



ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
УПРАВЛЕНИЕ ДИСТАНЦИОННОГО ОБУЧЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ
КВАЛИФИКАЦИИ

Кафедра «Безопасность технологических процессов и
производств»

Учебное пособие по дисциплине

«Травмобезопасность в газовом хозяйстве и сосудов под давлением»

Автор
Стасева Е.В.

Ростов-на-Дону, 2018

Аннотация

УДК 69.05:658.382 (076.5)

Состоит из разделов, раскрывающих комплекс организационных и технических мероприятий и средств, предотвращающих воздействие на работников вредных и опасных производственных факторов в газовом хозяйстве, вопросы обеспечения травмобезопасности при эксплуатации сосудов работающих под давлением, для изучения дисциплины Травмобезопасность в газовом хозяйстве и сосудов под давлением (шифр БЗ.В.ОД.3.1).

Рассматриваются вопросы современного состояния травмобезопасности при проектировании, строительстве и эксплуатации объектов газового хозяйства и сосудов, работающих под давлением, способы и средства обеспечения безопасности и защиты работников от сопутствующих ему опасных факторов.

Материал сопровождается рисунками и актуализированным списком нормативно-правовых актов, регламентирующих различные аспекты безопасности труда.

Предназначено для подготовки бакалавров по направлению 20.03.01 «Техносферная безопасность» очной и заочной форм обучения.

Утверждено на методическом семинаре кафедры «Безопасность технологических процессов и производств» 11 января 2018 г., протокол №4/2017-2018

Автор

к.т.н., доцент кафедры «БТПП»
Стасева Е.В.



Оглавление

Раздел 1. ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ.....	6
1.1 История развития газовой отрасли	6
1.2 Природный газ и его основные физико-химические свойства.....	10
1.3 Преимущества и недостатки использования газового топлива.....	14
1.4 Основы разработки газовых месторождений. Технология добычи газа.....	16
1.5 Система сбора и подготовка газа и газового конденсата	25
1.6 Принципиальная технологическая схема магистрального трубопроводного транспорта газа.....	32
1.7 Технология осушки, очистки, одоризации и хранения газа.....	40
Раздел 2. СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ.....	44
2.1 Общие сведения и понятия о системах газоснабжения и газораспределения.....	44
2.2 Газораспределительные станции	47
2.3 Требования по безопасной эксплуатации ГРС	69
Раздел 3. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ	73
3.1 Статистика аварийности и травматизма на объектах газоснабжения и газораспределения	73
3.2 Основные причины и факторы, способствующих возникновению и развитию аварийных ситуаций.....	76
3.3 Российское законодательство в области промышленной безопасности опасных производственных объектов.....	83
Раздел 4. ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ (ГРП) ...	108
4.1. ГРП, общие сведения, назначение, технологическая схема	108
4.2 Очистка газа в ГРП. Назначение, применяемое оборудование.....	110
4.3 Предохранительные клапаны на ГРП, назначение, устройство	115

4.4 Регуляторы давления ГРП. Назначение, устройство, принцип действия.....	119
4.5 Общие требования безопасности к размещению, отоплению и эксплуатации ГРП.....	123
Раздел 5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ.	
ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	126
5.1 Опасности, возникающие при эксплуатации газового хозяйства	126
5.2 Основные способы безопасной эксплуатации газового хозяйства предприятий	127
5.3 Присоединение газопроводов к действующим газовым сетям.	132
5.4 Обслуживание и профилактический ремонт газопроводов.	134
Раздел 6. БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ СОСУДОВ, РАБОТАЮЩИХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ	136
6.1 Основные положения нормативных документов, регламентирующих эксплуатацию сосудов, работающих под давлением.....	136
6.2 Сосуды, работающие под давлением. Основные термины и определения	138
6.3 Конструкция СВД, документация и маркировка.....	141
6.4 Опасности, возникающие при эксплуатации сосудов, работающих под давлением.....	142
6.5 Основные меры безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.....	145
6.6 Гидравлическое (пневматическое) испытание СВД .	148
6.7 Оценка качества сварных соединений. Исправление дефектов в сварных соединениях	152
6.8 Установка, регистрация, техническое освидетельствование и разрешение на эксплуатацию сосудов, работающих под давлением.....	154
Раздел 7. Безопасность эксплуатации компрессорных и котельных установок	164
7.1 Назначение, классификация и основные характеристики компрессорных установок.....	164
7.2 Безопасность эксплуатации котельных установок...	174
Раздел 8. БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА В ГАЗОВОМ ХОЗЯЙСТВЕ	180

8.1. Выполнение газоопасных работ. Обнаружение мест утечек газа. Ликвидация мест утечек газа из наружных и подземных газопроводов	180
8.2 Производство аварийных работ	182
8.3 Газоанализаторы и газоиндикаторы. Назначение, область применения.....	184
8.4 Защитные и предохранительные устройства. Назначение, область применения	191
8.5 Оказание помощи пострадавшим	196
Раздел 9. ЛОКАЛИЗАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ В ГАЗОВОМ ХОЗЯЙСТВЕ.....	200
9.1 Аварийно-диспетчерская служба, ее задачи и структура	200
9.2 Оснащение аварийно-диспетчерской службы	206
9.3 Выполнение аварийных работ. Планы по предотвращению и ликвидации аварий.	209
9.4 Расследование, учет и оформление аварий и несчастных случаев	218
9.5 Правила техники безопасности при ликвидации аварий	220
Дополнительно к теме №6	225
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	229

РАЗДЕЛ 1. ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

1.1 История развития газовой отрасли

Нефть и углеводородный газ известны человечеству уже несколько тысячелетий.

Газовая промышленность – наиболее молодая отрасль топливного комплекса. Газ применяется в народном хозяйстве в качестве топлива в промышленности и в быту, а также и как сырье для химической промышленности. В народном хозяйстве используется природный газ, добываемый из газовых месторождений, газ, добываемый попутно с нефтью, и искусственный газ, извлекаемый при газификации сланцев и угля.

В ее развитии можно выделить 4 периода:

- I период зарождения газовой промышленности (до 1950 г.);
- II..... период ее становления (1950—1956 гг.);
- III.... период до распада СССР (1956—1991 гг.);
- IV.... современный период (с 1991 г.).

Газовая промышленность России зародилась в 1835 г., когда в Санкт-Петербурге методом сухой перегонки угля начали вырабатывать искусственный газ, названный светильным. В 60-х годах XIX в. с его использованием началась газификация Москвы и к 1915 г. здесь пользовались газом 2700 квартир. Небольшие газовые заводы были построены также в Одессе и Харькове.

Вместе с тем дореволюционная Россия значительно отставала в использовании газа от главных капиталистических стран мира. Так, если в Великобритании в 1891 г. светильный газ вырабатывался на 594 заводах, то в России в этом же году таких заводов было 30 (плюс 180 маломощных газогенераторных установок).

С развитием добычи нефти люди вплотную соприкоснулись с нефтяным газом, являющимся ее неизбежным спутником. В 1880 г. нефтяной газ начали использовать как топливо в котельных Баку, а затем и Грозного. После восстановления нефтяной промышленности отбензиненный нефтяной газ широко применялся для бытовых нужд и в промышленности.

В 20-х годах в СССР было известно всего пять газовых месторождений – «Дагестанские Огни», Мельниковское, Мелитопольское, Сураханское и Ставропольское. Общие запасы газа в них составляли около 200 млн м³, а добыча не превышала 15 млн м³ в год.

До 30-х годов значение природного газа недооценивалось. Поэтому целенаправленные поиски число газовых месторождений не велись. Положение изменилось после того, как в 1933 г. был создан «Главгаз». Уже в июле 1935 г. было открыто первое в Коми АССР чисто газовое месторождение — **Седельское**, а вступило в строй лишь в 1942 году. В последующем здесь же были открыты Войвожское (1943 г.) и Нибельское (1945 г.) газовые месторождения. К концу 30-х годов было открыто более 50 месторождений природного газа в Азербайджане, Поволжье, на Северном Кавказе и в Средней Азии. Добыча природного газа достигла 3,4 млрд м³.

В годы войны были открыты крупные по тем временам Елшанское и Курдюмское газовые месторождения в Саратовской области.

Период становления газовой промышленности.

Дальнейшее развитие газовой промышленности связано с открытием новых месторождений в Ставропольском и Краснодарском краях, в Тюменской области и на Украине. В 1950 г. в Ставропольском крае были открыты Ставропольско-Полагнадское, Тахта-Кугультинское и Расшеватское газовые месторождения. На Украине введены в эксплуатацию Бильче-Валицкое (1954г.), Радковское (1958г.) и Шебелинское месторождения газа.

21 сентября 1953 г. на окраине старинного сибирского села Березово ударил мощный газовый фонтан, возвестивший об открытии первой в Западной Сибири газоносной провинции. Скважина-первооткрывательница Р-1 поставила последнюю точку в спорах ученых о перспективах добычи газа в данном регионе. Благодаря этим событиям газ все шире стал использоваться как высококачественное и дешевое топливо в промышленности, начала осуществляться программа газификации городов и поселков, возросли объемы переработки природных и нефтяных газов.

Добыча газа в этот период росла по 500...600 млн. м³ в год и к концу 1955 г. составила 10,4 млрд. м³.

Период до распада СССР.

Период после 1955 г. характеризуется бурным развитием газовой промышленности. К концу 50-х годов в результате поисковых работ на Украине, Северном Кавказе, в Прикаспии и Узбекистане разведанные запасы газа увеличились по сравнению с 1946 г. в 16 раз. В 60-е годы поисковые работы переместились на восток страны. Были открыты крупные газовые месторождения в Западной Сибири (Пунгинское, Заполярное, Медвежье, Уренгойское), в Коми АССР (Вуктыльское), в Туркмении, в Узбекистане (Учкырское,

Уртабулакское). Это позволило довести добычу газа в 1965 г. до 127,7 млрд м³, а к концу 1970 г.- до 198 млрд. м³.

Начиная с 70-х годов, главным направлением развития газовой промышленности России стало освоение крупных залежей природного газа в Западной Сибири. Добыча газа здесь стремительно росла: с 10 млрд. м³ в 1965 г. до 195,7 в 1981 г. Таким образом, всего за 20 лет в суровых условиях Западной Сибири был создан мощный Западно-Сибирский топливно-энергетический комплекс, включающий предприятия нефтяной и газовой промышленности.

В 1980 г. в стране было добыто 435,2 млрд. м³ природного газа. Начиная с 1981 г. ускоренное развитие газовой отрасли стало возможным, благодаря освоению новых месторождений в Туркмении, Астраханской, Тюменской и Оренбургской областях. К концу 1985 г. добыча газа в СССР достигла 643 млрд м³. На долю Западной Сибири при этом приходилось 376 млрд. м³, из которых 270 млрд. м³ давало Уренгойское месторождение.

Уже в 1984 г. СССР вышел на первое место в мире по добыче газа, опередив США. В 1990 г. добыча газа в стране составила 815 млрд м³, из которых 640,5 приходились на долю России.

Современный период.

Россия – одна из немногих стран мира, полностью удовлетворяющая в настоящее время свои потребности в газе за счет собственных ресурсов.

В настоящее время в стране имеется 7 газодобывающих регионов: Северный, Северо-Кавказский, Поволжский, Уральский, Западно-Сибирский и Дальневосточный. Распределение запасов газа между ними таково: Европейская часть страны-10,%, Западно-Сибирский регион- 78,0 %, Восточно-Сибирский и Дальневосточный регионы -4,0 %.

В Западной Сибири добыча газа, в основном сосредоточена в ЯНАО, а в Европейской части страны в Оренбургской области (Волго-Уральская нгп), в Астраханской области (Прикаспийская нгп), в Республике Коми (Тимано-Печорская нгп).

Практически все запасы природного газа Волго-Уральской нгп сосредоточены на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (нгкм). В других регионах Волго-Уральской нгп – Пермский край, Самарская область, Удмуртская Республика, Татарстан, Башкортостан добыча газа ограничивается выделением попутного нефтяного газа суммарным объемом 1,5-2 млрд. м³ в год (на Оренбургском нгкм добыча природного газа в 2002-2010 гг. стабилизировалась на уровне 20-22 млрд. м³ в год).

В России разведанные запасы, равные 47 трлн.м³, сосредоточены в 770 газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождениях, из которых 338 с разведанными запасами 21,6 трлн.м³ вовлечены в разработку, а 73 подготовлены к промышленному освоению.

Общие потенциальные ресурсы, при степени при степени разведанности территории РФ равной 24,5 %, оцениваются в 236 трлн.м³. Сырьевой базе газовой отрасли свойственна высокая концентрация запасов, что создает благоприятные условия для вовлечения их в разработку. Так, в 20 уникальных месторождениях (более 500 млрд. м³ в каждом) содержится более 75 % всех запасов (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье и др.), а в 115 крупных (запасы каждого от 30 до 500 млрд. м³) – 22%.

Добыча газа в России в 1990-е годы сокращалась: в 1991 г.- 643 млрд. м³, в 1993 г.- 617, в 1995 г.-595, в 1997 г.-571. Причинами такой ситуации было падение промышленного производства, заниженная стоимость газа на внутреннем рынке, высокий уровень неплатежей, вступление крупнейших месторождений газа в стадию падающей добычи.

Неустойчивый рост газодобычи в нашей стране начался в 1998 г (добыча составила 591,1 млрд.м³). В 1999 г. добыча газа составила около 590 млрд.м³, в 2000 году – 584,2 млрд.м³, а в 2001 году – 581,5 млрд.м³. Ввод в разработку Заполярного месторождения в конце 2001 г. улучшил ситуацию, в результате чего объем добычи газа в России в 2002 г. вырос до 594,9, а в 2003 г.- до 633,5 млрд. м³.

Добыча газа в 2010 году составила 650,8 млрд.м³, это на 67.7 млрд.м³ больше чем в 2009 году.

Основной газодобывающей компанией России является ОАО «Газпром» (на его балансе находится более 60 % отечественных запасов газа), учрежденное в феврале 1993 г. (до этого – государственный концерн).

Контрольный пакет акции ОАО «Газпром» (40%) находится в собственности государства.

Из нефтяных компаний наибольший объем добычи газа приходится на «ЛУКОЙЛ», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», ТНК-ВР. Основные независимые производители газа в нашей стране – «НОВАТЭК» и «Сибнефтегаз», а за рубежом – компании «Сонатрак» (Алжир), «Газюни» (Нидерланды), «Статойл»(Норвегия).

Перспективы дальнейшего увеличения добычи газа связаны с освоением месторождений севера Тюменской области (Надым-Пур-Тазовский район, полуостров Ямал), а также крупнейшего в

Европе Штокмаиовского газоконденсатного месторождения (Баренцево море).

Россия является крупнейшим в мире экспортером природного газа. Поставки «голубого золота» в Польшу начались в 1966 г. Затем они были организованы в Чехословакию (1967 г.), Австрию (1968 г.) и Германию (1973 г.). В настоящее время природный газ из России поставляется также в Болгарию, Боснию, Венгрию, Грецию, Италию, страны Балтии и государства СНГ (Белоруссию, Грузию, Казахстан, Молдавию, Украину).

В рамках проекта «Сахалин-2», начиная с марта 2009 г., ведутся экспортные поставки сжиженного природного газа, главным образом в Японию, с отгрузкой из терминала на юге Сахалина, выход на проектную мощность 13,7 млрд м³ (в пересчете на исходное вещество) намечен на 2010 г. (табл. 10). В долгосрочной перспективе целесообразно строительство дополнительных модулей завода СПГ и расширение терминала.

После 2012 г. организованы поставки сетевого газа в Китай и Корею (морской трубопровод) с месторождений проекта «Сахалин-1»; В 2014 г. введена система Западная Сибирь (ЕСГ) – Восточная Сибирь – Дальний Восток с отводами на Китай, которая соединена с газопроводной системой Сахалин – Дальнереченск (отвод на Китай) Владивосток – Находка – Сеул в районе Хабаровска; в период 2015 – 2020 гг. в районе Находки ведется строительство завода по сжижению газа и терминала СПГ.

1.2 Природный газ и его основные физико-химические свойства

Горючие газы разделяются на естественные (природные) и искусственные. Природный газ – бесцветен, не имеет запаха, вкуса, легче воздуха, малотоксичен. Основным компонентом является газ метан: по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности – малоопасным вредным веществам, ПДК=300 мг/м. Плотность, примерно, от 0,7 до 1,1 кг/м³. Метан широко распространен в природе. Он всегда входит в состав пластовой нефти. Много метана растворено в пластовых водах на глубине 1,5...5 км. Газообразный метан образует залежи в пористых и трещиноватых осадочных породах.

Осадочные породы образовались в результате осаждения органических и неорганических веществ на дне водных бассейнов и поверхности материков. Они делятся на обломочные породы, а также породы химического, органического и смешанного происхождения.

В основном, месторождения нефти и газа приурочены к осадочным породам.

Природные газы классифицируются по трем видам, обусловленным способами добычи.

Природные газы подразделяют на следующие группы.

1. Газ чисто газовых месторождений, представляющий собой сухой газ, почти свободный от тяжелых УВ.

2. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений, – смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата.

3. Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные газы). Это физические смеси сухого газа, пропанбутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

Газ, в составе которого УВ (C_3 , C_4) составляют не более 75 г/м^3 называют сухим. При содержании более тяжелых УВ (свыше 150 г/м^3 газ называют жирным).

Газы газовых месторождений называются **природными газами**. Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных УВ. Основным компонентом является метан CH_4 . Наряду с метаном в состав природных газов входят более тяжелые УВ, а также неуглеводородные компоненты: азот N, углекислый газ CO_2 , сероводород H_2S , гелий He, аргон Ar.

Примерный состав одного из месторождений (Северо-Ставропольское) следующий: метан $CH_4=98,7\%$, этан, $C_2H_6=0,33\%$, пропан $C_3H_8=0,12\%$, бутан $C_4H_{10}=0,04\%$, пентан $C_5H_{12}=0,01\%$, углекислый газ $CO_2=0,1\%$, азот N_2 +редкие газы = $0,7\%$ (к редким газам относятся аргон Ar, неон Ne, гелий He), кроме того, газы содержат воду H_2O , а также могут содержать сероводород H_2S , другие примеси – пыль и т.д.

Газы чисто газовых месторождений относятся к *тощим газам*. Тощие газы содержат тяжелых углеводородов (пропан, бутан, пентан, гексан) не более 50 г/м^3 .

Второй вид газов относится к газоконденсатным месторождениям. Они состоят из *смеси сухого газа и паров конденсата* (бензин, лигроин, дизельное топливо, керосин), т.е. - паров тяжелых углеводородов.

Третий вид газов добывается одновременно с добычей нефти и называется *попутным газом*. Кроме метана они содержат значительное количество тяжелых углеводородов (более 150 г/м^3) и относятся к жирным газам. *Жирные газы* представляют собой смесь сухого газа пропанобутановой фракции и газового бензина.

Примеси тяжелых углеводородов изменяют свойства природного газа: повышают плотность, снижают температуру воспламенения, придают ему запах бензина.

Искусственные горючие газы получают в результате термической обработки твердого или жидкого топлива на газовых заводах.

Сжиженные газы являются смесью тяжелых углеводородов – пропана, бутана и др. Получают сжиженный газ из попутных нефтяных газов и газов газоконденсатных месторождений на газобензиновых заводах. При этом выделяют этан, пропан, бутан и газовый бензин.

Сжиженный газ также не имеет цвета, запаха, вкуса. В жидком состоянии представляет из себя масляную бесцветную жидкость в два раза легче воды. При повышении давления или понижении температуры пропанобутановая смесь из газообразного состояния переходит в жидкое и наоборот, т.е. с понижением давления или с повышением температуры переходит из жидкого в газообразное состояние.

Количества воздуха для полного сгорания сжиженного газа требуется в 4 раза больше, нежели при сгорании природного газа. Для полного сгорания 1 объема природного газа (метана) требуется 10,5-11,5 объемов воздуха.

Физические свойства газов.

Газовые смеси характеризуются массовыми или молярными концентрациями компонентов. Для характеристики газовой смеси необходимо знать ее среднюю молекулярную массу, среднюю плотность или относительную плотность по воздуху.

Молекулярная масса природного газа:

$$M = \sum_{i=1}^n M_i X_i,$$

где M_i – молекулярная масса i -го компонента; X_i – объемное содержание i -го компонента, доли ед. Для реальных газов обычно $M = 16-20$.

Плотность газа ρ_r рассчитывается по формуле:

$$\rho_r = M/V_m = M/24,05,$$

где V_m – объем 1 моля газа при стандартных условиях. Обычно значение ρ_r находится в пределах 0,73-1,0 кг/м³.

Чаще пользуются относительной плотностью газа по $\rho_{г.в}$, которая определяется по следующей формуле:

$$\rho_{г.в} = \rho_{г} / \rho_{в},$$

где $\rho_{г}$ – плотность газа;

$\rho_{в}$ – плотность воздуха при тех же давлении и температуре

Уравнения состояния газов:

Уравнения состояния газов используются для определения многих физических свойств природных газов. Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между давлением, объемом и температурой.

