табл. 46 приводятся основные свойства битумов марок III, IV и V.

Таблица 46. Характеристика нефтяных битумов

Показатели	БН-III	БН-IV	БН-V
Температура размягчения по К и Ш, °С	50	70	90
Глубина проникновения иглы при 25° С, мм	4—7	2-4	0,5-2
Растяжимость при 25° С, см, не менее	4	3	1
Температура вспышки по Бренкену, °С	200	230	230

В качестве наполнителя применяются резиновая крошка по ВТУ ШУ 96—56 МХП (крупность частиц не более 1 мм, примесь текстиля не более 5%, присутствие металлической пыли не допускается), асбест № 7 по ГОСТ 12871—67, молотый известняк и камни, просеянные через сито 900 отверстий на 1 см² (влажность не более 2%). С помощью наполнителей повышаются механическая прочность изоляции, температура размягчения, увеличивается вязкость.

Пластификаторы добавляются в битумную мастику для придания ей пластичности при нанесении изоляции в зимних условиях. Лучшими пластификаторами являются полимерные материалы — полиден и полиизобутилен. Однако до настоящего времени широкое применение находят зеленое и осевое масло.

Смесь битума с добавкой наполнителя и пластификатора в определенных соотношениях называется битумной мастикой. При

ремонтах изоляции газопроводов применяют битумные мастики следующего состава, %:

В летний период		В зимний период	
Битум ВН-IV	93	Битум ВН-IV	85
Резиновая крошка . . .	7	Резиновая крошка . . .	Ю
		Пластификатор	5

При отсутствии резиновой крошки могут применяться мастики « минеральным наполнителем (известняком или каолином), состоящие из битума ВН-IV (75%) и минерального наполнителя (25%).

Для повышения механической прочности и защитных свойств изоляционного покрытия при строительстве и ремонтных работах применяются следующие материалы.

Бризол (ВТУ ШУ 289—56 МХП) представляет собой рулонный материал, приготовленный на основе нефтяного битума, резиновой крошки, асбеста и пластификатора. Бризол водонепроницаем. Выпускается в рулонах. Длина рулона 60 м, ширина 245 мм, толщина листа 1,5—2,5 мм.

Гидроизол (ГОСТ 7415—55) представляет собой асбестовую рулонную бумагу, пропитанную парафинистыми нефтяными битумами. Длина рулона 20 м, ширина 950 мм, толщина листа 0,75 мм.

Стекловолокно (стеклоткань) — наиболее эффективный армирующий материал из применяемых для изоляционных покрытий. Изготавливается штапельным способом в виде сетки из нитей диаметром от 3 до 30 мк. Промышленностью выпускается стекловолоконный холст в виде лент шириной 400 мм, толщиной 0,5—0,6 мм и длиной не менее 150 м.

Крафт-бумага (ГОСТ 8273—57) служит для предохранения битумной мастики от оплывания и механических повреждений, а также для сохранения одинаковой толщины покрытия по всей окружности. Выпускается в виде ленты шириной 100—130 см, свернутой в рулон. Крафт-бумага сравнительно легко поглощает влагу из атмосферы (до 28%), поэтому должна храниться в сухом и теплом помещении.

Грунтовка (праймер) служит для лучшего сцепления битумной мастики с изолируемой поверхностью трубы. Приготавливается смешением одной объемной части битума марки БН-IV и трех частей авиационного или автомобильного неэтилированного бензина. Для этого битум освобождают от бумажной тары, размельчают на куски по 1—2 кг и загружают в битумоплавильный котел. Разогретый до 160—180° С битум выдерживают до тех пор, пока он не перестанет вспениваться, что будет свидетельствовать об отсутствии в нем влаги. Затем битум переливают в баки и охлаждают до 80—100° С. Охлажденный битум в нужной пропорции вливают в бензин. Переливают плотной струей при непрерывном помешивании до полного растворения битума.

Грунтовка должна храниться в закрытой таре во избежание испарения авиационного бензина и ухудшения ее свойств.

Приготовление битумной мастики

При ремонтных работах битумная мастика готовится на месте производства работ. Битум требуемой марки очищается от бумаги, размельчается на куски весом 1—2 кг и загружается в битумоплавильный котел.

Для приготовления битума при ремонтных работах применяется небольшой битумный котел (рис 76). Он установлен на одноосном прицепе для перевозки по трассе автомашиной. Топка котла может отапливаться дровами или жидким баллонным газом. Полезная емкость котла 500 кг. Герметично закрытая крышка котла обеспечивает безопасность при перевозке расплавленной битумной мастики. После каждого опорожнения котел тщательно очищается от остатков битума и грязи. Битум разогревается в котле до 170—180° С и при этой температуре выдерживается до полного испарения из него влаги. Затем в битум загружается резиновая крошка, и дальнейшая сварка происходит при непрерывном перемешивании в течение 1—1,5 ч до получения однородной массы без комков резиновой крошки, пены и пузырей на поверхности.

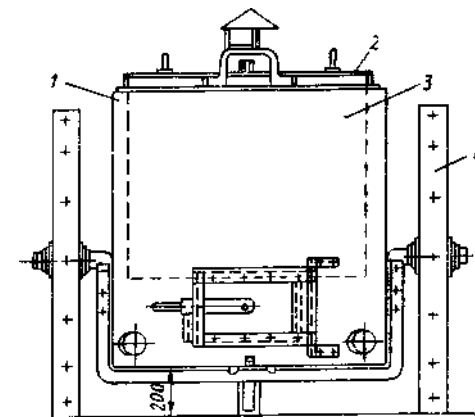


Рис. 76. Котел для варки битумной мастики.

1 — наружный кожух котла с топкой; 2 — съемная крышка; 3 — котел; 4 — тележка котла.

Температура мастики поддерживается 175—180° С. Нагрев битума или битумной мастики до более высокой температуры приводит к ухудшению качества из-за возможного коксования битума и осмоления резины, что делает покрытие жестким и хрупким. Из недоваренной мастики (вспенивающейся) получается пористое покрытие.

Нанесение изоляции

При проведении ремонтных работ изоляционное покрытие, как правило, наносится ручным способом. Перед нанесением грунтовки газопровод очищается от окалины и других загрязнений. При больших объемах работ для очистки применяют трубоочистительные машины, при малых — металлические щетки. После очистки трубу протирают тряпками или мягкими щетками. Масляные и нефтяные пятна смывают бензином, а затем водой. Очищенная от ржавчины труба укладывается на лежки диаметром 12—20 см.

Грунтовка наносится при сухой погоде на хорошо очищенную поверхность трубы. Из специальной лейки грунтовку наливают

на трубу и растирают снизу «полотенцем», а сверху «квачом». «Полотенце» шириной 40—50 см и длиной 1,5—2 м изготовляется из брезента, а «квач» — из куска мешковины шириной 30 см и длиной, достаточной для охвата половины окружности трубы. Нанесенный слой грунтовки толщиной 0,1—0,15 мм должен быть ровным, без подтеков. Для проверки высыхания грунтовки по трубе проводят ладонью: сухая грунтовка не оставляет следов.

Загрунтованный трубопровод сразу покрывают изоляцией. Если трубопровод после грунтовки находился на воздухе более 8 ч, то для обеспечения прилипаемости наносят новый слой грунтовки.

Битумное покрытие наносится на высохшую грунтовку в горячем виде в два слоя толщиной по 1,5 мм. Второй слой наносится после остывания первого. Далее по горячей мастике накладывают армирующую обертку. Наносить битумное покрытие во время дождя или снегопада не допускается. Трубопровод обертывается бризолом или гидроизолом, а затем защитной крафт-бумагой по спирали лентой по горячему битумному покрытию.

При нанесении усиленной и весьма усиленной изоляции после второго слоя мастики трубопровод обертывают бризолом. Толщина бризола около 2 мм, поэтому при усиленной изоляции поверх бризола битумная мастика не наносится. При весьма усиленной изоляции трубопровод обертывают бризолом, наносят еще два слоя битумной мастики и наматывают второй слой бризола.

Витки бризола или гидроизола могут не перекрываться, зазор между ними должен составлять не более 2 мм. Ленту из стекловолоконного материала следует наматывать без морщин и складок. Края каждого последующего витка в этом случае должны накладываться на предыдущий на 10—20 мм. При обертывании трубы крафт-бумагой края ленты также должны перекрываться на 20—30 мм.

В последнее время все более широкое применение находит изоляция газопровода пластмассовыми покрытиями. Наиболее приемлемыми по своим свойствам оказались пластмассовые покрытия на основе полиэтилена и пластифицированного полихлорвинила.

Полиэтилен обладает высокой химической стойкостью, хорошими диэлектрическими свойствами, малой водонасыщаемостью, морозостойкостью и газонепроницаемостью. В защитных покрытиях применяют его в виде лент из полиэтиленовой пленки и в виде порошка, наносимого на предварительно нагретую трубу. Отечественной промышленностью выпускаются полиэтиленовые пленки толщиной от 0,025 до 0,25 мм.

Полихлорвинил — высокоэластичный материал, обладающий хорошими электроизоляционными свойствами, — применяется для изоляции газопроводов в виде липкой изоляционной ленты (ПИЛ).

Грунтовка, применяемая при изоляции газопровода в виде липких полиэтиленовых и поливинилхлоридных лент, состоит из одной части клея № 4010 и двух частей бензина Б-70 или из одной части клея 61 и трех частей бензина. Кроме того, применяются грунтовки

на основе клея БФ-6, № 88, лака ФЛ-4 и др. Лаки и клеи, как правило, наносят на трубу в несколько слоев.

В табл. 47 приводятся технологические характеристики поливинилхлоридных и полиэтиленовых пленок.

Таблица 47. Основные характеристики и физико-механические свойства поливинилхлоридных и полиэтиленовых пленок

Показатели	Липкие ленты	
	поливинилхлоридные	полиэтиленовые
Цвет	Синий, черный	Черный
Толщина, мм	0,4	0,3
Ширина, мм	100—500	100—500
Длина ленты в рулоне (не менее), м	100	100
Плотность при 20° С, г/см ³	1,3	0,91—0,93
Сопротивление разрыву (не менее), кг/см ²	100	120
Относительное удлинение в пределах, %	100—180	200—400
Удельное переходное сопротивление при мокром контакте, ом·см ²	9,3 · 10 ¹⁰	3 · 10 ¹⁴
Удельное объемное электрическое сопротивление при 20° С (не менее), ом·см	1 · 10 ¹¹	1 · 10 ¹⁶

Таблица 48. Сравнительная характеристика битумного и пластмассовых покрытий

Показатели	Битумная мастика	Липкая лента		Порошок полиэтилена
		полихлорвиниловая	полиэтиленовая	
Толщина, мм	3	0,60—0,70	0,65—0,75	0,80—0,90
Плотность, г/см ³	1,00—1,10	1,20—1,30	0,92—0,94	0,92—0,95
Разрывное усилие, кг/см ²	1—6	160—200	110—180	180—240
Относительное удлинение, %	120—140	200—400	400—650	100—400
Сила сцепления, кг/см ²	4—5	0,1—0,3*	0,2—0,5*	100—150
Ударная прочность, кг/см ²	0,15—0,25	0,30	0,30—0,35	1—1,20
Водопоглощение, %	0,05—0,07	0,30—0,40	0,02—0,03	0,03—0,00
Температура плавления, °С	85—95	115—120	105—115	140—150
Минимальная температура применения, °С	-25**	+5	-20	

* Сила сцепления, кг/см.

** Пластифицированный битум.

Таблица 49. Примерные конструкции противокоррозионных покрытий стальных трубопроводов

Тип изоляции	Основа битумная		Основа битумно-резиновая (при температуре газа 40—70° С)		Битумно-резиновая основа (при температуре газа до 40° С)		Основа из пластмассовых лент
	Конструкция покрытия	Толщина покрытия, мм	Конструкция покрытия	Толщина покрытия, мм	Конструкция покрытия	Толщина покрытия, мм	
Нормальная	1. Грунтовка 2. Битумная мастика 3. Стекловолоконный холст или крафт-бумага по горячей мастике	3,0	1. Грунтовка 2. Битумно-резиновая мастика 3 мм 3. Бризол 1,5 мм или стекловолоконный холст	4,5	1. Грунтовка 2. Мастика 3 мм 3. Стекловолоконный холст или крафт-бумага	3,0	1. Грунтовка 2. Липкая лента в 1 слой толщиной не менее 0,35 мм
Усиленная	1. Грунтовка 2. Битумная мастика 3. Армирующая обмотка 4. Стекловолоконный холст или крафт-бумага	6,0	1. Грунтовка 2. Битумно-резиновая мастика 4 мм 3. Бризол 1,5 мм	5,5	1. Грунтовка 2. Мастика 4 мм 3. Бризол 1,5 мм	5,5	1. Грунтовка 2. Липкая лента в 2 слоя толщиной не менее 0,7 мм
Весьма усиленная	1. Грунтовка 2. Мастика 3 мм 3. Армирующая обмотка 4. Битумная мастика 3 мм 5. Армирующая обмотка 6. Битумная мастика 3 мм 7. Армирующая обмотка (стекловолоконный холст или крафт-бумага)	9,0	1. Грунтовка 2. Битумно-резиновая мастика 3 мм 3. Бризол или стекловолоконный холст	5,5	1. Грунтовка 2. Мастика 7 мм 3. Бризол 1,5 мм	8,5	1. Грунтовка 2. Липкая лента в 2 слоя толщиной не менее 0,7 мм

Примечания. 1. При транспортировке газов с температурой от 40 до 70° С допускается применение покрытий из полимерных лент. 2. Температура размягчения мастик должна быть выше температуры транспортируемого газа не менее чем на 25° С.

**ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР
ЗА СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ВВОДОМ
ГАЗОПРОВОДОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ**

**§ 1. ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР
ЗА СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМИ РАБОТАМИ**

Лента наматывается на предварительно очищенную и покрытую грунтовкой трубу с помощью специальной изоляционной машины или ручную. Изоляция вручную производится аналогично покрытию трубы бризолом. Применяемые ленты синего или черного цвета имеют толщину 0,3 мм, ширину 400—500 мм, длина ленты в рулоне составляет не менее 100 м.

Перед обматыванием трубы рулон полиэтиленовой пленки разрезают на ленты шириной 0,7 диаметра трубы. Нахлест ленты зависит от диаметра трубы и для труб диаметром свыше 300 мм должен составлять не менее 20—25 мм. Зазоры между витками пленки не допускаются. Пленка подается на трубы под некоторым натяжением, чтобы обеспечить более плотное прилегание ее к трубе, а также чтобы избежать коробления и образования складок и пузырей.

Покрытие из полихлорвиниловых и полиэтиленовых лент обладает недостаточной прочностью с точки зрения сопротивления ударным, истирающим и другим механическим воздействиям, которые претерпевает изолированная труба при ее укладке в траншею. Поэтому покрытие защищают асбестовым волокном и другими материалами.

В табл. 48 приводится сравнительная характеристика битумного и пластмассовых покрытий.

Высокими диэлектрическими свойствами, водонепроницаемостью, устойчивостью против кислот и щелочей обладают покрытия на основе эпоксидных смол и эмалевые покрытия. Однако на магистральных газопроводах в нашей стране эти виды покрытий распространения еще не получили.

В табл. 49 приведены конструкции противокоррозионных покрытий, применяемые на газопроводах, а в табл. 50 — расход материалов.

Таблица 50. Расход материалов на изоляцию 100 м газопровода

Материалы	Условный диаметр труб, мм							
	300	350	400	500	600	700	800	1000
Грунтовка, кг	18	21	24	30	36	42	47	57
Битумное покрытие, м, при изоляции:								
нормальной	0,47	0,55	0,63	0,78	0,94	1,1	1,25	1,6
усиленной	1,0	1,15	1,3	1,7	2,0	2,3	2,9	3,3
весьма усиленной	1,5	1,7	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	5,0
Бризол или гидронзол, м ² , при изоляции:								
усиленной	130	153	170	215	260	300	345	435
весьма усиленной	260	306	340	430	520	600	690	870
Крафт-бумага (весом 70 г/м ²), кг	7,9	9,2	10,6	13,2	15,8	18,5	21,1	26,4

Эксплуатационному персоналу районных управлений магистральных газопроводов при строительстве вторых магистралей, отводов к городам и предприятиям, а также при строительстве компрессорных и газораспределительных станций приходится осуществлять технический надзор за строительством, так как в этих случаях функции заказчика возлагаются обычно на управления магистральных газопроводов. Во избежание возможных аварий и утечек газа необходимо уделять особое внимание контролю за проведением строительно-монтажных работ. Основные вопросы по организации контроля за строительно-монтажными работами при строительстве магистральных газопроводов регламентированы в соответствующих разделах Строительных норм и правил, а также в правилах по технике безопасности при ведении строительно-монтажных и наладочных работ б. Газпрома СССР.

Технический надзор должен обеспечить соответствие производства и качества строительно-монтажных работ проекту и действующим в период строительства нормам и правилам. Если заказчик не в состоянии правильно решить какой-либо вопрос из-за отсутствия необходимого опыта или особой сложности работ, то к осуществлению технического надзора следует привлекать проектировщиков.

Как правило, технический надзор должен начинаться сразу же после получения технического проекта от проектирующей организации. Проекты должны проверяться с точки зрения их полноты, наличия всех необходимых согласований, соответствия проекта СНиП (строительным нормам и правилам), а также соблюдения правил пожарного и санитарного надзора.

При осуществлении технического надзора за производством строительно-монтажных работ следует обращать особое внимание на:

- а) качество труб, арматуры и других материалов, применяемых для сооружения газопроводов;
- б) качество очистки внутренней полости труб от грязи, воды и различного рода засорений;

в) правильность рытья траншей и качество подготовки постели траншеи;

г) качество подготовки стыков к сварке, правильность и соответствие техническим правилам и нормам производства сварочных работ, наличие у сварщиков надлежаще оформленных удостоверений об их квалификации;

д) качество используемых изоляционных материалов и выполнение работ по противокоррозионной изоляции и электрозащите магистральных газопроводов от коррозии;

е) соблюдение необходимых расстояний при пересечении магистральным газопроводом подземных сооружений и коммуникаций;

ж) обеспечение высокого качества работ в соответствии со СНиП при прохождении через водные преграды, железные и шоссейные дороги;

з) правильность ведения, полноту исполнительной документации.

Для нормальной эксплуатации прокладываемого газопровода большое значение имеют правильное рытье траншеи и укладка в ней трубопровода. Правильность выполнения траншеи для прокладки газопровода проверяют внешним осмотром и периодическими замерами глубин и уклонов. Такие замеры необходимы для проверки соответствия глубины траншеи проектной, которую необходимо соблюдать для предохранения газопровода от чрезмерных нагрузок, а также для уменьшения вероятности замерзания влаги в газопроводе и образования гидратных пробок. Особое внимание следует уделять подготовке дна траншеи и устройству основания под газопровод (постель). Изолированный газопровод должен укладываться на дно траншеи равномерно, без провисаний и без трения о стенки траншеи. Ни в коем случае нельзя допускать, чтобы на дне траншеи оставались какие-либо твердые включения (камни, остатки тросов, металл и др.), так как они вызывают повреждения противокоррозионной изоляции газопроводов. В скальных грунтах или в супесях с большим содержанием гальки на дне траншеи необходимо устраивать постель из мягкого грунта толщиной от 10 до 30 см. Если привезти грунт не представляется возможным, то должна быть предусмотрена футеровка газопровода.

В задачи технического надзора входит также контроль за засыпкой опущенного в траншею газопровода. Несвоевременная засыпка в летний период может повлечь за собой выход из строя изоляционного покрытия, а при заполнении траншеи водой — привести к всплытию газопровода. Если газопровод не может быть засыпан немедленно после опускания, то его необходимо присыпать слоем земли толщиной не менее 20 см. Кроме того, для предохранения от всплытия газопровода траншею пересыпают в отдельных местах перемычками, расстояние между которыми колеблется от 15 до 50 м в зависимости от диаметра газопровода.

При засыпке газопровода следует также обращать внимание на устройство валика. Валик должен выполняться аккуратно, не

должен содержать остатков деревьев, корневищ, крупных камней и др.

После приемки траншеи составляется соответствующий акт, и представителем технического надзора дается разрешение на опускание в траншею изолированного газопровода. Если при опускании газопровода представитель не присутствует, то заказчик вправе не принимать работу.

Контроль качества сварочных работ

Проверка качества сварочных работ на газопроводах включает в себя:

- а) контроль квалификации сварщиков,
- б) контроль материалов,
- в) пооперационный контроль ведения сварочных работ,
- г) контроль сваренных стыков.

Контроль квалификации сварщиков заключается прежде всего в проверке наличия у них квалификационных непросроченных удостоверений о сдаче ими испытаний согласно Правилам испытания электросварщиков и газосварщиков, утвержденным Госгортехнадзором СССР 27 июня 1955 г.

Кроме того, сварщик должен сварить пробный стык в условиях, тождественных тем, в которых будет производиться сварка на данном строительстве. Только после этого он может быть допущен к работе на газопроводах. Такие же контрольные стыки свариваются каждым сварщиком при изменении условий сварки, т. е. при переходе на другие трубы и электроды или при перемене режима сварки. Все пробные и контрольные стыки подвергаются механическим испытаниям на загиб и разрыв.

Из сварного шва вырезают по три образца для испытаний на разрыв и на загиб (рис. 77). Образцы для испытаний на разрыв после их обработки должны иметь размеры, указанные в табл. 51.

Таблица 51. Размеры образцов для механических испытаний сварных швов на разрыв, мм

Толщина металла	Ширина рабочей части	Ширина захватной части	Длина рабочей части
До 4,5	15±0,5	25	50
4,6—10	20±0,5	30	60
10,1—25	25±0,5	35	100
25,1-50	30±0,5	40	160

При испытании на загиб образцов из сварных соединений стальных труб газопроводов угол загиба при ручной электродуговой сварке должен быть не менее 120°, при газовой сварке — 100°. Для отдельных образцов допускаются отклонения по углу загиба

и пределу прочности не более 10% при условии, что среднее значение для трех образцов будет не ниже указанных выше требований.

Общая длина образца складывается из длины рабочей части и двух длин захватной части образца. Для испытаний на загиб ширина образца $b = 1,5s$, где S — толщина образца, мм; общая длина образца $L = D + 2,55 + 80$ мм, где D — диаметр образца, который выбирается по техническим условиям, а при их отсутствии 25 мм; длина рабочей части образца $l = L : 3$.

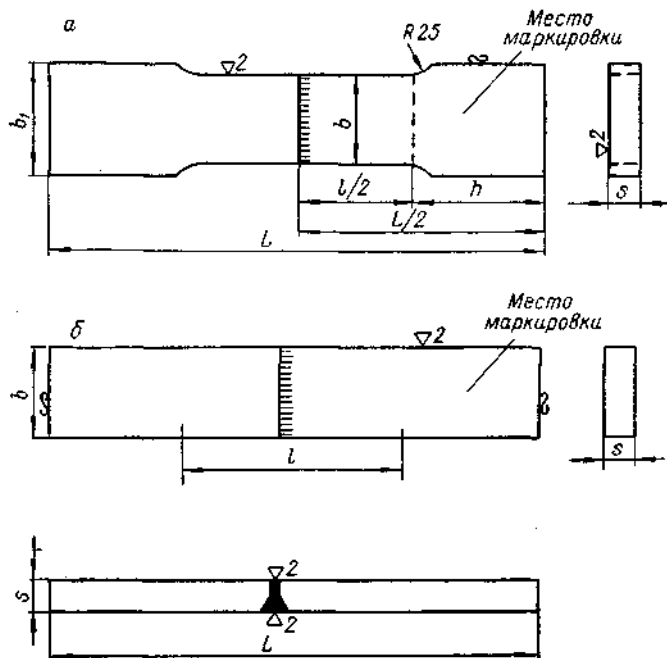


Рис. 77. Образцы для механических испытаний качества варки: а — на разрыв, б — на изгиб.