Состояние газов в условиях высоких давления и температуры определяется уравнением Клайперона – Менделеева:

$$pV = NRT,$$

где

p – давление;

V – объем идеального газа;

N – число киломолей газа;

R – универсальная газовая постоянная;

T – температура.

Эти уравнения применимы для идеальных газов.

Идеальным называется газ, силами взаимодействия между молекулами которого пренебрегают. Реальные углеводородные газы **не подчиняются** законам идеальных газов. Поэтому для них уравнение Клайперона – Менделеева для реальных газов записывается в виде

$$pV = ZNRT,$$

где Z – коэффициент сжимаемости реальных газов.

Коэффициент сжимаемости Z реальных газов – это отношение объемов равного числа молей реального V и идеального $V_{и}$ газов при одинаковых термобарических условиях (т.е. при одинаковых давлении и температуре):

$$Z = V/V_{и}$$

Значения коэффициентов сверхсжимаемости наиболее надежно могут быть определены на основе лабораторных исследований пластовых проб газов.

$$P_{\text{exp}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{кр}i} X_i$$

где

$P_{\text{кр}i}$ и $T_{\text{кр}i}$ – критические давление и температура i -го компонента;

X_i – доля i -го компонента в объеме смеси (в долях единицы).

Влагосодержание природных газов связано с тем, что природные газы и газоконденсатные смеси контактируют с пластовыми водами различных форм и вследствие чего содержат определенное количество паров воды.

Концентрация водяных паров в газе зависит от его состава, давления, температуры.

Объемный коэффициент пластового газа b_r представляет собой отношение объема газа в пластовых условиях $V_{\text{пл.г}}$ к объему того же количества газа $V_{\text{ст}}$, который он занимает в стандартных условиях, можно найти с помощью уравнения Клайперона – Менделеева:

$$b_r = V_{\text{пл.г}}/V_{\text{ст}} = Z(P_{\text{ст}} \times T_{\text{пл}})/(P_{\text{пл}} \times T_{\text{ст}}),$$

где

$P_{\text{пл}}$, $T_{\text{пл}}$, $P_{\text{ст}}$, $T_{\text{ст}}$ – давление и температура соответственно в пластовых и стандартных условиях.

Значение величины b_r имеет большое значение, так как объем газа в пластовых условиях на два порядка (примерно в 100 раз) меньше, чем в стандартных условиях.

1.3 Преимущества и недостатки использования газового топлива

Использование газа в индустрии дает возможность усилить и автоматизировать производственные движения, усовершенствовать санитарно-гигиеничные требования работы в изготовлении и в быту. Газ значительно более экономичный вид топлива, чем нефть и тем более уголь. Себестоимость добычи природного газа во много раз ниже себестоимости добычи угля, сланцев и торфа. Природный газ является ценным минеральным ресурсом, как

наиболее дешевое экологичное топливо в период подготовки к переходу на более широкое использование альтернативных нетрадиционных видов электроэнергии (ветра, солнца, приливной, внутреннего тепла земли). Именно поэтому необходим тщательный анализ газовой промышленности, как одной из самых важных отраслей для экономики России.

Его отличают полнота сгорания без дыма и копоти; отсутствие золы после сгорания; легкость розжига и регулирования процесса горения; высокий коэффициент полезного действия топливоиспользующих установок; экономичность и простота транспортировки к потребителю; возможность хранения в сжатом и сжиженном состоянии; отсутствие вредных веществ. Добыча природного газа обходится значительно дешевле добычи нефти и угля. Если принять стоимость угля (в пересчете на 1 т условного топлива) за 100%, то стоимость газа составит только 10%. Применение природного газа способствует повышению эффективности общественного производства. Неоспоримые плюсы газа и присутствие его значительных резервов создают условия для последующего развития газоснабжения государства.

Интенсивные работы по прокладке наружных и внутренних газопроводов, по газификации промышленных, общественно-бытовых и жилых зданий в городах, поселках и сельской местности ставят перед специалистами – строителями и эксплуатационниками серьезные задачи в области обеспечения безопасности труда: снижения производственного травматизма и профессиональных заболеваний.

Газообразное топливо обладает определенными положительными сторонами по сравнению с другими видами топлива при прочих равных условиях:

- простота добычи газа и его транспортировка к объектам потребления;
- простота эксплуатации: зажигание и прекращение горения, регулирование и автоматическое обеспечение процесса горения;
- полное сжигание газа как в объеме топочного пространства, так и при сжигании его в помещениях. Теплота сгорания природных газов чисто газовых месторождений до 8500 ккал/м^3 ($\sim 36000 \text{ кДж/м}^3$). Теплота сгорания попутных газов \sim до 15000 ккал/м^3 , т.е. \sim до 65000 кДж/м^3 .

Газообразное топливо имеет и отрицательные стороны. Такие горючие газы, как метан, этан, пропан, бутан и пр., при содержании их в воздухе порядка 10% уже вызывают удушье,

головокружение и т.д. Избыточное содержание газов уменьшает в воздухе содержание кислорода, что отрицательно воздействует на организм человека. Нормальное содержание кислорода в воздухе составляет примерно 21% по объему. При снижении его до 17% у человека возникает отдышка и учащенное сердцебиение, при снижении до 12% – стесненное дыхание, до 9% – обморочное состояние. Наличие в продуктах сгорания окиси углерода и попадание ее в помещение, в котором находятся люди, ухудшает санитарно-гигиенические условия и может привести к летальному исходу.

К опасным свойствам горючих газов относится способность их образовывать в смеси с воздухом *взрывоопасные смеси*.

Взрыв – это мгновенное сгорание газовой смеси, сопровождающееся резким увеличением давления и температуры. Взрыв происходит при определенных соотношениях газа с воздухом, характеризуемых нижним и верхним пределами взрываемости.

Нижним пределом взрываемости называется то минимальное содержание газа в воздухе, которое при воспламенении уже может привести к взрыву.

Верхним пределом взрываемости называется то максимальное содержание газа в воздухе, которое в случае воспламенения еще может привести к взрыву.

Опасная зона, в которой осуществляется взрыв, находится между нижним и верхним пределами взрываемости. Концентрация газа в воздухе ниже нижнего и выше верхнего пределов взрываемости к взрыву не приводит: в одном случае из-за избытка воздуха, в другом из-за его недостатка.

Для метана нижний предел взрываемости – 5,3% от объема помещения, т.е. до этого «процента» смесь газа с воздухом не воспламеняется и, естественно, не взрывается. Верхний предел взрываемости не более 14% от объема помещения. Если свыше 14% – газ воспламеняется, горит, но не взрывается. В пределах от 5,3 до 14% при возникновении источника воспламенения происходит взрыв смеси газа с воздухом.

1.4 Основы разработки газовых месторождений. Технология добычи газа

Под **разработкой газового месторождения** понимается управление процессом движения газа в пласте к добывающим скважинам при помощи определенной системы размещения установленного числа скважин на площади, порядка и темпа ввода их

в эксплуатацию, поддержания намеченного режима их работы, регулирования баланса пластовой энергии.

Основное требование к системе разработки – обеспечение минимума затрат на добычу заданных объемов газа при заданной системе степени надежности и соблюдении норм охраны недр. Достижение этих условий осуществляется на стадии проектирования системы разработки оптимальным выбором и учетом всех ее элементов, основными из которых являются:

- режим разработки залежи;
- схема размещения скважин;
- технологический режим эксплуатации скважин и их конструкция;
- схема сбора и подготовки газа.

Особенностью разработки газовых месторождений в том, что разработка месторождений фактически начинают до составления проекта разработки (это связано с тем, что ряд характеристик месторождения невозможно получить на стадии разведки, а также по экономическим соображениям – высокой стоимостью разведки газовых месторождений).

Разработка газовых месторождений осуществляется в два этапа:

- на первом этапе проводят опытно-промышленную эксплуатацию месторождения;
- на втором этапе осуществляют промышленную разработку по проекту, составленному на основе достаточно полных и достоверных данных опытно-промышленной разработки.

Основной метод добычи газа и газового конденсата – фонтанный, т.к газ в продуктивном пласте обладает достаточно большой энергией, обеспечивающей его перемещение по капиллярным каналам пласта к забоям газовых скважин, глубина которых достигает 4 км. Давление газа в залежах увеличивается с глубиной. Это давление находится в пределах от 30 до 700 кгс/см² (от 3,0 до 70,0 МПа). Например, Астраханское месторождение имеет давление газа 70МПа.

Залежи газа представляют собой углеводороды, заполняющие поры проницаемых пород. Происхождение углеводородных газов связано с биохимическими процессами, в результате которых разлагались и преобразовывались органические вещества, состоявшие из остатков отмерших живых организмов и растительности.

Газоносные пласты состоят из пород с пористой структурой (пески, песчаники, пористые известняки или доломиты). В зависимости от структуры и состава газоносные пласты имеют различную

крепость. Обычно чем больше геологический возраст пласта, тем он прочнее. Мощность (толщина) газоносных пластов измеряется десятками, а иногда и сотнями метров. Газоносные пласты залегают между газонепроницаемыми породами (сланцевыми глинами, плотными известняками). Газовые месторождения представляют складки земной коры, обращенные выпуклостью кверху, или купола.

На рис. 1.1 показана форма газовой залежи. Газ заключен в куполообразном подземном пласте. В верхних горизонтах газ скапливается в виде газовых шапок. Внизу находится нефть (в газонефтяных месторождениях) или пластовая вода (в чисто газовых месторождениях). Основная масса газовых месторождений имеет контакт с пластовой водой.

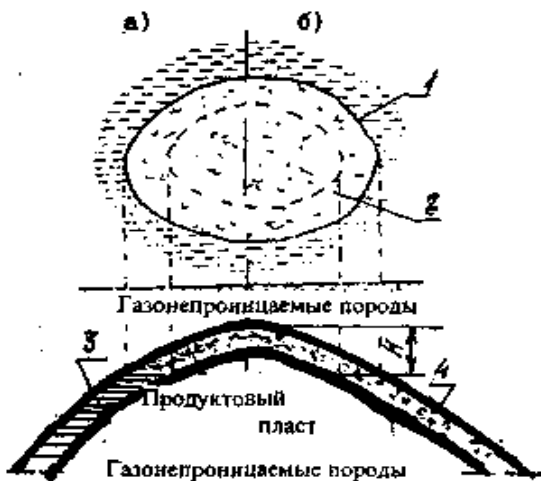


Рис. 1.1. Схема газовых залежей:

а) – водонапорный режим, б) – газовый режим.

Условные обозначения: 1 – наружный контур залежи, 2 – внутренний контур залежи, 3 – режим пластовой воды в газовых месторождениях; режим нефти в газонефтяных месторождениях, 4 – режим расширяющегося газа, H – высота залежи.

Месторождения содержат два или несколько газоносных пластов, расположенных один над другим и отделенных газонепроницаемыми слоями. Большинство газовых месторождений являются многопластовыми.

Газ в пластах находится под давлением. При вскрытии залежи буровой скважиной он фонтанирует из нее с большой скоростью. Дебит некоторых скважин достигает нескольких миллионов кубометров газа в сутки. Первоначальное давление в газоносном пласте зависит от глубины его залегания. Через каждые 10 м глубины давление в пласте возрастает, примерно на 1 кгс/см^2 –0,1 МПа.

Газовые месторождения имеют различные режимы. При водонапорном режиме давление в пласте создается водой. В месторождениях с газовым режимом давление обеспечивается самим газом, заполняющим поры пласта. Такой режим является режимом расширяющегося газа.

При идеальном водонапорном режиме по мере добычи газа вода, поднимаясь, заполняет поры и вытесняет в скважину газ месторождения. В связи с этим в процессе эксплуатации падения давления газа в залежи не будет. Идеальный водонапорный режим встречается в очень немногих газовых месторождениях.

Вследствие ряда причин (значительно большей вязкости воды по сравнению с вязкостью газа, плохой проницаемости продуктивного пласта и др.) подъем воды обычно отстает от скорости отбора газа, поэтому давление в газоносном пласте с течением времени падает.

Газовая скважина – основной элемент промыслов. Верх скважины называют устьем, низ – забоем. Оборудование устья и забоя газовых скважин, а также конструкция газовой скважины практически аналогичны нефтяным скважинам. Бурят скважину быстро-вращающимся буром-долотом, который разрушает породы в забое. Для этой цели применяют шарошечные долота, в которых шарошки, вращаясь вокруг своих осей, дробят и скалывают породу.

В зависимости от привода различают роторное и турбинное бурение (рис. 1.2).

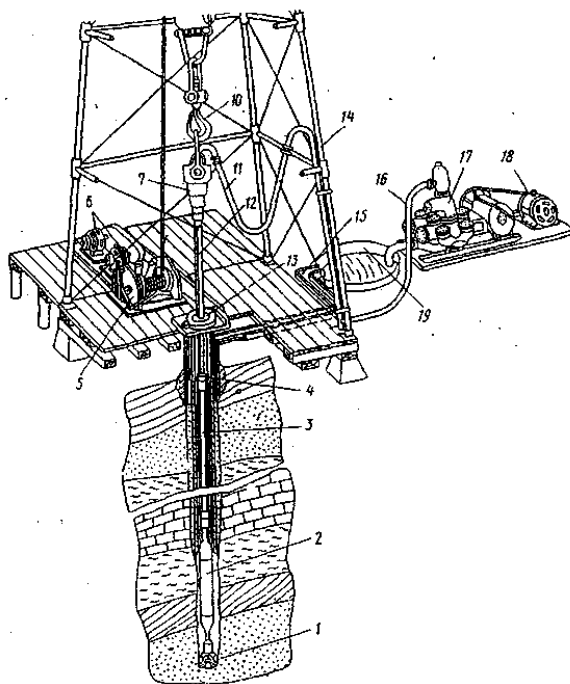


Рис. 1.2. Схема бурения скважины

1 – долото, 2 – турбобур (при роторном бурении не устанавливается), 3 – бурильная труба, 4 – бурильный замок, 5 – лебедка, 6 – двигатели лебедки и ротора, 7 – вертипог, 8 – талевый канат, 9 – талевый блок, 10 – крюк, 11 – буровой шланг, 12 – ведущая труба, 13 – ротор, 14 – вышка, 15 – желоба, 16 – обвязка насоса, 17 – буровой насос, 18 – двигатель насоса, 19 – приемный резервуар (емкость).

При роторном бурении двигатель расположен на поверхности земли, вращение от него передается долоту через промежуточные механизмы и колонну бурильных труб, имеющих диаметр 125-150 мм. В качестве бурильных труб применяют цельнокатанные бесшовные трубы, изготовленные из высококачественных углеродистых и легированных сталей, со стенками толщиной 8-11 мм. Трубы соединяют между собой замками на крупной конической резьбе. В верхней части бурильных труб устанавливают ведущую трубу, име-

ющую в поперечнике квадратное сечение. Эта труба проходит через ротор, укрепленный над устьем скважины. Ротор передает вращение от двигателя к ведущей трубе и далее к бурильным трубам. Бурильный инструмент (долото), бурильные трубы и ведущая труба подвешены на крюке талевого системы, с помощью которой можно осуществлять его подъем и спуск. Для подъема и разъединения труб имеется вышка. Во время бурения газовой скважины колонну труб непрерывно опускают (осуществляют подачу бурильного инструмента).

Насосом по бурильным трубам нагнетают промывочный раствор

Раствор проходит через специальные отверстия в долоте и направляется непосредственно на забой со скоростью 15-30 м/с. В результате этого забой интенсивно оmyвается, а промывочный раствор по кольцевому зазору между бурильными трубами и стенками скважины выносит из забоя на поверхность земли частицы выбуренной породы. Промывочный раствор стекает по наклонному желобу (где из него осаждаются выбуренная порода) и попадает в приемный чан, откуда буровым насосом его вновь подают в скважину. Плотность промывочного раствора должна превышать плотность воды на 20-40%. Промывочный раствор используют не только для выноса частиц породы из забоя: тонкий слой глины, которая входит в состав промывочного раствора, откладываясь на стенках скважины, укрепляет их и предохраняет от обвалов. Кроме того, промывочный раствор оказывает на продуктивный пласт давление и тем самым предохраняет скважину от преждевременных газовых выбросов.

Турбинное бурение отличается от роторного тем, что буровой двигатель (турбобур) опускают в скважину и крепят непосредственно над долотом. Турбобур вращается под действием промывочного раствора, который подают в него по бурильным трубам под большим давлением. В процессе бурения бурильные трубы остаются неподвижными, вращаются только вал турбобура и долото.

Стенки образовавшейся скважины укрепляют стальными обсадными трубами (рис. 1.3). Первую колонну обсадных труб называют кондуктором. В зависимости от геологического разреза трубы кондуктора диаметром 225-400 мм опускают на различную глубину, но обычно не ниже 300 м. Пространство между скважиной и колонной кондуктора заливают цементом до выхода последнего на по-

верхность. Это обеспечивает надежное крепление скважины, препятствует обрушению верхних наиболее рыхлых пород и предохраняет скважину от проникания в нее воды из верхних пластов.

Вторая колонна обсадных труб, расположенная внутри кондуктора, является эксплуатационной с диаметром труб 125-200 мм, которую опускают в продуктивный пласт. Пространство между эксплуатационной колонной и скважиной, начиная от низа колонны, заливают цементом с выходом его в кольцевое пространство между трубами на 20-30 м. Обсадная колонна предохраняет скважину от обрушения и проникания в продуктивный пласт воды из верхних горизонтов, а также газоносный пласт от потерь газа в вышележащие слои, если они состоят из пористых пород или имеют трещины. Верх эксплуатационной колонны крепят в колонной головке.

Забои скважины имеют закрытую и открытую конструкции. В первом случае пространство между породами и эксплуатационной колонной цементируют также и в пределах продуктивного пласта. После этого в колонну опускают специальный стреляющий аппарат (перфоратор), пули которого проходят через трубу, слой цемента и углубляются в породы, в результате чего осуществляется перфорация забоя. Забои скважины закрытой конструкции имеют преимущественное распространение.

Если породы продуктивного пласта устойчивы (например, известняки), применяют забои открытой конструкции. В этом случае эксплуатационную колонну опускают в кровлю продуктивного пласта и цементируют, после чего бурят скважину в газоносном пласте на требуемую глубину.

Внутри эксплуатационной колонны опускают колонну фонтанных труб, по которой происходит движение газа от забоя к устью скважины. Колонну фонтанных труб крепят в трубной головке, которую устанавливают на колонной головке. В зависимости от дебита скважины фонтанные трубы имеют различный диаметр (50-100 мм).

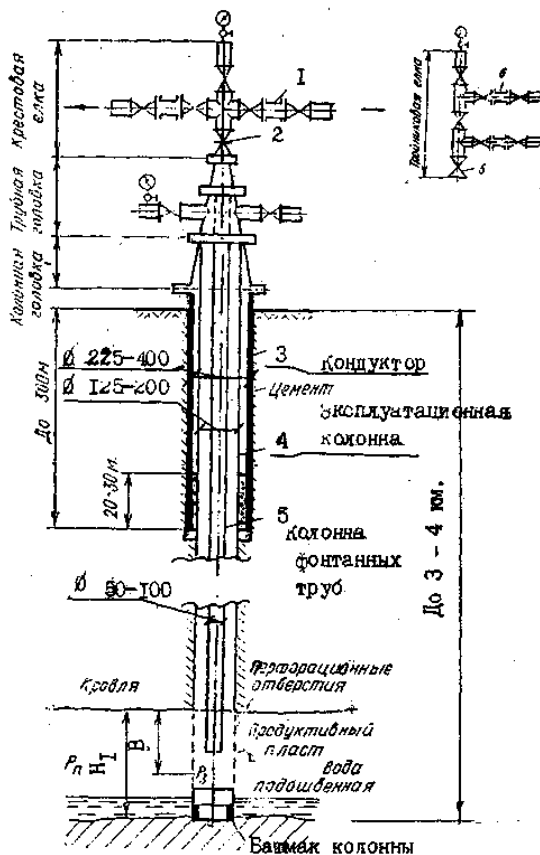


Рис. 1.3. Схема эксплуатационной установки

Условные обозначения: 1 – штуцер отбора газа, 2 – задвижка, 3 – колонна кондуктора, 4 – эксплуатационная колонна, 5 – колонна фонтанных труб, P_n – пластовое давление, P_3 – забойное давление, B – глубина вскрытия пласта, H_2 – мощность пласта.

Скважины, имеющие высокое давление (более 8 МПа) и большие дебиты (более 500 тыс. м³/сут), рекомендуется эксплуатировать через обсадные трубы. Если газ содержит сероводород, эксплуатацию скважины по обсадным трубам не производят вследствие коррозирующего воздействия газа на стенки труб.

При добыче газа, содержащего сероводород, пространство между фонтанными и обсадными трубами герметизируют в нижней части специальным уплотнением, а в верхней части – с помощью сальника трубной головки. Добычу газа ведут по фонтанным трубам, которые в случае коррозии заменяют новыми.

На устье газовой скважины устанавливают специальное оборудование, которое состоит из колонной головки, трубной головки и елки.

Колонная головка служит для герметизации всех колонн обсадных труб, опущенных в скважину, и является опорой трубной головки.

Трубная головка герметизирует кольцевое пространство между последней колонной обсадных труб и фонтанными трубами и служит для подвески и укрепления фонтанных труб. Боковые отводы на трубной головке позволяют осуществлять необходимые операции: эксплуатацию скважины по кольцевому пространству между фонтанными и обсадными трубами, нагнетание воды или раствора при глушении скважины, замеры давления газа в межтрубном пространстве, отбор проб газа и пр.

На трубной головке устанавливают фонтанную елку, по отводам которой происходит эксплуатация скважины. Фонтанные елки бывают двух типов: крестовая и тройниковая. Крестовая елка удобнее в эксплуатации (малая высота, создание симметричной нагрузки на устье скважины), монтировать ее проще. Тройниковую елку устанавливают в тех случаях, когда газ имеет примеси, коррозизирующие арматуру (сероводород). Наибольшей коррозии подвергается тройник в месте поворота струи газа и перехода ее от вертикального движения к горизонтальному. Газ отбирают через верхний отвод, а во время его ремонта – через нижний.

Регулировать работу скважины при фонтанном способе добычи задвижками нельзя, так как это приводит к их быстрому износу. Для создания противодействия на скважины на ответвлении установлены штуцеры, т.е. суженные отверстия диаметром 40 мм, на которых срабатывает давление газа. Для требуемого снижения давления подбирают штуцер необходимого диаметра. По мере отбора газа давление падает и штуцер заменяют другим – большего диаметра. Дебит скважины назначают максимально возможным. Он не должен превосходить величины, при которой происходит разрушение забоя и, как следствие, вынос песка, а также подтягивание подошвенных вод. Кроме того, дебит должен быть таким, чтобы давление отбора газа было достаточным для транспортировки его к головной компрессорной станции.

1.5 Система сбора и подготовка газа и газового конденсата

Все скважины на газовых промыслах присоединяют газопроводами к коллекторам, которые заканчиваются **промысловой газораспределительной станцией**. На выкидных линиях после фонтанной елки устанавливают предохранительные клапаны и манометры. Выкидные линии соединяют с сепараторами, в которых газ очищается от твердых и жидких механических примесей.

Из сепаратора газ поступает в газосборный коллектор. Количество добываемого газа измеряют счетчиком. В месте присоединения газоотводящей линии к коллектору устанавливают задвижку, обратный клапан и отвод с задвижкой для продувки газопровода.

При прохождении через регулирующий штуцер вследствие падения давления газ сильно охлаждается, поэтому необходимо принимать меры против образования гидратных и ледяных пробок. Кристаллогидратами называют соединения углеводородов с водой, по внешнему виду напоминающие лед. Для предохранения газопровода от закупоривания в него обычно подают метанол (метиловый спирт). Действие метанола заключается в том, что он образует с водяными парами раствор, который имеет низкую температуру замерзания и легко может быть удален из газопровода.

На промысловой газораспределительной станции газ вновь очищают в сепараторах, осушают и производят его учет. Если газ содержит сероводород, тогда до подачи в магистральный газопровод его очищают от сероводорода. Из газораспределительной станции газ поступает в головную компрессорную станцию или, если давление отбора достаточно велико, непосредственно в магистральный газопровод.

Газы конденсатных месторождений представляют собой смесь предельных углеводородов, основной составляющей которых является метан (80-94%). Содержание пентана и более тяжелых углеводородов составляет 2-5%. Однако ввиду того, что конденсат состоит из высокомолекулярных соединений, его массовая доля достигает 25%. Наличие в газе тяжелых углеводородов (вплоть до фракций керосина) является одной из отличительных особенностей газов конденсатных месторождений. Разгонкой конденсата можно сразу получить товарные продукты.

Существующие системы сбора природного газа классифицируются:

– по степени централизации технологических объектов подготовки газа;

- по конфигурации трубопроводных коммуникаций;
- по рабочему давлению.

По рабочему давлению системы сбора газа делятся на вакуумные ($P < 0,1$ МПа), низкого давления ($0,1 < P < 0,6$ МПа), среднего давления ($0,6 < P < 1,6$ МПа) и высокого давления ($P > 1,6$ МПа).

По степени централизации технологических объектов подготовки газа различают индивидуальные, групповые и централизованные системы сбора (рис.1.4).

При **индивидуальной** системе сбора (рис.1.4, а) каждая скважина имеет свой комплекс сооружений для подготовки газа (УПГ), после которого газ поступает в сборный коллектор и далее на центральный сборный пункт (ЦСП). Данная система применяется в начальный период разработки месторождения, а также на промыслах с большим удалением скважин друг от друга. Недостатками индивидуальной системы являются: 1) рассредоточенность оборудования и аппаратов по всему промыслу, а, следовательно, сложности организации постоянного и высококвалифицированного обслуживания, автоматизации и контроля за работой этих объектов; 2) увеличение суммарных потерь газа по промыслу за счет наличия большого числа технологических объектов и т.д.

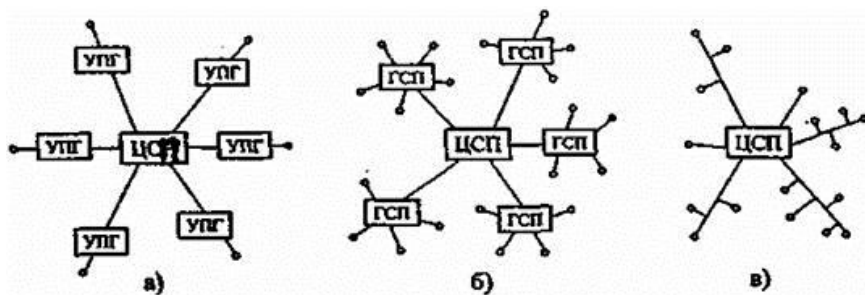


Рис.1.4. Системы сбора газа на промыслах
 а) индивидуальная; б) групповая; в) централизованная

При **групповой** системе сбора (рис.1.4, б) весь комплекс по подготовке газа сосредоточен на групповом сборном пункте (ГСП), обслуживающем несколько близко расположенных скважин (до 16 и более). Групповые сборные пункты подключаются к промысловому сборному коллектору, по которому газ поступает на центральный сборный пункт и далее потребителю.

Групповые системы сбора получили широкое распространение, так как их внедрение позволяет увеличить мощность и коэффициент загрузки технологических аппаратов, уменьшить число объектов контроля, обслуживания и автоматизации, а в итоге - снизить затраты на обустройство месторождения.

При **централизованной** системе сбора (рис.1.4, в) газ от всех скважин по индивидуальным линиям или сборному коллектору поступает к единому центральному сборному пункту, где осуществляется весь комплекс технологических процессов подготовки газа и откуда он направляется потребителям.

Применение централизованных систем сбора позволяет осуществить еще большую концентрацию технологического оборудования, за счет применения более высокопроизводительных аппаратов уменьшить металлозатраты и капитальные вложения в подготовку газа.

В каждом конкретном случае выбор системы сбора газа обосновывается технико-экономическим расчетом.

По конфигурации трубопроводных коммуникаций различают бесколлекторные и коллекторные газосборные системы. При **бесколлекторной системе сбора** газ (подготовленный или нет) поступает на ЦПС со скважин по индивидуальным линиям. В **коллекторных газосборных системах** отдельные скважины подключаются к коллекторам, а уже по ним газ поступает на ЦСП.

Форма газосборного коллектора зависит от конфигурации площади месторождения, его размера и размещения групповых замерных установок или ДНС. Название газосборной системы обычно определяется **формой** газосборного коллектора. Различают **линейные, лучевые** и **кольцевые** коллекторные газосборные системы (рис. 1.5).

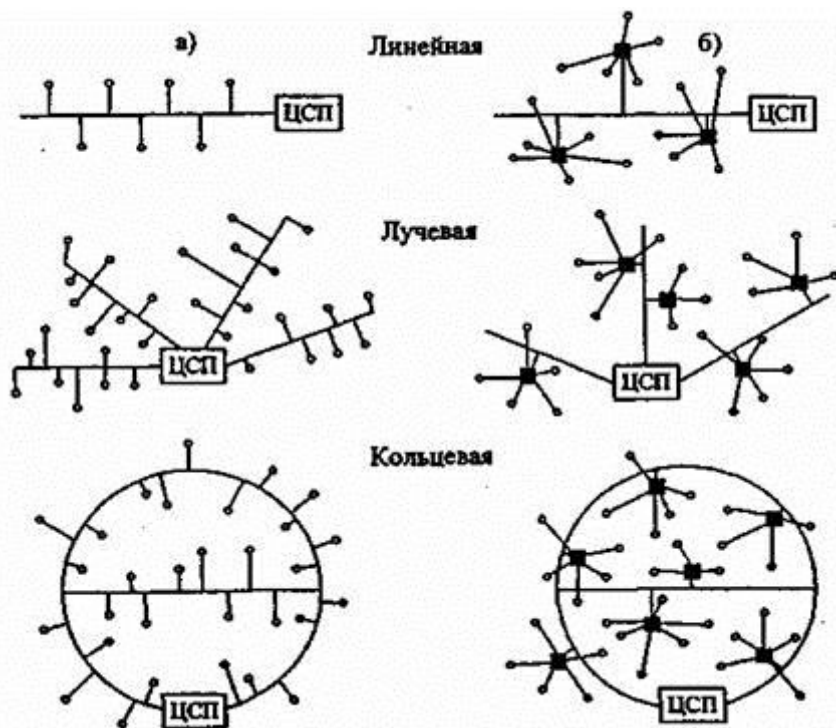


Рис.1.5. Формы коллекторной газосборной сети.
Подключение скважин: а) индивидуальное; б) групповое.

Линейная газосборная сеть состоит из одного коллектора и применяется при разработке вытянутых в плане месторождений с небольшим числом (2 – 3) рядов скважин. **Лучевая** газосборная сеть состоит из нескольких коллекторов, сходящихся в одной точке в виде лучей. **Кольцевая** газосборная сеть представляет собой замкнутый коллектор, огибающий большую часть месторождения и имеющий переемы. Кольцевая форма сети позволяет обеспечить бесперебойную подачу газа потребителям в случае выхода из строя одного из участков коллектора. По назначению **газопроводы** подразделяются на: **подводящие** газопроводы, **сборные** коллекторы и **нагнетательные** газопроводы.

Нагнетательные газопроводы берут свое начало у компрессорных станций и служат для:

- 1) подачи газа в газовую шапку продуктивных пластов с целью поддержания давления и продления фонтанирования скважин;
- 2) подачи газа через газораспределительные будки к устьям компрессорных скважин;
- 3) подачи газа дальним потребителям;
- 4) подачи газа на ГПЗ или газофракционирующую установку (ГФУ).

При выборе системы сбора газа руководствуются следующими соображениями:

- обеспечение бесперебойности подачи газа;

маневренность системы, удобство обслуживания газосборных сетей при минимизации расходов на их сооружение и эксплуатацию.

Как и в случае нефтяных промыслов, добываемый газ отдельных скважин транспортируется внутри промыслов на десятки километров до централизованных пунктов подготовки газа УКПГ (рис. 1.6).

Газ группы скважин по газосборным коллекторам поступает на установку комплексной подготовки газа (УКПГ). После подготовки осушенный и очищенный газ головной компрессорной станцией (ГКС) подается в магистральный газопровод 4.

Для обеспечения оптимальных условий и дальнейшего его транспорта газ должен поступать на УКПГ с давлением не ниже 4,6 МПа, в зависимости от рабочего давления МГ (5,45 или 7,35 МПа). В начальный период разработки месторождения это давление обеспечивается высоким давлением газа в пласте. По мере отбора газа пластовое давление снижается и наступает период, когда пластового давления недостаточно для обеспечения минимального давления перед УКПГ. С этого момента должна вступить в работу дожимная компрессорная станция (ДКС). Помимо повышения давления на ДКС производится отделение жидкости от газа.

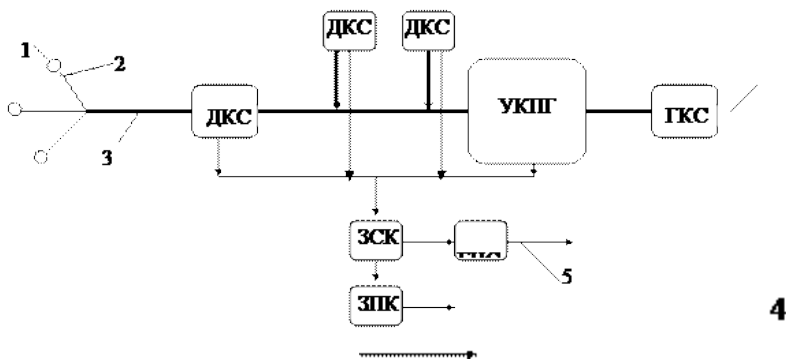


Рис. 1.6. Схема сбора и транспорта газа

1 – скважины, 2 – выкидные линии, 3 – сборный коллектор,
4 – МГ, 5 – КП

Конденсат, полученный на УКПГ и ДНС, содержит в своем составе большое количество легких углеводородов (этан, метан). Для отделения и утилизации этих фракций конденсат направляется на завод стабилизации конденсата (ЗСК). Стабилизированный конденсат закачивается головной насосной станцией (ГНС) в конденсатопровод 5. Часть газа перерабатывается в нефтепродукты на заводе переработки конденсата (ЗПК).

Промысловая подготовка газа.

Задачами промысловой подготовки газа являются его очистка от мехпримесей, тяжелых углеводородов, паров воды, сероводорода и углекислого газа.

Очистка газа от механических примесей. Очистка газа на пути от месторождения до потребителя производится в несколько ступеней. На первой ступени для ограничения выноса породы из скважины призабойную зону оборудуют фильтрами. Вторую ступень очистки газ проходит на промыслах в наземных сепараторах. Здесь в работе очистных аппаратов используется гравитационный принцип или действие центробежных сил при закрутке потока (циклоны). Третья ступень очистки происходит на линейной части газопровода и КС. На линейной части устанавливают конденсато-сборники типа «расширительная камера». На КС используются циклонные пылеуловители с встроенными циклонами. На ГРС перед подачей газа потребителю газ окончательно очищается пылеуловителями с мультициклонами.

Очищенный природный газ не имеет ни цвета, ни запаха. Для обнаружения утечек газ предварительно одорируют этилмеркаптаном.

Осушка газа. Природный газ всегда содержит влагу, которая при определенных термодинамических условиях образует кристаллические вещества – газогидраты. Во избежание конденсации водяных паров в газопроводе влагосодержание подаваемого в него газа должно быть меньше некоторого минимального влагосодержания в состоянии насыщения.

Существующие способы осушки при промышленной подготовке газа к перекачке бывают двух видов:

- сорбционные – поглощение влаги жидкими (абсорбция) и твердыми (адсорбция) сорбентами;
- охлаждение газового потока.

После осушки газа точка росы паров воды в нем должна быть ниже минимальной температуры при перекачке газа. В среднем влагосодержание должно быть не более $0,05 \text{ г/м}^3$. Наиболее эффективным жидким влагопоглотителем является триэтиленгликоль, легко поддающийся регенерации. В качестве твердых поглотителей применяются силикагели и бокситы, обеспечивающие низкую точку росы осушенного газа (до -65°C). Для глубокой осушки при высоких температурах используют цеолиты – сложные неорганические полимеры, поглотительная способность которых превышает активность силикагеля и окиси алюминия в четыре раза.

Охлаждают газ или посредством дросселирования, или пропуская его через холодильные установки. Снижение температуры газа при дроссельном процессе расширения характеризуется коэффициентом Джоуля-Томсона и равно примерно $3...5 \text{ град/МПа}$. При использовании этого метода необходимо иметь высокое давление на устье скважины.

В случае, если в газе содержится повышенное количество сероводорода и углекислого газа, то газ дополнительно очищают от сероводорода и углекислого газа на специальных установках. Низкотемпературная сепарация осуществляется при температуре от -15°C в циклонных сепараторах с предварительным охлаждением газа, т.к. при низких температурах удается более полно провести удаление влаги и конденсата. Для предотвращения образования гидратов в сырой газ вводят раствор диэтилен-гликоля (ДЭГ). Адсорбционный метод осушки газа основан на применении междуадсорбции, т.е. поглощения влаги твердыми веществами-адсорбентами. В качестве адсорбентов используют твердые пористые веще-

ства: активированные угли, силикогели, цеолиты. Насыщенные водой и конденсатом вещества-адсорбенты могут быть регенерированы за счет удаления поглощенной влаги и повторно использованы. Этот процесс называют десорбцией. Глубина осушки газа перед подачей его в магистральные газопроводы определяется отраслевым стандартом РАО «Газпром», где устанавливается точка росы по влажности в разных климатических зонах.

Точка росы – это температура, до которой должен охладиться газ, чтобы достигнуть состояния насыщения водяным паром. При достижении точки росы в газе начинается конденсация влаги, что приводит к образованию гидратов. Для умеренной зоны нашей страны в период с 1 мая по 30 сентября точка росы газа по влаге не должна превышать 0°C , а с 1 октября по 30 апреля -5°C . В холодной зоне точка росы га за по влаге не должна, соответственно, превышать -10 и -20°C и выше.

На месторождениях с повышенным содержанием сероводорода газ перед закачкой его в магистральный газопровод должен быть очищен от сероводорода. Чаще всего для очистки газа от сероводорода и углекислого газа применяют абсорбционный метод с применением в качестве абсорбентов водных растворов моноэтанола (МЭА) или диэтанола (ДЭА). Очистку газа от сероводорода и углекислого газа проводят в абсорберах, где газ движется снизу вверх и взаимодействует со встречным потоком водного раствора МЭА или ДЭА. Очистка газа от сероводорода должна обеспечивать содержание его в газе не более 2 г на 100 м^3 .

1.6 Принципиальная технологическая схема магистрального трубопроводного транспорта газа

Магистральным газопроводом называется трубопровод, предназначенный для транспортировки газа из района добычи или производства в район его потребления, или трубопровод, соединяющий отдельные газовые месторождения. Ответвлением от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к магистральному и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

В состав магистральных газопроводов (рис.1.7) входят: линейные сооружения, представляющие собой собственно трубопровод, систему противокоррозионной защиты, линии связи и т.п.; перекачивающие станции; конечные пункты конденсатопроводов и газораспределительные станции (ГРС), из которых принимают поступающие по трубопроводу продукт и распределяют его между

потребителями, подают на завод для переработки или отправляют далее другими видами транспорта.

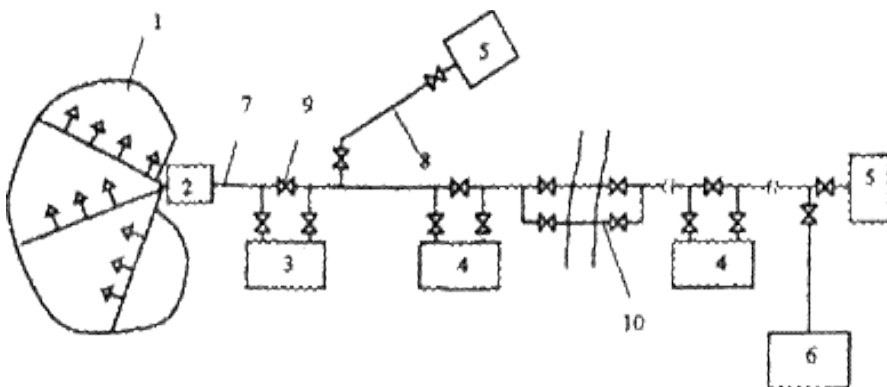


Рис. 1.7. Схема магистрального газопровода;

- 1 – газосборные сети; 2 – промышленный пункт сбора газа;
- 3 – головные сооружения; 4 – компрессорная станция;
- 5 – газораспределительная станция; 6 – подземные хранилища;
- 7 – магистральный трубопровод; 8 – ответвления от магистрального трубопровода; 9 – линейная арматура;
- 10 – двухниточный проход через водную преграду

В некоторых случаях в состав магистрального трубопровода входят и подводящие трубопроводы, по которым конденсат или газ от промыслов подается к головным сооружениям.

Основные элементы магистрального трубопровода –

сваренные в непрерывную нитку трубы, представляющие собой собственно трубопровод. Как правило, их заглубляют в грунт обычно на глубину 0,8 м до верхней образующей трубы, если большая или меньшая глубина заложения не диктуются особыми геологическими условиями или необходимостью поддержанию температуры перекачиваемого продукта на определенном уровне. Для магистральных трубопроводов применяют цельнотянутые или сварные трубы диаметром 300,1420 мм. Толщина стенок труб определяется проектным давлением, которое достигает 10 МПа. Трубопровод, прокладываемый по районам с вечномерзлыми грунтами или через болота, можно укладывать на опоры или в искусственные насыпи.