Во всех случаях для испытаний выбирают стыки, сваренные в наиболее трудных условиях. При получении неудовлетворительных результатов производится повторная проверка. Если и при повторной проверке хотя бы в одном случае будут получены неудовлетворительные результаты, то сварщик от дальнейшей работы на газопроводах отстраняется до переподготовки и повторной проверки его квалификации.

Контроль материалов, применяемых при сварке, включает в себя проверку наличия на электроды сертификатов завода-изготовителя, удостоверяющих их качество и соответствие требованиям ГОСТ 9467—60. Кроме того, от каждой поступившей партии (не более 5 т) электродов отбирается проба для проверки их качества осмотром и для испытаний механических свойств металла сварного соединения-

В соответствии с ГОСТ 2246—70 к сварочной проволоке, применяемой при автоматической сварке труб под слоем флюса, должны предъявляться те же требования, что и к электродам.

Пробными электродами свариваются два отрезка труб, используемых при строительстве или ремонте газопровода. Из сваренного стыка вырезают образцы в соответствии с ГОСТ 6996—66 по три для каждого вида испытаний. Результаты испытаний должны соответствовать требованиям СНиП. В случае неудовлетворительных результатов по одному из видов испытаний оно повторяется на удвоенном числе образцов. Если же после этого хотя бы на одном образце будут получены неудовлетворительные результаты, партия электродов бракуется.

В *пооперационный контроль сварочных работ* входит проверка правильности центровки труб, совпадения кромок, величины зазора и притупления, зачистка кромок перед сваркой, а также проверка качества труб и металла, из которого изготовлены трубы. При пооперационном контроле проверяются также режимы сварки, порядок наложения отдельных слоев шва, форма слоев шва, зачистка шлака, отсутствие пор, трещин и других внешних дефектов шва.

Контроль качества сваренных стыков состоит из внешнего осмотра выполненного шва и проверки качества сварки физическими методами. При осмотре рекомендуется пользоваться лупой с двух- или четырехкратным увеличением. По внешнему виду сварной шов должен удовлетворять следующим требованиям:

а) поверхность направляемого металла должна быть по всему периметру равномерной и чешуйчатой, с плавным переходом к поверхности газопровода;

б) высота усиления должна составлять для поворотных стыков не менее 1,5 мм и не более 30% от толщины стенок труб, а для неповоротных стыков в потолочной части 2—2,5 мм, но не более 40% от толщины стенки труб;

в) на сварных швах не должно быть каких-либо трещин, наплывов, кратеров, грубой чешуйчатости и др.

Сварные швы, не удовлетворяющие вышеуказанным требованиям, должны быть вырублены и заварены вновь.

Контроль качества сварки физическими методами при строительстве трубопроводов получил в настоящее время большое распространение. Из физических методов контроля наиболее часто применяются просвечивание стыков γ -лучами и магнитографический метод.

Способ просвечивания γ -лучами основан на явлении самопроизвольного внутриатомного распада радиоактивных веществ с непрерывным излучением γ -лучей во все стороны с одинаковой интенсивностью, γ -лучи способны проникать через толщу металла, хотя некоторая часть их и поглощается последним. В дефектных местах шва (поры, трещины, шлаковые включения, непровары и т. д.) γ -лучи поглощаются меньше. Если под сваренный шов положить фотопленку, то в дефектных местах эта пленка потемнеет и тем значительнее, чем больше дефектов сварки. В тех местах, где в сваренном

шве имеются трещины, на пленке образуются темные линии, а в местах расположения пор и мелких шлаковых включений — темные

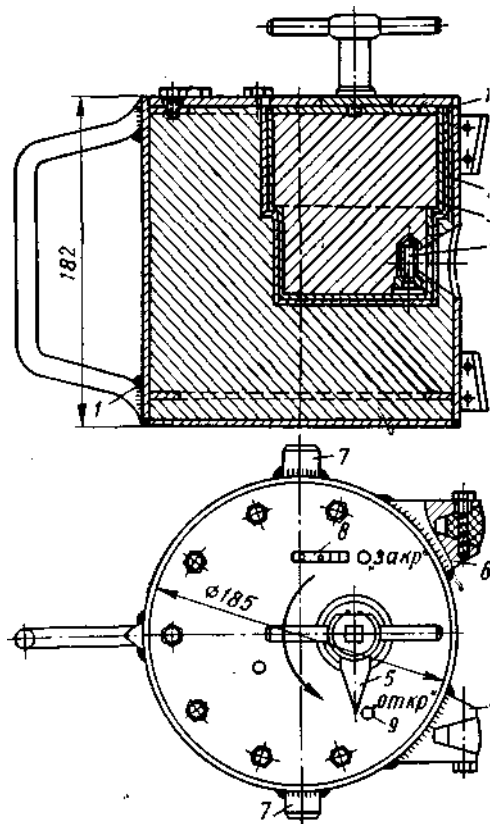


Рис. 78. Контейнер для просвечивания сварных стыков трубопровода у-лучами.

1 — подвижный стакан; 2 — вращающийся цилиндр; 3 — гильза для ампулы; 4 — корпус контейнера; 5 — защелка указателя; 6 — цапфа для крепления контейнера; 7 — указатель положения ампулы; 8 — упор; 9 — упорный штифт.

пятна, размер которых соответствует размерам дефектов в шве.

Наиболее пригодными источниками у-лучей являются изотопы с мягким излучением и высокой активностью (цезий-137, цезий-134, иридий-192, кобальт-60), которые помещают в контейнер специальной конструкции (рис 78).

Контейнер состоит из стального корпуса диаметром 185 и высотой 182 мм, в котором неподвижно укреплен тонкостенный стакан. Внутренняя полость корпуса, за исключением стакана, залита свинцом. В стакан вставлен цилиндр, также заполненный свинцом. В дно цилиндра у его стенки ввернута гильза для ампулы с радиоактивным веществом. Цилиндр с гильзой можно вращать при помощи рукоятки, приваренной к крышке цилиндра. На крышке контейнера имеются два штифта, ограничивающие движение рукоятки. Таким образом, ампула может находиться как у стенки корпуса против конусного отверстия,

Закрепляют контейнер на трубе при помощи двух скоб, изолированных резиновыми трубками. Укрепив на трубе контейнер, поворачивают рукоятку в положение «открыто», подводя тем самым ампулу к конусному отверстию в корпусе.

Сварные стыки просвечиваются через две стенки. Пучком лучей с центральным углом 75° одновременно просвечивается $\frac{1}{3}$ длины сварного шва. Для просвечивания шва по всей его длине контейнер достаточно установить в трех положениях.

Для максимального сокращения времени экспозиции и приближения ампулы с радиоактивным веществом к концу трубы контейнер располагают на трубе рядом со сварным швом.

По окончании просвечивания ампула должна быть повернута в центр корпуса, чтобы со всех сторон ее окружала свинцовая защитная оболочка. Для этого рукоятку поворачивают в положение «закрыто» и фиксируют защелкой.

Пленка накладывается на шов с внешней стороны. Для исключения возможности засветки применяются специальные кассеты из черной непрозрачной бумаги, алюминиевой фольги, клеенки или резины.

После определенной выдержки (экспозиции) и последующего проявления пленки на негативе получается изображение сварного шва с его особенностями и возможными дефектами. При этом имеющиеся непровары, поры, трещины, шлаковые включения, т. е. все места, где уменьшено сечение металла, а следовательно, прошло больше радиоактивных лучей, засвечиваются больше. На негативе после проявления все дефекты имеют вид темных очертаний, форма которых зависит от характера и размера дефектов. Размеры дефектов определяют путем сравнения с имеющимися снимками или же по изображению дефектометра.

Дефектометр представляет собой стальную пластинку, на которую нанесены канавки различной глубины. Дефектометр подкладывают под кассету, устанавливаемую для просвечивания стыков, и на негативе канавки дефектометра выглядят в виде полосок различной степени потемнения. Сравнивая потемнения от имеющихся в шве дефектов с потемнениями, полученными от дефектометра, можно судить о глубине дефектов. На рис 79 показаны примерный вид у-снимка некачественного сварного шва и снимок с дефектоскопа.

Всесоюзным научно-исследовательским институтом радиационной техники (ВНИИРТ) создан контейнер — гамма-дефектоскоп РИД-21Г. Он имеет дистанционное управление и может использоваться для просвечивания стыков направленным пучком лучей снаружи, а также открытой ампулой — внутри трубы. Контейнер изготовлен из плотного вольфрамового сплава, что позволило уменьшить толщину стенок, а следовательно, и вес его примерно в 2,5 раза против свинцового.

Магнитографический метод контроля сварных соединений основан на явлении полей рассеивания, возникающих при прохождении

Источник излучения	Cs^{137}
Активность источника, г-экв Ra	2
Энергия излучения, Мэв	0,75
Допустимое время облучения (при расстоянии от источника до рабочего места 0,5 м), ч	3
Толщина свинцовой защиты, мм	70
Время экспозиции для трубы диаметром 529x8 мм, мин	7
Общий вес контейнера, кг	50

силовых линий магнитного поля через дефектные места, и записи этих полей на ферромагнитную пленку, накладываемую на поверхность контролируемого шва. После окончания магнитной записи

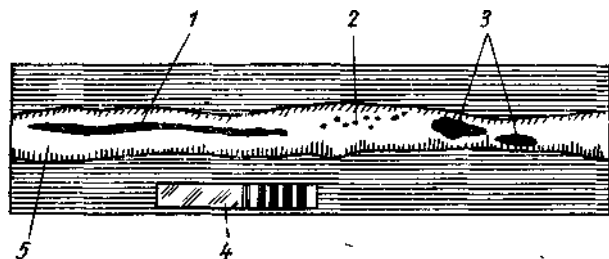


Рис. 79. Примерный вид у-снимка участка сварного шва при наличии дефектов.

1 — непровар; 2 — газовые поры; 3 — шлаковые включения; 4 — дефектоскоп; 5 — сварной шов.

пленка закладывается в считывающее приспособление и запись воспроизводится на электроннолучевой трубке осциллографа, а дефекты оцениваются по эталонным кривым изменения магнитного потока.

На рис. 80 показаны импульсы, полученные на экране при воспроизведении магнитной записи различных дефектов.

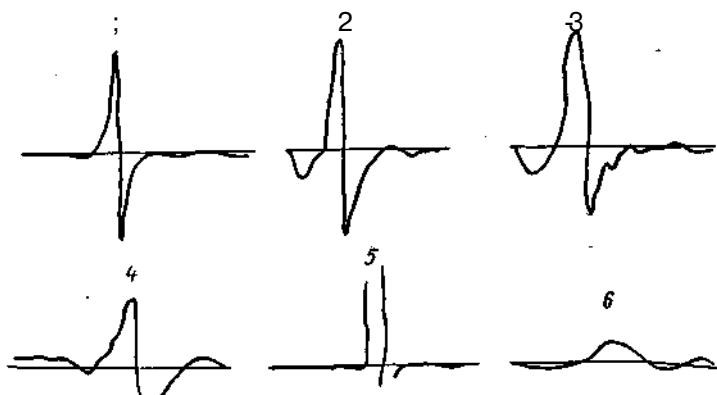


Рис. 80. Характеристика импульсов на экране осциллографа.

1 — продольная трещина на поверхности шва; 2 — продольная трещина в корне шва; 3 — непровар глубиной около 40%; 4 — непровар глубиной около 20%; 5 — сетка из пор; 6 — подрез.

Сравнивая оба метода, можно отметить следующее. Метод магнитографического контроля является оперативным и высокопроизводительным (производительность примерно в 8 раз выше, чем при просвечивании). При его использовании нет необходимости выполнять трудоемкую операцию по обработке пленок, что дает возмож-

ность своевременно получить заключение о качестве сварки. Кроме того, магнитографирование дает возможность контролировать большое количество стыков, что невозможно при просвечивании γ -лучами. Однако методу магнитографирования свойственна большая восприимчивость, вследствие которой наряду с действительными дефектами обнаруживаются и ложные, часто обусловленные внешними особенностями контролируемых стыков, крупной чешуйчатостью, протеканиями и брызгами металла. Эти дефекты отвлекают внимание от настоящих дефектов, что затрудняет их оценку и снижает достоверность контроля. Наряду с этим магнитографирование, не давая точной оценки дефектов, имеющихся в стыке, сигнализирует о их наличии.

Метод просвечивания γ -лучами позволяет дать более точную и объективную оценку характера дефектов и качества сварки каждого отдельного стыка.

Таким образом, один метод контроля дополняет другой. Магнитографирование дает возможность быстро проверить большое количество стыков, а просвечивание — надежно проконтролировать те стыки, которые по результатам магнитографирования считаются сомнительными.

Сварные стыки, проверенные физическими методами, должны быть забракованы при обнаружении:

- а) трещин любых размеров и направлений,
- б) непровара по сечению шва или в вершине его свыше 10% толщины стенки трубы,
- в) газовых пор, расположенных в виде сплошной сетки или на отдельных участках свыше 5 пор на 1 см^2 площади.

Если дефектная часть шва менее 30% общей его длины, разрешается вырубить ее, повторно заварить и проверить просвечиванием.

Количество проверенных стыков определяется в соответствии с существующими нормами и правилами в зависимости от категории газопроводов и других факторов.

Контроль качества работ по изоляции газопроводов

Контроль за качеством и правильным ведением изоляционных работ имеет большое значение при противокоррозионной изоляции подземных газопроводов. Даже небольшой дефект или повреждение изоляции может привести к концентрации в этом месте коррозионных разрушений металла труб.

В данном разделе вопросы контроля изоляционных покрытий приводятся применительно к изоляции битумными покрытиями, так как изоляция газопроводов полихлорвиниловой лентой и другими полимерными материалами только еще начинает внедряться.

При производстве изоляционных работ контролируется:

- а) качество исходных материалов для приготовления праймера, битумной мастики и усиливающих оберток;
- б) качество готового праймера и битумной мастики;

в) подготовка поверхности труб для наложения изоляции;
 г) качество готовой изоляции до опускания трубы в траншею (толщина и равномерность изоляции, сплошность покрытия, прилипаемость и др.);

д) целостность изоляционного покрытия после опускания изолированного газопровода в траншею и присыпки слоем грунта 250—300 мм.

Качество материалов для приготовления праймера, битумных мастик, качественную очистку труб контролируют работники строительной организации. Персонал, осуществляющий технический надзор от заказчика, следит в основном за правильностью наложения изоляции на газопровод, за соответствием проекту типа изоляции, за соблюдением строительных норм и правил, за исправностью изоляции после опускания газопровода в траншею и некоторыми другими работами.

Выборочную проверку производства работ и постановки контроля за качеством изоляционного покрытия на всех стадиях работ осуществляют органы газовой инспекции.

Качество материалов, применяемых при изоляции, — битума, наполнителей, пластификаторов, покрывающих материалов (бризол, гидроизол, стеклоткань и др.), крафт-бумаги — проверяют по сертификатам или паспортам, а при их отсутствии — соответствующими лабораторными испытаниями и анализами. Качество готовой битумной мастики определяется анализом проб из котлов и сопоставлением их с установленными нормативами.

Перед покрытием трубы праймером необходимо удостовериться в достаточной очистке ее. Поверхность трубы должна быть очищена так, чтобы при проведении по ней рукой рука оставалась чистой. Допускается оставлять на трубе следы окалины, плотно соединенной с металлом или находящейся в углублениях, труднодоступных для очистки.

Приемку наложенной на газопровод битумной изоляции производят по внешнему виду. Поверхность изоляции должна быть сплошной и ровной, без каких-либо ступков и подтеков. Наружный слой из бризола, крафт-бумаги или стеклоткани должен быть ровным, без морщин и зазоров.

Прилипаемость изоляции к трубе проверяется при помощи надрезов. Делают два надреза, сходящихся под углом 45—60°, и отдирают изоляцию от вершины угла, образованного надрезами. При хорошем качестве изоляции отслаивания не должно быть, а наблюдается склеивание, и часть мастики остается на трубе. Если изоляционное покрытие отрывается сплошным куском, то изоляцию бракуют. Прилипаемость изоляции проверяют через 100 м длины газопровода.

В настоящее время для контроля качества и состояния изоляционного покрытия трубопроводов непосредственно на трассе используют различные методы и приборы. Для измерения толщины слоя изоляционного покрытия применяют электромагнитный метод,

для контроля сплошности изоляционного покрытия — электроискровой метод. Толщина слоя изоляции, как правило, определяется магнитным или индукционным толщиномером, а при их отсутствии — штангенциркулем.

Магнитный толщиномер МТ-57 предназначен для измерения покрытий толщиной до 10 мм на стальных трубопроводах. Принцип его действия основан на изменении магнитного поля постоянного магнита под влиянием металла трубы. Сила взаимодействия магнита со стальной стенкой трубопровода тем больше, чем ближе находится магнит, т. е. чем меньше толщина изоляции. Под влиянием этой силы взаимодействия магнит поворачивается. Угол его поворота зависит от толщины слоя покрытия. Толщиномер снабжен фиксатором, который в процессе измерения позволяет закреплить стрелку в заданном положении. Благодаря этому измерения можно проводить в различных точках трубопровода (по окружности) с фиксацией стрелки толщиномера для последующего отсчета показаний.

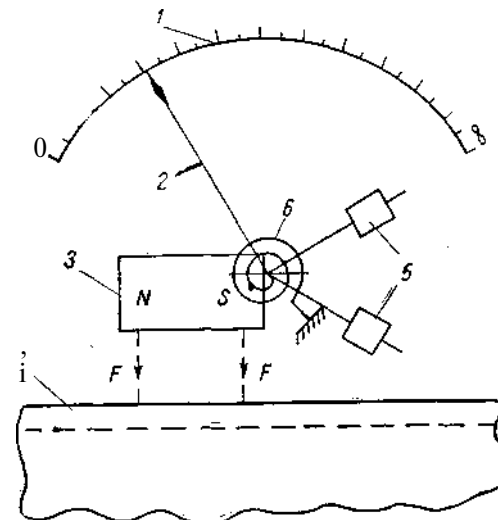


Рис. 81. Схема магнитного толщиномера МТ-57.

1 — шкапа; 2 — стрелка; 3 — постоянный магнит; 4 — стенка трубы; 5 — противовесы; 6 — спиральная пружина.

Техническая характеристика толщиномера МТ-57

Габариты, мм	54x50x30
Вес, г	67
Длина шкалы, мм	45
Погрешность измерений, %	3—15

На рис. 81 показана схема магнитного толщиномера МТ-57.

Индукционный толщиномер ИТ-60, разработанный во ВНИИСТ, предназначен для измерения толщины изоляции магистральных стальных трубопроводов как в стационарных, так и в трассовых условиях. Толщина изоляции в местах измерения определяется показанием стрелки на шкале прибора. Прибор дает возможность определить толщину изоляционного покрытия до 10 мм в любых точках газопровода. В основу работы индукционного толщиномера положен метод индукционного моста, расположенного в щупе прибора.

Приближая щуп (индукционный мост) к стальной стенке трубопровода, производят разбаланс моста, вследствие чего через микро-

амперметр протекает ток, и стрелка последнего отклоняется, указывая толщину изоляции в миллиметрах. Чем ближе находится щуп к стенке трубы (чем тоньше изоляционное покрытие), тем больший ток протекает через микроамперметр и тем меньше показания толщиномер. При отсутствии изоляции стрелка устанавливается на нуль. Прибор имеет два предела измерений. В зависимости от толщины изоляции переключатель *П* ставят в положение «0—5 мм» или «2—10 мм».

Сплошность изоляционного покрытия по всей длине газопровода определяется искровым дефектоскопом. В битумной изоляции трубопровода дефектоскоп обнаруживает механические повреждения, поры, пустоты, пропуски, трещины, посторонние включения и др.

Искровой дефектоскоп ДИ-64 предназначен для контроля сплошности изоляционных покрытий металлических трубопроводов любых диаметров, уложенных на лежки в траншее и на поверхности земли. Этот прибор рассчитан на контроль сплошности изоляционных покрытий толщиной до 9 мм, при температуре окружающего воздуха от —25 до +35° С при сухой поверхности изоляции.

Искровой дефектоскоп состоит из двух самостоятельных блоков: а) блока преобразователя напряжения, смонтированного на изоляционной панели, помещенной в корпус прибора; б) щупа, представляющего собой конструктивный узел, включающий изоляционный корпус, внутри которого помещена индукционная катушка для получения высокого напряжения с электродом-искателем, и искровой индикатор, служащий для регулировки напряжения на электроде-искателе щупа и для визуального наблюдения при контроле.

Работа с прибором сводится к следующему: дефектоскоп устанавливается таким образом, чтобы штыри заземления полностью вошли в грунт. Затем к дефектоскопу с помощью разъема подсоединяется щуп. Включив тумблер питания на лицевой панели прибора, электроискатель щупа накладывают на изолированную поверхность трубы, после чего на рукоятке щупа включают тумблер, а электрод-искатель щупа перемещают по изолированной поверхности трубы поперек (Т-образным электродом) или вдоль ее оси (электродами других видов).

Если изоляция без дефектов, то между электродами индикатора возникает периодический разряд. При наличии же дефекта в изоляции разряд возникает между электродом-искателем щупа и трубой, при этом разряды между электродами индикатора прекращаются, что свидетельствует о наличии дефекта.

Электрический искровой разряд, возникающий между электродом-искателем щупа и трубой, хорошо просматривается и прослушивается. При обнаружении дефекта тумблер на рукоятке щупа выключают и отмечают место дефекта. Затем проверка качества изоляционного покрытия продолжается.

При контроле трубопроводов, расположенных на бровке или в траншее, следует применять штыри заземления. В случае контроля

при мерзлом или скалистом грунте необходимо пользоваться заземлением с постоянным магнитом, которое легко может быть изготовлено эксплуатационным персоналом. Это провод марки П-275, один конец которого соединен с постоянным магнитом. Во время работы постоянный магнит устанавливается на зачищенную до металлического блеска поверхность трубы. Свободный конец провода присоединяется к клеммам прибора.

Техническая характеристика дефектоскопа ДИ-64

Габариты дефектоскопа, мм	396×270×113
Габариты щупа, мм:	
длина	1386
диаметр ручки	39
Длина кабеля, соединяющего щуп с прибором, м	12
Вес дефектоскопа, кг	Не более 13
Вес щупа с соединительным кабелем, кг	Не более 4
Питание	От щелочной аккумуляторной батареи 10КН10 напряжением 12 в

Напряжение на щупе, кВ:	
для нормальной изоляции 3 мм при зазоре между электродами индикатора 15 мм	20
для усиленной и весьма усиленной изоляции 6 и 9 мм при зазоре между электродами индикатора 25 мм	36

Для определения состояния изоляции магистральных трубопроводов, уложенных в грунт (обычно на небольших участках), в последнее время созданы приборы, работающие на методе измерения напряженности электрического поля. К ним относятся приборы ИПИТ (искатели повреждения изоляции трубопроводов), ИП-1-60, ВТР-5 и др.