На пересечении крупных рек газопроводы (а в некоторых случаях и конденсатопроводы) утяжеляют грузами или сплошными бетонными покрытиями и заглубляют ниже дна реки. Кроме основной укладывают резервную нитку перехода того же диаметра. На пересечении железных и крупных шоссейных дорог трубопровод проходит в патроне из труб, диаметр которых на 200 мм больше диаметра основного. Для удовлетворения потребностей в нефтепродуктах и газе населенных пунктов, находящихся вблизи трасс нефтепродуктопроводов и газопроводов, от них прокладывают отводы или ответвления из труб сравнительно малого диаметра, по которым газ непрерывно отводится в эти населенные пункты. С интервалом 10, 30 км в зависимости от рельефа трассы на трубопроводе устанавливают линейные краны или задвижки для перекрытия участков в случае аварии или ремонта. С обеих сторон линейного крана на газопроводе имеются свечи для выпуска газа в атмосферу при авариях.

Вдоль трассы проходит линия связи (телефонная, радиорелейная), которая в основном имеет диспетчерское назначение. Ее можно использовать для передачи сигнала телеизмерения и телеуправления. Располагаемые на трассе станции катодной и дренажной защиты, а также протекторы защищают трубопровод от наружной коррозии, являясь дополнением противокоррозионному изоляционному покрытию. На расстоянии 10, 20 км друг от друга вдоль трассы размещены усадьбы линейных обходчиков, в обязанность которых входит наблюдение за исправностью своего участка и устройствами электрической защиты трубопровода от коррозии.

Перекачивающие станции располагаются на конденсатопроводах с интервалом 50, 150 км и на газопроводах с интервалом 100, 200 км. В начале конденсатопровода находится головная насосная станция (НС). Кроме основных объектов, на каждой насосной станции имеется комплект вспомогательных сооружений: трансформаторная подстанция, снижающая напряжение подаваемого на линию электропередачи (ЛЭП) тока с 110 или 35 до 6 кВ, котельная, а также система водоснабжения, канализации, охлаждения и т.п.

Транспортировка газа по магистральному трубопроводу осуществляется с помощью компрессорных станций (рис. 1.8). Компрессорные станции устраиваются через 100-150 км. Давление газа на входе в компрессорную станцию составляет примерно 30-35 кгс/см² (3,0-3,5 МПа). На выходе из станции 60-75 кгс/см² (6,0-7,5 МПа).

Компрессорные станции включают в себя следующие элементы: компрессорный цех, т.е. собственно компрессор, систему очистки воздуха, поступающего в агрегаты, систему охлаждения, масляное хозяйство, систему водоснабжения и водоотведения, установки энергоснабжения (электростанция – трансформаторная подстанция). На головных компрессорных станциях существуют установки по очистке газа от сероводорода и углекислоты, по осушке и одоризации газа. Повышение давления газа и его перемещение осуществляются поршневыми и лопаточными (центробежными) нагнетателями.

Для эксплуатации компрессорных станций строится специальный жилой городок с инфраструктурой, обеспечивающей нормальную жизнедеятельность проживающих в нем людей.

Компрессорные станции (КС) газопроводов оборудуют поршневыми или центробежными компрессорами с приводом от поршневых двигателей внутреннего сгорания, газовых турбин и электродвигателей. Мощность одного агрегата в настоящее время достигает 25 МВт. Обычно центробежные нагнетатели работают группами по два или по три последовательно, и несколько групп могут быть включены на параллельную работу. Подача одного агрегата может достигать 50 млн. м³/сутки, а давление на выходе станции – 10 МПа. При высоком пластовом давлении газа в первый период эксплуатации месторождения газопровод может работать без головной КС. На всех КС газ очищается в пылеуловителях от механических примесей. Кроме того, на головной станции возможны осушка газа, очистка от сероводорода и углекислого газа и одоризация природного газа. КС, также как и насосные, имеют вспомогательные сооружения: котельные, системы охлаждения, электроснабжения и др.

Магистральный газопровод подает газ к газораспределительным станциям и контрольно-распределительным пунктам, где его очищают от механических примесей, конденсата и влаги, измеряют проходящий объем, снижают давление и одорируют (т.е. придают запах, если это не было выполнено на головных сооружениях газопровода) перед подачей к потребителю. Вблизи конечного участка магистрального газопровода у потребителя создаются подземные хранилища газа, предназначенные для регулирования сезонных и суточных неравномерностей газопотребления.

Магистральный газопровод представляет собой комплекс сооружений, в состав которого входят.

1. Собственно газопровод с ответвлениями;

2. Головные сооружения, включающие установки по: очистке, осушке, одоризации газа и регулированию давления;
3. Компрессорные станции (КС) для перекачки газа;
4. Газораспределительные станции (ГРС) и контрольно-регуляторные пункты (КРП);
5. Ремонтно-эксплуатационные пункты (РЭП);
6. Линии связи;
7. Установки электрической защиты газопровода от коррозии.

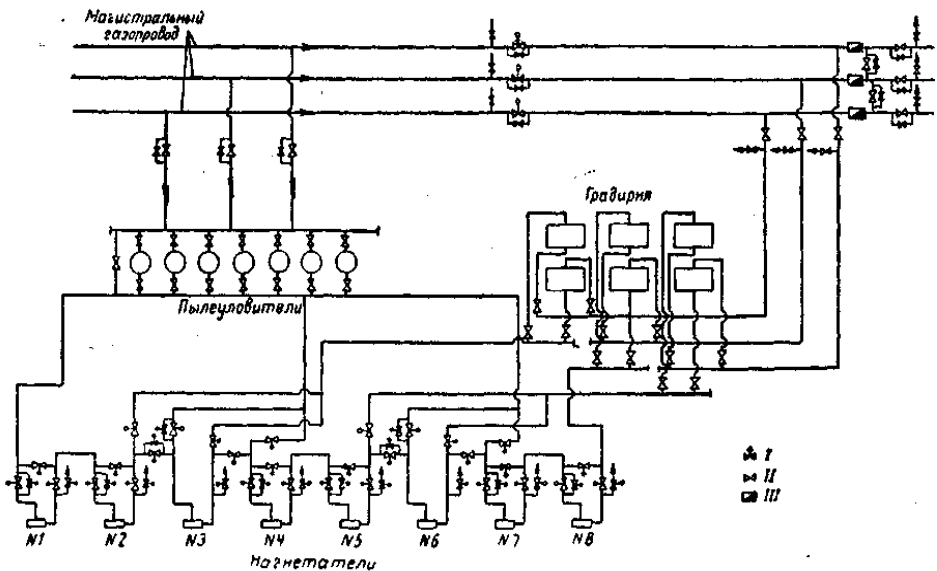


Рис. 1.8. Технологическая схема компрессорной станции с центробежными нагнетателями

I – кран с пневматическим приводом; II – ручной кран;
III – обратный клапан

На рис 1.9 показана принципиальная схема магистрального газопровода. Из промышленного коллектора газ поступает в ПГРС. Для снабжения газом местного населенного пункта на ПГРС предусматривается узел редуцирования, снижающий давление газа до низкого (300-200 мм вод. ст.). Для снабжения газом городов, насе-

ленных пунктов и промышленных объектов от магистрального газопровода делаются ответвления, которые заканчиваются газораспределительными станциями или контрольно-регуляторными пунктами. На ГРС и КРП давление газа снижается до величины, необходимой для системы газоснабжения.

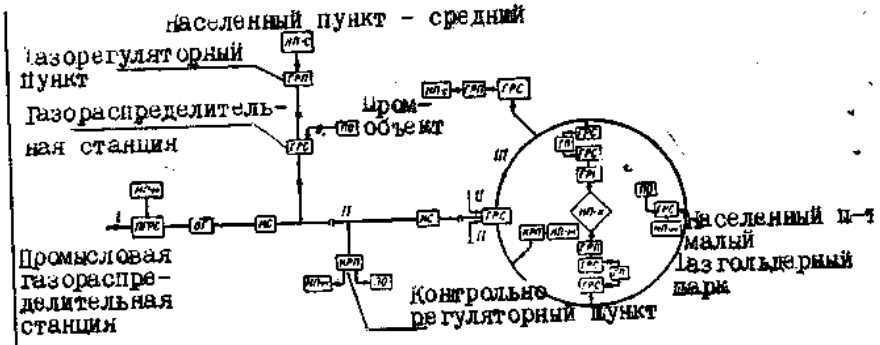


Рис. 1.9. Принципиальная схема магистрального газопровода /- линия газа из промышленного коллектора, //-магистральные газопроводы, /// – кольцевой газопровод вокруг крупного населенного пункта: НП-м – населенный пункт малый, НП-с – населенный пункт средний, НП-к – населенный пункт крупный, ПО – промышленный объект, ПГРС – промышленная газораспределительная станция, ОГ – установка осушки газа, КРП – контрольно-регуляторный пункт, ГРП – газорегуляторный пункт городской сети, КС – компрессорная станция, ГРС – газораспределительная станция

Устройство магистральных газопроводов. Магистральные газопроводы выполняются из стальных труб, соединяемых на сварке. Трубы изготавливаются из высококачественных углеродистых и легированных сталей диаметром 1220 и 1420 мм. Оптимальный диаметр газопровода и число компрессорных станций определяются технико-экономическим расчетом. Пропускная способность газопровода рассчитывается исходя из его годовой производительности.

Трассу газопровода следует выбирать максимально прямолинейной и по возможности проходящей по открытой местности со спокойным рельефом.

*Не разрешается прокладка магистральных газопроводов по территориям городов, населенных пунктов и промышленных предприятий; в одном тоннеле с железными и автомобильными дорогами, электрическими кабелями и другими трубопроводами; по автомобильным и железнодорожным мостам. Между магистральным газопроводом и границей города, населенного пункта или строением и сооружением должны выдерживаться расстояния от 25 до 250 м (**охранная зона МГ**) в зависимости от давления газа, диаметра газопровода и типа сооружения.*

Для отключения отдельных участков газопровода на ремонт или ликвидацию аварий на газопроводе устанавливается отключающая арматура не реже чем через 30 км. Отключающая арматура имеется также на каждом ответвлении от магистрального газопровода, с двух сторон пересечения водных преград; при прокладке газопровода по мосту по обеим сторонам моста; на участках, примыкающих к компрессорным станциям.

Компрессорные, газораспределительные станции и контрольно-регуляторные пункты должны иметь обводные линии с отключающей арматурой. Для выпуска газа из участка газопровода, расположенного между отключающей арматурой, должны предусматриваться продувочные свечи.

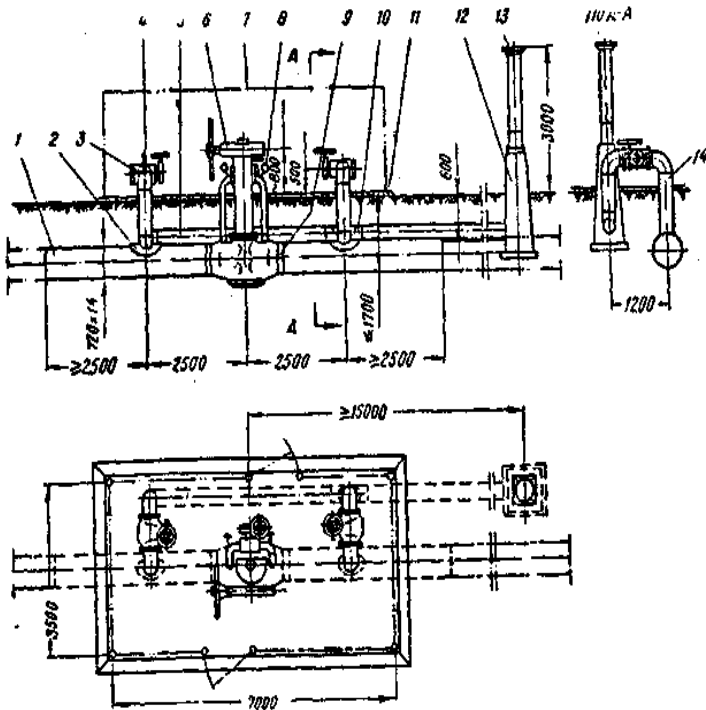


Рис. 1.9. Узел установки на газопроводе линейного крана D-700 мм ручным приводом

- 1 – труба Q 720x14, 2 – укрепляющее кольцо, 3 – кран D=200 мм, 4 – угольник, 5 – труба Q 219x7, 6 – кран D=700 мм, 7 – ограда; 8 – манометр, 9 – переходное; кольцо, 10 – тройник, 11 – отмотка или отсыпка, 12 – колонка свечи Q 219 мм, 13 – оголовок свечи 219x7, 14 – труба Q 219x10

На рис. 1.9 показана установка стального пробкового крана высокого давления 64 кгс/см² (6,4 МПа) на газопроводе. Основной кран вваривается непосредственно в магистральный газопровод. Для уменьшения усилия при открывании крана и предохранения от гидравлического удара он снабжен обводной линией с краном, позволяющим постепенно выравнять давления по обе стороны пробки основного крана. С двух сторон крана на обводной линии устанавливается по манометру. Конструкция узла предусматривает продувочную свечу, которая присоединяется к ма-

гистральному газопроводу с двух сторон крана. Узел ограждают металлической сеткой или открывающимся по всему периметру металлическим киоском.

Для удаления влаги из газопровода в пониженных его частях устанавливают водосборники. Конденсат периодически удаляют через трубку с помощью насоса или вакуум-цистерны. Трубка конденсатосборника располагается в футляре и имеет сверху отверстие диаметром около 2 мм. В результате такого устройства выравниваются давления в трубке и газопроводе, поэтому конденсат не может подняться в трубке, что исключает возможность его замерзания.

1.7 Технология осушки, очистки, одоризации и хранения газа

Осушка газа. Содержание влаги в газе при его транспортировке часто вызывает эксплуатационные затруднения. Влага может конденсироваться, образовывать ледяные пробки и кристаллогидраты, а в присутствии сероводорода и кислорода вызывать коррозию трубопроводов и оборудования. Во избежание перечисленных затруднений газ осушают.

При транспортировке осушенного газа трубопровод можно прокладывать на меньшую глубину. Наибольшие трудности при транспортировке газов по магистральным газопроводам возникают при образовании кристаллогидратов. Многие газы (метан, этан, пропан, бутан, углекислый газ и сероводород), насыщенные влагой, при определенных значениях температуры и давления образуют с водой (в жидкой фазе) соединения, называемые кристаллогидратами. Если влага удалена из газа и газ оказывается ненасыщенным, кристаллогидраты не образуются. Внешне кристаллогидраты похожи на белую снегообразную кристаллическую массу, а при уплотнении напоминают лед.

Для осушки газа применяют способы: абсорбционные, т.е. поглощение водяных паров жидкостями; адсорбционные, т.е. поглощение водяных паров твердыми сорбентами и др.

Широкое распространение получил абсорбционный способ осушки газа диэтиленгликолем и триэтиленгликолем, водные растворы которых обладают высокой влагоемкостью, нетоксичны, не вызывают коррозии металла и достаточно стабильны.

Очистка газа от сероводорода и углекислого газа. В горючих газах, используемых для газоснабжения городов, содержание сероводорода не должно превышать 2 г на 100 м³ газа. Содержание углекислого газа не должно превышать 2%.

Существуют сухие и мокрые методы очистки газа от H_2S . Сухие методы очистки газа основаны на применении твердых поглотителей, например, активированного угля. При мокрых методах очистки газа используют жидкие поглотители. Для удаления из транспортируемого газа CO_2 применяют промывку газа водой под давлением или очистку его водным раствором этаноламина. Для очистки от H_2S природных газов и газов, полученных на нефтеперерабатывающих заводах, широкое распространение получил этаноламиновый способ. Обычно при очистке газа от H_2S улавливается и CO_2 .

Одоризация газа. Природный газ не имеет запаха. Поэтому для своевременного выявления утечек газа ему придают запах – газ одорируют. В качестве одоранта применяют этилмеркаптан (C_2H_6SH). По токсичности качественно и количественно он идентичен сероводороду, имеет резкий неприятный запах. Количество вводимого в газ одоранта определяют таким образом, чтобы при концентрации в воздухе газа, не превышающей $1/5$ нижнего предела взрываемости, ощущался резкий запах одоранта. На практике средняя норма расхода этилмеркаптана для одоризации природного газа, поступающего в городские сети, установлена 16 г на 1000 м^3 .

Наибольшее распространение получили капельные и барботажные одоризаторы. На рис. 1.10 показана схема капельного одоризатора. В резервуаре 1 находится одорант, который периодически заливают в него через штуцер 2. По жидкостномерному стеклу 3 можно контролировать запас одоранта. Расход одоранта регулируют игольчатым вентилем 5, наблюдая через стекло 6 за спуском одоранта по числу капель в 1 мин.

В барботажных одоризаторах одорант испаряется при барботаже газа через него в специальных камерах. В этом случае целесообразно пропускать через одоризатор только часть газа и после насыщения парами одоранта подмешивать эту часть к основному потоку газа, идущему по газопроводу.

Хранение газа. Необходимость хранения газа возникает в силу неравномерности его потребления. В часы, когда подача газа потребителю превосходит его потребление, излишки газа направляются в газохранилище, с тем чтобы в часы пик аккумулированный газ направить потребителю. В настоящее время для хранения газа используют:

1. - концевые участки магистральных газопроводов;
2. - подземные хранилища.

Для покрытия суточной неравномерности потребления газа широко используют аккумулирующую емкость последнего участка магистрального газопровода. В периоды повышенного потребления и пиковых нагрузок используют аккумулированный газ.

Для выравнивания сезонной неравномерности служат **подземные хранилища**. В качестве подземных хранилищ в первую очередь используют истощенные газовые и нефтяные месторождения. Если вблизи центров потребления газа таковые отсутствуют, то хранилища сооружают в подземных водоносных пластах. Подземное хранение газа получило в мировой практике большое распространение. Построены газохранилища вблизи Москвы, Санкт-Петербурга и других городов.

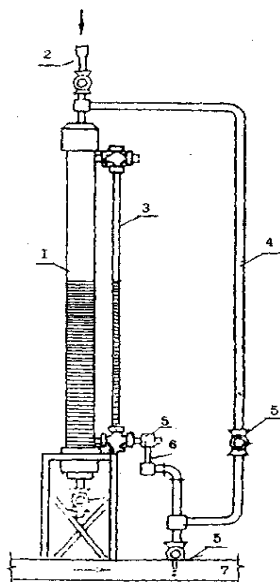


Рис. 1.10. Схема капельного одоризатора

- 1 – резервуар; 2 – штуцер для наполнения резервуара одорантом;
- 3 – указатель уровня; 4 – трубка для стабилизации давления;
- 5 – вентили игольчатые; 6 – стекло для контроля расхода одоранта; 7 – газопровод

В качестве подземных хранилищ используют **пласты пористых пород**. Хорошим коллектором является пласт, имеющий пористость не менее 15%. Во избежание потерь газа выбранный коллектор должен быть герметичным. Наибольшее значение имеют плотность и прочность кровли пласта. Кровля, состоящая из плотных пластичных глин или крепких известняков и доломитов без трещин толщиной 5-15 м, обеспечивает должную герметичность, предотвращая утечку газа. Снизу и сбоку газ, как правило, подпирается водой

Рабочая емкость газохранилища определяется верхним и нижним пределами допустимых давлений. Максимально допустимое давление в подземном газохранилище в основном зависит от глубины залегания пласта, плотности и прочности кровли и пород над хранилищем, геологических характеристик пласта и характеристик оборудования газохранилища. После извлечения газа из хранилища в нем остается определенный объем газа, который называется буферным или подушечным. Он создает минимально необходимое давление, обеспечивающее экономичную работу хранилища.

Для создания подземных газохранилищ в пластах водонапорных систем используют купола, т.е. складки, которые имеют погружение слоев во всех направлениях от свода. Газ закачивают в центральную часть купола, он вытесняет воду в специально пробуренные разгрузочные скважины, которые располагаются в виде кольцевой батареи.

РАЗДЕЛ 2. СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

2.1 Общие сведения и понятия о системах газоснабжения и газораспределения

Система газоснабжения городов может базироваться на природном газе, подаваемом в город или в другой какой-либо населенный пункт по магистральному газопроводу, сжиженном газе или на смеси паров пропана и бутана с воздухом.

Природный газ основное топливо в системе газоснабжения.

Система газоснабжения городов и поселков состоит из источника газоснабжения, газораспределительной сети и внутреннего газового оборудования.

При использовании природного газа источником газоснабжения городов является магистральный газопровод, а при использовании сжиженного газа – газонаполнительные станции сжиженных газов, которые получают газ по магистральным трубопроводам сжиженного газа, железной дороге, автомобильным или водным транспортом.