Сущность этого метода заключается в следующем. Если через подземный трубопровод пропустить ток звуковой частоты 50—1000 гц от сигнал-генератора, то эпицентр электрического поля, образованного в месте стекания тока с трубопровода в грунт, можно обнаружить на поверхности земли поисковыми электродами (щупами), которые подключаются к вольтметру и высокоомным головным телефонам непосредственно или через усилитель. Поисковые электроды погружаются в грунт вдоль трассы промежутками 70—100 см от места подключения генератора. Макси-

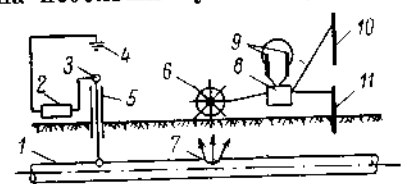


Рис. 82. Обнаружение повреждения изоляции с помощью прибора ИП-1-60.

1 — трубопровод; 2 — генератор; 3 — контакт катодного вывода; 4 — заземлятель; 5 — катодный вывод; 6 — катодирующий электрод; 7 — повреждение изоляции; 8 — приемник-усилитель; 9 — телефонные наушники; 10 — вспомогательный штырь; 11 — заземляющий штырь.

мальный сигнал в наушниках и максимальное показание на приборе указывают на повреждение изоляции на данном участке. На участке с хорошим покрытием мест резкого изменения напряженности электрического поля не наблюдается. При удалении от места присоединения генератора ток в трубопроводе уменьшается, соответственно изменяется и напряженность электрического поля вокруг трубопровода, однако отличительные особенности на участках с хорошей и плохой изоляцией остаются прежними.

На рис. 82 показана схема обнаружения повреждений изоляции с помощью прибора ИП-1-60.

§ 2. ПРОДУВКА И ИСПЫТАНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

После окончания строительного-монтажных работ в соответствии с действующими строительными нормами и правилами магистральные газопроводы до сдачи их в эксплуатацию должны быть подвергнуты тщательной внутренней очистке (продувке) и испытаны на прочность и плотность. До начала продувки и испытания должны быть выполнены все строительные и монтажные работы (за исключением врезки запорных кранов). Газопровод должен быть полностью сварен, изолирован, уложен в траншею и засыпан грунтом на 20 см. Продувкой и испытанием газопровода руководит специальная комиссия, назначенная вышестоящей организацией.

[Продувка

После окончания строительства в трубах обычно остается значительное количество воды, песка, механических загрязнений в виде окалин, сварочного шлака и ржавчины. Иногда в газопроводе остаются случайно попавшие в него обрезки бревен, различные инструменты, спецодежда и др. Поэтому уложенный в траншею газопровод подвергается продувке.

Магистральные газопроводы, как правило, продуваются природным газом и лишь в редких случаях, когда не имеется газа, — воздухом. Газопроводы диаметром до 219 мм продуваются без применения ершей, более 219 мм — с обязательным пропуском специального ерша. При продувке газом для обеспечения безопасного ведения работ газу придают запах, одорируя его этилмеркаптаном (30—40 г на 1000 м³ газа).

Перед продувкой газопровода в каждом конкретном случае должна быть разработана инструкция, утвержденная начальником или главным инженером управления. При продувке газопровода должна быть установлена надежная двусторонняя связь на продуваемом участке, а также связь с диспетчером районного управления. Наличие телефона обязательно у отключающего устройства, которым регулируется подача газа в продуваемый участок, и в месте выпуска газа в атмосферу.

В соответствии с правилами по технике безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов выпуск газа запрещается производить вблизи городов, населенных пунктов, предприятий, лесов, железных и автомобильных дорог и других объектов, причем конечные пункты продуваемых участков располагают от них на расстоянии не менее 300 м. Место выпуска газа должно быть оцеплено, при этом площадь зоны оцепления определяется в зависимости от диаметра продуваемого газопровода, давления газа и предполагаемой продолжительности продувки и должна составлять 500—700 м в направлении выхода струи газа и не менее 200 м в других направлениях, считая от патрубка для выпуска газа. В зоне оцепления запрещается нахождение людей, машин, механизмов и животных.

В начале продуваемого участка (обычно сразу же после линейного запорного крана) в трубе вырезают катушку и вводят ерш, после чего вваривают новую катушку. Во многих случаях ерш закладывают в газопровод во время монтажа линейного отключающего узла. В обход ерша делают специальную переемычку для вытеснения воздуха. Затем медленно открывают кран на обводной линии и газом через смонтированную переемычку вытесняют воздух из продуваемого участка до тех пор, пока анализом не будет установлено наличие кислорода в стравливаемом газе не более 1%. Газ для вытеснения воздуха должен подаваться в газопровод при давлении, не превышающем 1 кг/см². Из продуваемого участка его выпускают через приподнятый над траншеей конец газопровода или же через специальное колено, приваренное к газопроводу в конце продуваемого участка. Отбор проб газа производится через специальный штуцер с вентилем, привариваемый к газопроводу на расстоянии 10 м от конца выпускного патрубка. Количество кислорода в газе определяют при помощи прибора ОРСА. После вытеснения воздуха давление в продуваемом участке повышается до 6—8 кг/см². Если ерш при этом не двигается, то давление повышают. После выброса ерша из газопровода продувку продолжают до выхода чистого газа. Продувка водных переходов проводится без применения ершей. После окончания продувки на очищенном участке врезается вся линейная арматура (линейные отключающие узлы, конденсатосборники и др.).

В некоторых книгах по сооружению и эксплуатации газопроводов авторы рекомендуют проводить продувки газопроводов на каждом участке не менее трех раз. Это является излишним, так как приводит к большому перерасходу газа. На практике продувки газопровода после окончания строительства проводят один раз, и только в том случае, когда продувка не дает ожидаемых результатов, на некоторых участках проводят повторную продувку.

Для более качественной очистки внутренней поверхности газопроводов в последнее время получают все большее распространение комбинированные продувки газопровода с металлическим ершом и поролоновым поршнем ДЗК (рис. 83).

Из газопровода вырезают катушку длиной около 1 м. В первый по ходу газа участок газопровода вставляют металлический ерш I,

а во второй — поролоновый поршень ДЗК 2. К трубе приваривают две перемычки с кранами диаметром 100—150 мм и вместо вырезанной вваривают новую катушку. Через перемычку 3 производят вытеснение воздуха из газопровода. Затем открывают перемычку 4, создают в газопроводе давление не менее 6—8 кг/см² и пропускают металлический ерш, который выталкивает перед собой основную массу загрязнения и разрыхляет грязь, находящуюся у стенок трубы. После выброса из газопровода металлического ерша открывают байпас основного крана 5, создают соответствующее давление за краном и пропускают поролоновый поршень 2, который очень плотно прилегает к внутренним стенкам трубы и выталкивает остатки грязи.

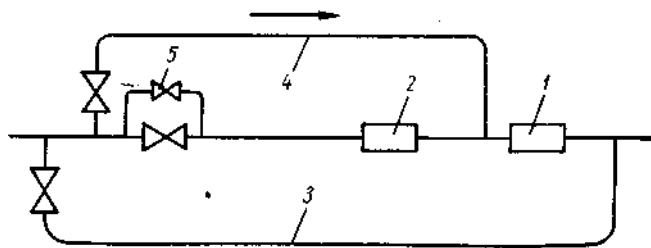


Рис. 83. Схема продувки газопровода с помощью металлического ерша и поролонового поршня.

При продувке газопровода воздухом используются передвижные КС. В табл. 52 приводится расход сжатого воздуха, требуемого для продувки участков магистральных газопроводов длиной 10 км, в зависимости от давления.

Таблица 52. Расход сжатого воздуха при продувке участка магистрального газопровода длиной 10 км, тыс. м³

Диаметр трубопровода, мм	Начальное давление, кг/см*							
	6	7	8	9	10	15	20	25
200	2,1	2,5	28	3,2	3,5	5,3	7,0	8,8
300	4,8	5,6	6,3	7,2	7,9	11,9	15,8	19,8
350	6,3	7,4	8,4	9,5	10,5	15,8	21,0	26,3
400	8,5	9,9	11,3	12,7	14,0	21,1	28,2	35,2
500	13,2	15,4	17,6	19,8	22,0	33,0	44,0	55,0
700	25,9	30,3	34,5	38,8	43,1	64,9	86,4	107,8
800	33,9	39,4	45,1	50,7	56,4	84,7	112,2	140,8
1000	52,9	61,6	70,4	79,2	88,0	132,0	176,0	220,0

Ерши (рис. 84) представляют собой поршни различной конструкции, снабженные стальными щетками по всей окружности и резиновыми манжетами. Перемещаясь под давлением газа вдоль газопровода, ерш щетками очищает газопровод от засорения и выталки-

вает грязь через открытый конец продуваемого участка. В случае застревания ерш отыскивается по шуму, получающемуся вследствие перепада давления.

В табл. 53 приведены размеры и вес ершей для газопровода диаметром 273—1020 мм.

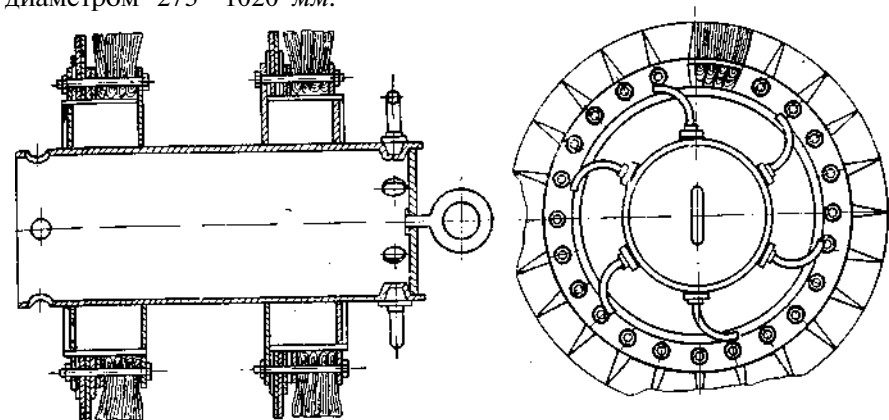


Рис. 84. Приспособление (ерш) для очистки газопровода.

Таблица 53. Размеры и вес ершей

Показатели	Наружный диаметр трубы, мм							
	273	325	377	426	529	720	820	1020
Наружный диаметр	254	306	358	407	518	705	808	1010
Длина, мм	575	660	720	470	825	1090	1190	1150
Вес, кг	47	63	90	120	165	257	450	600

Эластичные поролоновые поршни ДЗК, применяемые при продувке газопроводов, имеют следующие размеры, мм:

Диаметр	300	530	730	1020
Длина	600	1150	1400	1800

Для обеспечения пожарной и технической безопасности в соответствии с правилами проектирования и строительства газопроводов перед проведением необходимо разработать рабочую инструкцию, учитывающую местные условия. Инструкция на продувку составляется строительной организацией, утверждается главным инженером этой организации и согласовывается с заказчиком и газовой инспекцией.

В инструкции по продувке должны быть освещены:

а) метод продувки отдельных участков газопровода (с ершом, с ершом и поролоновым поршнем, без ерша и др.);

б) пункты ввода ерша в газопровод и его выпуска с привязкой этих пунктов к километровым знакам или телефонным столбам;

в) конструкция патрубка для выпуска ерша или угол поднятия трубы;

г) процесс вытеснения воздуха из газопровода и порядок взятия проб на определение количества кислорода в газе;

д) степень одоризации газа, метод и место ввода одоранта;

е) расстановка постов вдоль продуваемого участка и в зоне выпуска газа, а также расположение аварийно-ремонтных бригад;

ж) организация и способы связи в пунктах ввода ерша, выпуска его у магистральных кранов;

з) обеспечение пожарной и технической безопасности (приводится перечень противопожарного инвентаря, а также необходимого инвентаря для обеспечения безопасности работ как при продувке, так и при производстве сварочных работ);

и) ответственность за проведение отдельных видов работ и инструктажа работников, участвующих в работе по продувке;

к) местонахождение комиссии по продувке и председателя комиссии (с указанием ответственных лиц за открытие и закрытие кранов).

Испытание газопроводов

После продувки газопровода и врезки всех монтажных узлов (запорной арматуры, конденсатосборников, свечей, отводов к потребителям и др.) газопровод испытывают на прочность и плотность. Испытывают, как правило, давлением природного газа, реже воздуха.

Испытание на прочность. Испытательное давление $p_{исп}$ определяют в зависимости от рабочего давления p_p в газопроводе

$$p_{исп} = 1,4 p_p.$$

Во всех случаях оно должно быть не менее 10 ат и превышать рабочее давление не менее чем на 5 ат. При достижении испытательного давления газопровод отключают и выдерживают под этим давлением не менее 6 ч. Газопровод считается выдержавшим испытание, если падение давления в нем за 6 ч не превысит величины, рассчитанной по формуле

$$\Delta p = \frac{750}{D_y},$$

где Δp — падение давления, %; D_y — условный диаметр газопровода, мм, и если при последующем осмотре не будет обнаружено разрывов, утечек или других дефектов.

Испытания на плотность проводят после испытания газопровода на прочность. Давление снижают с испытательного до максимального рабочего и выдерживают газопровод при этом давлении в течение 24 ч. Во время испытания измеряют температуру газа в трубе и барометрическое давление в начале и в конце испытания.

Потерю давления в газопроводе определяют по формуле

$$\Delta p = 100 \left(1 - \frac{p_k T_n}{p_n T_k} \right),$$

где T_n и T_k — абсолютная температура газа (воздуха) в начале и в конце испытания, °K; p_k — давление газа (воздуха) в конце испытания, кг/см² ($p_k = p_k^b + p_k^a$); p_n — давление газа (воздуха) в начале испытания, кг/см² ($p_n = p_n^b + p_n^a$); p_n^b , p_k^b — барометрическое давление в начале и в конце испытания, кг/см²; p_n^a , p_k^a — давление по манометру в начале и в конце испытания, кг/см².

Газопровод считается выдержавшим испытание на плотность, если падение давления за 24 ч не превысит величины, рассчитанной по формуле

$$\Delta p = \frac{500}{D_y}.$$

Газопровод на прочность и плотность испытывают так. Воздух из газопровода вытесняют газом, медленно открывая байпас крана до тех пор, пока содержание кислорода в газе будет не более 2%. Вытесняемый воздух выпускают через продувочную свечу в конце испытываемого участка. Затем свечу закрывают и начинают наполнять газопровод. В процессе испытания на прочность газопровод осматривают при давлениях, равных 0,3 и 0,6 от испытательного, а по окончании испытания — после снижения давления до рабочего.

Для замера давления при испытании применяют манометры класса не ниже 1,5, проверенные и опломбированные. При возможности устанавливают 1 или 2 образцовых манометра.

Ввиду особой ответственности участки газопровода первой категории обязательно подвергаются предварительному гидравлическому испытанию при давлении $p_{исп} = 1,25 p_p$. Под испытательным давлением газопровод должен находиться не менее 2 ч. Участок считается выдержавшим испытание, если показания манометра останутся без изменения и при осмотре не будет обнаружено утечек воды или потения в сварных швах.

Для проведения испытания магистрального газопровода создается комиссия из представителей строительно-монтажной организации, заказчика и газовой инспекции. Проведение испытаний необходимо согласовывать с местными органами власти (облисполкомом, райисполкомом), управлениями шоссейных и железных дорог, органами милиции, пожарной охраны, а также со всеми организациями, предприятиями, совхозами и колхозами, находящимися в непосредственной близости от газопровода.

Перед испытанием газопровода на прочность и плотность (так же как и при продувке) составляется рабочая инструкция по испытанию с учетом местных условий. Инструкция разрабатывается строительной организацией, утверждается главным инженером этой

организации и согласовывается с заказчиком и инспектором газовой инспекции.

В инструкцию по испытанию должны быть включены:

а) схема испытываемого газопровода или его участка с указанием запорной арматуры, отводов, конденсатосборников, пикетов, трассы, диаметра газопровода;

б) состав и оснащение аварийных бригад и их расстановка по трассе газопровода;

в) руководство испытанием, ответственные лица за проведение конкретных операций по испытанию и за инструктаж лиц, участвующих в испытании;

г) расстановка постов наблюдения вдоль газопровода на пересечениях автомобильных и железных дорог, по берегам крупных рек и других водных преград, у запорной арматуры и др.;

д) расположение пунктов телефонной связи и порядок ее использования;

е) порядок расстановки манометров и термометров;

ж) порядок и расчет наполнения газом газопровода: описание способа наполнения, источник поступления, расчет необходимого количества газа для наполнения, порядок наполнения до испытательного давления (без КС или с их помощью), время наполнения, этапы подъема давления и осмотр газопровода;

з) описание испытания на прочность (продолжительность испытания, максимальное давление, расчет падения давления и др.);

и) описание испытания на плотность (выравнивание температуры; продолжительность и давление испытания, порядок подсчета потери давления с учетом изменения температуры газа и барометрического давления, подсчет допустимых потерь и др.).

После окончания испытания составляют акт, в котором описывается процесс испытания, приводится расчет падения давления и устанавливается максимально допустимое давление в газопроводе.

Испытание газопроводов-отводов, сооруженных в период эксплуатации газопроводов, зачастую вызывает значительные трудности. В этом случае действуют двумя путями. Если можно временно прекратить подачу газа потребителям, находящимся далее отвода по ходу газа, то перекрывают кран на магистральном газопроводе за газопроводом-отводом, создают необходимое давление и проводят испытание газом. При отсутствии такой возможности газопровод-отвод испытывают воздухом при помощи передвижных КС, после чего подключают к магистральному газопроводу.

§ 3. ПРИЕМКА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

В соответствии со СНиП Ш-А 10-62 приемка в эксплуатацию магистральных газопроводов производится государственными приемочными комиссиями, в состав которых включаются представители застройщика (заказчика), генерального подрядчика, государственной газовой инспекции, генерального проектировщика, органа санитар-

ного надзора, государственного пожарного надзора, технической инспекции советов профсоюзов и профсоюзной организации застройщика (заказчика).

- До начала работ государственной приемочной комиссии организуются рабочие комиссии из представителей заказчика (председателя комиссии), генерального подрядчика, субподрядных организаций, проектной организации, органа санитарного надзора, профсоюзной технической инспекции и пожарного надзора. Рабочая комиссия производит приемку строительно-монтажных работ по прокладке магистральных газопроводов по промежуточным актам.

Генеральный подрядчик представляет рабочей комиссии следующую документацию:

1) комплект рабочих чертежей с внесенными в них изменениями, если они были в процессе строительства;

2) перечень допущенных отступлений от проекта с указанием причин и документов, разрешающих эти отступления;

3) заводские сертификаты на трубы, фасонные части и арматуру, а в случае их отсутствия — результаты контрольных испытаний;

4) сертификаты или паспорта на изоляционные материалы;

5) заводские паспорта на установленные манометры;

6) сертификаты на сварочные материалы;

7) списки сварщиков с указанием номеров их удостоверений;

8) заключения по механическим испытаниям и физическим методам контроля сварных соединений;

9) журнал сварочных и изоляционных работ;

10) акты на приемку следующих работ: очистку и изоляцию; проверку сплошности изоляционных покрытий; подготовленность основания траншей; укладку и засыпку; испытание трубопроводов через переходы; пооперационную приемку всех видов работ по сооружению переходов через водные преграды с приложением исполнительных профилей, привязанных к постоянным реперам; продувку; испытания на прочность и герметичность; устройства электрозащиты.

Результаты приемки магистральных газопроводов комиссией оформляются актом, который является основанием для ввода их в эксплуатацию.

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ОТ ПОЧВЕННОЙ КОРРОЗИИ

Коррозия металлов — химический или электрохимический процесс разрушения их под воздействием окружающей среды. Процессы разрушения протекают относительно медленно и самопроизвольно. На эксплуатационное состояние подземных трубопроводов оказывает воздействие электрохимическая коррозия. Электрохимическая коррозия — коррозия металлов в электролитах, сопровождающаяся образованием электрического тока. Процесс разрушения подземных трубопроводов происходит под воздействием окружающей среды (почвенного электролита). При взаимодействии металла трубы с окружающей средой поверхность трубопровода разделяется на положительные (анодные) и отрицательные (катодные) участки. Между этими участками от анода к катоду протекает электрический ток (ток коррозии), который разрушает трубопровод в местах анодных зон.

Основными факторами, определяющими коррозионную активность грунтов, являются электропроводимость, кислотность, влажность, солевой и щелочной состав, температура и воздухопроницаемость. Разрушение подземных трубопроводов может происходить также и под воздействием блуждающих токов (электрокоррозия). Коррозия металла в этом случае связана с проникновением на трубу токов утечки с рельсов электрифицированного транспорта или других промышленных установок постоянного тока.

Способы защиты магистральных газопроводов от электрохимической коррозии пассивный и активный. Пассивная защита включает покрытие поверхности газопровода противокоррозионной изоляцией. Она подробно рассмотрена в гл. V.

К активным способам защиты газопроводов от коррозии относится электрическая, которая включает катодную, протекторную и дренажную защиты. Электрозащита дополняет пассивную защиту, чем обеспечивается предохранение газопроводов от почвенной коррозии.

Сущность *катодной защиты* заключается в катодной поляризации посторонним источником постоянного тока металлической поверхности трубы газопровода, соприкасающегося с землей. Поляризация осуществляется током, входящим из грунта в трубу. Труба при этом является катодом по отношению к грунту.

Принципиальная схема защиты катодными установками приведена на рис. 85. Во время работы ток от источника питания (плюса)

через анодное заземление поступает в почву и через поврежденные участки изоляции на трубу. Далее через точку *Д* (точку дренажа) он возвращается снова к источнику питания (к минусу). При этом происходит компенсация токов коррозионных элементов, т. е. благодаря создаваемому отрицательному потенциалу на газопроводе происходит защита его от разрушения. Анодное заземление при этом разрушается. Для защиты газопроводов создаваемые на трубе потенциалы, измеренные по медносульфатному электроду, должны быть

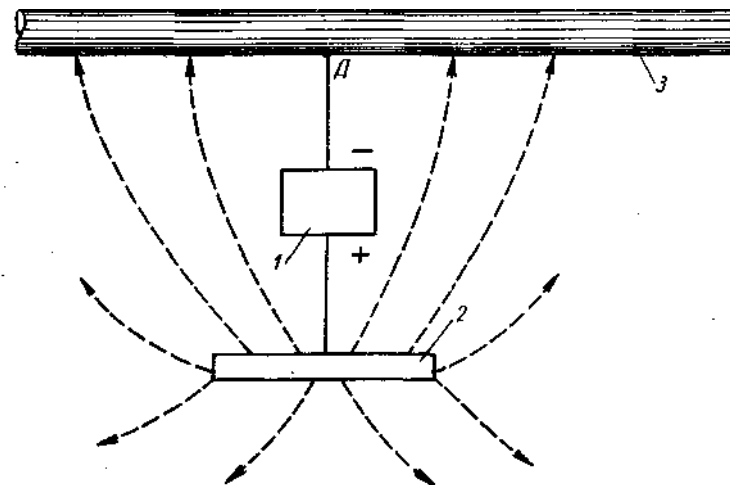


Рис. 85. Принципиальная схема электрозащиты катодными установками.