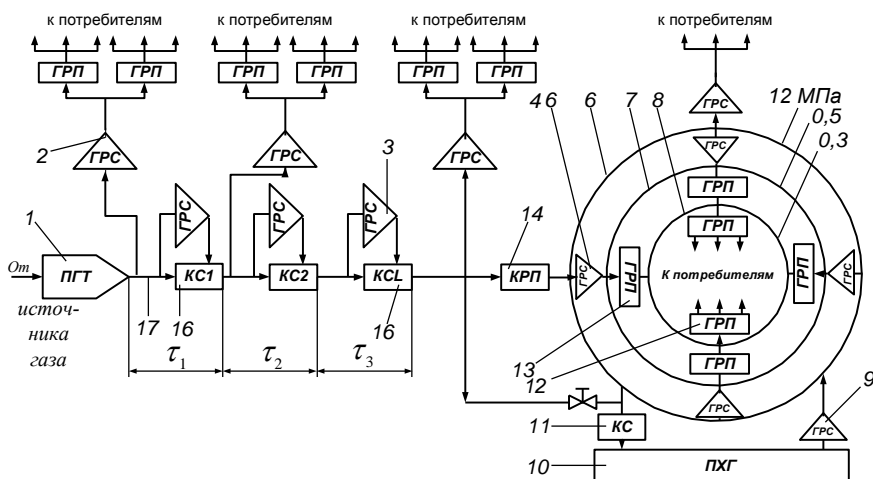


Рис.2.1. Структурная схема системы газоснабжения:

- 1 – система подготовки газа к транспорту (ПГТ);
- 2 – ГРС попутных отборов газа;
- 3 – ГРС для собственных нужд КС;
- 4 – газораспределительный пункт (ГРП) попутного газа по трассе магистрального газопровода;
- 5 – ГРС системы газоснабжения;

- 6 – кольцо системы газоснабжения высокого давления (1,2 МПа);
- 7 – кольцо системы газоснабжения высокого давления (0,6 МПа);
- 8 – кольцо системы газоснабжения среднего давления (0,3 МПа);
- 9 – ГРС подземного хранения газа; 10 – подземное хранилище газа (ПГХ); 11 – КС для закачки в подземное хранилище газа;
- 12 – ГРП системы газоснабжения кольца среднего давления;
- 13 – ГРП системы газоснабжения кольца высокого давления;
- 14 – контрольно-регистрирующий пункт (КРП) магистрального газопровода; 15 – конечная КС магистрального газопровода;
- 16 – начальная КС магистрального газопровода;
- 17 – линейный участок магистрального газопровода,
L1, L2, L3 – длины линейных участков

Система газоснабжения и газораспределения города (поселка) – газопроводы от ГРС до потребителей, установки СУГ, сооружения на газопроводах и средства защиты от электрохимической коррозии, ГРП, газопроводы, газовое оборудование промышленных и сельскохозяйственных производств, котельных, административных, общественных и жилых зданий

Газораспределительная сеть – технологический комплекс газораспределительной системы, состоящий из наружных газопроводов поселений (городских, сельских и других поселений), включая межпоселковые, от выходного отключающего устройства газораспределительной станции (ГРС), или иного источника газа, до вводного газопровода к объекту газопотребления.

Газовая распределительная сеть представляет собой систему трубопроводов и оборудования, служащих для транспорта и распределения газа внутри города. Газопроводы распределительной сети условно делятся на магистральные и распределительные. По магистральным газопроводам газ передается из одного района города в другой, а по распределительным газопроводам – непосредственно потребителям. В газораспределительную сеть входят сооружения на газопроводах, средства электрохимической защиты, газорегуляторные пункты (ГРП, ГРПБ), шкафные регуляторные пункты (ШРП), система автоматизированного управления технологическим процессом распределения газа (АСУ ТПРГ).

Газовое хозяйство организации – газопроводы, установки очистки газа, сооружения на газопроводах, средства защиты от электрохимической коррозии, ГРП, ГРУ, газооборудование газифицированных производств, котельных и других зданий, размещенных на территории организации

Газоиспользующие установки – котлы, производственные печи, технологические линии, утилизаторы и другие установки, использующие газ в качестве топлива для выработки тепловой энергии на централизованное отопление, горячее водоснабжение и технологию различных производств

Газовое оборудование административных, общественных и жилых зданий – газопроводы, газовые приборы и аппараты, в том числе ресторанный типа (технические изделия полной заводской готовности), использующие газ в качестве топлива для пищевого приготовления и горячего водоснабжения, а также для централизованного отопления.

Газорегуляторный пункт (ГРП), установка (ГРУ) – технологическое устройство, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительных сетях.

Сеть газопотребления – производственный и технологический комплекс системы газопотребления, включающий в себя сеть внутренних газопроводов, газовое оборудование, систему автоматики безопасности и регулирования процесса сгорания газа, газоиспользующее оборудование, здания и сооружения, размещенные на одной производственной территории (площадке).

Опасная концентрация газа – концентрация (объемная доля газа) в воздухе, превышающая 20% от нижнего концентрационного предела распространения пламени.

Газоопасные работы – работы, выполняемые в загазованной среде, или при которых возможен выход газа.

Огневые работы – любые работы, связанные с применением открытого огня.

Противоаварийная защита – устройство аварийного отключения газа

Блокировка – устройство, обеспечивающее невозможность пуска газа или включение агрегата при нарушении персоналом требований безопасности

Сигнализация – устройство, обеспечивающее подачу звукового или светового сигнала при достижении предупредительного значения контролируемого параметра

Система технического обслуживания и ремонта – совокупность взаимосвязанных средств, материалов, документации и исполнителей, необходимых для предупреждения неисправностей в системах газоснабжения

Техническое обслуживание – контроль за техническим состоянием, очистка, смазка, регулировка и другие операции по

поддержанию работоспособности и исправности газопроводов, газоиспользующих установок и газовых приборов

Ремонт – комплекс операций с разборкой, восстановлением или заменой деталей и узлов, после выполнения которых гарантируется исправность и безаварийность газопроводов и газового оборудования на последующий срок эксплуатации

Диагностика – комплекс организационных и инженерно-технических мероприятий, предназначенных для определения технического состояния газопроводов, газового оборудования (технических изделий) по истечении расчетного ресурса работы с целью определения остаточного ресурса с разработкой рекомендаций, обеспечивающих его безопасную эксплуатацию на весь срок продления жизненного цикла или обоснования необходимости замены

Городские системы газоснабжения начинаются с газораспределительных станций (ГРС), в которые газ поступает из магистральных газопроводов, и состоят из газопроводов различных давлений с арматурой и оборудованием и из газорегуляторных пунктов

2.2 Газораспределительные станции

2.2.1 Назначение, общие требования к территории ГРС

Газораспределительная станция (ГРС) является основным объектом в системе магистральных газопроводов, функцией которой является понижение давления газа в трубопроводе и его подготовка для потребителя.

Газораспределительные станции (ГРС) должны обеспечивать подачу потребителям (предприятиям и населённым пунктам) газа обусловленного количества с определённым давлением, степенью очистки и одоризации.

Для снабжения газом населённых пунктов и промышленных предприятий от МГ сооружаются отводы, по которым газ поступает на газораспределительную станцию.

На ГРС осуществляются следующие основные технологические процессы:

- очистка газа от твёрдых и жидких примесей;
- снижение давления (редуцирование);
- одоризация;
- учёт количества (расхода) газа перед подачей его потребителю.

ГРС предназначены для подачи газа населенным пунктам, промышленным предприятиям и другим потребителям в заданном

количестве, с определенным давлением, необходимой степенью очистки, одоризации и учетом расхода газа.

Основное назначение ГРС – снижение давления газа и поддержание его на заданном уровне. Газ с давлением 0,3 и 0,6 МПа поступает на городские газораспределительные пункты, газорегулирующие пункты потребителя и с давлением 1,2 и 2 МПа – к специальным потребителям (ТЭЦ, ГРЭС, АГНКС и тд.). На выходе ГРС должна обеспечиваться подача заданного количества газа с поддержанием рабочего давления в соответствии с договором между ЛПУ МГ и потребителем с точностью до 10%.

ГРС должны обеспечивать автоматическое поддержание (регулирование) выходного давления газа, подаваемого потребителю, с относительной погрешностью не более 10 % от установленного рабочего давления.

Требования к территории ГРС: Территория ГРС должна быть ограждена и содержаться в надлежащем техническом и санитарно-гигиеническом состоянии, обеспечивающем соблюдение требований по пожарной охране и охране окружающей среды. На ограждении территории ГРС должна быть табличка с названием станции и указанием номера телефона ЛПУ и её принадлежности к Организации, а также лица, ответственного за эксплуатацию ГРС.

Для входа на территорию ГРС в ограждении должна быть сделана калитка, а для въезда автотранспорта – ворота. Калитка и ворота должны запираются на замки. Для вызова оператора необходимо установить звуковой сигнал.

Для въезда на ГРС предусматривается подъездная дорога с площадкой для стоянки автотранспорта, на которой устанавливаются знаки «Движение запрещено» и «Газ – с огнем не приближаться».

Территория ГРС и подъездная дорога (площадка для а/м) не должны иметь неровностей, шурфов, котлованов, приямков и промоин, бордюры не должны иметь просадок и перекосов.

Пешеходные дорожки зимой должны очищаться от снега и наледи, а летом подметаться.

На калитках, воротах ограждения территории и дверях здания ГРС, должны вывешиваться соответствующие таблички и надписи

Маркировочные щитки, надписи и предупреждающие знаки должны располагаться, с учетом местных условий, в наиболее ответственных пунктах коммуникаций и хорошо освещаться или подсвечиваться.

Основные работы по содержанию территории ГРС осуществляются оператором ГРС.

На территории ГРС должны быть предусмотрены (в соответствии с проектом):

- туалет;
- операторная с умывальником (кроме централизованной формы обслуживания);
- мастерская для ремонта оборудования (на вновь вводимых и реконструируемых ГРС);
- запас питьевой и технической воды или стационарный источник воды (кроме централизованной формы обслуживания).

Для исключения возможности доступа посторонних лиц к оборудованию и приборам ГРС, её территория в соответствии с проектом должна быть ограждена, высота ограждения должна быть не менее 2 метров.

ГРС должна быть оснащена:

- а) охранной сигнализацией, сигнализирующей о проникновении посторонних лиц;
- б) колючей проволокой по периметру ограждения.

Охранная зона ГРС и газопровода-отвода устанавливается согласно «Правилам охраны магистральных трубопроводов».

2.2.2 Состав оборудования и описание технологической схемы ГРС

Состав оборудования на ГРС должен соответствовать проекту и паспортам заводов изготовителей. Любые изменения в составе оборудования должны быть в соответствии с требованиями Федерального закона «О промышленной безопасности опасных объектов», согласованы с проектной организацией, Газнадзором ОАО «Газпром», Госгортехнадзором России с одновременной корректировкой технологической схемы и других НТД, находящихся в ЛПУМГ и на ГРС. Арматура и оборудование ГРС должны иметь номера или бирки с номером, соответствующим обозначению в технологической схеме.

На рисунке 2.2 представлена технологическая схема ГРС, где обозначены основные узлы ГРС, каждый из которых имеет своё назначение.

Основные узлы ГРС:

1. Узел переключения;
2. Узел очистки газа;
3. Узел подогрева;
4. Узел редуцирования;

2.2.3 Оборудование ГРС. Блок (узел) переключения

Блок переключения предназначен для защиты системы газопроводов потребителя от возможного высокого давления газа и для подачи газа потребителю, минуя ГРС, по (обводной) байпасной линии с применением ручного регулирования давления газа во время ремонтных и профилактических работ на станции. Блок переключения состоит: из *кранов* на входном и выходном газопроводах, *обводной линии* и *предохранительных клапанов*.

Обводная линия – для переключения потока газа высокого давления с автоматического на ручное регулирование давления. Нормальное положение запорной арматуры на обводной линии – закрытое. *Краны* обводной линии должны быть опломбированы службой ГРС. Обводная линия должна подключаться к выходному газопроводу перед одоризатором (по ходу газа). На обводной линии располагаются два запорных органа: первый по ходу газа – *отключающий кран*; второй – для дросселирования, *кран-регулятор*.

Предохранительные клапаны. Предохранительный клапан – автоматическое устройство для сброса давления, приводимое в действие статическим давлением, возникающим перед клапаном, и отличающееся быстрым полным подъёмом золотника за счёт динамического действия выходящей из сопла струи сбрасываемой среды.

Предохранительные клапаны чаще всего применяются для защиты сосудов аппаратов, емкостей, трубопроводов и другого технологического оборудования при чрезмерном превышении давления. Предохранительный клапан обеспечивает безопасную эксплуатацию оборудования в условиях повышенных давлений газа или жидкости.

При повышении в системе давления выше допустимого предохранительный клапан автоматически открывается и сбрасывает необходимый избыток рабочей среды, тем самым предотвращая возможность аварии. После окончания сброса давление снижается до величины, меньшей начала срабатывания клапана, предохранительный клапан автоматически закрывается и остаётся закрытым до тех пор, пока в системе вновь не увеличится давление выше допустимого.

Основной характеристикой предохранительных клапанов является их пропускная способность, определяемая количеством сбрасываемой жидкости в единицу времени при открытом клапане.

Количество предохранительных клапанов, их размеры и пропускная способность должны быть выбраны по расчету так, чтобы

в защищаемом объекте не создавалось давление, превышающее рабочее более, чем указано в Таблице 2.1.

Таблица 2.1

№ п/п	Наименование оборудования	Параметры настройки ППК	Основание
1. 1	ГРП, ГРУ, ШРП	не более, чем на 15% от P _{раб.}	п.2.4.22. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления.
2.	ГРС	не более, чем на 12% от P _{раб.}	п. 6.2.12. ПТЭ МГ ВРД 39-1.10-006-2002

Наибольшее распространение получили пружинные предохранительные клапана (ППК).

На ГРС применяются клапаны предохранительные полноподъемные фланцевые ППК-150-16 и ППК-150-40 предназначенные для жидких и газообразных неагрессивных сред, при рабочем давлении до 16 и 40 кг/см² соответственно. Исполнение клапанов – закрытое, герметичное. Они установлены на выходных газопроводах и настроены на давление срабатывания 3,3 и 13,2 кг/см².

Применяют клапаны типа СППК (специальный полноподъемный предохранительный клапан) рис.2.3 и ППК (пружинный полноподъемный предохранительный клапан) рис. 2.4. Между предохранительными клапанами ставят трёхходовой кран, всегда открытый на один из предохранительных клапанов. Между газопроводом и клапанами отключающая арматура устанавливаться не должна.

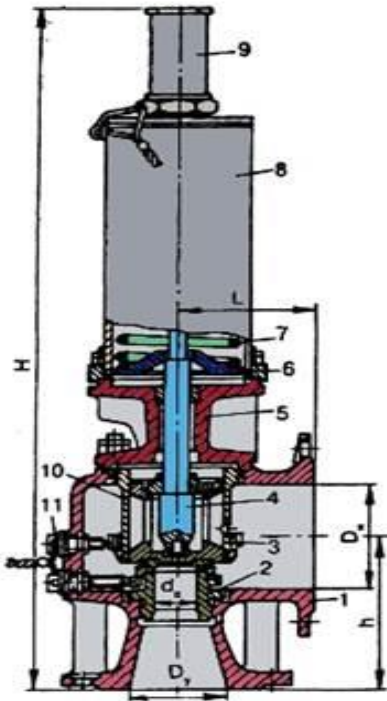


Рис.2.3 Клапан типа СППК4Р.

1 – корпус; 2 – сопло;
3 – золотник; 4 – шток;
5 – разделитель; 6 – опорная шайба; 7 – пружина; 8 – крышка;
9 – колпак; 10 – направляющая втулка; 11 – стопорный винт.

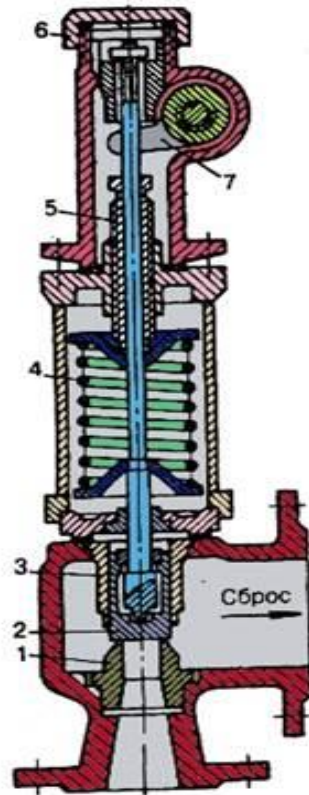


Рис.2.4 Предохранительный сбросной клапан типа ППК – 4.

1 – седло клапана; 2 – золотник клапана; 3 – сопло клапана;
4 – пружина; 5 – регулировочная втулка; 6 – разделительная перегородка; 7 – рычажный механизм.

В процессе эксплуатации клапаны следует опробовать на срабатывание 1 раз в месяц, а в зимнее время- один раз в 10 дней с записью в оперативном журнале.

Проверку и регулировку предохранительных клапанов проводят два раза в год, о чём делают соответствующую запись в журнале.

Каждый предохранительный клапан должен иметь табличку (бирку), на которой должны быть указаны регистрационный номер,

рабочее давление ($P_{раб}$), давление срабатывания ($P_{сраб}$), дата настройки, дата следующей настройки.

Бирка должна быть выполнена из алюминия или на бумажной основе с ламинированным покрытием и иметь хвостовик с отверстием под пломбировочную проволоку и шпильку фланцевого разъёма корпуса ППК.

Каждый предохранительный клапан должен быть опломбирован. Пломбировочная проволока должна соединять: бирку, колпак регулировочного винта и винты регулировки положения седла. На шток предохранительного сбросного клапана СППК4Р, с одной стороны действует давление газа из выходного газопровода, а с другой – усилие сжатой пружины. Если давление газа на выходе из ГРС превысит заданное, то газ, преодолевая усилие сжатой пружины, поднимает шток и соединяет выходной газопровод с атмосферой. После снижения давления газа в выходном газопроводе шток под действием пружины возвращается в исходное положение, перекрывая проход газа через сопло клапана, разобщая таким образом выходной газопровод с атмосферой. В зависимости от давления настройки предохранительные клапаны комплектуют сменными пружинами.

Помимо клапанов типа СППК широко применяют пружинные предохранительные клапаны типа ППК-4 на условное давление 16 кгс/см². Клапаны этого типа снабжены рычагом для принудительного открытия и контрольной продувки газопровода. Пружина регулируется регулировочным винтом.

Давление газа из газопровода поступает под запорный клапан, который удерживается в закрытом положении пружинной через посредство штока. Натяжение пружины регулируется винтом. Кулачковый механизм позволяет производить контрольную продувку клапана: поворотом рычага усилие через валик, кулачок и направляющую втулку передаётся на шток. Он поднимается, открывает клапан и происходит продувка, которая указывает, что клапан работает и сбросной трубопровод не засорен.

Клапаны ППК-4 в зависимости от номера установленной пружины могут настраиваться на срабатывание в диапазоне давлений 0,5 до 16 кгс/см².

Для сброса газа в атмосферу необходимо применять вертикальные трубы (колонки, свечи) высотой не менее 5 м от уровня земли; которые выводят за ограду ГРС на расстояние не менее 10 м. Каждый предохранительный клапан должен иметь отдельную выхлопную трубу.

Допускается объединение выхлопных труб в общий коллектор от нескольких предохранительных клапанов с одинаковыми давлениями газа. При этом общий коллектор рассчитывают на одновременный сброс газа через все предохранительные клапаны.

2.2.4 Блок (узел) очистки газа на ГРС. Назначение, устройство

Блок (узел) очистки газа на ГРС позволяет предотвратить падение механических примесей и конденсата в оборудование, в технологические трубопроводы, в приборы контроля и автоматики станции и потребителей газа.

Наибольшая трудность, при очистке газа – образование гидратов углеводородных газов: белых кристаллов, напоминающих снегообразную кристаллическую массу. Твёрдые гидраты образуют метан и этан, пропан образует жидкие гидраты. При наличии в газе сероводорода формируются как твёрдые, так и жидкие гидраты.

Гидраты – нестабильные соединения, которые при понижении давления и повышении температуры легко разлагаются на газ и воду. Они выпадают при редуцировании газа, обволакивая клапаны регуляторов давления газа и нарушая их работу. Кристаллогидраты откладываются и на стенках измерительных трубопроводов, особенно в местах сужающих устройств, приводя тем самым к погрешности измерения расхода газа. Кроме того, они забивают импульсные трубки, выводя из строя контрольно-измерительные приборы.

Для очистки газа на ГРС должны применяться пылевлагоулавливающие устройства, различной конструкции, обеспечивающие подготовку газа для стабильной работы оборудования ГРС.

Узел очистки газа должен быть оснащен устройствами для удаления жидкости и шлама в сборные емкости, оборудованные устройствами замера уровня, а также механизированной системой их удаления в транспортные емкости, из которых жидкость, по мере накопления, вывозится с территории ГРС. Емкости должны быть рассчитаны на максимальное разрешенное рабочее давление подводящего газопровода-отвода.

Этот блок должен обеспечить такую степень очистки газа, когда концентрация примеси твёрдых частиц размером 10 мкм не должна превышать 0,3 мг/кг, а содержание влаги должно быть не больше величин, соответствующих состоянию насыщения газа. На ГРС предусмотрена одноступенчатая очистка газа. От механических примесей и конденсата природный газ очищают с помощью газосепараторов по ОСТ 26-02645-72. На монтажной площадке ГРС

установлены три газосепаратора, работающих параллельно. Скорость движения газа в них не должна быть более 0,5-0,6 м/с. Газосепараторы подбирают с таким расчётом, чтобы при остановке одного из них, скорость газа в работающем не превышала 1 м/с. Газосепараторы должны быть теплоизолированы и установлены на отдельных фундаментах. Расстояние между ними – не менее их диаметра с теплоизоляцией.