1 — источник постоянного тока; 2 — анодное заземление; 3 — труба газопровода.

в пределах от $-0,87$ до $-1,2$ в. При отрицательном потенциале выше $-1,2$ б интенсивно происходит катодная реакция, и в результате выделения атомарного водорода на поверхности трубы нарушается адгезия изоляции.

Механизм действия *протекторной защиты* аналогичен принципу работы гальванического элемента. При замыкании разнородных электродов, помещенных в электролит (грунт), в цепи протекает ток от электрода с менее отрицательным потенциалом к электроду с более отрицательным. Если к трубе 1 (рис. 86) подключить протектор 4, то будет образована гальваническая пара протектор — труба. В цепи такой установки создается ток, который, попадая на трубу (катод), поляризует ее и предохраняет от почвенной коррозии. Протектор при этом является анодом и разрушается. Для стабильной и более эффективной работы анода его помещают в активатор 3, состав которого выбирается в зависимости от удельного сопротивления грунта и материала протектора. Основными материалами протекторов являются всевозможные сплавы на основе магния, алюминия и цинка.

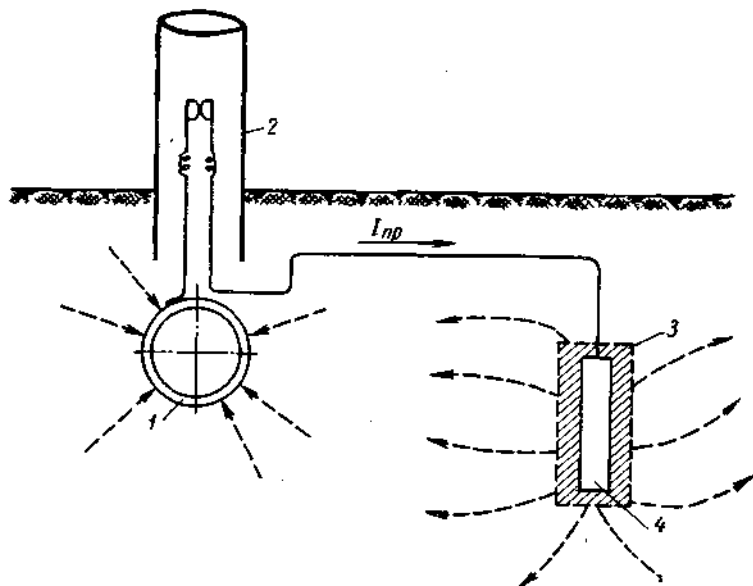


Рис. 86. Схема протекторной установки с контактным вводом.
1 — труба; 2 — контрольно-измерительная колонка; 3 — активатор-протектор; 4 — протектор.

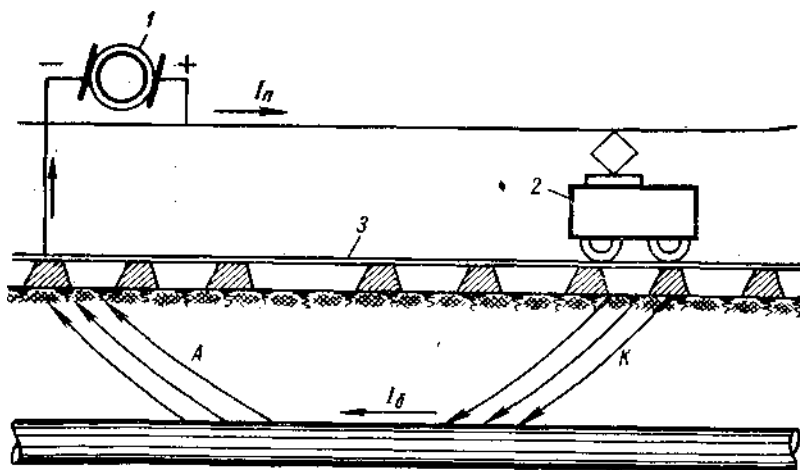


Рис. 87. Схема образования блуждающих токов в трубопроводе.
Зоны: А — анодная, К — катодная.
1 — тяговая подстанция; 2 — электропоезд; г — рельс.

Эти металлы имеют более отрицательный потенциал по отношению к металлу трубы газопровода.

Электродренажной защитой называют способ электрической защиты подземных металлических сооружений, заключающийся в отводе электрической перемычкой (кабелем) блуждающих токов из анодных зон к источнику этих токов. С точки зрения коррозионного разрушения подземных трубопроводов блуждающие токи являются наиболее опасными, так как величина их может достигать десятков сотен ампер и вызывать серьезные разрушения сооружений в довольно короткие сроки.

На рис. 87 представлена схема образования блуждающих токов в земле. Ток I_n от тяговой подстанции 1 по контактному проводу попадает к вагонам и через рельсы возвращается к подстанции. Однако вследствие довольно значительного сопротивления рельсов и плохой изоляции их от земли часть тока I_g будет возвращаться к подстанции по земле. При нахождении газопровода рядом с такой электрифицированной дорогой блуждающие токи будут входить и выходить из газопровода. При этом в местах входа образуются катодные зоны, а в местах выхода — анодные. В анодной зоне будет происходить сильный унос металла. Принцип работы электрического дренажа заключается в том, чтобы отводить блуждающие токи анодных зон к их источнику.

§ 1. СТАНЦИИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

Станции катодной защиты (СКЗ) представляют собой устройства, состоящие из источника постоянного тока или преобразователя подводимого к ним переменного тока в постоянный, контрольных и регулирующих приборов и соединительных кабелей.

Для защиты магистральных газопроводов от почвенной коррозии наибольшее распространение получили сетевые катодные станции типа КСС, преобразующие подводимый к ним переменный ток от электросети в постоянный ток регулируемого напряжения. Эти станции рассчитаны на питание их однофазным током частотой 50 гц при напряжении 110, 127 и 220 в. Преобразование переменного тока в постоянный осуществляется полупроводниковыми выпрямителями с предварительным понижением напряжения трансформатором. Регулирование напряжения осуществляется при помощи реостатов. Причем станции типа КСС имеют устройства для грубой и точной регулировки.

Станции типа КСС разработаны Всесоюзным научно-исследовательским институтом по строительству магистральных трубопроводов (ВНИИСТ) специально для защиты магистральных трубопроводов. Они обладают более высокими к. п. д., а также простотой и удобством монтажа и обслуживания по сравнению с другими выпрямительными устройствами.

В эксплуатации в настоящее время находятся как катодные станции типа КСС-1, КСС-2, КСС-3, так и станции типа КСС-150, КСС-300,

, КСС-1200. Поставленные имеют унифицированные блоки выпрямительных мостов, изготовленных с селеновыми, германиевыми и кремниевыми элементами.

Однако блоки с германиевыми выпрямителями показали себя малонадежными в работе, в связи с чем они в последнее время не используются.

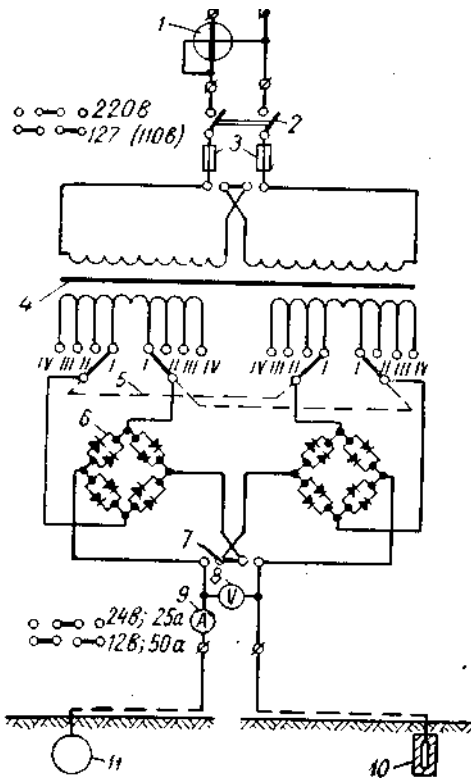


Рис. 88. Электрическая схема катодной станции КСС-3.

Преобразование переменного тока в постоянный осуществляется путем предварительного понижения напряжения трансформатором с последующим выпрямлением тока в блоке, состоящем из двух мостов (D_1 и D_2). Выпрямительный блок выполнен в виде отдельной конструкции, которая позволяет устанавливать и демонтировать блоки без разборки станции. Напряжение питания от сети к трансформатору подается через счетчик Wh , разъемное соединение P , выключатель B_3 , предохранители Pr_1 , Pr_2 и клеммники K_1 , K_2 , K_3 , предназначенные для переключения секций первичной обмотки трансформатора в зависимости от напряжения питающей сети. Напряжение переменного тока на выходе трансформатора регулируется при

Схема одной из катодных станций первого типа изображена на рис. 88.

Установка состоит из выпрямителя селенового b на алюминиевой основе, понижающего трансформатора 4 , переключателей напряжения 5 , клеммника постоянного тока 7 , амперметра 9 и вольтметра 8 (для измерения параметров выпрямленного тока), выключателя 2 и предохранителей 3 . Все перечисленные элементы смонтированы в металлическом шкафу. Клеммы для присоединения СКЗ к питающей сети, анодному заземлению 10 и газопроводу 11 смонтированы на задней стенке шкафа. Здесь же подключается и электросчетчик 1 . Гарантийный срок службы селеновых выпрямительных элементов на алюминиевой основе — не менее 10 000 ч.

Принципиальная электрическая схема сетевой катодной станции второго типа приведена на рис. 89.

помощи пакетных переключателей B_1 и B_2 , позволяющих плавную и грубую регулировку.

Станции КСС работают при относительной влажности окружающего воздуха 85% (с блоками селеновых и кремниевых выпрями-

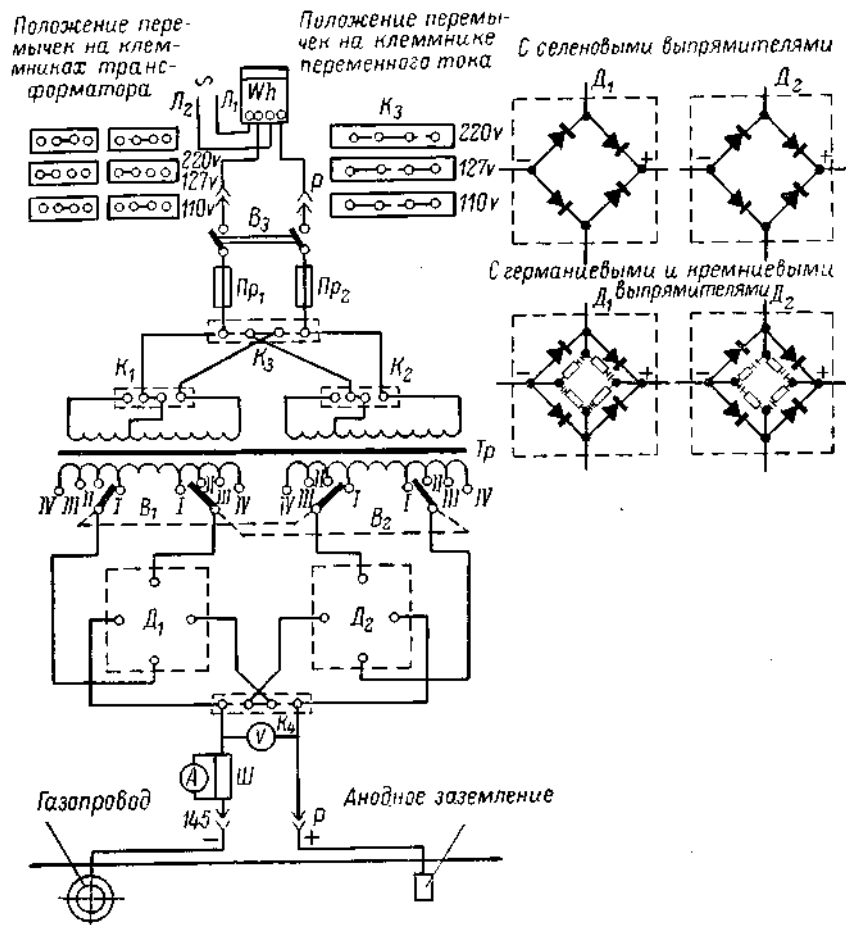


Рис. 89. Принципиальная электрическая схема сетевой катодной станции КСС-150, 300, 600, 1200.

телей) и при температуре окружающей среды минус 10—плюс 35° С (с блоком селеновых выпрямителей) и минус 10—плюс 45° С (с блоком кремниевых выпрямителей).

Основные технические характеристики сетевых катодных станций (КСС) сведены в табл. 54.

ВНИИСТ созданы новые сетевые катодные станции типа СКСУ мощностью 150, 300, 600 и 1200 *вт* с напряжением на выходе до 48 *в*,

Таблица 54. Технические характеристики сетевых катодных станций

Тип измерительной установки	С блоком выпрямительных элементов			Максимальный выпрямленный ток в диапазонах регулирования напряжения, а	Номинальная мощность выпрямленного тока, а	Потребляемая мощность переменного тока из сети не более, вт	Габаритные размеры, мм			Вес, кг
	селеновых	германиевых	кремниевых				длина	ширина	высота	
КСС-1	—	—	—	12,5	150	250	322	238	430	22
КСС-150	КСС-150/с	КСС-150/Г	КСС-150/к	6,25	150	265	460	290	565	33
КСС-2	—	—	—	25,0	300	450	450	315	500	35
КСС-300	КСС-300/с	КСС-300/Г	КСС-300/к	25,0	300	515	515	315	595	38
КСС-3	—	—	—	50,0	600	900	480	315	640	52
КСС-600	КСС-600/с	КСС-600/Г	КСС-600/к	50,0	600	990	590	345	715	72
КСС-4	—	—	—	100,0	1200	1760	540	435	900	70
КСС-1200	КСС-1200/с	КСС-1200/Г	КСС-1200к	100,0	1200	1980	840	470	935	92

что при необходимости позволяет осуществлять менее сложные заземления, чем для катодных станций КГС.

Электрическая схема и конструкция катодных станций СКСУ более совершенны по сравнению со станциями КСС. Основные электрические параметры СКСУ приведены в табл. 55.

Таблица 55. Основные электрические параметры

Тип станции	Модификация станции	Пределы регулирования напряжения, в, при диапазоне		Номинальный ток, а, при диапазоне		Номинальная мощность на выходе, вт
		I	II	I	II	
СКСУ-1200	СКСУ-1200/48к СКСУ-1200/48С	6—24	24—48	50	25	1200
	СКСУ-1200/24к СКСУ-1200/24с	3—12	12—24	100	50	
СКСУ-600	СКСУ-600/48к СКСУ-600/48С	6—24	24—48	25	12,5	600
	СКСУ-600/24К СКСУ-600/24с	3—12	12—24	50	25	
СКСУ-300	СКСУ-300/48к СКСУ-300/48с	6—24	24—48	12,5	6,25	300
	СКСУ-300/24К СКСУ-300/24С	3—12	12—24	25	12,5	
СКСУ-150	СКСУ-150/48К СКСУ-150/48С	6—24	24—48	6,25	3,125	150
	СКСУ-150/24к СКСУ-150/24с	3—12	12—24	12,5	6,25	

Катодные станции СКСУ рассчитаны на питание от сети переменного тока напряжением 220 в (110, 127 в) и частотой 50 гц. В зависимости от электрических параметров и типа выпрямительных блоков предусматриваются следующие модификации СКСУ:

- а) СКСУ-1200/24с с блоком селеновых выпрямителей и выходным напряжением до 24 в
- СКСУ-600/24С
- СКСУ-300/24с
- СКСУ-150/24с
- б) СКСУ-1200/24К с блоком кремниевых выпрямителей и выходным напряжением до 24 в
- СКСУ-600/24К
- СКСУ-300/24К
- СКСУ-150/24К

- в) СКСУ-1400/48С с блоком селеновых выпрямителей и выходным напряжением до 48 в
- СКСУ-600/48С
- СКСУ-300/48С
- СКСУ-150/48С
- г) СКСУ-1400/48К с блоком кремниевых выпрямителей и выходным напряжением до 48 в
- СКСУ-600/48К
- СКСУ-300/48К
- СКСУ-150/48К

Конструкция катодных станций — брызгозащищенного исполнения. Они могут быть установлены и снаружи и внутри помещения.

Станции СКСУ работают при относительной влажности окружающего воздуха 85% (с блоками селеновых и кремниевых выпрямителей) и при температуре минус 40—плюс 35° С (без электросчетчика с блоком селеновых выпрямителей), минус 40—плюс 50° С (то же, с блоком кремниевых выпрямителей), минус 10—плюс 35° С (с электросчетчиком, обычный вариант, с блоком селеновых выпрямителей), минус 10—плюс 45° С (то же, тропический вариант, с блоком кремниевых выпрямителей).

Промышленный выпуск катодных станций СКСУ начат в 1968 г.

Для защиты газопроводов от блуждающих токов при периодически изменяющейся полярности во ВНИИСТ разработана автоматическая станция АСКЗ, которая снабжена специальным регулирующим устройством, обеспечивающим включение и выключение питания станции при определенной разности потенциалов труба — земля. Эти функции выполняют два реле, одно из которых включено между газопроводом и вспомогательным заземляющим электродом. Это же реле управляет цепью питания второго реле, контакты которого замыкают цепь питания катодной станции.

Большой интерес представляют автоматические станции катодной защиты типа СКСА-1, разработанные СКБ Газприборавтоматика, предназначенные для электрозащиты подземных сооружений от почвенной коррозии, вызываемой блуждающими токами.

Электрозащита осуществляется путем поддержания заданной разности потенциалов между защищаемым сооружением и землей с помощью автоматического регулирования на выходе станции величины тока, протекающего между анодным заземлением и защищаемым сооружением, в зависимости от изменения напряжения питания, климатических условий, электропроводности почвы, состояния защитного покрытия сооружения и величины блуждающих токов.

Станция работает в комплекте с медносульфатным электродом сравнения. На рис. 90 приведена блочная схема взаимодействия станции с объектом регулирования (защищаемым сооружением).

Принцип работы станции заключается в следующем. Сигнал рассогласования между регулируемым параметром и параметром задатчика поступает на вход электронного усилителя постоянного тока. Усиленный сигнал рассогласования поступает на обмотку управления магнитного усилителя, который является исполнительным органом источника тока защитного потенциала. Весь канал прохождения сигнала сфазирован таким образом, что уменьшение отрицательного

потенциала на защищаемом сооружении (абсолютного значения) вызывает увеличение защитного тока, и наоборот.

Особенно ценна установка станций типа СКСА-1 в местах, где наблюдаются колебания напряжения в питающих внешних сетях (станция обеспечивает нормальную защиту при напряжении питания

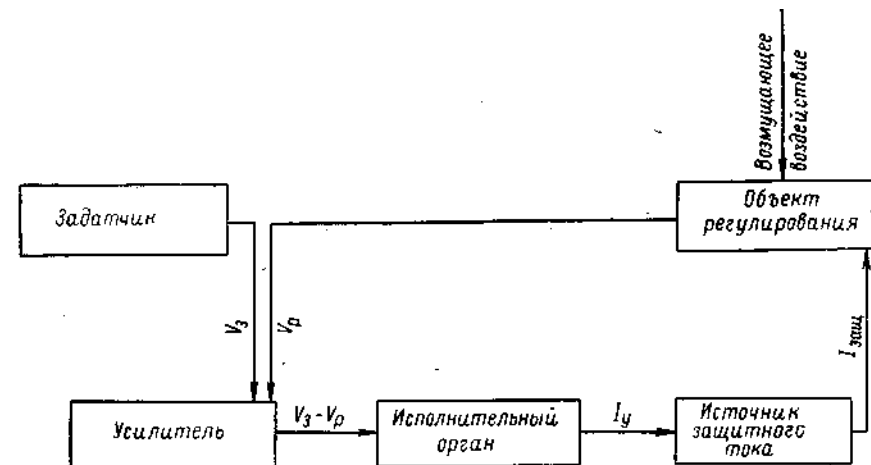


Рис. 90. Блок-схема взаимодействия станции с объектом регулирования. V_p — регулируемый параметр (потенциал защищаемого сооружения); V_z — параметр задатчика (поддерживаемый потенциал защищаемого сооружения); I_y — ток управления исполнительного органа; $I_{зщ}$ — ток, создающий защитный потенциал на объекте регулирования.

220±10%). Станции можно размещать как в помещениях, так и на открытом воздухе.

Техническая характеристика станции СКСА-1

Диапазон установки защитного потенциала по медносульфатному электроду сравнения, в	0,8—1,35
Диапазон выходного напряжения, в, при максимальном защитном токе:	
50 а	4—24
25 а	8—48
Потребляемая мощность максимальная, вт	3000
Выходная мощность максимальная, вт	1200
Условия работы станции:	
относительная влажность окружающего воздуха, %	До 95
температура, °С	Минус 40—плюс 40

На магистральных газопроводах, где отсутствуют электросети, применяются станции катодной защиты с автономным питанием. Источниками питания таких СКЗ могут служить электрогенераторы ветровые и с двигателем внутреннего сгорания, термоэлектрогенераторы, аккумуляторы и гальванические элементы (при небольших мощностях СКЗ).

Первоначально для катодной защиты магистральных газопроводов применялся ветровой электрогенератор ВДУ-3,5. Более совершенными

оказались ВЭ-2, ВЭ-3 и ВЭ-5. Ветровые электрогенераторы работают с буферными аккумуляторными батареями, которые являются дополнительным источником энергии для СКЗ при слабой работе генератора (при малых скоростях ветра). Как показал опыт эксплуатации СКЗ с ветровыми электрогенераторами на магистральных газопроводах Киевского и Саратовского управлений, они обеспечивают бесперебойную защиту газопроводов на участках с хорошей противокоррозионной изоляцией в районах с достаточным количеством ветреных дней в году. Обычно ветровые электрогенераторы устанавливают у домов линейных ремонтеров, что позволяет вести постоянный надзор за ними и использовать часть энергии для собственных нужд. Применение катодных станций с ветродвигателями ограничено местными условиями, связанными с непостоянством скорости ветра.

Катодные станции с двигателями внутреннего сгорания используются в крайних случаях, так как они довольно сложны в обслуживании. Такие СКЗ включают в себя генератор с двигателем внутреннего сгорания (обычно марки Л-6/3, переведенный на газ, с генераторами постоянного тока Г-52А или Г-52Б мощностью 1 *квт*, напряжением 12 в и силой тока 80 *а*) и аккумуляторную батарею, включенную параллельно генератору и снабженную автоматикой и регулятором потенциала в точке дренажа. Можно также использовать генераторы типа ЗДН-ЮООАН (мощность 0,48 *квт*, напряжение 36/120 *в*, ток 12/4 *а*), ЗДН-1500АН (мощность 0,75 *квт*, напряжение 60/120 *в*, ток 25/12,5 *а*) и ЗДН-3000АН (мощность 1,5 *квт*, напряжение 60/120 *в*, ток 50/25 *а*).