Очистка газа от механических примесей и конденсата в газосепараторе происходит за счёт:

- 1) изменения направления движения газа на 180°C ;
- 2) снижения скорости движения газа до 0,5-0,6 м/с ($v_b < v_0$, где v_b – скорость витания механических частиц в газосепараторе; v_0 – скорость оседания механических частиц в газосепараторе);
- 3) движения газа в насадке, где отбиваются (выделяются) механические примеси и капли конденсата, которые падают на коническое дно газосепаратора. Как показывает практика, наименьший каплеунос конденсата происходит в газосепараторах с сетчатыми насадками.

Для очистки газа на ГРС установлены сетчатые газосепараторы типа ГС-8,8-1600 рис.2.5. На ГРС малой пропускной способности для очистки газа от механических примесей применяют висциновые и сетчатые фильтры

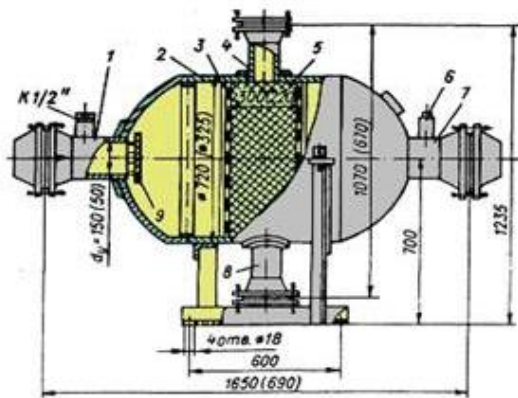


Рис. 2.5. Висциновый фильтр

- 1 — патрубок входной; 2 — корпус фильтра; 3 — перфорированная сетка; 4 — люк нагрузочный; 5 — засыпка (мелкие металлические или керамические кольца 15x15 мм); 6 — штуцер; 7 — патрубок выходной; 8 — люк разгрузочный; 9 — отбойный лист.

Такие фильтры состоят из корпуса, внутри которого смонтирована кассета (насадка), заполненная кольцами Рашига.

Эти кольца бывают металлические и керамические. В основном применяют металлические $15 \times 15 \times 0,5$ мм. Кольца Рашига смазывают висциновым маслом (60% цилиндрического масла плюс 40% солярового).

Принцип работы висцинового и сетчатого фильтра следующий: частички механических примесей, попадая с потоком газа в фильтр, проходят через смоченные висциновым маслом кольца Рашига, меняя свое направление, и прилипают к поверхности колец.

Как только перепад давления газа на входе в фильтр и на выходе из него возрастает, что свидетельствует о загрязнённости насадки, кольца фильтра очищают паром, промывают содовым раствором, после чего их смазывают чистым висциновым маслом. Процесс очистки и восстановления работоспособности висцинового и сетчатого фильтра весьма трудоёмок, так как осуществляется вручную. Частые очистка и восстановление работоспособности фильтра обусловлены тем, что масляная активная плёнка с колец Рашига быстро растворяется и смывается конденсатом, находящимся в природном газе.

Висциновые и сетчатые фильтры предназначены для очистки газа только от механических примесей

При эксплуатации устройства очистки газа обеспечивать визуальный контроль состояния фильтрующих и поглотительных элементов устройства подготовки газа;

регулярно производить замену фильтрующих и поглотительных элементов устройства путем подключения резервного оборудования.

Дренажные и сливные линии, запорная арматура на них должны быть защищены от обмерзания.

Для предотвращения самовозгорания пиррофорных соединений аппарата очистки, перед вскрытием, его необходимо заполнить водой или паром.

Во время вскрытия, осмотра и очистки внутренние поверхности стенок аппаратов необходимо обильно смачивать водой.

Извлекаемые из аппаратов отложения, содержащие пиррофорное железо, необходимо собирать в металлическую тару с водой, а по окончании работы немедленно удалять с территории ГРС и закапывать в специально отведенном месте, безопасном в пожарном и экологическом отношении

2.2.5 Блок (узел) подогрева газа на ГРС. Назначение, устройство и работа подогревателя газа

Блок подогрева газа (блок предотвращения гидратообразования), служит для общего подогрева газа, проходящего через ГРС. Наибольшие трудности при редуцировании (понижении давления) газа возникают из-за образования гидратов, которые в виде твердых кристаллов оседают на стенках трубопроводов в местах установки сужающих устройств, на клапанах регуляторов давления газа, в импульсных линиях КИП. В качестве методов по предотвращению **гидратообразования** применяют общий или частичный подогрев газа, местный обогрев корпусов регуляторов давления и ввод метанола в коммуникации газопровода. Наиболее широко применим первый метод, второй – менее эффективен, третий дорогостоящий.

Для общего подогрева применяют огневые и водяные подогреватели. Основные элементы огневых подогревателей: огневая камера, змеевик по которому проходит подогреваемый газ, горелка, байпасная линия, дымовая труба, контрольно-запальное устройство и автоматика регулирования.

Для общего подогрева газа на ГРС применяют водяные подогреватели типа ПТПГ-30, или водяные подогреватели «СЕКОМЕТАЛ» производства Франции, так как их схемы практически идентичны будем рассматривать подогреватель на базе ПТПГ-30, как наиболее широко распространенный в применении.

Устройство и работа подогревателя.

Подогреватель топливного и пускового газа ПТПГ-30 является трубчатой печью и предназначен для непрямого нагрева перед дросселированием топливного и пускового газа на компрессорных станциях, а также для подогрева газа на газораспределительных станциях и для других потребителей газа.

Подогреватель осуществляет автоматическое поддержание температуры газа в интервале от 15°C до 70°C.

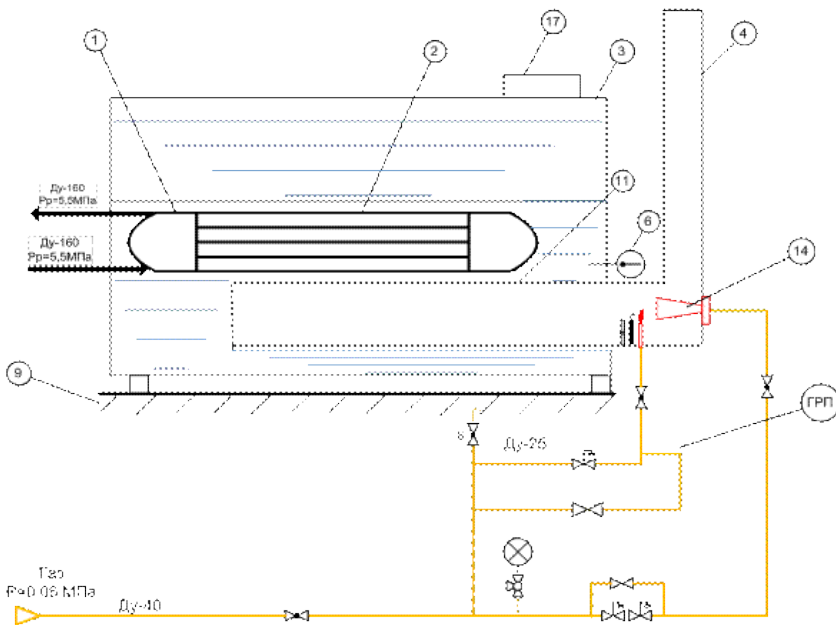


Рис. 2.6 Устройство подогревателя ПТПГ-30

ПТПГ-30 представляет собой корпус подогревателя 3 (см.рис. 2.6), в который встроены пучок трубный 2, теплогенератор 11, камера разделительная 1.

Корпус подогревателя 3 заполняется промежуточным теплоносителем (далее ПТ). Теплогенератор 11 и пучок трубный 2 погружены в ПТ, уровень которого контролируется по рамке указателя уровня 6.

На корпусе подогревателя 3 закреплен пункт газорегулирующий за свечой 8, люк предохранительный 17 для аварийного выброса газа в случае прорыва газа из трубного пучка 2. Для улавливания продуктов сгорания из теплогенератора 11 установлен дымоход 4. Корпус подогревателя 3 установлен и закреплен на салазках 9. Принцип работы подогревателя заключается в следующем: газ из выходного коллектора 3,0 кг/см² поступает в пункт шкафной газорегулирующий (ПШГР), где его давление снижается до уровня 0,03 – 0,069 МПа и подается на блок горелок 14, где происходит его сжигание. Продукты сгорания газа через теплогенератор 11 поступают в дымоход 4, откуда удаляются в атмосферу. Высота ды-

мохода 4 обеспечивает рассеивание продуктов сгорания до предельно-допустимой концентрации (ПДК). Теплота продуктов сгорания через стенки труб теплогенератора 11 передается ПТ.

Холодный газ из входного коллектора узла подогрева газа давлением 5,5 МПа поступает в один из двух отсеков камеры разделительной 1, а затем в двухходовой трубный пучок 2, где нагревается от промежуточного теплоносителя. Нагретый газ возвращается во второй отсек разделительной камеры 1 и поступает в выходной коллектор узла подогрева.

2.2.6 Блок (узел) редуцирования ГРС

Блок редуцирования предназначен для снижения высокого входного давления газа $P_{вх}$ = от 12 до 75 кгс/см² до низкого выходного = от 3 до 12 кгс/см² и автоматического поддержания заданного давления на выходе из узла редуцирования, а также для защиты газопровода потребителя от недопустимого повышения давления. Блок редуцирования состоит из двух линий (ниток) редуцирования: рабочей и резервной. Обе они имеют одинаковое оборудование: последовательно установленные входной пневмоприводной запорный кран, резервный регулятор давления газа, рабочий регулятор и выходной запорный кран с ручным или пневматическим приводом. При повышении давления газа на выходе из блока редуцирования в работу включается резервный регулятор.

Условный диаметр прохода регулятора давления или регулирующего клапана должен соответствовать фактической производительности с учётом числа линий редуцирования. Для защиты потребителя от повышения-понижения давления должна автоматически включаться резервная линия редуцирования. Линии редуцирования газа должны быть оборудованы сбросными свечами.

На ГРС применяются регуляторы давления прямого и непрямого действия. Регуляторы прямого действия – перемещение регулирующего органа осуществляется за счёт энергии регулируемого потока газа. Регулятор давления непрямого действия представляет собой дроссельное устройство, приводимое в действие мембраной, находящейся под воздействием регулируемого давления. Всякое изменение давления газа вызывает перемещение мембраны, а вместе с ней и изменение проходного сечения дроссельного устройства, что влечёт за собой уменьшение или увеличение количества газа, протекающего через регулятор.

Регуляторы давления непрямого действия – в которых производится перемещение регулирующего органа за счёт энергии от

постороннего источника. В регуляторах давления непрямого действия с командными приборами уравнивание усилий от давления газа на мембрану осуществляется не грузами, пружинами или постоянным давлением газа, а давлением газа, которое устанавливают вспомогательным устройством, называемым командным прибором.

Регуляторы давления типа РД-25-64, РД-40-64. предназначены для автоматического регулирования давления газа «после себя» на объектах магистральных газопроводов высокого давления (ГРС, установках очистки и осушки газа, газовых промыслах и др.). Регуляторы – статические, прямого действия, работают без постороннего источника энергии.

Техническая характеристика регуляторов РД-25-64, РД-40-64

	РД-25-64	РД-40-64
Условный проход D_y , мм		
Давление условное P_y , кгс/см ²		
Диаметр сменного седла D_c , мм	16; 20	20; 32
Полный ход регулирующего органа, мм	8,0	12,0
Верхний предел настройки, кгс/см ² не более		
Тип присоединения к трубопроводу	фланцевый	фланцевый
Масса, кг, не более		

Регуляторы давления газа типа РДУ. Регуляторы непрямого действия с усилителем типа РДУ выпускаются следующих модификаций: РДУ-50, РДУ-80.

Регуляторы РДУ каждого типоразмера имеют три основных узла (унифицированные для всех типоразмеров): исполнительное устройство, усилитель и редуктор перепада.

Техническая характеристика регуляторов давления типа РДУ:

	РДУ-50	РДУ-80
Условный проход D_y , мм		
Давление условное P_y , кгс/см ²		
Диапазон изменения входного давления, кгс/см ²	12-55	12-55
Диапазон настройки выходного давления, кгс/см ²	2,5-16	2,5-16
Коэффициент пропускной способности $K_v \pm 10\%$, т/ч		
Перепад давления на регулятор, кгс/см ² , макс/мин	52,5/3	52,5/3
Масса, кг		
Тип присоединения к трубопроводам	фланцевый	фланцевый

Исполнительное устройство является конечным звеном системы автоматического регулирования. При перемещении затвора изменяется проходное сечение устройства, а следовательно, количество проходящего газа. Это обеспечивает поддержание выходного давления на заданном значении при колебании газопотребления. Перемещение затвора происходит за счет изменения управляющего давления, поступающего на привод исполнительного устройства от усилителя.

Усилитель непрерывно измеряет выходное давление, сравнивает его с заданным при настройке, и в случае отклонения от заданного изменяет управляющее давление. Для питания усилителя используется энергия входного давления. Мембранно-пружинный механизм усилителя включает в себя две эластичные мембраны, жестко связанные с помощью муфты, стакана, втулки и двух дисков, а также пружину сжатия. Натягивается она за счет вращения регулировочного винта. Клапанное устройство состоит из подающего седла, выполненного в виде отверстия во втулке, клапана двойного действия с пружиной и сбросного седла, зажатого между муфтой и втулкой. Через отверстие А во втулке давление питания (от редуктора) подается на усилитель, а через отверстие Б в корпусе - управляющее давление - на привод исполнительного устройства. В контрольную камеру В через отверстие Г поступает регулируемое давление из выходного трубопровода.

Редуктор перепада давления предназначен для снижения высокого входного давления и поддержания постоянного перепада между давлением питания усилителя и входным давлением. Газ с входным давлением через отверстие А поступает в полость Б, проходит через зазор, образуемый клапаном и седлом, редуцируется и идет на питание усилителя. Величина давления питания усилителя зависит от усиления сжатия пружины и превышает выходное давление, которое подается в полость В редуктора (примерно на «2-3 кгс/см²).

Принцип действия регулятора РДУ следующий. Газ высокого давления (55 кгс/см²) из подводящего газопровода поступает в полость А исполнительного устройства, проходит через зазор, образуемый затвором и седлом, и редуцируется. Выходное давление устанавливается за счёт настройки усилителя.

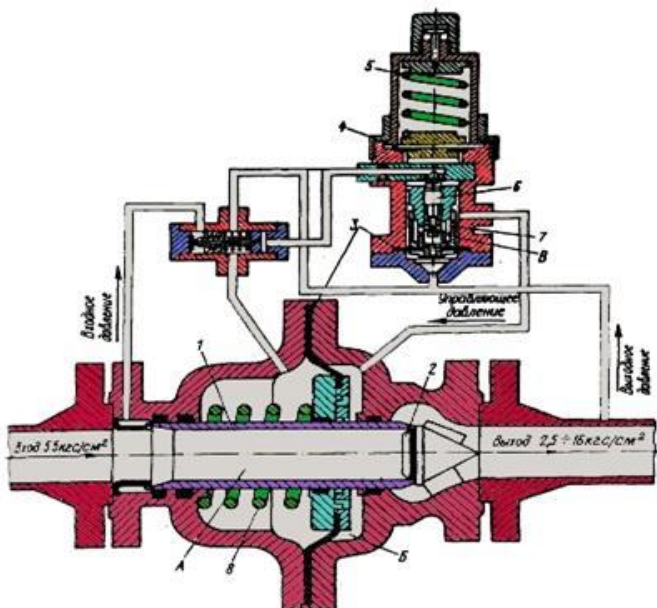


Рис.2.7 Схема регулятора давления газа типа РДУ

- 1 — затвор; 2 — седло клапана; 3, 4 — мембраны; 5 — пружина;
6 — клапан; 7 — сбросное седло; 8 — возвратная пружина.

Отклонение выходного давления в результате изменения газопотребления или входного давления воспринимается чувствительным элементом усилителя (мембраной). С помощью клапана

усилителя преобразуется в пневматический сигнал, поступающий в полость Б привода исполнительного устройства.

Автоматическое поддержание выходного давления в заданных пределах осуществляется следующим образом: повышение его вызывает перемещение подвижной системы усилителя, состоящей из двух жёстко связанных мембран, вверх за счёт нарушения равновесия действующих на неё сил: усилия пружины, с одной стороны, и выходного давления – с другой. При этом сбросное седло отходит от клапана, что приводит к стравливанию некоторого количества газа из полости В усилителя и полости Б привода исполнительного устройства. Управляющее давление понизится и затвор под действием возвратной пружины пойдёт на закрытие. Расход газа через регулятор уменьшается до восстановления выходного давления в заданных пределах. При уменьшении выходного давления регулятор работает в обратном порядке.

Порядок включения регуляторов давления в работу.

Регуляторы давления газа включаются в работу согласно заводской инструкции об эксплуатации РД и в соответствии с инструкцией по эксплуатации ГРС, ГРП.

Включение РД прямого действия в работу.

1. Проверить все линии импульсные, соединения, запорную арматуру, КИП.

2. Открыть запорную арматуру на импульсных линиях, до и после регулятора.

3. Подать команду на РД, согласно технологического режима.

4. Открыть кран перед регулятором давления.

5. Приоткрыть кран после регулятора давления, следить за давлением газа на выходе, слушать работу клапана.

6. При установившейся работе регулятора давления открыть кран после РД полностью.

7. Проследить за устойчивостью работы РД.

Включение РД непрямого действия в работу.

1. Проверить наружным осмотром все трубопроводы и соединения, запорную арматуру и КИП.

2. Подать питание на командный прибор РД $P=1,2 \div 1,5$ кгс/см²

3. Открыть кран после регулятора, задатчиком давления, закрыть клапан регулирующий.

4. Плавно приоткрыть кран перед регулирующим клапаном, при этом проверить как держит давление регулирующий клапан.

5. Приоткрыть клапан задатчиком давления, подняв давление на манометре РД до 0,2 кгс/см² ВО, пронаблюдать по манометру выходному.

6. Если клапан работает нормально, то отрегулировать Рвыход до заданного, открыть кран до клапана полностью.

7. Пронаблюдать за устойчивостью работы РД.

2.2.7 Блок (узел) учета газа

Блок (узел) учета газа предназначен для коммерческого учета газа (измерения расхода). Число линий измерения зависит в основном от числа выходных газопроводов из ГРС. Для измерения расхода газа на ГРС чаще применяют сужающие устройства в комплекте с дифманометрами; в последнее время нашли широкое применение многониточные измерительные микропроцессорные комплексы «Суперфлоу», «Гиперфлоу». Комплекс позволяет определить объем и расход природного газа с учетом введенных вручную значений плотности при нормальных условиях, содержащихся в газе азота и углекислого газа, и выполнения расчетов в соответствии с «Правилами измерения расхода газа и жидкостей стандартными сужающими устройствами»

В основу работы приборов положен принцип измерения избыточного (абсолютного) давления, перепада давления и температуры контролируемой среды путем преобразования:

- избыточного (абсолютного) давления и перепада давления с помощью интегральных мостовых тензопреобразователей в цифровое значение давления и перепада давления;
- температуры контролируемой среды с помощью термопреобразователя сопротивления в цифровое значение температуры.

По измеренным значениям давления, перепада давления и температуры методом переменного перепада давления на сужающем устройстве производится вычисление расхода и количества газов.

Общая структурная схема прибора изображена на рис. 1.20

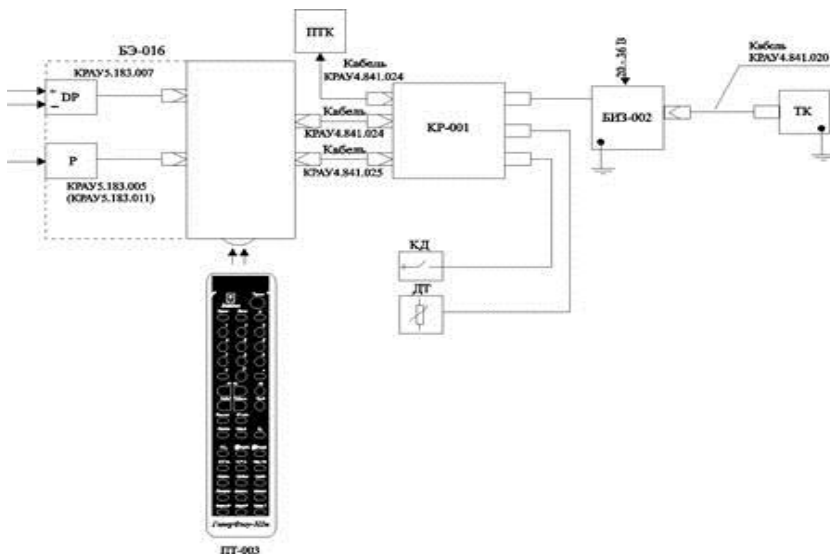


Рис. 2.8 Общая структурная схема прибора учета газа

КД – контактный датчик (или счетчик объема расхода газа); ДТ – датчик температуры; КР-001 – коробка распределительная;
DP – датчик перепада давления;
ПТК – переносной технологический компьютер;

БИЗ-002 – барьер искрозащитный; БЭ – 016 – измерительная часть прибора; ПТ – 003 – переносной терминал; Р – датчик давления; ТК – технологический компьютер.