Применяемые для катодной защиты термоэлектрогенераторы непосредственно преобразуют тепловую энергию в электрическую. На газопроводах нашли применение термоэлектрогенераторы типа ТГ-10 (мощность 10 *вт*, напряжение 10 *в*, ток 1 *а*) и ТГ-16 (мощность 16 *вт*, напряжение 12 *в*, ток 1,4 *а*), переделанные для работы на природном газе. Эти установки очень просты в обслуживании, расход газа на них составляет 0,17—0,25 *м³/ч*.

Катодные станции с химическими источниками питания (аккумуляторами или гальваническими элементами) можно применять в тех случаях, когда для условий работы СКЗ требуются незначительные мощности. В качестве источников питания могут использоваться медноокисные элементы МОЭ-1000 и МОЭ-3000 (емкость соответственно 1000 и 3000 *а-ч*, напряжение 0,9 и 1,2 *в*, ток 2 и 3 *а*), кислотные аккумуляторы типа ЗСТЭ-64, ЗСТЭ-80, ЗСТЭ-100, ЗСТЭ-И2 (емкость соответственно 64, 80, 1000 и 112 *а-ч*, напряжение 6 *в*). При эксплуатации таких СКЗ одна группа элементов обычно находится на подзарядке, а другая в работе.

Анодное заземление катодных установок

Для анодного заземления в качестве заземлителей используют стальные, угольные и графитовые электроды самого различного профиля (уголок, труба, рельс, полоска, стержень и т.д.) с вер-

тикальной, горизонтальной и смешанной их установкой. Существенное значение для работы катодной установки имеет величина сопротивления анодного заземления, складывающаяся из сопротивления самих заземлителей (электродов), сопротивления соединительных проводов, переходного сопротивления между электродами и землей и сопротивления, которое грунт оказывает растеканию тока. Основное влияние на общее сопротивление заземления оказывают сопротивление растекания и соединительных проводов.

При проектировании СКЗ стремятся к тому, чтобы переходное сопротивление анодного заземления было наименьшим. Поэтому для установки анодного заземления выбирается площадка с наименьшим удельным сопротивлением грунта (наиболее влажное место). На этой площадке приборами МС-07 или МС-08 предварительно определяется удельное сопротивление грунта в нескольких точках, расположенных в 20—30 *ж* друг от друга. По точкам с наименьшим удельным сопротивлением определяется граница траншеи для установки заземляющих электродов.

При вертикальной установке стальных электродов отрывают траншею глубиной около 1 *ж* и шириной 0,8—1 *м* (вверху 0,8—2 *м*). Длина траншеи зависит от количества устанавливаемых электродов. Электроды закладываются в отверстия глубиной до 3 *м*, которые бурятся на дне траншеи на расстоянии 4—5 *м* друг от друга. Длина заземляющих электродов обычно составляет 3,2—3,5 *м*. Можно также забивать электроды в траншею при помощи копра. После установки рабочие электроды соединяются в общий контур путем приварки их к стальной полоске, трубе или прутку (в зависимости от конструкции заземления). Глубина погружения электрода относительно поверхности земли составляет не менее 0,8 *л* и зависит от глубины промерзания грунта. Для продления срока службы стальные электроды устанавливают в специальный заполнитель (графитовую или угольную крошку), который увеличивает активную поверхность растекания тока и изменяет характер работы заземления.

На магистральных газопроводах применяются также графитированные электроды, заземлители которых более долговечны по сравнению со стальными. Графитированные электроды можно устанавливать вертикально или горизонтально. При установке электроды помещают в активатор из графитовой крошки или коксовой мелочи. Соединение электродов в группу осуществляется с помощью кабеля.

В качестве заземлителей используются полуфабрикаты электродов (необточенные электроды) диаметром 40—125 *мм* и длиной 1000—1500 *мм*. Более длинные электроды получают сращиванием нескольких электродов с помощью ниппелей. Перед установкой они пропитываются специальными составами. В зависимости от способа пропитки предусматривается соответствующее конструктивное выполнение контактной части графитированного электрода.

Типы графитированных электродов-заземлителей приведены в табл. 56.

Таблица 56. Типы электродов-заземлителей

Тип электрода-заземлителя	Конструктивная особенность	Пропитка
ГЗ-1-57	Электрод с нарезкой с торца, куда ввинчивается графитированная головка	Графитированная головка пропитывается формальдегидной смолой на заводе
ГЗ-2-57	Электрод с контактом в ниппеле	Ниппель пропитывается формальдегидной смолой на заводе
ГЗ-1-56	Контактная трубка устанавливается непосредственно в электроде	Электрод пропитывается формальдегидной смолой на заводе
ГЗ-1-55	Контактная трубка устанавливается непосредственно в электроде; на боковой поверхности электрода протачивается канавка	Часть электрода, предназначенная для установки контактной трубки, пропитывается расплавленной смесью парафина (75—85%) с каучином (25—15%). Пропитка осуществляется в мастерских. Конструкция разработана ВНИИСТ

При монтаже СКЗ анодное заземление подключается к соединительным проводам источника питания кабелем (при графитированных электродах) или изолированной стальной шиной (при стальных электродах). Анодное заземление засыпается после тщательной проверки всех соединений и измерения переходного сопротивления его приборами МГ-07, МС-08 или ИЗ.

При большом удельном сопротивлении грунта (более 10 ом-м) электроды подсалятся хлористым кальцием или поваренной солью. В этом случае при засыпке заземления насыпается слой соли, слой грунта и т. д.

Катодные выводы

Катодные выводы предназначены для производства измерений потенциалов труба — земля и одновременно могут служить для подключения станций катодной защиты (отрицательного полюса источника питания). Они представляют собой изолированный провод, выведенный на поверхность земли в контрольно-измерительную колонку. Обычно катодные выводы приваривают к трубе во время строительства газопровода. На действующем газопроводе катодный вывод можно приваривать к трубе при помощи термитной сварки без стравливания газа. Место приварки вывода тщательно изолируют. На трассе газопровода катодные выводы располагаются через каждые 1000 м. Одновременно они являются километровыми столбиками трассы газопровода. В зонах блуждающих токов катодные выводы рекомендуется располагать через 500 м.

Наладка и эксплуатация станций катодной защиты

Перед включением СКЗ в работу после окончательного монтажа необходимо тщательно проверить все элементы установки и произвести измерение сопротивления растеканию анодного и защитных заземлений, переходного сопротивления труба — земля и общего сопротивления цепи СКЗ. Данные замеров заносят в паспорт установки.

После этого включают напряжение питания СКЗ и устанавливают разность потенциалов труба — земля в точке дренажа, равную $-1,27$ в по отношению к медносульфатному электроду. Установив это значение разности в точке дренажа, производят замеры потенциалов по длине газопровода в обе стороны от СКЗ у всех катодных выводов. Минимальное значение потенциала в конце защищаемого участка должно быть не менее $-0,87$ в по отношению к медносульфатному электроду. По результатам измерений строится график разности потенциалов по длине газопровода.

При наладке СКЗ, при плохой изоляции, допускается установка разности потенциалов труба — земля в точке дренажа до $(-1,5) \text{ в}$ до $(-2,0) \text{ в}$. Это позволяет увеличить защитную зону действия катодной станции.

Данные наладки заносят в паспорт СКЗ и составляют акт на включение катодной станции в работу.

Катодная защита газопровода должна действовать бесперебойно. Поэтому следует регулярно проверять и ремонтировать СКЗ и вести ежедневный контроль за параметрами установки (напряжением и током). Для каждой СКЗ устанавливается определенный режим в зависимости от условий ее работы. При эксплуатации катодной станции ведется журнал электрических параметров ее и работы источника тока. Необходим также постоянный контроль за анодным заземлением, состояние которого определяется по величине тока СКЗ. Резкое снижение тока будет свидетельствовать о возрастании сопротивления, связанном с отключением отдельных электродов заземления или же с высыханием грунта. При нормальной работе СКЗ величина защитного тока не должна отличаться от нормальной величины более чем на 10%.

При контрольных измерениях режима работы СКЗ определяют напряжение и величину защитного тока, а также разность потенциалов труба — земля в точке присоединения станции к газопроводу. Один раз в год производится текущий ремонт катодных установок. При этом измеряют сопротивления электрических цепей СКЗ, изоляции проводов и кабелей, сопротивления растеканию анодного и защитного заземлений, проверяют выпрямительные устройства, чистят изоляторы, окрашивают шкафы, ремонтируют ограждения и предупредительные знаки.

При капитальных ремонтах СКЗ заменяют источники питания, анодные и защитные заземления, а также заменяют опоры и приставки линий электропередач.

При эксплуатации СКЗ с ветровыми электрогенераторами периодически проверяют затяжку гаек всех болтовых соединений, своевременно смазывают трущиеся части генератора и выполняют все указания в соответствии с заводскими инструкциями, а также следят за состоянием аккумуляторных батарей. В режиме разряда СКЗ емкость батареи должна обеспечивать работу установки в течение двух суток без подзарядки. При пользовании кислотными аккумуляторами нельзя допускать глубокого разряда их.

При эксплуатации СКЗ с двигателями внутреннего сгорания ремонт и обслуживание генератора и двигателя производится в соответствии с заводскими инструкциями. Особое внимание следует обращать на установку подшипников генератора, так как тугая пригонка их приводит к снижению зарядного тока аккумуляторов СКЗ.

На СКЗ с термоэлектрогенераторами необходимо следить за равномерностью обогрева по высоте термоэлементов; при снижении или отсутствии напряжения на клеммах генератора проверяют соединения термоэлементов для определения замыкания или обрыва.

На СКЗ с химическими источниками тока необходимо своевременно заменять разрядившиеся источники новыми.

§ 2. ПРОТЕКТОРНЫЕ УСТАНОВКИ

Протекторная защита на магистральных газопроводах применяется на участках, которые удалены от источников электроснабжения и где нецелесообразна установка СКЗ, в местах неполной защиты газопровода от действия катодных станций, на участках с блуждающими токами небольшой интенсивности, а также для защиты от почвенной коррозии патронов на переходах газопроводов через шоссейные и железные дороги, для защиты отдельных подземных металлических емкостей, резервуаров и коммуникаций компрессорных и газораспределительных станций. Протекторные установки отличаются простотой обслуживания и невысокой стоимостью. К недостаткам их относятся небольшая протяженность защищаемого участка и сравнительно большой расход цветных металлов, особенно в грунтах с повышенным удельным сопротивлением.

На магистральных газопроводах широкое применение нашли протекторы, изготавливаемые из магниевых сплавов МЛ-4 и МЛ-5 и цинкового Ц-0. Протекторы из магниевых сплавов выполняются в виде литых сплошных цилиндров, в центре которых располагается стержень или спираль для их подсоединения. Из цинковых сплавов протекторы изготавливают в виде полых цилиндров.

ВНИИСТ разработал протекторы типа ППА-5. Выпуск их налажен на Вильнюсском ремонтно-механическом заводе треста № 8 Мингазпрома СССР. Протекторы ППА-5 состоят из магниевых анодов МГА-5 с соединительными проводами ПТВЖ и помещаются в бумажные мешки с порошкообразным активатором. В таком виде они доставляются к месту установки.

Протекторы устанавливаются одиночно или группами. Одиночная установка применяется, как правило, на газопроводах с хорошим изоляционным покрытием, групповая — на газопроводах с плохой изоляцией, а также при защите неизолированных патронов и наиболее опасных в коррозионном отношении участков газопровода.

Расстояние от устанавливаемого протектора до трубы определяется состоянием изоляционного покрытия и удельным сопротивлением грунта; для одиночных протекторов оно составляет примерно 3—7 м, при групповой установке 10—15 м.

При защите изолированных газопроводов протекторы устанавливаются с одной стороны газопровода, при защите патронов на переходах через шоссейные или железные дороги — с обеих сторон газопровода в шахматном порядке.

Протекторы обычно устанавливают вертикально в пробуренных для них скважинах глубиной 1,5—3,5 м в зависимости от влажности грунтов. Скважины диаметром 250—320 мм бурят ручным или механическим буром на расстоянии 3—6 м от газопровода. Для присоединения провода, идущего от протектора, к газопроводу отрывается шурф над поверхностью трубы размером 1 X 1,5 м. Между шурфом и скважиной отрывают траншею глубиной 0,7—0,8 м для прокладки в ней провода, соединяющего протектор с трубопроводом. Протекторы подключают либо непосредственно к газопроводу, либо через контрольно-измерительную колонку, которая предназначена для контроля за работой протекторных установок. Число колонок должно быть определено проектом. Провода к трубе припаиваются с помощью термитной сварки. Место приварки тщательно изолируется битумной мастикой.

Протектор устанавливают в скважину в слой заполнителя-активатора, который обеспечивает стабильную и эффективную работу протектора. В качестве заполнителей используются сернокислый магний, сернокислый натрий и сернокислый кальций. Эти соли обеспечивают постоянство потенциала протектора и уменьшают переходное сопротивление протектор — труба. Заполнитель готовится из смеси вышеуказанных сернокислых солей, глины и воды. Для каждой марки протекторов разработаны определенные составы заполнителей.

Наладка и эксплуатация протекторных установок

После окончания монтажа протектора перед подключением его к трубе измеряют потенциал протектора относительно земли. При правильной установке для магниевых протекторов потенциал должен быть равен $(-1,5) - (-1,6)$ в, для цинковых $(-1,0) - (-1,1)$ в по медносульфатному электроду. Одновременно измеряют естественный потенциал труба — земля.

После подключения протектора к трубе измеряют потенциал защищаемого газопровода в точке подключения протектора и в обе

стороны от нее, а также силу тока, создаваемого протектором, и сопротивление растеканию тока в месте установки протектора.

Примерно через 2—3 недели после монтажа протекторной установки (в зависимости от характера грунта) повторно измеряют все перечисленные параметры. Данные по наладке протекторной установки заносятся в специальный журнал.

Об эффективности работы протекторных установок судят по результатам измерений вдоль газопровода потенциалов труба — земля, тока и сопротивления растеканию тока в грунте. При неудовлетворительных результатах измерений (резкое увеличение сопротивления или снижение защитного потенциала газопровода) протектор ремонтируют или же заменяют его вместе с заполнителем.

§ 3. ДРЕНАЖНЫЕ УСТАНОВКИ

Различают прямые, поляризованные и усиленные станции дренажной защиты.

Прямой дренаж используется в том случае, когда потенциал защищаемого газопровода всегда выше потенциала рельса. Существенный недостаток прямого дренажа — появление обратного тока при отключении тяговой подстанции в установке, создающего интенсивную зону утечки с газопровода в землю. Промышленностью и настоящее время прямые дренажные установки не выпускаются.

Поляризованные дренажи применяются на участках газопроводов со знакопеременными зонами блуждающих токов. Установки поляризованного дренажа позволяют протекать блуждающим токам в направлении от газопровода к рельсу и не пропускают обратный ток от рельса в газопровод. Промышленностью выпускаются вентильные поляризованные установки с использованием в схеме полупроводниковых диодов и автоматические, которые включаются при прямых токах и выключаются при обратных.

Усиленный дренаж применяется в случае одновременного действия нескольких источников блуждающих токов. В данном случае дренажное устройство представляет собой комбинацию дренажной и катодной защиты (для увеличения эффективности защиты в него включен источник постоянного тока).

На магистральных газопроводах наибольшее распространение получили универсальные поляризованные дренажные установки типа УПДУ-57, которые устанавливаются как на участках со знакопеременными потенциалами, так и в устойчивых анодных зонах, где они работают в режиме прямого дренажа.

Схема этой дренажной установки приведена на рис. 91. При появлении положительной разности потенциалов между газопроводом *T* и рельсом *P* создается цепь для прохождения тока от газопровода к рельсу: труба — предохранитель 1 — реостат 2 — предохранитель 10 — германиевый вентиль 4 — включающая обмотка 7 — амперметр с шунтом 8 — рубильник 9 — рельс. При достижении разности потенциалов труба — рельс 1—1,2 в при помощи обмотки 7

включается контактор, который замыкает контакты 3 и 5. Тем самым обеспечивается основная дренажная цепь тока через обмотку 6. По цепи германиевого вентиля, зашунтированного блок-контактом 5, пойдет меньшая часть тока. При уменьшении разности потенциалов до 0,1 в контактор размыкает контакты и разрывает дренажную цепь. При изменении полярности вентиль 4 не будет пропускать ток на трубу.

В настоящее время СКВ Газприборавтоматика совместно с ВНИИСТ создана усиленная дренажная установка УДУ-2400. Опыт эксплуатации этой установки показал довольно устойчивую ее работу.

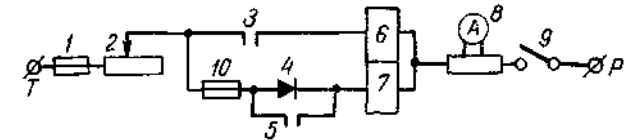


Рис. 91. Электрическая схема поляризованного дренажа УПДУ-57.

Для дренажных линий используются электрические кабели обычно больших сечений, в основном с алюминиевыми жилами типа АСБ. В целях экономии цветных металлов дренажный кабель подключают к газопроводу с помощью специальных контактных пластин, привариваемых к трубе по всему периметру. Сам же дренажный кабель зажимается после разделки между контактной пластиной и специальной накладкой при помощи болтов. В дренажной установке кабели подключаются к шинам плашечными зажимами. К рельсу дренажный кабель подключается только в присутствии представителей железной дороги.

Наладка и эксплуатация станций дренажной защиты

До включения дренажной установки после окончания монтажа измеряют разность потенциалов труба — земля в этом районе. Затем производят пробное включение установки. Установив при помощи реостата минимальный ток в дренажной цепи, снова измеряют разность потенциалов труба — земля в тех местах, что и до включения установки. Если же на отдельных участках газопровода остаются положительные потенциалы, то повышают ток в дренаже. При этом необходимо следить, чтобы разность потенциалов труба — земля в точке дренажа не превышала допустимого значения. В случаях, когда не удается устранить полностью анодные зоны на трубе, устанавливают дополнительную катодную станцию или дренаж.

Так как дренажные установки оказывают вредное воздействие на соседние трубопроводы и кабели, то при включении дренажей необходимо выяснить характер изменения потенциалов на этих сооружениях. Дренаж увеличивает опасность коррозии соседнего

сооружения в случае, если на нем появляется положительный потенциал или же имевшийся положительный потенциал его возрастает до 0,1 в. Если влияние дренажа исключить не удастся, то нужно выполнить совместную их защиту. Все данные по наладке дренажной установки заносятся в паспорт, и составляется акт о включении ее в работу.

Эксплуатация дренажных установок заключается в периодическом контроле электрических параметров (силы тока в цепи дренажа, разности потенциалов труба — земля в дренажных точках) и в проведении комплекса ремонтно-профилактических работ по всем узлам. Ток в цепи дренажа ежедневно замеряется линейными ремонтниками, и данные передаются районному диспетчеру.

Во время ревизий и текущих ремонтов следует обращать особое внимание на токонесущие части оборудования: проверяются плотность поджатия контактов, перегрев отдельных элементов, изоляция дренажных кабелей и т. п.

Осмотр контакта дренажных кабелей с газопроводом, ремонт и замену дренажных кабелей производят при капитальных ремонтах установок.

§ 4. ПРИМЕНЕНИЕ ВЕНТИЛЬНЫХ ПРОТЕКТОРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

На участках газопроводов со знакопеременными зонами блуждающих токов, где для сооружения поляризованных дренажей требуется прокладка дренажных кабелей значительной длины и для подключения катодных станций необходимо строительство линий электропередач большой протяженности, применяют вентильные протекторы-токоотводы. Целесообразность применения их обосновывается технико-экономическими расчетами.

Протекторы с вентилями необходимо применять при устройстве протекторной защиты вблизи действующих катодных станций даже при отсутствии блуждающих токов, так как в противном случае снижается эффективность действия станций катодной защиты.

Вентильные протекторы-токоотводы при анодном блуждающем токе на газопроводе работают как обычные протекторы. При катодном токе они не пропускают блуждающих токов на газопровод.

На газопроводах применяются одиночные и групповые вентильные установки. Монтировать их можно как в вертикальном, так и в горизонтальном положении. При устройстве защиты одиночные вентильные протекторы устанавливают на расстоянии 3 м от газопровода, а групповые — на расстоянии 15 м с шагом между протекторами в группе 1—3 м. На одиночных протекторах применяют диоды типа Д7А-Д7Ж. При групповой установке протекторов применяют диоды Д-302 и Д-303, причем устанавливают их на группу протекторов (для группы из 5—6 протекторов обычно применяют вентили Д-302, а при 7—10 протекторах — вентили Д-303).

§ 5. КОНТРОЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ И КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДА

Действие устройств защиты газопроводов от коррозии контролируют, периодически измеряя электрические параметры (разность потенциалов труба — земля, сопротивления цепи катодных установок и их элементов, тока в цепи протекторных установок и т. д.) с помощью специальных приборов и вспомогательных устройств. При электроизмерениях в полевых условиях применяют медносульфатные неполяризуемые электроды. Сопротивления цепи катодных

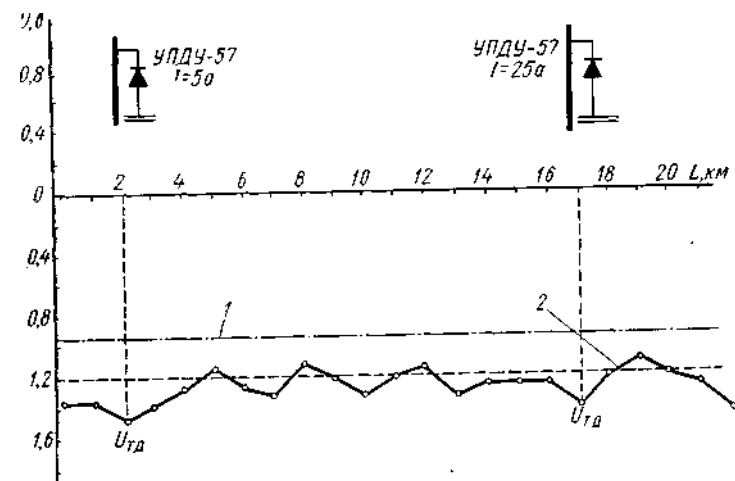


Рис. 92. График изменения потенциала труба — земля по трассе газопровода.

Защитный потенциал по медносульфатным электродам, в: 1 — минимальный — 0,87; 2 — максимальный — 1,2.

установок и их элементов измеряют с помощью прибора МС-08, которым можно измерить также сопротивление растеканию заземлений, протекторов, удельное сопротивление грунта. Величина измеряемого сопротивления отсчитывается непосредственно по шкале прибора. МС-08 рассчитан на весьма широкие пределы измерений (от долей до 1000 ом).

Для определения степени защищенности газопровода от коррозии по всей трассе производят два раза в год (весной и осенью) групповые измерения потенциала труба — земля. Для измерений могут быть использованы следующие приборы:

1) электроразведочный потенциометр типа ЭП-1М — для измерения удельного сопротивления грунта и напряжения в пределах от 0,05 до 495 мв и тока от 0,5 до 4,95 а;

2) коррозионно-измерительный прибор КИП-57 — для измерения напряжения и силы тока при групповых измерениях

сооружение — земля, рельс — земля, труба — рельс, сооружение — сооружение;

3) многопредельный ампервольтметр М-231 имеет двустороннюю симметричную шкалу — для измерения тока и напряжения в цепях постоянного тока.

При измерениях в зонах блуждающих токов целесообразнее всего использовать автоматические регистраторы, так как использование визуальных приборов имеет ряд недостатков: ограниченность периода измерения, ошибки, вносимые персоналом при измерении, и искажение истинной формы кривой блуждающих токов.

Перечисленные недостатки могут быть легко устранены с помощью автоматического регистратора потенциалов и токов типа Н-373-1. Этот прибор является многопредельным самопишущим ампервольтметром с пределами измерений по напряжению 0,5; 1; 5,5; 15; 50; 75; 150 мВ, по току 5; 15; 50; 150 мкА и 0,5; 1,5; 5; 15; 50; 150 мА.

После обработки данных по измерениям разности потенциалов труба — земля строят график (рис. 92), который дает полное представление о состоянии электрохимической защиты газопровода.

Для выяснения изменений, происшедших за период между двумя контрольными измерениями, на график обычно наносят значения разности потенциалов предыдущего измерения.

Периодичность электрических измерений на магистральных газопроводах следующая:

Измерение разности потенциалов труба — земля по всей трассе с составлением коррозионного графика	2 раза в год (весной и осенью)
Измерение сопротивления цепи СКЗ, соединительных линий и сопротивления растеканию анодного и защитного заземлений	2 раза в год (зимой и летом)
Измерение сопротивления цепи протектор — труба, сопротивления растеканию протектора и тока протектора с контрольно-измерительной колонкой	1 раз в год
Запись потенциалов труба — земля, рельс — земля, труба — рельс в точке дренажа станций дренажной защиты самопишущими приборами	2 раза в год
Регулировка потенциала в точке дренажных установок электрозащиты	1 раз в месяц

Постоянный контроль за состоянием и работой защитных устройств может осуществляться при помощи автоматических телемеханических устройств, которые начинают внедряться на газопроводах.

Для внешнего осмотра состояния изоляции и металла трубы на магистральных газопроводах практикуется вскрытие их на отдельных участках. Такие осмотры производятся обычно в летние месяцы по специальным графикам, утвержденным управлением магистральных газопроводов. При осмотре газопровода в шурфах определяется

состояние изоляционного покрытия (толщина, наличие повреждений, прилипаемость) и металла трубы (наличие раковин, каверн и их характер). По данным осмотра принимают решение о ремонте изоляции, устройстве дополнительной электрохимической защиты или даже замене отдельных участков газопровода.

§ 6. ОРГАНИЗАЦИЯ СЛУЖБЫ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ В РАЙОННЫХ УПРАВЛЕНИЯХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Все устройства электрозащиты и приборы для электрических измерений находятся в ведении служб электрохимической защиты, которые организируются в каждом районном управлении газопровода. Численный состав служб электрохимической защиты определяется количеством действующих установок электрозащиты и объемом проводимых электрических измерений. В состав служб входят инженер по электрохимической защите и монтеры. Основными задачами службы электрохимической защиты являются содержание в исправном состоянии всех установок электрозащиты, обеспечение нормальной и бесперебойной работы их, а также своевременное проведение комплекса электрических измерений по трассе и на подземных коммуникациях КС, ГРС и АРП. Служба электрохимической защиты в каждом райуправлении должна иметь следующее основное оборудование и материалы.

Специальное оборудование

Специальная передвижная коррозионная лаборатория на шасси автомобиля ГАЗ-63 или УАЗ-450А	1
Выпрямительная установка	2
Электродренажная установка	2
Протектор	50
Изолирующие фланцы (комплект)	2
Аккумуляторная батарея	8

Приборы и вспомогательное оборудование

Потенциометр ЭП-1М	2
Прибор М-231	2
Прибор КИП-57	2
Ампервольтметр Ц-315	2
Самопишущий ампервольтметр Ы-373-3 (Н-373-2), Н-373-1"	По 1
Измеритель заземления МС-08	1
Индикатор сопротивления заземления ИСЗ-2	1
Мегомметр М-1101	1
Кабелеискатель	1
Искатель повреждений ИШ-00	1
Каверномер и магнитный толщиномер	По 2
Медносульфатный электрод	5
Контрольно-измерительная колонка	5
Полупроводниковые вентили (комплект)	1
Полевой телефон	1

Сернокислая медь	3 кг
Сернокислый магний	1000 кг
Сернокислый кальций	1000 кг
Термитные патроны	100 шт.
Термитные спички	150 шт.
Изоляционная лента	1 кг
Провода разные	500 м
Кабели дренажные	300 м
Тигель-форма	3
Электропаяльник	2
Монтерский пояс и когти (комплект)	2
Индивидуальный монтерский инструмент (комплект)	2

Кроме того, при питании СКЗ от сетей 0,4 кВ служба должна быть оснащена всеми средствами защиты от поражения электротоком в установках до 1000 В.

Линии электропередач напряжением 0,4; 6 и 10 кВ и высоковольтное оборудование эксплуатирует и ремонтирует служба энерговодоснабжения, укомплектованная необходимым оснащением. Электросварочные и газосварочные работы на сооружениях электрозащиты выполняет ремонтно-восстановительная служба, в таблице оснащения которой предусмотрены необходимое оборудование и материалы.

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Автоматизация и телемеханизация всех технологических сооружений магистральных газопроводов — важнейшие задачи по повышению надежности и экономичности их эксплуатации.

Внедрение автоматизации и телемеханизации на магистральных газопроводах улучшит контроль и защиту оборудования, значительно сократит аварии. Автоматизация и телемеханизация процесса транспорта газа являются также мощными факторами в обеспечении наиболее эффективных режимов. С внедрением устройств автоматики на магистральных газопроводах сократится численность обслуживающего персонала, увеличится надежность снабжения газопотребителей и повысится производительность технологического оборудования, что в конечном счете даст возможность снижать себестоимость транспорта газа.

За последние годы научно-исследовательскими, проектными институтами и конструкторскими бюро совместно с управлениями эксплуатации магистральных газопроводов проведены большие работы по автоматизации технологических объектов систем транспорта газа и подземных хранилищ газа. Созданы системы автоматизации газоперекачивающих агрегатов с электрическим и газотурбинным приводами. Все компрессорные станции с электроприводными агрегатами переведены на управление с главного щита. В СКВ Газприборавтоматика разработана и внедрена на ряде компрессорных станций пневматическая система для автоматизации газомотокомпрессоров.

Управлениями магистральных газопроводов проведена большая работа по переводу газораспределительных станций на надомное обслуживание. В настоящее время в отдельных управлениях ГРС переводятся на групповое периодическое обслуживание.

Комплексная автоматизация магистральных газопроводов включает в себя: автоматизацию КС, ГРС, линейной части газопровода, телемеханизацию газопровода.

§ 1. АВТОМАТИЗАЦИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ГАЗОПРОВОДОВ

Автоматизация линейной части магистрального газопровода требует наличия средств местной автоматики: пневмоприводных кранов с автоматическим отсекающим устройством при резком падении

давления в трубе; телеуправляемых кранов на перемычках между нитками; автоматов для продувки конденсатосборников и др. В настоящее время такие устройства серийно не изготавливаются, что сдерживает автоматизацию линейной части газопровода в полном объеме. Правда, уже ряд разработок прошел промышленные испытания и рекомендован к серийному изготовлению. Так, ВНИИгаз и Востокгаз совместно разработали пневмомагнитный конденсатоотводчик

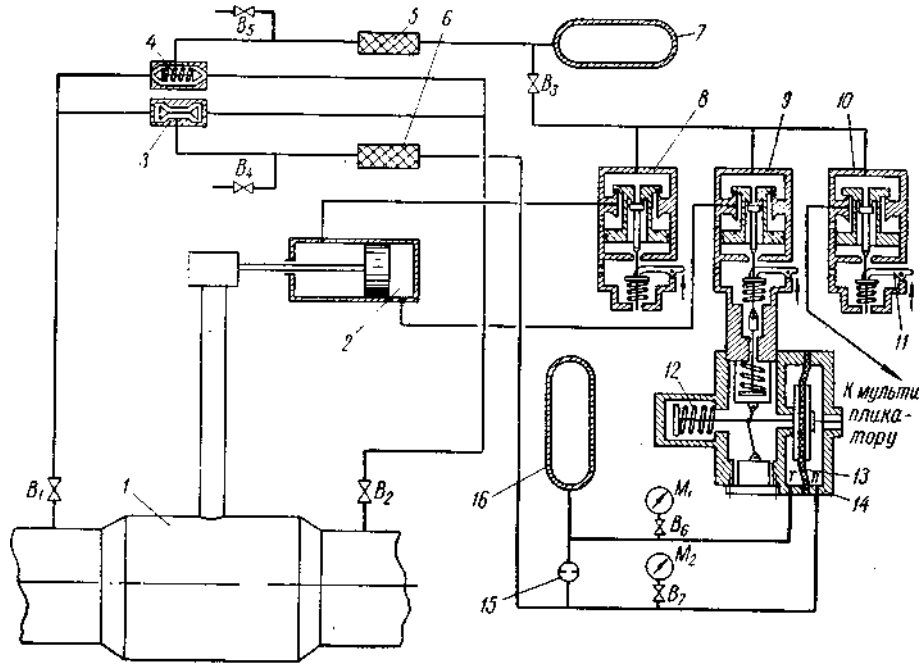


Рис. 93. Принципиальная схема автомата АЗК-64.

B_i — B_j — вентили; M_i — M_j — манометры.

АКО-ПМ, предназначенный для автоматического сброса конденсата из сборных емкостей конденсатосборников. Прибор АКО-ПМ регулирует уровень конденсата в емкости сбора, подавая команду на регулирующий клапан. При верхнем уровне клапан открывается и конденсат под давлением газа передавливается. По достижении минимального уровня конденсата АКО-ПМ подает команду на закрытие клапана, и передавливание конденсата прекращается. Настройка прибора АКО-ПМ производится по уровнемеру, которым оборудована емкость сбора конденсата.

Для однониточных газопроводов диаметром до 800 мм с кранами $D_y = 700$ Востокгазразом разработаны автоматы АЗК-64, предназначенные для управления закрытием крана при возможном разрыве магистрального газопровода. Конструкция автомата (рис. 93) позво-

ляет управлять пневмоприводом крана 1 как автоматически (при резком падении давления в газопроводе), так и вручную на месте при помощи пневмоклапанов 8, 9 и 10 (нажатием на рычаг 11). Пневмоклапан 10 служит для набивки крана смазкой. Давление к клапанам подается из резервной емкости 7, которая подключается к газопроводу в двух точках (до и после крана) через клапан 4, который отсекает резервную емкость от газопровода при аварии. Этим самым сохраняется в ней первоначальное высокое давление. Газ к автомату и резервной емкости подводится после фильтров 6 и 5.

Работа автомата основана на принципе перепада давления при помощи дроссельного устройства в мембранном приводе 14, величина которого зависит от скорости падения давления в газопроводе.

При нормальной работе газопровода давление в полостях T и II мембранного привода одинаково, а полость цилиндра пневмопривода 2 сообщается с атмосферой через пневмоклапан 9 (подвижная система 13 мембранного привода находится под действием пружины 12 в крайнем положении).

При разрыве газопровода, т. е. при создании скорости падения давления $1-1,2 \text{ кг}/(\text{см}^2/\text{мин})$, между полостями T и II создается перепад давления, так как полость T , соединенная с дополнительной расширительной емкостью 16, сообщается с газопроводом через дроссель 15. Сечение дросселя подбирается таким образом, что при нормальной работе газопровода колебание давления в полостях T и II происходит почти одновременно.

При достижении перепада давления между полостями критической величины подвижная система 13 передвигается в крайнее правое положение и воздействует на пневмоклапан 9, который открывает доступ газа в полость «на закрытие» пневмопривода крана. Мембранный привод отключается от полости высокого давления газопровода автоматически через клапан 3 по мере закрытия крана.

После выравнивания давления в полостях T и II подвижная система возвращается в исходное положение под действием пружины 12.

Краткая техническая характеристика автоматов АЗК-64

Минимальная скорость падения давления, при которой автомат устойчиво срабатывает, $\text{кг}/(\text{см}^2/\text{мин})$	1,0-1,2
Величина скорости падения давления в газопроводе, при которой автомат устойчиво не срабатывает, $\text{кг}/(\text{см}^2/\text{мин})$	0,5 ± 0,6
Минимальный перепад давления в мембранном приводе, обеспечивающий срабатывание автомата, $\text{кг}/\text{см}^2$	0,06
Диаметр проходного сечения дросселя, мм	10

Режимы работы участков газопроводов должны соответствовать характеристике АЗК-64, т. е. технологическая скорость падения давления в газопроводе должна быть не более 0,6, а аварийная скорость падения давления — не менее $1 \text{ кг}/(\text{см}^2/\text{мин})$.

Если режимы работы отдельных участков газопровода отличны от указанных в характеристике АЗК-64, то автоматы, устанавливаемые

на этих участках, должны быть перенастроены путем изменения объема расширительной емкости или проходного сечения дросселя.

В настоящее время ведется доработка автоматов АЗК-64 для использования их на многониточных газопроводах и газопроводах диаметром 1000, и 1200 мм.

Для повышения надежности работы автоматов в условиях низких температур и на газе, обладающем повышенной влажностью, предусмотрен узел подготовки газа, состоящий из двух вымораживателей (рис. 94). Принцип осушки газа в вымораживателях основан на есте-

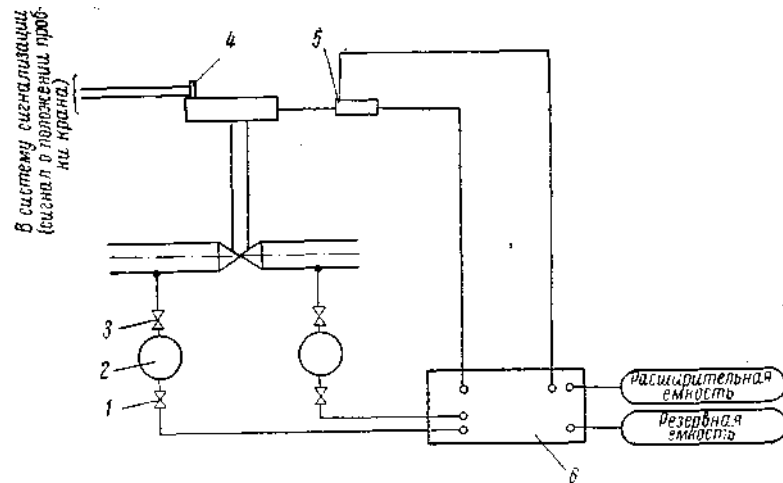


Рис. 94. Принципиальная схема подключения АЗК-64 к линейному крану.

1 — кран шаровой $D = 15$, $p = 64$; 2 — вымораживатель; 3 — кран вварной $D = 80$, $p = 64$; 4 — конечный выключатель; 5 — пневмопривод крана; 6 — автомат аварийного закрытия крана.

ственным выпадении гидратов в специальной емкости под действием низкой температуры окружающего воздуха.

Для извещения о положении пробки крана (открыто — закрыто) на нем устанавливается конечный выключатель типа ВВ-5, который подключается к системе сигнализации.

Востокгипрогаз-для кранов водных переходов разработал также специальные автоматы типа АВПГ. Они отличаются от АЗК-64 тем, что перекрывают только поврежденную нитку перехода (сначала закрываются все краны водного перехода, а затем открываются краны на неповрежденной нитке). Опытные образцы автоматов АВПГ проходят промышленные испытания на газопроводе Средняя Азия — Центр.

Для автоматизации линейных кранов с ручным управлением этим же институтом разработана схема установки на них пневмоприставок типа ППР.1, работающих от энергии транспортируемого газа. Питание на пневмоприставку (пневмопривод) поступает от автомата аварийного закрытия крана.

Пневмоприставки типа ППР1 хорошо зарекомендовали себя при опытно-промышленной эксплуатации. Серийное производство пневмоприставок ППР1 освоено Шекинским заводом.

Пневмоприставки типа ППР1 могут быть применены на кранах $D = 500$ и $D = 700$, имеющих дополнительный червячный редуктор.

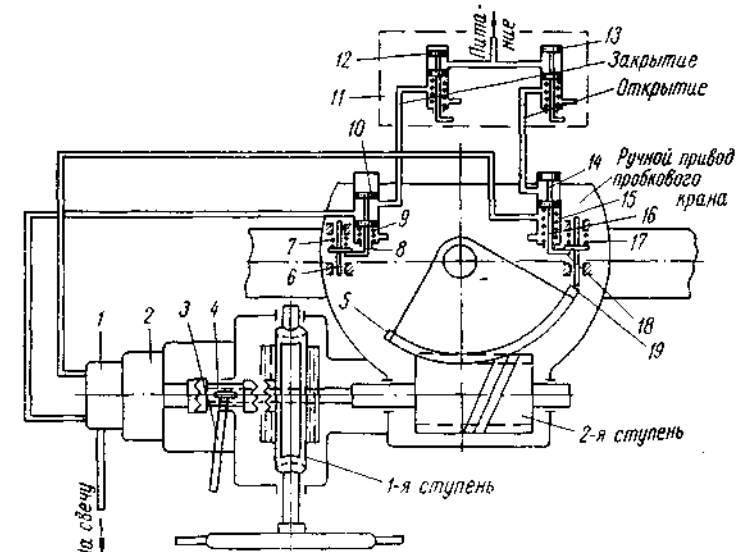


Рис. 95. Принципиальная схема работы пневмоприставок ППР1.

X — пневматический ротационный двигатель; 2 — планетарный двухступенчатый редуктор; 3 — механизм переключения с ручного привода на механизированный; 4 — муфта переключения; 5, 19 — упоры; 6, 16, 18 — штоки пневматического конечного выключателя; 8, 14 — рычаги пневмоклапанов; 9, 15, 17 — пружины; w, is, 13 — пневмоклапаны; u — автомат аварийного закрытия крана АЗК-64 или узел управления краном ЗПУУ-з.

Для кранов, имеющих в приводе дополнительный двухступенчатый цилиндрический редуктор, институтом разработан специальный пневмопривод типа ППК1. Он представляет собой ту же пневмоприставку ППР1, снабженную червячным редуктором, переходным фланцем и дополнительным валом. При автоматизации кранов данного типа подлежит демонтажу его дополнительный редуктор с установкой на место последнего пневмопривода ППК1. Работы по установке на краны пневмоприставки ППР1 и пневмопривода ППК1 производятся без остановки газопровода.

Пневмоприставка ППР1 состоит из следующих основных узлов (рис. 95): ротационного пневмодвигателя 1, планетарного двухступенчатого редуктора 2, механизма переключения 3 с кулачковой муфтой 4 и рычагом пневматических конечных выключателей, к которым может подводиться питание как от автоматов аварийного закрытия АЗК-64, так и от клапанов местного (дистанционного) управления кранами.

Принцип работы пневмоприставки основан на передаче вращательного движения пневмодвигателя через планетарный двухступенчатый редуктор и муфту переключения на червяк второй ступени ручного привода крана.

Процесс закрытия крана происходит следующим образом: поступивший импульс от АЗК-64 или от пневмоклапана на «закрытие» через пневмоклапан 10 передается к пневмодвигателю, который будет вращаться за счет энергии газа до тех пор, пока пробка крана не займет положение «закрыто». В этом положении упор 5 нажмет на шток 6 пневмоконечника и освободит рычаг 8 пневмоклапана 10, который путем перекрытия линии питания отключает пневмодвигатель.

При этом клапан другого пневмоконечника будет находиться в открытом положении, т. е. схема обвязки пневмоприставки при крайних положениях пробки крана позволяет включать двигатель только на определенное направление вращения (при положении «открыто» — на закрытие, и наоборот). В промежуточном положении пробки крана оба клапана будут открыты, что позволяет включать пневмодвигатель на любое направление вращения — на открытие или закрытие.

Для перевода крана на ручное управление необходимо вывести из зацепления муфту 4 с выходным валом редуктора при помощи рычага переключения и сцепить с червячным колесом первой ступени червячного редуктора крана.

Хорошо себя зарекомендовали в эксплуатации автоматы для закрытия линейных кранов $D_v = 700$ типа АЗЛК, разработанные производственной лабораторией Горьковского управления магистральных газопроводов.

Автомат АЗЛК (рис. 96) представляет собой командный механизм, осуществляющий подачу газа в пневмоцилиндр крана на закрытие.

Автомат обеспечивает закрытие линейного крана при скорости падения давления в газопроводе $1,2 \text{ кг/см}^2/\text{мин}$. В основу работы автомата заложен тот же принцип, что и у автоматов АЗК-64, т. е. создание определенного перепада давления в камерах А и Б, величина которого определяется скоростью падения давления в газопроводе. Камера А автомата сообщена непосредственно с газопроводом, а камера Б — с аккумуляторной емкостью. Между собой камеры сообщаются через дросселирующее отверстие $0,1 \text{ мм}$ в поршне 3. При нормальном режиме работы газопровода в камерах А и Б устанавливается равенство давлений.

Срабатывание автомата происходит при разности давлений между камерами А и Б, равной $0,8 \text{ кг/см}^2$, которая создается при разрыве газопровода. Тогда под действием этого перепада давления поршень 3 перемещается влево, обеспечивая доступ газа в полость «на закрытие» пневмопривода крана.

В автомате предусмотрена защита ложного срабатывания в случае пропуска газа уплотнительной манжетой 5. В крышке автомата

имеется отверстие диаметром $1,2 \text{ мм}$, через которое стравливается в атмосферу газ, проникающий в полость пневмоцилиндра крана. Настройка автомата на указанный перепад срабатывания осуществляется пружиной 2.

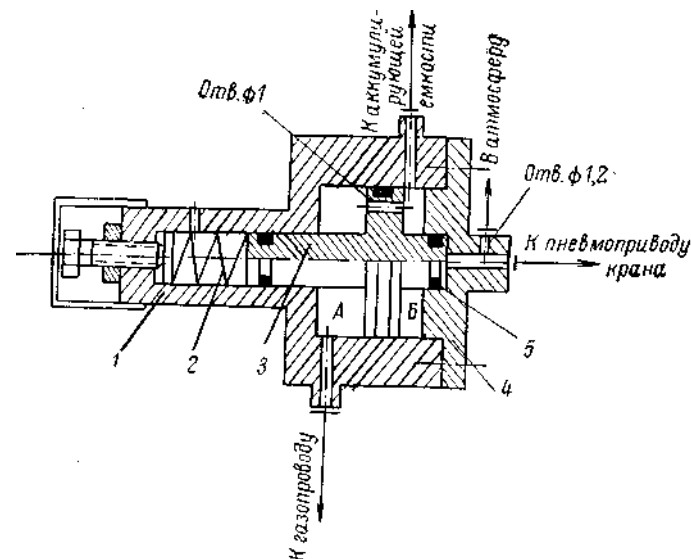


Рис. 96. Автомат закрытия линейного крана АЗЛК.
1 — корпус; 2 — пружина; 3 — поршень; 4 — крышка; 5 — манжета уплотнительная.