2.2.8 Блок (узел) одоризации, назначение, устройство и принцип работы

Газ должен соответствовать ГОСТ 5542-87.

К природному газу необходимо добавлять вещества с резким запахом, называемые одорантом. В качестве одорантов применяют этилмеркаптан (C_2H_5SH), пенталарм, каптан, сульфат и др., но чаще применяют этилмеркаптан который представляет собой бесцветную прозрачную жидкость

Одорант – этилмеркаптан C_2H_5SH – обладает следующими свойствами:

- физиологической безвредностью при тех концентрациях, что необходимы для ощутимого запаха;

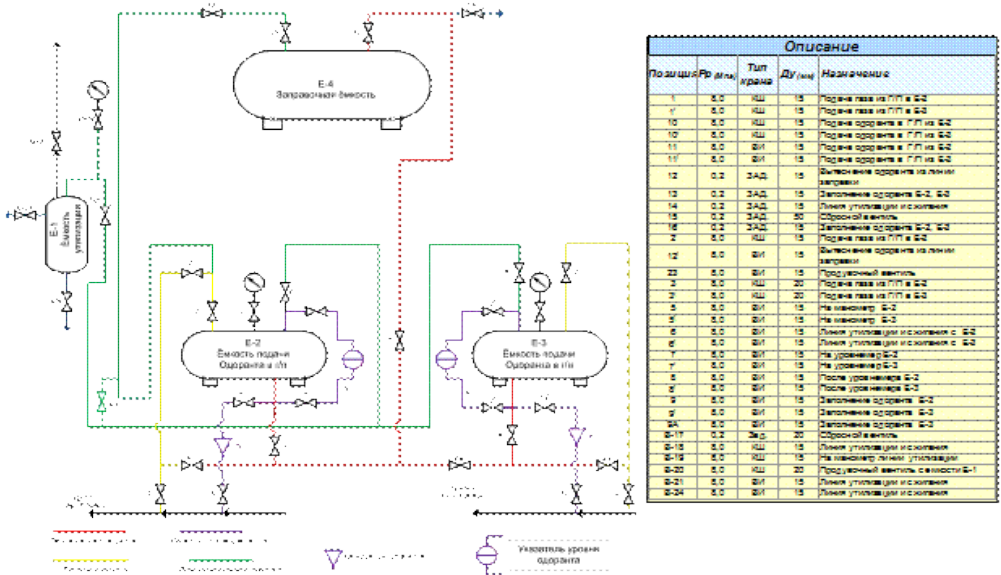


Рис. 2.9 – Одоризационная установка капельного типа

Расчёт количества одоранта выполнять по формуле:

$$N = \frac{Q \times 16 \times 8}{1000 \times 360}$$

где

N – количество капель одоранта в секунду;

Q – часовой расход газа м³/ч;

16 – норма одоранта на 1000 м³ газа;

8 – усреднённое количество капель в одном грамме одоранта;

1000 и 3600 – переводные коэффициенты.

Подача одоранта регулируется вентилем № 11, при прохождении основного потока газа через расходомерную диафрагму, на которой создаётся перепад давления, под действием которого при соединении плюсовой и минусовой полостей диафрагмы образу-

ется ответвлённый поток газа. Этот поток протекает через инжекторный дозатор, в котором используется в качестве эжектирующего потока. Последний, проходя через дозатор по кольцевому зазору, создаёт в нём разрежение, под действием которого в газопровод с ответвлённым потоком через фильтр и поплавковую камеру из параллельно расположенных ёмкостей (расходной и измерительной, имеющей равномерное стекло В и шкалу для контроля расхода одоранта в единицу времени) поступает одорант.

2.3 Требования по безопасной эксплуатации ГРС

Надёжность и безопасность эксплуатации ГРС должны обеспечиваться:

1. Периодическим контролем состояния технологического оборудования и систем;
 2. Поддержанием их в исправном состоянии за счёт своевременного выполнения ремонтно-профилактических работ;
 3. Своевременной модернизацией и реновацией морально и физически изношенных оборудования и систем;
 4. Соблюдением требований к зоне минимальных расстояний до населённых пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений;
 5. Своевременным предупреждением и ликвидацией отказов.
- Ввод в эксплуатацию ГРС после строительства, реконструкции и модернизации без выполнения пуско-наладочных работ запрещается.

Для вновь разрабатываемого оборудования ГРС система автоматического управления должна обеспечивать:

- включение в работу резервной редуцирующей нитки при выходе из строя одной из рабочих;
- отключение вышедшей из строя редуцирующей нитки;
- сигнализацию о переключении редуцирующих ниток.

Каждая ГРС должна быть остановлена 1 раз в год для выполнения ремонтно-профилактических работ.

Порядок допуска на ГРС посторонних лиц и въезд транспорта определяются подразделением производственного объединения.

При въезде на территорию ГРС должен устанавливаться знак с названием (номером) ГРС, указанием принадлежности её подразделению и производственному объединению, должности и фамилии лица, ответственного за эксплуатацию ГРС.

Имеющаяся на ГРС охранная сигнализация должна содержаться в исправном состоянии.

Пределы срабатывания не более: аварийной сигнализации (8 %), защитной автоматики (+10 %) – переход на резервную линию редуцирования, предохранительных клапанов (+12 %), клапанов-отсекателей или автоматическое закрытие входного крана (+15 %) от рабочего давления газа на выходе ГРС, определенного договором между поставщиком и потребителем.

Время срабатывания +10 сек от момента превышения (понижения) заданного давления на выходе ГРС.

Изменять основной технологический режим (давление газа на выходе ГРС, расходы по выходам, перевод ГРС на работу по обводной линии) оператор имеет право только по распоряжению диспетчера ЛПУМГ, которое записывается в журнале распоряжений и телефонограмм.

При аварийной ситуации оператор производит необходимые переключения с последующим уведомлением диспетчера ЛПУМГ и потребителей газа с записью в оперативном журнале ГРС о проведенных переключениях с указанием точного времени.

Количество подаваемого через ГРС газа и его параметры на выходе ГРС (давление, степень одоризации и др.) определяются договором между Поставщиком и Потребителем.

В Организации методическое и техническое руководство по эксплуатации ГРС осуществляется инженером по ГРС производственного отдела по эксплуатации МГ и ГРС.

Приказом по ЛПУМГ должно быть назначено лицо, ответственное за техническое состояние и безопасную эксплуатацию ГРС.

Ответственность за техническое состояние, ремонт и обслуживание оборудования на ГРС (связи, УКЗ, энерговодоснабжения и систем отопления, телемеханики, КИП и А, газового хозяйства) возлагается приказом по ЛПУМГ на руководителей соответствующих служб, а в организации – на руководителей отделов.

Технологическая схема ГРС утверждается главным инженером (зам. директора) ЛПУМГ и должна находиться в помещении операторной.

Переутверждение схем производится не реже 1 раза в три года, а при внесении в схему изменений – в течение недели. Эксплуатация ГРС должна осуществляться в соответствии с инструкцией по эксплуатации для каждой ГРС, разрабатываемой подразделением на основе требований настоящих Правил, инструкции по эксплуатации оборудования, входящего в состав ГРС, и другой технической документации.

Оборудование, запорная, регулирующая и предохранительная арматура должны иметь технологическую нумерацию, нанесённую несмываемой краской на видных местах в соответствии с принципиальной схемой ГРС.

На газопроводах ГРС должно быть указано направление движения газа, на штурвалах запорной арматуры – направление вращения их при открывании и закрывании.

Изменение давления на выходе ГРС производится оператором только по распоряжению диспетчера подразделения с соответствующей записью в журнале оператора.

ГРС должна быть остановлена (приняты меры по закрытию входных и выходных кранов) самостоятельно оператором в случаях:

- разрыва технологических и подводящих газопроводов;
- аварии на оборудовании;
- пожара на территории ГРС;
- значительных выбросов газа;
- стихийных бедствий;
- по требованию потребителя.

ГРС должна быть оборудована системами сигнализации и автоматической защиты от превышения и снижения давления на выходе.

Порядок и периодичность проверки сигнализации и защиты должны предусматриваться в инструкции по эксплуатации ГРС.

Эксплуатация ГРС без систем и средств сигнализации и автоматической защиты запрещается.

При отсутствии на эксплуатируемой ГРС систем автоматической защиты порядок оснащения их этими системами устанавливается объединением по согласованию с местными органами Главгосгазнадзора РФ.

Периодичность и порядок изменения и проверки предохранительных клапанов должны предусматриваться в инструкции по эксплуатации ГРС.

Устройства автоматики и сигнализации разрешается отключать только по распоряжению лица, ответственного за эксплуатацию ГРС, на период выполнения ремонтных и наладочных работ с регистрацией в журнале оператора.

Системы контроля загазованности на ГРС должны поддерживаться в исправном состоянии. Порядок и периодичность проверки настройки этих систем определяется инструкцией по эксплуатации ГРС.

Запорная арматура на обводной линии ГРС должна быть закрыта и опломбирована. Работа ГРС по обводной линии допускается только в исключительных случаях при выполнении ремонтных работ и аварийных ситуациях.

При работе по обводной линии обязательны постоянное присутствие оператора на ГРС и непрерывная регистрация выходного давления. Перевод ГРС на работу по обводной линии должен регистрироваться в журнале оператора.

Порядок и периодичность удаления загрязнений (жидкости) из устройств очистки газа определяется подразделением производственного объединения. При этом должны соблюдаться требования защиты окружающей среды, санитарной и пожарной безопасности, а также исключено попадание загрязнений в сети потребителей.

Газ, подаваемый потребителям, должен быть одорирован в соответствии с требованиями ГОСТ 5542-87. В отдельных случаях, определяемых договорами на поставку газа потребителям, одоризация не производится.

Газ, подаваемый на собственные нужды ГРС (отопление, дом оператора и т.д.), должен быть одорирован. Система отопления ГРС и домов оператора должна быть автоматизирована.

Порядок, учёт расхода одоранта на ГРС устанавливаются и осуществляются по форме и в сроки, устанавливаемые производственным объединением.

ГРС должны обеспечивать автоматическое регулирование давления газа, подаваемого потребителю, с погрешностью, не превышающей 10% от установленного рабочего давления.

Ремонт, связанный с необходимостью отключения ГРС, должен планироваться на период наименее интенсивного отбора газа по согласованию с потребителями.

РАЗДЕЛ 3. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

3.1 Статистика аварийности и травматизма на объектах газоснабжения и газораспределения

Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору “Ростехнадзор” предоставляет данные статистики об авариях и травматизме на опасных промышленных объектах газового надзора.

Динамика аварийности на объектах газоснабжения и газораспределительных систем в период с 2010 по 2015 год отображена на рисунке 3.1.

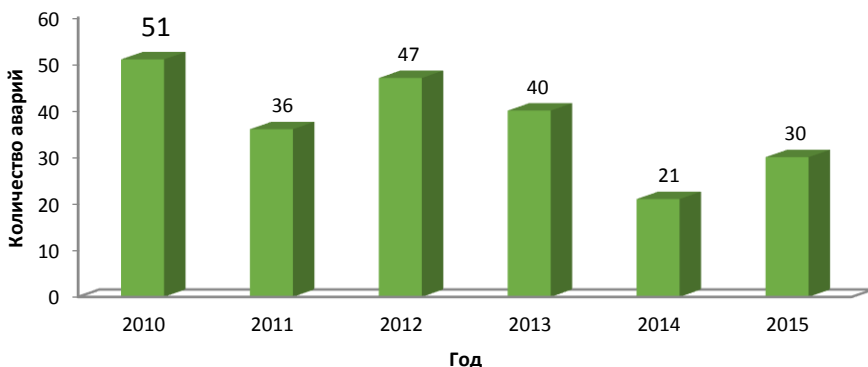


Рисунок 3.1 – Динамика аварийности на объектах газораспределительных систем в период с 2010 по 2015 год.

За последние 6 лет на объектах газораспределительных систем произошло 225 аварий. **Основными причинами возникновения аварий на объектах газораспределения и газопотребления являются:**

- Воздействие внешних факторов;
- Техническое состояние объекта;
- Несвоевременное (некачественное) техническое обслуживание;
- Неисправность средств обеспечения безопасности;
- Низкая квалификация работников;

- Недостаточная проработка планов производства работ;
- Низкая производственная и технологическая дисциплина [4],[5].

Основные виды аварий газораспределительных систем приведены на рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 – Основные виды аварий газораспределительных систем, %.

Таблица 3.1 Статистика наиболее известных аварий на объектах газораспределения и газопотребления.

<i>Дата, название объекта и место аварии</i>	<i>Вид аварии</i>	<i>Описание аварии. Основные причины аварии.</i>	<i>Масштабы развития аварии</i>	<i>Число пострадавших</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
<i>10 мая 2009, Газопровод-отвод в Москве на улице Озёрной</i>	<i>Разрыв газопровода</i>	<i>Нарушения при строительстве и ремонте, а также некачественные материалы трубы.</i>	<i>Повреждено 10 м трубы</i>	<i>Пострадавших 5 человек</i>
<i>28 декабря 2012, Магистральный газопровод "Ухта-Торжок-2" в Рамешковском районе Тверской области, 1241-й км газопровода</i>	<i>Разрыв газопровода</i>	<i>В результате коррозии газопровода и трещины, которая развилась из-за недостаточного уровня технического обследования газопровода</i>	<i>Возгорания магистрального газопровода на 1241-ом км газопровода</i>	<i>Пострадавших нет</i>
<i>13 января 2008, Магистральный газопровод "Белоусово-Ленинград" в Ленинградской области, 669-й км газопровода</i>	<i>Разрыв газопровода с возгоранием газа</i>	<i>В результате коррозии газопровода</i>	<i>Возгорания магистрального газопровода на 669-ом км газопровода</i>	<i>Пострадавших нет</i>

В таблице 3.1 приведена статистика наиболее известных аварий на объектах газораспределения и газопотребления.

Исходя из данных таблицы 3.1, **основными причинами аварий** являются:

- нарушения при строительстве и ремонте газопровода;
- коррозия газопровода и недостаточной уровень технического обследования.

3.2 Основные причины и факторы, способствующих возникновению и развитию аварийных ситуаций

При разгерметизации газопровода чаще всего происходит истечение природного газа в атмосферу с последующим его рассеянием. Может случиться аварийное истечение как из надземного, так и из подземного участка газопровода. Помимо этого, газопровод может быть проложен по дну водоема и на глубине под его дном. И в том, и в другом случае при паводках может произойти полный разрыв газопровода с той лишь разницей, что во втором случае полный разрыв происходит только при условии размыва трубопровода.

При развитии аварии на подземном распределительном газопроводе принципиально возможен так называемый пожар в котловане, однако за последние пять лет такие случаи не зарегистрированы, а также не зафиксировано полное разрушение подземных газопроводов. Разгерметизация надземных участков газопроводов гораздо чаще приводит к так называемому факельному горению, которое может произойти и при истечении из подземного газопровода, но только в искусственно созданном котловане (при ведении земляных работ).

Наиболее опасен начальный момент истечения газа и горения факела, когда скорость истечения и размер факела максимальны, и у попавших в опасную зону людей нет времени, чтобы ее покинуть. В случае утечки из подземного участка газопровода газ проникает через грунт над трубой с последующим воспламенением вдоль трассы («колышущееся пламя»). Кроме того, при аварии на подземном газопроводе на территории населенного пункта нельзя исключить возможность проникновения природного газа в помещения с последующим образованием взрыво- и пожароопасной газозвдушной смеси, которая при наличии источника зажигания взрывается, что приводит к разрушению зданий и травмированию людей.

При авариях на подземных газопроводах, сопровождающихся взрывами в жилых домах, зона действия поражающих факторов взрыва ограничена размерами помещений.

Вероятность реализации такого сценария зависит от свойств грунта, расстояния до помещений, наличия канализации, водопровода или других «путей подхода» газа к дому (коллектор и др.). Если последние отсутствуют и газопровод проложен в глинистых грунтах с малой пористостью, вероятность этого сценария аварии ничтожна.

Полный разрыв газопровода происходит чрезвычайно редко и только на надземных участках. Кроме того, в случае подводного исполнения газопровода при паводке и при повреждении надземного участка газопровода техникой (наезд, срыв) наблюдается разрыв газопровода на полное сечение.

При авариях на ГРП и ГРУ утечка газа в помещение приводит к образованию взрыво- и пожароопасной смеси, воспламенение которой вызывает пожар или взрыв. Кроме того, возможно факельное воспламенение газа без загазованности помещения. Известны случаи, когда из-за нарушения технологического процесса на ГРП повышается давление в газопроводе низкого давления, что приводит к разгерметизации газового оборудования на источниках потребления, в том числе в жилых домах или котельных, загазованности помещений, а при наличии источников зажигания – воспламенению смеси газов или взрыву.

Расследования показывают, что основные причины аварий и несчастных случаев — организационные: недостаточная проработка планов производства работ, низкая производственная и технологическая дисциплина, нарушения производственных инструкций персоналом по причине плохого знания их, отсутствие практических навыков, халатность.

Механические повреждения подземных газопроводов, приводящие к авариям, случаются из-за невыполнения требований Правил охраны газораспределительных сетей и нарушения порядка производства земляных работ. Эти работы часто проводят в отсутствие у строительных организаций геоподосновы с нанесенными на нее коммуникациями, в том числе газопроводами; без вызова представителей эксплуатирующих организаций на место производства работ. Нарушения допускаются не только строительными организациями, но и работниками эксплуатирующих служб, обязанными следить за сохранностью газопроводов. Однако эксплуатирующие организации газовых хозяйств повсеместно сокращают штаты без технического обоснования, в связи с чем возрастает нагрузка на контролирующий персонал. Как показывают обследования предприятий газового хозяйства, трассы подземных газопроводов контролирует один обходчик, колодцы смежных коммуникаций не проверяют на загазованность, маршрутные карты составляют без расчета нагрузки на обходчика.

Наблюдается постепенное снижение количества аварий, связанных с отказом оборудования ГРП и повышением давления газа в сетях низкого давления.

За последние 10 лет максимальное количество аварий произошло в результате коррозии. Все коррозионные повреждения произошли на газопроводах, не отслуживших нормативный срок. В большинстве случаев такие повреждения указывают на отсутствие контроля за техническим состоянием газопроводов со стороны эксплуатирующих организаций и низкий уровень технадзора в процессе строительства.

Нередки аварии вследствие повреждения подземных газопроводов из-за отсутствия или неисправности средств активной защиты от электрохимической коррозии.

Аварии и несчастные случаи происходят также в результате механических повреждений надземных газопроводов транспортными средствами. Причины таких аварий — нарушение водителями Правил дорожного движения Российской Федерации, а также нарушение проектными организациями нормативных требований по размещению надземных газопроводов.

Распространенная причина аварий на объектах газораспределения — несоблюдение обслуживающим персоналом Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления, а также Инструкции по производству газоопасных работ.

Аварии происходят из-за применения некачественных материалов при строительстве подземных газопроводов и низкого качества строительных и ремонтных работ, особенно в сельской местности.

Основные причины — невысокий уровень организации работ, недостаточная материально-техническая оснащенность строительных организаций приборами контроля за качеством сварки и изоляции, низкая квалификация лиц технического контроля за строительством.

Небольшое число аварий происходит по не зависящим от человека причинам — вследствие природных явлений.

Травматизм на объектах газового надзора Как уже говорилось, объекты систем газораспределения взрывопожароопасны, поэтому аварии на этих объектах часто сопровождаются травмированием людей. Основные опасные факторы, способствующие возникновению и развитию аварий на системах газораспределения: наличие горючих газов; сложная пространственная конструкция системы надземных трубопроводов; пересечение газопроводами водных переходов; наличие параллельных ниток газопроводов; физический износ сооружений и оборудования; несовершенство систем защиты.

В результате аварий в среднем ежегодно погибает от 1 до 5 человек. Максимальное количество работников, получивших смертельные травмы, зафиксировано в 2002 г – 15 человек. Начиная с 2003 г. наблюдается снижение смертельного травматизма до 3-х в 2004 г.).

Многие из причин травматизма те же, что и аварийности. Травмирование — результат совместного воздействия совокупности этих причин, а также нахождения пострадавшего в зоне влияния поражающих факторов. Наибольшее число несчастных случаев (29 %) происходит вследствие нарушения Инструкции по эксплуатации газового оборудования и производственной инструкции. Эти группы причин относятся к объектам газопотребления.

Обычно травматизм анализируют по видам поражения. Результаты этого анализа за десять лет представлены на рис. 3.3.