§ 2. ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Согласно принятой в настоящее время в СССР при эксплуатации газопроводов двухступенчатой структуре диспетчеризации, подразделяющейся на службу центрального и районного диспетчеров, разработка средств телемеханики для магистральных газопроводов проводилась в двух направлениях: 1) создание телеаппаратуры для районного диспетчера газопровода; 2) создание телеаппаратуры для центрального диспетчера.

По назначению и выполняемым функциям телемеханические системы делятся на системы телеизмерения, телеуправления и телесигнализации. Система телемеханики включает в себя передающее и приемное устройства и соединяющий их канал связи.

Наибольшая эффективность использования систем телемеханики на магистральных газопроводах может быть получена при максимальном внедрении местных средств автоматики и правильном сочетании этих средств с применяемой системой телемеханики.

Система телемеханики районного диспетчера должна позволять производить:

1) контроль и управление режимом транспорта газа по участку газопровода;

2) контроль и управление режимом работы автоматизированных компрессорных и газораспределительных станций, имеющих периодическое обслуживание;

3) контроль за состоянием запорной линейной арматуры на трассе газопровода и работой станции катодной и дренажной защиты, а также за телеуправлением кранами на перемычках между нитками и переходах газопровода через реки, овраги и т. п.

На районный диспетчерский пункт с контролируемых пунктов должна передаваться информация и должны осуществляться следующие операции:

1) телеуправление компрессорными агрегатами (пуск — остановка) и общестанционными кранами;

2) телесигнализация о состоянии автоматических линейных кранов («открыт» — «закрыт»);

3) телесигнализация об отклонении от норм защитного потенциала труба — земля;

4) аварийная (вызывная) телесигнализация (без расшифровки) о неисправностях на ГРС;

5) предупредительная телесигнализация о неполадках на ГРС;

6) телеизмерение давления на выходе ГРС к потребителям и на входе ГРС;

7) телеизмерение мгновенного расхода газа на ГРС по потребителям;

8) телеизмерение давления газа на трассе газопровода в пунктах, расположенных через определенное расстояние (обычно через 20 км); при этом датчики давления должны устанавливаться однотипно (до и после кранов по ходу газа);

9) телесигнализация о закрытии кранов поврежденной нитки, установленных на водных переходах и оборудованных автоматами аварийного отключения поврежденной нитки.

Районный диспетчерский пункт оборудуется на каждой КС с установкой соответствующего пульта, снабженного мнемосхемой со световой сигнализацией и необходимыми показывающими регистрирующими контрольно-измерительными приборами. Районный диспетчер руководит всей работой участка газопровода в соответствии с указаниями центрального диспетчера.

Система телемеханики центральной диспетчерской службы должна обеспечивать информацию с контролируемых пунктов, а также регистрацию следующих показаний:

1) давления и расхода газа, поступающего в магистральный газопровод;

2) давления газа на входе и выходе каждой КС;

3) числа работающих компрессорных агрегатов на каждой КС;

4) давления и расхода газа на ГРС;

5) аварийных сигналов, поступающих с КС и с трассы газопровода между КС;

б) телеизмерения давления и расхода газа при отводе в газовые хранилища и выдаче газа из них.

Величины получаемых параметров центральным диспетчером воспроизводятся на мнемосхеме около соответствующего на ней объекта в виде светящегося цифрового параметра. Одновременно производится автоматическая регистрация величин телеизмеряемых параметров на бланке цифropечатающей машинки. Так как изменение режима работы КС и магистрального газопровода происходит медленно, то информация может подаваться не постоянно, а циклически.

В настоящее время состояние работ по телемеханизации может быть охарактеризовано как период создания, разработки и внедрения средств телемеханики на объектах магистральных газопроводов.

Системы телемеханики

Для телемеханизации технологических объектов службы районного диспетчера, рассредоточенных по трассе газопровода, СКВ Газ-приборавтоматика разработана система телемеханики типа ТРДС-64.

В комплект аппаратуры системы ТРДС-64 входят диспетчерский пункт (ДП) и контролируемые пункты (КП), расположенные по трассе газопровода.

Аппаратура КП размещается в металлическом шкафу, в котором находятся блоки телемеханики и узел измерения с датчиками и контрольными манометрами.

ДП выполняется в виде стола, на котором смонтированы мнемосхема и узлы управления. ДП рассчитан на две линии связи, к которым можно подключать на одно направление до 15 контролируемых пунктов. На ДП у системы ТРДС-64 предусматриваются также выходные разъемы для подключения цифropечатающего устройства.

Состояние КП определяется с помощью лампочек белого и красного цвета. Во время работы с данным контролируемым пунктом горит белая лампочка. Красные лампочки располагаются на левом и правом углах табло и загораются в момент прихода с КП аварийного сигнала.

Величина измеряемого параметра выдается на табло индикации. При этом указываются наименование, величина и размерность параметра. Например, при замере давления табло покажет $p; 35; ат$. При замере расхода газа — $Q; 70; 2; \%$.

Принцип действия системы ТРДС основан на частотном выборе объектов и время-импульсном принципе ТИ контролируемых параметров. Каждому измеряемому параметру присваивается двух-частотный код с последовательной посылкой частот. При выборе КП происходит преобразование измеряемого параметра в электрический импульс, началом которого является момент включения передатчика телеизмерения, окончанием — момент выключения его. На диспетчерском пульте фиксируется отрезок времени, в течение которого передатчик потребляет энергию из линии. Это время отражается на табло цифровой.

Работа телесистемы происходит следующим образом. Для вызова КП на диспетчерском пункте сначала нажимают кнопку этого пункта, затем кнопку необходимой телеоперации. При этом в линию связи подается напряжение 220 в постоянного тока и двухчастотный код (из частот f_1 и f_2) вызываемого КП. На КП срабатывает исполнительное реле определенной телеоперации, которое подключает к линии связи передатчик ТИ и соответствующий датчик. После вызывных частот в линию связи подаются импульсы постоянного тока. Эти импульсы, попадая на мостовую схему передатчика телеизмерения КП, вызывают заряд конденсатора в одном из ее плеч. Когда величина напряжения на конденсаторе сравняется с величиной напряжения на ползунке потенциометрического датчика, резко упадет сопротивление передатчика, и в линии связи напряжение резко понизится. Интервал времени с момента посылки в линию связи импульса постоянного тока до момента падения напряжения в ней измеряется в приемнике телеизмерения, который находится на ДП. Здесь же это время преобразуется в напряжение, которое замеряется цифровым вольтметром и воспроизводится на табло цифровой индикации в единицах измеряемого параметра.

Система телемеханики ТРДС-64 позволяет осуществлять циклический опрос по всем телеоперациям КП, начиная с любого пункта.

В качестве датчиков — преобразователей неэлектрических технологических параметров в электрические сигналы — в аппаратуре ТРДС-64 применяются потенциометрические датчики типа ТДБ и ДДМ. Наилучшими техническими характеристиками обладают датчики типа ДДМ. Они имеют более высокий класс точности (погрешность при температуре 20° С составляет не более $\pm 0,8\%$, в то время как у датчиков ТДБ при тех же условиях она достигает $\pm 2,25\%$) и линейную зависимость в рабочем диапазоне между измеряемым давлением и выходным относительным сопротивлением.

Для измерения расхода газа используется телеметрический датчик расхода типа ДРТ с потенциометрическим выходом, разработанный СКВ Газприборавтоматика. Система ТРДС-64 также позволяет применять любые потенциометрические датчики с сопротивлением от 500 до 2500 ом. В частности, можно использовать расходомеры типа ДМ с приставкой, имеющей на выходе унифицированный токовый сигнал от 0 до 5 ма.

Краткая техническая характеристика системы ТРДС-64

Число контролируемых пунктов на одно направление	15
Количество направлений линии связи	2
Дальность действия, км	100
Система телеизмерения	Время-импульсная
Диапазон используемых частот (подтональный), гц	70—300
Основная погрешность телеизмерения (без погрешности датчика), %	± 2
Продолжительность измерения одного объекта, сек	1

В качестве канала связи между районным диспетчерским пунктом и КП можно использовать двухпроводную кабельную или воздушную линию с затуханием до 4,5 непер.

Успешно прошла промышленные испытания система телемеханики ТРДС-64М, разработанная этим же СКВ и отличающаяся от ТРДС-64 большим объемом операций контроля и управления: число КП на одно направление — 20; число направлений линии связи — 4; число ТО в каждом КП до 10, из них ЮТИ (ТС) +1АС (аварийная сигнализация) или 8ТИ (ТС) +2ТУ+1АС. Основная погрешность при измерении давления не превышает 1,6%, расхода — 4%.

В системе применены датчики с потенциометрическим выходом и унифицированным токовым выходом 0—5 ма с максимальной шкалой 5, 10, 15, 60 кг/см^2 (при измерении давления) и 100% (при измерении расхода газа). Система работает устойчиво по стальной двухпроводной или кабельной линии связи с затуханием не более 1,11 непер и омическим сопротивлением шлейфа не более 3000 ом.

Для телемеханизации районной диспетчерской службы трубопроводов разработано устройство телемеханики ТМ-200 «Район». Устройство может обслуживать до 60 контролируемых пунктов, расположенных вдоль линии связи в одном или в двух независимых направлениях (до 30 КП в каждом направлении). Емкость каждого КП следующая: 4ТИ с погрешностью 2%, 4 двухпозиционных сигнала, одна двухпозиционная команда телеуправления, одно телерегулирование, один аварийный сигнал. Уменьшая число шкафов, блоков и субблоков, можно получить любые модификации КП (с меньшим объемом телеопераций). Дальность действия устройства зависит от вида канала связи и количества КП, подключенных на одно направление. Например, при использовании воздушной стальной цепи линии связи (04 мм) можно подключить до 20 КП на 100 км. При включении в цепь двух усилителей типа ИТУМ дальность действия устройства увеличивается до 150 км, а количество КП — до 60. Проводная кабельная линия 0 1,2 мм с двумя усилителями УТЧ позволяет подключать до 30 КП на 110 км.

Устройство работает в комплекте с датчиками, имеющими на выходе унифицированные дискретные сигналы в виде двоичного или рефлексного двоично-десятичного кода или аналогичные сигналы в виде постоянного тока 0—5 ма на сопротивлении 150 ом.

Устройство телемеханики ТМ-200 хорошо согласуется с системой ТМ-100 «Трасса», предназначенной для телемеханизации центрального диспетчерского управления объектами трубопроводов.

§ 3. ДАЛЬНЕЙШИЕ ЗАДАЧИ ПО КОМПЛЕКСНОЙ АВТОМАТИЗАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Автоматизация и телемеханизация отдельных объектов и установок на КС магистральных газопроводов успешно осуществляется уже в настоящее время. Это можно условно назвать первой стадией комплексной автоматизации и телемеханизации магистральных

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

газопроводов. В дальнейшем намечено достигнуть полной автоматизации и телемеханизации управления всем технологическим, энергетическим и вспомогательным оборудованием. Работа на этой стадии будет сводиться к наладочным, контрольным и ремонтным операциям, выполняемым в основном в дневное время небольшим штатом эксплуатационного персонала.

В настоящее время разрабатывается проект полностью автоматизированного действующего газопровода Серпухов — Ленинград по заданию технического управления Мингазпрома СССР. Система автоматизации и телемеханизации этого газопровода должна обеспечивать управление из центрального диспетчерского пункта режимом работы газопровода и эксплуатацию агрегатов и установок на КС без постоянного дежурного персонала на площадках КС, ГРС и других объектах. С этой целью КС необходимо оборудовать системой централизованного управления и контроля компрессорными агрегатами и установками всех вспомогательных служб из одного пункта.

Предусмотрено также создание комплексно автоматизированной ГРС производительностью до $100\,000\text{ м}^3/\text{ч}$ на базе нового газорегуляторного оборудования и КИП, обеспечивающих надежную работу ГРС без обслуживающего персонала при профилактическом осмотре оборудования один раз в 6—7 дней.

На линейной части газопровода предусматриваются специальные установки к ручным кранам, разработанные Востокгипрогазом, и автоматы закрытия кранов при резком падении давления газа в трубе. Предусматриваются в проекте системы телемеханизации районной и центральной диспетчерских служб.

Опыт по автоматизации газопровода Серпухов — Ленинград будет переноситься на другие магистральные газопроводы.

Для диспетчерской службы газопровода Серпухов — Ленинград уже сейчас разрабатывается специализированная математическая аналоговая машина, которая поможет диспетчеру находить и поддерживать оптимальный режим работы газопровода при переходе с одного режима на другой. Разрабатываемая машина не предполагается управляющей. Функции управления остаются за диспетчером.

Ближайшими задачами в области автоматизации магистральных газопроводов являются:

- 1) обеспечение высокой эксплуатационной надежности основного и вспомогательного оборудования всех технологических сооружений газопровода, включая аппаратуру контроля, автоматики и телемеханики;
- 2) осуществление комплексной автоматизации технологических сооружений и объектов газопровода;
- 3) повышение надежности линий связи;
- 4) создание устройств вычислительной техники.

В дальнейшем следует создать автоматические телесистемы, обеспечивающие непрерывную информацию с контролируемых пунктов газопровода на диспетчерский пункт с передачей всего объема информации в кратчайшее время.

§ 1. ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ГАЗОПРОВОДА

При эксплуатации магистральных газопроводов особое внимание следует уделять утечкам газа через свищи и трещины. Обнаруженные свищи на трассе нужно ликвидировать в кратчайшие сроки, так как газ при прохождении через свищ дросселирует, что вызывает местное переохлаждение металла, связанное с дополнительными местными сопротивлениями в металле труб. Кроме того, вследствие эрозии «старые» свищи могут превратиться в сквозные отверстия, приводящие к разрушению сварных швов или трубы.

Трещины на сварных швах тоже часто приводят к разрушению газопроводов, так как они являются местами концентрации напряжений, которые значительно снижают прочность газопровода.

Мелкие утечки газа, не представляющие опасности (ликвидация которых может быть приурочена ко времени производства плановых ремонтных работ), должны находиться под систематическим наблюдением линейных ремонтников и руководства ремонтно-восстановительной службы.

При осмотре трассы запрещается пользоваться огнем для отыскания утечек газа. Запрещается также курить ближе чем в 30 м от колодцев с запорной арматурой. Во избежание ударов, способных вызвать образование искры, крышки или двери колодцев следует открывать осторожно, без резкого опрокидывания. Перед началом работ колодец проветривают в течение 3—5 мин.

Удаляемый из газопровода конденсат нужно собирать в емкости или огражденные ямы (при отсутствии емкостей). Если конденсат не удастся вывезти для использования, то он сжигается с соблюдением необходимых мер предосторожности.

Установку и замену манометров на трассе необходимо производить при закрытом отключающем вентиле, не наклоняясь над ним, так как давлением газа может выбить манометр из рук.

Запорную арматуру на магистральном газопроводе следует открывать медленно во избежание гидравлических ударов. Запрещаются набивка сальников задвижек, подтяжка болтов и шпилек фланцевых соединений на газопроводах при давлении свыше $0,7\text{ кг/см}^2$.

Из ремонтных работ на магистральных газопроводах к категории наиболее ответственных с точки зрения техники безопасности относятся огневые работы (сварка и газовая резка).

Все виды огневых работ должны проводиться под руководством ответственного лица по инструкциям, согласованным с Госгазинспекцией. Перед началом работ весь персонал, занятый на огневых работах, должен изучить эти инструкции.

Для ликвидации утечек газа до начала работ по вскрытию траншеи давление в газопроводе должно быть снижено не менее чем на 30% от величины рабочего давления. Газопровод, имеющий утечку газа, раскапывают только вручную.

Работа в загазованных котлованах и колодцах производится в шланговых противогазах и со спасательными поясами. Причем шланги должны находиться вне загазованной зоны с наветренной стороны.

Величина откосов стенок котлованов и вид крепления их определяются в зависимости от глубины котлованов и рода грунта. Котлован должен иметь удобный выход в виде ступеней или пологого откоса.

Сбрасывание газа из ремонтируемого участка производится только через свечи. Сбрасывать газ через зазоры разведенных фланцев запорной арматуры запрещается. При сбрасывании газа все механизмы и аварийный транспорт должны находиться на расстоянии не менее 150 м от продувочной свечи с наветренной стороны. Газрезные и электросварочные работы могут производиться на газопроводе только при давлении 20–50 мм вод. ст. За давлением газа в трубе во время производства огневых работ должен осуществляться непрерывный контроль по жидкостным манометрам.

При врезке отводов, катушек или запорной арматуры необходимо отключать участок, где ведутся эти работы, резиновыми надувными шарами, которые в свою очередь должны быть защищены от возможного попадания на них искр или брызг расплавленного металла.

При электросварочных работах и газовой резке сварочные аппараты, ацетиленовые газогенераторы, кислородные и ацетиленовые баллоны должны находиться не ближе чем в 10 м от бровки котлована, в котором ведутся работы, с наветренной стороны. Электросварочные агрегаты во время сварки должны быть заземлены. Тоководущие провода к электроду должны быть хорошо изолированы. Исправлять сварочную цепь можно только при неработающем электросварочном агрегате. Сварщик при производстве работ должен надевать спецодежду (брюки, куртку, ботинки с глухим верхом, рукавицы и головной убор без козырька) и пользоваться шлем-маской или щитком с защитными стеклами для лица и глаз. Стекла шлем-маски или щитка необходимо подбирать по зрению сварщика. При зачистке сварных швов или обрубке грата рабочие должны пользоваться защитными очками.

Газорезчики должны работать в очках со светофильтрами. При газовой резке необходимо следить за плотностью соединений шланга с аппаратурой, редуктором и резаком. Шланги к ним присоединяются при помощи стальных хомутов. Запрещается применять ацетиленовый шланг вместо кислородного, и наоборот. На шланги при работе не должны попадать брызги металла и шлака.

Перед пуском в работу ацетиленовых генераторов необходимо убедиться в исправности предохранительного клапана и наличии воды в гидрозатворе (уровень воды в предохранительном затворе должен находиться у контрольного, краника). Загрузку карбида нужно производить в резиновых перчатках. Во избежание искрообразования барабаны с карбидом кальция необходимо открывать осторожно плоскогубцами или специальным ножом, а не при помощи зубила и молотка.

При обращении с кислородными и ацетиленовыми баллонами следует строго соблюдать Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, утвержденные Госгортехнадзором. Запрещаются совместная перевозка и хранение в одном помещении баллонов с ацетиленом и кислородом.

При производстве изоляционных работ битумными мастиками все рабочие должны быть снабжены спецодеждой, защищающей от ожогов: брезентовым костюмом с брюками навыпуск, кожаными ботинками, брезентовыми рукавицами и очками для защиты глаз от случайных брызг горячей битумной мастики.

При варке битума необходимо соблюдать следующие правила:

1) котел должен загружаться так, чтобы в расплавленном виде битум заполнил не более $\frac{3}{4}$ высоты котла, так как в противном случае при вскипании битум может перелиться через край котла и воспламениться;

2) нельзя допускать попадания воды в котел с расплавленным битумом, потому что вода проникает внутрь расплавленного битума, мгновенно закипает и, превращаясь в пар, разбрызгивает расплавленный битум;

3) при воспламенении битума гасить пламя следует пенным огнетушителем, а при отсутствии его нужно плотно закрыть котел крышкой или металлическим листом, а огонь в топке затушить песком. Категорически запрещается гасить вспыхнувший битум водой;

4) наливать горячий битум из котла следует черпаком или сливать через кран, ни в коем случае не вычерпывать его ведрами;

5) переносить расплавленный битум нужно в ведрах, наполненных на $\frac{3}{4}$ емкости и плотно закрываемых крышками.

При подаче битума в траншею ведро с бровки нельзя передавать из рук в руки, так как оно может опрокинуться на принимающего. Ведро необходимо опускать на веревке с переходного мостика шириной около 1 м. Принимающий ведро должен находиться от места спуска на расстоянии не ближе чем в 2 м. Брать ведро следует только после того, как его опустят на дно траншеи.

Грунтовку разрешается приготавливать на расстоянии не менее чем в 50 м (с наветренной стороны) от места разогрева битума. Для приготовления грунтовки запрещается применять этилированный бензин. Битум при температуре 80—100° С (в зависимости от температуры размягчения) вливают из лейки тонкой струей в бензин. Наносить грунтовку в траншее или котловане должны не менее чем двое рабочих. При работе с грунтовкой нельзя курить, а также нужно следить, чтобы вблизи не было открытого огня. Баки и бочки, в которых хранятся битум и грунтовка, должны быть всегда плотно закрыты. Нельзя отвинчивать пробки бочек с бензином и грунтовкой при помощи зубила или молотка, так как это может вызвать искру и, следовательно, взрыв.

При ремонтах защитных покрытий надземных газопроводов путем нанесения на них лакокрасочных материалов (эмалей, лаков, грунтов), относящихся к категории легковоспламеняющихся и горючих, запрещаются любые работы, связанные с открытым огнем, на участках по окраске и в местах приготовления лакокрасочных материалов. Емкости, в которых находятся лакокрасочные материалы, запрещается освещать внутри спичками или другим источником огня во избежание взрыва. По окончании работ с лакокрасочными материалами нужно тщательно мыть руки с мылом и смазывать их вазелином.

Требования к инструменту

Все инструменты, которыми пользуются при слесарно-монтажных работах на газопроводе, должны соответствовать требованиям действующих ГОСТ и нормалей и находиться в исправном состоянии.

Кувалды, топоры и другие ударные инструменты должны быть прочно и надежно насажены на деревянные ручки из крепких пород дерева. При работе в загазованных местах ударные инструменты должны быть изготовлены из цветного металла (красной меди или омедненные). Применяемый в этих местах стальной инструмент необходимо смазывать солидолом или другой густой смазкой. Сечение ручек должно быть овальным, а вся поверхность тщательно зачищена. К свободному концу ручка должна иметь небольшое утолщение, чтобы инструмент не выскользнул из рук. Ручки расклиниваются металлическими клиньями или деревянными на клею во избежание соскакивания инструмента при ударе. Длина рукоятки молотка должна быть не менее 30, кувалды — 70 см. Необходимо, чтобы бойки молотков и кувалд имели гладкую, слегка выпуклую поверхность, без выбоин, трещин, сколов и наклепов, чтобы рабочие не повредили рук.

Зубила и другие инструменты, используемые для рубки металла, должны иметь длину не менее 15 см. Важно, чтобы их затылки имели некоторую выпуклость и были гладкими, без скошенных поверхностей и заусениц. Рабочие концы их должны быть ровными и иметь заточку согласно техническим правилам.

Рукоятки нажимных инструментов (ножовок, напильников и т. п.) должны быть снабжены металлическими стяжными кольцами, предохраняющими их от раскалывания.

Гаечные ключи не должны иметь сношенных боковых поверхностей и должны соответствовать размерам гаек.

К работе с пневматическим и электроинструментом допускаются только специально обученные рабочие. Причем к работе с электроинструментом допускаются только лица, имеющие не ниже второй квалификационной группы по технике безопасности для электротехнического персонала. В загазованных местах применяется электроинструмент только взрывобезопасного исполнения.

§ 2. ОБСЛУЖИВАНИЕ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ

К обслуживанию установок электрохимической защиты допускается персонал, имеющий квалификационную группу для электротехнического персонала по технике безопасности не ниже третьей. Линейным ремонтникам разрешается только снимать показания измерительных приборов установок электрозащиты без производства работ на них.

При питании установок защиты от сетей напряжением до 1000 в с глухозаземленной нейтралью все нетоковедущие металлические части выпрямителей и трансформаторов должны быть надежно заземлены. Сопrotивление заземления для этих установок должно быть не более 4 ом. Перед началом работ на СКЗ исправность защитного заземления проверяется (внешний осмотр). При питании от воздушных электропередач 6 кВ и выше СКЗ должны оборудоваться грозозащитными устройствами. Проводить работы на СКЗ во время грозы не разрешается.

При эксплуатации СКЗ и дренажных установок персонал обеспечивается индивидуальными средствами электрозащиты (перчатками, галошами, ботами, монтерскими инструментами с изолированными ручками и т. п.). Во время проведения на газопроводе ремонтных работ, связанных с резкой трубы, СКЗ должны отключаться, а в зоне блуждающих токов с установленными станциями дренажной защиты в месте разреза следует устанавливать электрические перемычки сечением не менее 25 мм².

При эксплуатации СКЗ с ветровыми электрогенераторами необходимо соблюдать ряд дополнительных требований по технике безопасности:

- 1) не подниматься на мачту при работающем ветродвигателе;
- 2) перед подъемом на мачту проверить надежность растяжек и их прочность;
- 3) строго соблюдать графики осмотров ветродвигателей, чтобы не допускать самоотвинчивания и ослабления болтовых соединений;
- 4) соблюдать общие правила техники безопасности при работе на опорах и мачтах и правила пользования инструментом.

При обслуживании аккумуляторных батарей и приготовлении электролита необходимо строго выполнять существующие правила техники безопасности при обращении с кислотами и щелочами.

Линии электропередач для питания СКЗ необходимо осматривать в дневное время. В ночное время разрешается осматривать ЛЭП в случае аварии на газопроводе или линии связи. При осмотре линии линейный ремонтник должен находиться от нее на расстоянии не менее высоты опоры.

При обслуживании станций дренажной защиты электрические измерения на рельсовых путях железной дороги должны производиться только после согласования программы измерений с соответствующими службами железной дороги.

Длина соединительных проводов от рельса до измерительного прибора должна быть не менее 5 м. Измерительные приборы подключают к рельсовому пути два человека (один наблюдает за движением транспорта, другой непосредственно выполняет работу).

Подключение приборов для измерения потенциалов отсасывающих кабелей тяговых подстанций должно производиться персоналом подстанции.

Дренажный кабель подсоединяют сначала к дренажной установке (с выключенным рубильником), а затем к рельсам (путевому дросселю или к сборке минусовой шины тяговой подстанции).

При производстве работ по термитной приварке стержней к действующему газопроводу следует соблюдать следующие правила по технике безопасности:

- 1) хранить термитную смесь и термитные спички в металлических ящиках отдельно в сухом помещении;
- 2) вскрывать пакеты с термитной смесью и термитными спичками следует только перед началом работ;
- 3) сушить термитные спички запрещается;
- 4) во время приварки запрещается оставлять в шурфе термитную смесь и термитные спички; запас их должен находиться на расстоянии не менее 3 м от шурфа;
- 5) термитную сварку производить в защитных очках.

В местах, где имеются признаки утечки газа, термитная сварка не разрешается.

§ 3. ПРИБОРЫ И ИНВЕНТАРЬ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

Для контроля степени загазованности помещений, колодцев, котлованов, а также для контроля газовой смеси при производстве огневых и газоопасных работ и для обнаружения утечек газа на магистральных газопроводах применяются переносные газоанализаторы типа ПГФ-2М-И1А и ПИИ-3. Для определения содержания кислорода в газовой смеси при заполнении газопроводов и аппаратов газом после ремонта их используются переносные химические газоанализаторы типа ГХП-3. Действие приборов типа ПГФ основано на каталитическом сжигании газа на одной из двух подогреваемых платиновых спиралей мостиковой электрической схемы,

в результате чего в мостике возникает ток разбаланса, зависящий от концентрации газа в воздухе и измеряемый гальванометром. Газоанализаторы типа ПГФ позволяют определять присутствие в воздухе метана и водорода и давать довольно точные показания при температуре окружающей среды от -20 до -40 С. Исполнение приборов ПГФ-2М-И1А взрывобезопасное.

Газоанализатор ШИ-3 (шахтный интерферометр) предназначен для определения содержания метана и углекислого газа в воздухе. Шкала прибора отградуирована в процентах концентрации метана или углекислого газа от 0 до 6%. Действие прибора ШИ-3 основано на измерении величины смещения интерференционной картины, которая возникает вследствие постоянной, заданной самим прибором разности хода интерферирующих лучей, один из которых проходит через газовую камеру, а другой через воздушную камеру прибора. При одинаковых в оптическом отношении газах, заполняющих воздушную и газовую камеры прибора, смещения интерференционной картины не наблюдается. Такое положение прибора считается нулевым.

При заполнении газовой камеры прибора контролируемой газовой смесью получается дополнительная разность хода лучей, и интерференционная картина смещается от своего нулевого положения. Чем больше будет разница рефракций сравниваемых газов, тем больше будет смещаться интерференционная картина. Разница в коэффициентах преломления воздуха и газовой смеси пропорциональна объемному содержанию контролируемого газа в воздухе.

В химической лаборатории Ленинградского управления магистральных газопроводов по инициативе Госгазинспекции исследовалась возможность определения паров сжиженных газов в воздухе при помощи ШИ-3 без каких-либо переделок прибора. В результате экспериментов был найден коэффициент пересчета шкалы, равный 5,8 (например, при содержании пропан-бутана в смеси 1% показание шахтного прибора составляет 5,8%, при содержании пропан-бутана 0,4% — показание 2,3%), т. е. при определении пропан-бутана прибором ШИ-3 нужно полученное по шкале значение разделить на коэффициент 5,8.

Прибор ГХП-3 (Орса — Фишера) является переносным химическим газоанализатором с тремя поглотительными сосудами. С помощью этого прибора можно определять в газовой смеси концентрацию кислорода, двуокиси углерода, окиси углерода и непредельных углеводородов. Концентрация этих компонентов определяется путем поглощения их химическими растворами. В частности, для поглощения кислорода применяется раствор, состоящий из 80 г едкого кали и 160 г дистиллированной воды. К раствору добавляется 35 г пирогаллола. Все детали прибора монтируются в деревянном ящике.

При работе в загазованной среде для защиты органов дыхания применяются шланговые противогазы ПШ-1 и ПШ-2-57. Конец

шланга закрепляется в выбранном месте с наветренной стороны, чтобы работающий в загазованной среде мог дышать чистым воздухом без всякой примеси газа. Противогазы ПШ-2-57 отличаются от противогазов ПШ-1 тем, что они снабжены ручным или электрическим вентилятором для нагнетания чистого воздуха, вследствие чего длина шланга может быть увеличена до 40 м (у самовсасывающих противогазов ПШ-1 длина шланга может быть от 8 до 12 м).

При работе в загазованных средах (колодцах, котлованах, аппаратах и т. п.) применяются также спасательные пояса с ляжками. К ляжкам пояса привязывается веревка, позволяющая в случае необходимости быстро поднять вверх рабочего. Спасательные пояса и веревки подлежат проверке в следующие сроки: пояса с кольцами для карабинов — 2 раза в год испытанию на прочность статической нагрузкой 200 кг; веревки испытываются на прочность такой же нагрузкой 4 раза в год. Пояса осматриваются каждый

раз до и после применения, веревки — перед каждым применением.

В качестве переносных светильников на газопроводах распространены взрывобезопасные аккумуляторные лампы типа ЛАУ и ЛАТ. Более удобными при работе являются лампы ЛАТ, так как они дают направленный световой поток.

В последнее время на магистральных газопроводах применяют светильники СГГ-1 с герметичной аккумуляторной кадмиево-никелевой батареей КНГ-10Д, которые используются для индивидуального освещения в подземных выработках угольных шахт.

Светильник СГГ-1 (рис 97) состоит из двух основных узлов — герметичной аккумуляторной батареи в пластмассовом корпусе и фары с крышкой.

Корпус представляет собой коробку прямоугольного сечения с тремя ячейками, в каждую из которых помещается аккумулятор КНГ-ОД. Аккумуляторы соединяются между собой перемычкой. Корпус соединяется с крышкой двумя винтами, пазы для которых при эксплуатации светильников должны быть залиты битумной массой МБ-90 по ГОСТ 6997—54. Крышка соединяется с фарой двухжильным шланговым проводом.

Фара светильника представляет собой пластмассовый корпус, в котором смонтированы патрон, контактная система лампы накаливания и переключатель, контактная втулка с контактом и уплотняющая колодка. Кольцо фары изготовлено из волокнита. Для закрепления корпуса фары при работе служит специальный крючок. Рефлектор фары может изготавливаться с полированной поверхностью по специальному заказу потребителя.

Чтобы фара и корпус не открылись в загазованной среде, на них имеются винтовые затворы с проволочными пломбами, которые должны быть заварены электросваркой.

Техническая характеристика светильника

Максимальный световой поток фары, лм	30
Продолжительность непрерывного горения, ч	Не менее 10
Исполнение	РП
Номинальное напряжение батарей, в	3,75
Емкость батарей, а · ч	.10
Время заряда, ч	.12—15, но не более 24
Габаритные размеры светильника, мм	Не более 71X145X194
Вес, кг	Не более 2,55

Серийное изготовление светильников налажено на Прокопьевском заводе шахтной автоматики.

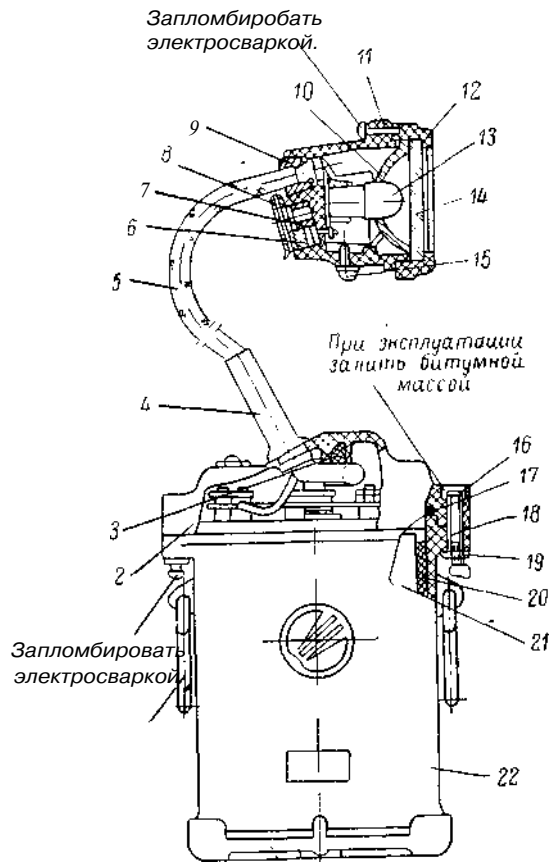


Рис. 97. Конструкция светильника СГГ-1.

1 — скоба поясная; 2 — крышка; 3 — втулка зажимная; 4 — трубка резиновая; 5 — провод; 6 — колодка уплотняющая; 7 — втулка контактная; 8 — крючок; 9 — штуцер фары; 10 — рефлектор; 11 — винт пломбировочный; 12 — кольцо фары; 13 — лампочка накаливания; 14 — стекло; 15 — контакт; 16 — шайба; 17 — прокладка уплотняющая; 18 — винт специальный; 19 — тайка специальная; 20 — прокладка конденсационная; 21 — аккумуляторная батарея; 22 — корпус.

Наименование	Количество для газопроводов диаметром, мм	
	до 500	700 и выше
Катушка из труб (диаметр катушки должен соответствовать диаметру труб)	2	2
Шаблоны для разметки разные	5	5
Вытяжные свечи диаметром 150—200 мм	2	2
Манометр со шкалой 100 кг/см ² с переходным штуцером	1	1
Штангенциркуль	1	1
Уровень	1	1
Лампа паяльная	1	2
Линейка мерная	1	1
Шприц для набивки смазки	1	2
Паяльник	1	1
Баллоны с кислородом	10	10
Кислородные редукторы	2	2
Баллоны с ацетиленом	2	2
Ацетиленовый редуктор	1	1
Баллоны пропан-бутановые с редуктором	2	5
Наборы горелок для газовой резки (комплект)	2	2
Наборы горелок для газовой сварки (комплект)	2	2
Приспособление для обрезки концов труб под фаску типа РФ	1	1
Шланги ацетиленовые, м	60	60
Шланги кислородные, м	60	60
Кабель ПРГФ-35-50 мм ² , м	60	60
Маски электросварщика	2	2
Держатели электродов	2	2
Прожекторы 0,5 кет	4	4
Кабель осветительный, м	60	60
Полотенца для изоляции труб	2	3
Крафт-бумага, кг	20	40
Бризол, л ³	200	400
Битум марки БН-4, кг	800	1600
Лента полихлорвиниловая для изоляции газопровода, кг	100	200
Плащи, ватные и брезентовые костюмы, валенки, полушубки (комплект)	10	10
Сапоги резиновые и болотные, пар	20	20
Очки защитные, пар	10	15
Асбестовая кошма, м ²	10	10
Запасные части к кранам		
Червяк редуктора	1	1
Червячный сектор	1	1
Подшипники для червяка	4	6
Набивочные болты		5
Шпонки	5	10
Обратные клапаны смазочного канала (комплект)	5	10

Примечания. 1. В таблицу не включен хозяйственный транспорт, специальный и измерительный инструмент механических мастерских. 2. В зависимости от условий района (многониточный газопровод, болотистая местность, скальные грунты и др.) таблица может быть расширена и дополнена специальными механизмами.

Инструменты и материалы	Количество
Полевой телефон	1
Когти монтерские, пара	1
Пояс монтерский	1
Плоскогубцы по меди	1
Плоскогубцы по стали	1
Изолятор ТФ-2	20
Ключ для крючьев	1
Крючья КН	5
Резиновые перчатки, пара	1
Шесты для обивки льда и снега длиной 5,5 м	25
Проволока линейная медная 4 мм, кг	20
Проволока линейная стальная 4 мм, кг	20
Проволока медная вязочная 2,5 мм, кг	5
Проволока стальная вязочная 2,5 мм, кг	5
Столбы телеграфные	5
Элементы сухие ЭС	4
Блок малый с лапками	1
Блочная веревка, м	15
Сжимы контрольные, 4 мм	5
Каболка смоляная, кг	2
Трубки «Арльда» для проводов А мм	10
Капсулы микрофонные	2
Микротелефонная трубка	1
Термитные шашки со спичками	10
Полевой телефонный кабель ПТФ-7, км	1
Траверсы	2
Штыри	5
Манометры	2
Пила поперечная	1
Трубы, % от длины участка	0,3, но не менее 1 трубы для каждого уло- женного сортамента

АКТ
ПРОВЕРКИ ИЗОЛЯЦИИ И ПОВЕРХНОСТИ ТРУБЫ

Инструменты и материалы	Количество
Лопаты штыковые	5
Лопаты совковые	2
Лопаты деревянные	2
Топоры	2
Кирки	2
Ломы	3
Клинья стальные	3
Кувалда	1
Зубила	2
Молоток	1
Веревка пеньковая 15 мм, м	10
Ключи гаечные (комплект по 1 ключу на каждый размер гаек, имеющихся на участке)	2
Ключ разводной	1
Ключ газовый	1
Напильник	1
Смазка крановая, банки	2
Шприц для набивки кранов	1
Сальниковая набивка, кг	0,5
Манометр запасной	2
Паронит 2—3 мм, кг	2
Взрывобезопасные аккумуляторные фонари	2
Противогаз шланговый ПШ-1 (комплект)	1
Предупредительные знаки	5
Красный флажок	1
Лыжи, пара	1
Бурав 18 мм	1
Огнетушители	2
Ведра жестяные	2
Аптечка	1

от «_____» _____ 19__ г.

Мы, нижеподписавшиеся _____

произвели осмотр изоляции газопровода на участке, км _____
шурф _____

На основании имеющихся данных и результатов осмотра установлено:

1. Диаметр трубы _____
2. Толщина стенок трубы _____
3. Завод-изготовитель _____
4. Дата наложения изоляции _____
5. Тип изоляции _____
6. Метод нанесения изоляции (ручной, машинный) _____
7. Краткая характеристика грунта (песок, глина, скала, торф, пльвун, супесь, суглинок, грунт мокрый или сухой) _____
8. Характеристика местности (равнина, возвышенность, низина, лес, луг, заболоченность, сухо и пр.) _____
9. Глубина залегания низа трубы, м _____
10. Размер шурфа _____

Характеристика покрытия трубы

1. Защитная обмотка (крафт-бумага)_____
 - а) материал обмотки_____
 - б) состояние материала (трещины, морщины, разбухание, разрыв, гнилость)
2. Усиливающий материал (гидроизол, мешковина и пр.) и его состояние
3. Состояние битумного покрытия (без защитной обмотки):
 - а) ебщая толщина слоев_____
 - б) наличие морщин, трещин, сквозных или частичных, разбухание, гни/ лость, пористость, разрывы, вмятины и пр_____
 - в) прочность соединения изоляции с металлом трубы (прилипание)_____
 - г) эластичность или хрупкость битумного покрытия_____
4. Состояние поверхности трубы (чистая поверхность; ржавчина; ржавчина местами; наличие каверн, их наибольшие размеры, глубина и частота на поверхности трубы)_____
5. Результаты проверки дефектоскопом на пробной изоляции_____
- *6. Заключение о годности изоляции к дальнейшей эксплуатации_____

Начальник _____ РУ _____ Мастер _____

Начальник аварийной службы _____

- А н д р е е в Г. С. Ведение огневых работ на магистральном газопроводе. Изд. 2-е. Л., Недра, 1966.
- А н у ч к и М. А. Производство сварочных работ при врезке в действующие газопроводы. Экспресс-информация по эксплуатации магистральных газопроводов, № 3, 1962.
- Б а я с а н о в Д. Б. Автоматическое управление магистральными газопроводами. М., Недра, 1964.
- Б е л я е в Б. В., Ч е р н я е в Д. А., С о щ е н к о Е. М. Ремонт магистральных трубопроводов и оборудования нефтеперекачивающих станций. М., Недра, 1965.
- Временная инструкция по химической расчистке трасс электропередачи от кустарника. Орггрэс, 1963.
- Г е р е н р о т И. С. Аварийно-ремонтная служба на газопроводе. М., Гостоптехиздат, 1962.
- Е г е р м а н Г. Ф. и др. Эксплуатация линейной части магистральных газопроводов. М., Недра, 1968.
- К л и м о в с к и й Е. М. Продувка и испытание магистральных трубопроводов. М., Недра, 1968.
- К о р т у н о в А. К. и др. Газовая промышленность США. Недра, 1964.
- К я т л я р И. Я. Организация эксплуатации магистральных газопроводов. Л., Недра, 1964.
- М и т р о ф а н о в И. А. Обслуживание линейной части магистральных газопроводов. Изд. 2-е. Л., Недра, 1969.
- Н е ч а е в М. А. Техника безопасности при транспортировке, распределении и использовании газового топлива. Л., Гостоптехиздат, 1962.
- Н е ч а е в М. А. и др. Справочник работника магистрального газопровода. Л., Недра, 1966.
- Н и к и т е н к о Е. А. Электрохимическая защита магистральных газопроводов. М., Гостоптехиздат, 1962.
- П и л я к В. М. Эксплуатация газораспределительных станций. Л., Недра, 1969.
- Р а щ е п к и н К. Е. и др. Обслуживание линейной части магистральных нефтепроводов и продуктопроводов. М., Недра, 1969.
- С м и р н о в А. С. и др. Транспорт и хранение газа. Гостоптехиздат, 1962.
- Т а р а н В. Д. Сооружение магистральных трубопроводов. М., Недра, 1964.
- Т и т о в Н. С., С и д о р о в В. А. Выполнение гидравлических расчетов магистральных газопроводов и отводов графическим путем. Экспресс-информация по эксплуатации магистральных газопроводов, № 1, 1962.
- Ф р и д м а н О. М., С е д л у х а Г. А. Изоляционные работы на городских газопроводах. Л., Недра, 1965.
- Ц и к е р м а н Л. Я., Н и к о л ь с к и й К. К., Р а з у м о в Л. Д. Расчет катодной защиты трубопроводов. М., Гостоптехиздат, 1958.

	Стр.		Стр.
Введение	3	§ 2. Продувка п испытание магистральных газопроводов	186
Глава I. Подготовка газа перед дальним транспортом	5	§ 3. Приемка магистральных газопроводов в эксплуатацию	192
§ 1. Очистка газа от механических примесей	—	Глава VII. Электрохимическая защита магистральных газопроводов от почвенной коррозии	194
§ 2. Осушка газа	11	§ 1. Станции катодной защиты	197
§ 3. Одоризация хаза	21	§ 2. Протекторные установки	208
Глава II. Технология транспорта газа по магистральным газопроводам	28	§ 3. Дренажные установки	210
§ 1. Основные сооружения магистральных газопроводов	—	§ 4. Применение вентильных протекторов для защиты газопроводов от коррозии	212
§ 2. Режим работы магистрального газопровода	40	§ 5. Контроль эффективности электрохимической защиты и коррозионного состояния газопровода	213
§ 3. Диспетчерский контроль за работой газопровода	53	§ 6. Организация службы электрохимической защиты в районных управлениях магистральных газопроводов	215
Глава III. Устройство линейной части магистральных газопроводов	57	Глава VIII. Автоматизация и телемеханизация магистральных газопроводов	217
§ 1. Трубы	—	§ 1. Автоматизация линейной части газопроводов	—
§ 2. Запорная арматура	60	§ 2. Телемеханизация магистральных газопроводов	223
§ 3. Переходы газопроводов через естественные и искусственные препятствия	73	§ 3. Дальнейшие задачи по комплексной автоматизации магистральных газопроводов	227
§ 4. Конденсатосборники	80	Глава IX. Техника безопасности на магистральных газопроводах	229
§ 5. Колонки для редуцирования газа	83	§ 1. Обслуживание и ремонт линейной части газопровода	—
§ 6. Дома линейных ремонтеров	—	§ 2. Обслуживание устройств электрохимической защиты от коррозии	233
Глава IV. Обслуживание линейной части магистральных газопроводов	86	§ 3. Приборы и инвентарь по технике безопасности	234
§ 1. Полоса отвода и охранный зона	—	Приложения	238
§ 2. Обслуживание линейных сооружений газопровода	88	Литература	245
§ 3. Обслуживание запорной арматуры, расположенной на магистральном газопроводе	100		
§ 4. Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	104		
§ 5. Очистка внутренней поверхности магистрального газопровода	114		
§ 6. Расчистка трассы газопровода от кустарников при помощи гербицидов	116		
§ 7. Техническая документация	122		
Глава V. Ремонт линейной части магистральных газопроводов	124		
§ 1. Текущий и средний ремонт	—		
§ 2. Ремонт оборудования линейной части газопроводов	126		
§ 3. Капитальный ремонт газопроводов	128		
§ 4. Производство огневых работ	135		
§ 5. Ремонт изоляции газопроводов	164		
Глава VI. Технический надзор за строительством и вводом газопроводов в эксплуатацию	173		
§ 1. Технический надзор за строительными работами	—		