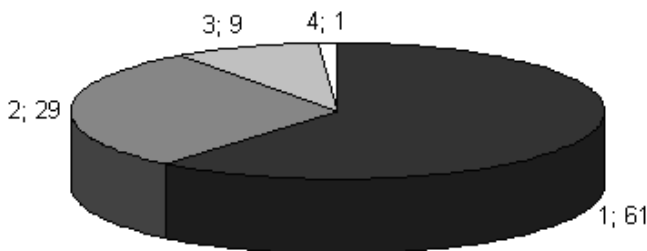


Рис.3.3 — Распределение травматизма со смертельным исходом по всем видам поражения.

- 1 — отравление продуктами неполного сгорания газа;
- 2 — травмирование при производстве газоопасных работ;
- 3 — взрывы при розжиге котла; 4 — взрывы и пожары в результате разгерметизации газопровода.

Наибольшее число случаев травмирования приходится на объекты газопотребления (отравление продуктами сгорания, взрывы при розжиге котла), наименьшее — на объекты газораспределения.

Основные виды аварий — механические повреждения подземных и надземных газопроводов, коррозионные повреждения газопроводов, повреждения газопроводов в результате

природных явлений, а также повышение давления в сети низкого давления после ГРП.

Для принятия мер к предотвращению аварий и несчастных случаев, происходящих по техническим причинам, требуется постоянно оценивать опасность объектов газораспределения с применением технических и аналитических методов, которые включают в себя соответственно техническое диагностирование, в том числе методы неразрушающего контроля, **и анализ риска.**

Повысить безопасность этих объектов можно лишь путем разработки новых технических и аналитических способов оценки опасности и их совершенствования. На начальном этапе работы в этом направлении предлагается метод анализа состояния газораспределительных объектов.

Основной путь предупреждения аварий и несчастных случаев по организационным причинам — совершенствование производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности и разработка на его основе системы управления промышленной безопасностью и охраной труда на объектах газораспределения, в которой особое внимание должно уделяться профессиональной подготовке, переподготовке и аттестации персонала, обслуживающего эти объекты.

Системы газового комплекса любых уровней, начиная от скважины, магистральных и распределительных газопроводов и заканчивая газовой плитой конечного потребителя, относятся к числу опасных промышленных объектов. Аварии, аварийные ситуации и инциденты, возникающие на системах газового комплекса зачастую приводят к травматизму и жертвам среди персонала и населения, разрушению зданий и сооружений, различного рода ущербу у эксплуатирующих организаций и потребителей. Анализ причин аварий, возникающих в газовом комплексе является одним из важнейших моментов для дальнейшего принятия обоснованных решений по повышению безопасности и надежности работы комплекса.

Можно выделить общие причины возникновения аварий газового комплекса.

Общая классификация причин аварий.

1. Антропогенные воздействия: наезды автотранспорта, земляные или строительные работы, воздействие посторонних лиц.

2. Природные воздействия: падение деревьев, ЛЭП под влиянием ветра, снегопады и пр.

3. Коррозионные воздействия: подземная коррозия, атмосферная коррозия.

4. Дефекты: труб, соединительных деталей, оборудования.

5. Качество СМР: дефекты сварки, нарушение технологии засыпки, крепления опор, повреждение или отсутствие изоляции или краски, дефекты или отсутствие электрохимической защиты.

6. Отказы оборудования: на трубопроводной части, на газо-редуцирующих пунктах, компрессорных станция и т.д.

7. Нарушение условий и режимов эксплуатации: низкое, неквалифицированное качество обслуживания, внешние воздействия – колебание давления, качество очистки газа, ошибки обслуживающего персонала и т.д.

Рассмотрим причины аварий в газовом комплексе по структурным элементам. Такое разделение вводим ввиду того что условия эксплуатации, факторы риска и характер аварий на различных элементах системы существенно различаются.

Причины возникновения аварий на магистральных газопроводах.

На настоящее время протяженность магистральных газопроводов и отводов в Российской Федерации составляет 168,3 тыс. км. Средний уровень аварийности на объектах магистральных газопроводов ОАО "Газпром" составляет 0,21 аварии на тысячу километров эксплуатируемых газопроводов в год. Средний уровень производственного травматизма на тысячу работающих в год по газотранспортным предприятиям составляет 1,14, что более чем в три раза ниже соответствующего общепромышленного уровня по Российской Федерации.]

Основными причинами аварийности на магистральных газопроводах являются:

- наружная коррозия (свыше 40%), включая коррозионное растрескивание под напряжением (КРН);
- брак строительно-монтажных работ (до 25%);
- механические повреждения внешними воздействиями (до 25%);[6]
- брак изготовления труб и оборудования (до 10%).

Аварийность по причине КРН тесно связана с ограниченным сроком службы пленочного изоляционного покрытия, неудовлетворительным качеством изготовления труб и грубыми нарушениями технологии строительства в виде отступлений от проектных решений.

Аварийность по причине брака строительно-монтажных работ обусловлена отсутствием эффективной системы независимого

надзора заказчика за соблюдением проектных решений в период интенсивного строительства газотранспортных магистралей в 70 – 80-е годы и недостаточной оснащенностью строительных организаций специальным оборудованием.

На данный момент с целью решения основных проблем промышленной безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов ОАО "Газпром" реализует целевые программы («Программа реконструкции и капитального ремонта газораспределительных станций на 2014–2017 гг», «Комплексная целевая программа перевооружения, реконструкции и развития автоматизированных систем управления технологическими процессами» и т.д.), включающие: контроль состояния опасных производственных объектов, проведение их диагностирования, технического обслуживания, испытаний на прочность, капитального ремонта и реконструкции линейной части трубопроводов, компрессорных и газораспределительных станций, а также систем автоматики и телемеханики.

Причины возникновения аварий в системе газораспределения и газопотребления (СГРГП).

Проблема безопасности и надежности СГРГП становится более острой в связи с реализацией масштабной программы газификации городов и населенных пунктов, повышением доли населения в потреблении природного газа, а также выходом из строя оборудования, исчерпавшего технический ресурс.

Основными причинами аварий и инцидентов являются:

- на надземных газопроводах – антропогенные воздействия (80%);[2]
- на подземных стальных трубопроводах – наружная коррозия (48%) и антропогенные воздействия (43%);[2].
- на газорегуляторных пунктах – антропогенные воздействия, природные воздействия, качество технического обслуживания, нарушение правил эксплуатации.

Надежность и безопасность СГРГП определяются решениями, принятыми на этапе проектирования, качеством их реализации на этапе строительства, организацией обслуживания и ремонтов на этапе эксплуатации.

Причины аварий на газораспределительных пунктах (ГРП) утечки газа через неплотности в соединениях, арматуру и оборудование; неисправность оборудования и арматуры; прекращение подачи газа; повышение или понижение давления газа; неисправность системы отопления; разборка оборудования без установки заглушек. [4]

Основные причины аварий на газонаполнительных станциях ГНС (ГНП) – утечки газа из технологического оборудования; наполнение баллонов газом при давлении свыше допустимого; удаление избытка газа выпуском в атмосферу; нарушение правил хранения и транспортирования баллонов; использование электрооборудования во взрывобезопасном исполнении; внесение открытого огня; неисправность блокировки, автоматики, сигнализации. [4]

Основные причины аварий резервуаров сжиженного газа — переполнение и перегрев свыше допустимых норм; низкое качество ремонта; отсутствие или неисправность КИПиА; дефекты сварных стыков; коррозионное повреждение; механическое разрушение; наличие статического электричества; неплотности в соединительных рукавах и трубопроводах; использование соединительных рукавов, не соответствующих нормативным требованиям. [2]

Причинами аварий на газовом оборудовании в квартирах являются утечки газа на кранах и резьбовых соединениях; утечки в сварных соединениях; утечки в местах присоединения вентиля и регулятора к баллону; неисправность горелки; задувание или заливание горелки; отрыв или проскок пламени; прекращение подачи газа; неполное сгорание газа; неисправность автоматики по тяге; переполнение и перегрев баллона; неисправность баллона; работа печи при закрытом шибере; неплотность кладки дымохода

Выводы: Несмотря на разнородность информации, статистический анализ и обработка данных позволяют получить комплексную оценку промышленной безопасности предприятия и надежности снабжения потребителей, выявить узкие места и проводить мониторинг состояния газового комплекса в целом, сопоставляя их по уровню надежности и промышленной безопасности.

3.3 Российское законодательство в области промышленной безопасности опасных производственных объектов.

Правовое регулирование в области промышленной безопасности в Российской Федерации осуществляется Федеральным законом от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», другими федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации в области промышленной безопасности (ст. 4 ФЗ-№116).

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» определяет правовые, экономи-

ческие и социальные основы обеспечения безопасной эксплуатации **опасных производственных объектов** и направлен на предупреждение **аварий** на опасных производственных объектах и обеспечение готовности эксплуатирующих опасные производственные объекты юридических лиц и индивидуальных предпринимателей (далее также – организации, эксплуатирующие опасные производственные объекты) к **локализации и ликвидации последствий указанных аварий**.

Цели и задачи Федерального закона №116-ФЗ:

Во-первых, определяет правовые, экономические и социальные основы обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов.

Во-вторых, направлен на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, к локализации и ликвидации последствий указанных аварий.

В-третьих, дает основные понятия (глава 1, ст.1. Основные понятия):

- **промышленная безопасность опасных производственных объектов** (далее — промышленная безопасность) — состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий;
- **авария** — разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ;
- **инцидент** — отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от режима технологического процесса;
- **система управления промышленной безопасностью** – комплекс взаимосвязанных организационных и технических мероприятий, осуществляемых организацией, эксплуатирующей опасные производственные объекты, в целях предупреждения аварий и инцидентов на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации последствий таких аварий;

В-четвертых, определяет федеральные органы исполнительной власти в области промышленной безопасности и возлагает на

них осуществление соответствующего нормативного регулирования, а также специальных разрешительных, контрольных и надзорных функций в области промышленной безопасности.

В-пятых, перечисляет параметры, относящие предприятия или их цеха, участки, площадки, а также иные производственные объекты к опасным производственным объектам.

Положения настоящего Федерального закона распространяются на все организации независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности, осуществляющие деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов на территории Российской Федерации и на иных территориях, над которыми Российская Федерация осуществляет юрисдикцию в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормами международного права.

3.3.1 Опасные производственные объекты. Определение. Категории ОПО.

Согласно Ст. 2. ФЗ №116 дано определение: Опасные производственные объекты

1. *Опасными производственными объектами* в соответствии с настоящим Федеральным законом являются предприятия или их цехи, участки, площадки, а также иные производственные объекты, указанные [в приложении 1](#) к настоящему Федеральному закону.

2. Опасные производственные объекты подлежат регистрации в государственном реестре в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

Согласно Приложения 1 ФЗ№116 (с изменениями на 4 марта 2013 года)

К категории опасных производственных объектов относятся объекты, на которых:

1) *получаются, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются* в указанных в [приложении 2 к настоящему Федеральному закону](#) количествах **опасные вещества следующих видов:**

а) ***воспламеняющиеся вещества*** – газы, которые при нормальном давлении и в смеси с воздухом становятся воспламеняющимися и температура кипения которых при нормальном давлении составляет 20 градусов Цельсия или ниже;

б) **окисляющие вещества** – вещества, поддерживающие горение, вызывающие воспламенение и (или) способствующие воспламенению других веществ в результате окислительно-восстановительной экзотермической реакции;

в) **горючие вещества** – жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления;

г) **взрывчатые вещества** – вещества, которые при определенных видах внешнего воздействия способны на очень быстрое самораспространяющееся химическое превращение с выделением тепла и образованием газов;

д) **токсичные вещества** – вещества, способные при воздействии на живые организмы приводить к их гибели и имеющие следующие характеристики:

- средняя смертельная доза при введении в желудок от 15 миллиграммов на килограмм до 200 миллиграммов на килограмм включительно;

- средняя смертельная доза при нанесении на кожу от 50 миллиграммов на килограмм до 400 миллиграммов на килограмм включительно;

- средняя смертельная концентрация в воздухе от 0,5 миллиграмма на литр до 2 миллиграммов на литр включительно;

е) **высокотоксичные вещества** – вещества, способные при воздействии на живые организмы приводить к их гибели и имеющие следующие характеристики:

- средняя смертельная доза при введении в желудок не более 15 миллиграммов на килограмм;

- средняя смертельная доза при нанесении на кожу не более 50 миллиграммов на килограмм;

- средняя смертельная концентрация в воздухе не более 0,5 миллиграмма на литр;

ж) **вещества, представляющие опасность для окружающей среды**, – вещества, характеризующиеся в водной среде следующими показателями острой токсичности:

- средняя смертельная доза при ингаляционном воздействии на рыбу в течение 96 часов не более 10 миллиграммов на литр;

- средняя концентрация яда, вызывающая определенный эффект при воздействии на дафнии в течение 48 часов, не более 10 миллиграммов на литр;

– средняя ингибирующая концентрация при воздействии на водоросли в течение 72 часов не более 10 миллиграммов на литр;

2) **используется оборудование, работающее под избыточным давлением более 0,07 мегапаскала:**

а) пара, газа (в газообразном, сжиженном состоянии);

б) воды при температуре нагрева более 115 градусов Цельсия;

в) иных жидкостей при температуре, превышающей температуру их кипения при избыточном давлении 0,07 мегапаскала;

3) **используются стационарно установленные грузоподъемные механизмы (за исключением лифтов, подъемных платформ для инвалидов), эскалаторы в метрополитенах, канатные дороги, фуникулеры;**

4) **получаются, транспортируются, используются расплавы черных и цветных металлов,** сплавы на основе этих расплавов с применением оборудования, рассчитанного на максимальное количество расплава 500 килограммов и более;

5) **ведутся горные работы** (за исключением добычи общераспространенных полезных ископаемых и разработки россыпных месторождений полезных ископаемых, осуществляемых открытым способом без применения взрывных работ), работы по обогащению полезных ископаемых;

б) **осуществляется хранение или переработка растительного сырья,** в процессе которых образуются взрывоопасные пылевоздушные смеси, способные самовозгораться, возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления, а также осуществляется хранение зерна, продуктов его переработки и комбикормового сырья, склонных к самосогреванию и самовозгоранию.

К опасным производственным объектам не относятся:

– *объекты электросетевого хозяйства;*

– *работающие под давлением природного газа или сжиженного углеводородного газа до 0,005 мегапаскала включительно сети газораспределения и сети газопотребления.*

3.3.2 Классификация опасных производственных объектов (ОПО)

Согласно Ст. 2 ФЗ№116 п.3 установлена **классификация ОПО**.

Опасные производственные объекты в зависимости от уровня потенциальной опасности аварий на них для жизненно важных интересов личности и общества подразделяются в соответствии с критериями, указанными в [приложении 2](#) к настоящему Федеральному закону, **на четыре класса опасности:**

I класс опасности – опасные производственные объекты чрезвычайно высокой опасности;

II класс опасности – опасные производственные объекты высокой опасности;

III класс опасности – опасные производственные объекты средней опасности;

IV класс опасности – опасные производственные объекты низкой опасности.

Согласно Приложения 2 к ФЗ№116, представлена – Классификация опасных производственных объектов:

1. Классы опасности опасных производственных объектов, указанных в [пункте 1 приложения 1 к настоящему Федеральному закону](#) (за исключением объектов, указанных в [пунктах 2, 3 и 4 настоящего приложения](#)), устанавливаются исходя из количества опасного вещества или опасных веществ, которые одновременно находятся или могут находиться на опасном производственном объекте, в соответствии с [таблицами 1 и 2 настоящего приложения](#). Классы опасности опасных производственных объектов, указанных в [пунктах 2, 3 и 4 настоящего приложения](#), устанавливаются в соответствии с критериями, указанными в [пунктах 2, 3 и 4 настоящего приложения](#).

2. Для объектов по хранению химического оружия, объектов по уничтожению химического оружия и опасных производственных объектов спецхимии устанавливается I класс опасности.

3. Для опасных производственных объектов бурения и добычи нефти, газа и газового конденсата устанавливаются следующие классы опасности:

1) II класс опасности – для опасных производственных объектов, опасных в части выбросов продукции с содержанием сернистого водорода свыше 6 процентов объема такой продукции;

2) III класс опасности – для опасных производственных объектов, опасных в части выбросов продукции с содержанием сернистого водорода от 1 процента до 6 процентов объема такой продукции;

3) IV класс опасности – для опасных производственных объектов, не указанных в подпунктах 1 и 2 настоящего пункта.

4. Для газораспределительных станций, сетей газораспределения и сетей газопотребления устанавливаются следующие классы опасности:

1) II класс опасности – для опасных производственных объектов, предназначенных для транспортировки природного газа под давлением свыше 1,2 мегапаскаля или сжиженного углеводородного газа под давлением свыше 1,6 мегапаскаля;

2) III класс опасности – для опасных производственных объектов, предназначенных для транспортировки природного газа под давлением свыше 0,005 мегапаскаля до 1,2 мегапаскаля включительно или сжиженного углеводородного газа под давлением свыше 0,005 мегапаскаля до 1,6 мегапаскаля включительно.

5. Для опасных производственных объектов, указанных в [пункте 2 приложения 1 к настоящему Федеральному закону](#), устанавливаются следующие классы опасности:

1) III класс опасности – для опасных производственных объектов, осуществляющих теплоснабжение населения и социально значимых категорий потребителей, определяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения, а также иных опасных производственных объектов, на которых применяется оборудование, работающее под избыточным давлением 1,6 мегапаскаля и более (за исключением оборудования автозаправочных станций, предназначенных для заправки транспортных средств природным газом) или при температуре рабочей среды 250 градусов Цельсия и более;

2) IV класс опасности – для опасных производственных объектов, не указанных в подпункте 1 настоящего пункта.

6. Для опасных производственных объектов, указанных в [пункте 3 приложения 1 к настоящему Федеральному закону](#), устанавливаются следующие классы опасности:

1) III класс опасности – для подвесных канатных дорог;

2) IV класс опасности – для опасных производственных объектов, не указанных в подпункте 1 настоящего пункта.

7. Для опасных производственных объектов, указанных в [пункте 4 приложения 1 к настоящему Федеральному закону](#), устанавливаются следующие классы опасности:

1) II класс опасности – для опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, рассчитанное на максимальное количество расплава 10000 килограммов и более;

2) III класс опасности – для опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, рассчитанное на максимальное количество расплава от 500 до 10000 килограммов.

8. Для опасных производственных объектов, указанных в [пункте 5 приложения 1 к настоящему Федеральному закону](#), устанавливаются следующие классы опасности:

1) I класс опасности – для шахт угольной промышленности, а также иных объектов ведения подземных горных работ на участках недр, где могут произойти:

- взрывы газа и (или) пыли;
- внезапные выбросы породы, газа и (или) пыли;
- горные удары;
- прорывы воды в подземные горные выработки;

2) II класс опасности – для объектов ведения подземных горных работ, не указанных в подпункте 1 настоящего пункта, для объектов, на которых ведутся открытые горные работы, объем разработки горной массы которых составляет 1 миллион кубических метров в год и более, для объектов переработки угля (горючих сланцев);

3) III класс опасности – для объектов, на которых ведутся открытые горные работы, объем разработки горной массы которых составляет от 100 тысяч до 1 миллиона кубических метров в год, а также объектов, на которых ведутся работы по обогащению полезных ископаемых (за исключением объектов переработки угля (горючих сланцев));

4) IV класс опасности – для объектов, на которых ведутся открытые горные работы, объем разработки горной массы которых составляет менее чем 100 тысяч кубических метров в год.

9. Для опасных производственных объектов, указанных в [пункте 6 приложения 1 к настоящему Федеральному закону](#), устанавливаются следующие классы опасности:

1) III класс опасности – для элеваторов, опасных производственных объектов мукомольного, крупяного и комбикормового производства;

2) IV класс опасности – для иных опасных производственных объектов.

10. В случае, если для опасного производственного объекта по указанным в [пунктах 1-9 настоящего приложения](#) критериям могут быть установлены разные классы опасности, устанавливается наиболее высокий класс опасности.

11. В случае, если опасный производственный объект, для которого в соответствии с [пунктами 1-10 настоящего приложения](#) должен быть установлен II, III или IV класс опасности, расположен на землях особо охраняемых природных территорий, континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море или прилежащей зоне Российской Федерации, на искусственном земельном участке, созданном на водном объекте, находящемся в федеральной собственности, для такого опасного производственного объекта устанавливается более высокий класс опасности соответственно.

Таблица 1 Приложение 2 ФЗ№116

Наименование опасного вещества	Количество опасного вещества, т			
	I класс опасности	II класс опасности	III класс опасности	IV класс опасности
Аммиак	5000 и более	500 и более, но менее 5000	50 и более, но менее 500	10 и более, но менее 50
Нитрат аммония (нитрат аммония и смеси аммония, в которых содержание азота из нитрата аммония составляет более 28 процентов массы, а также водные растворы нитрата аммония, в которых концентрация нитрата аммония превышает 90 процентов массы)	25000 и более	2500 и более, но менее 25000	250 и более, но менее 2500	50 и более, но менее 250
Нитрат аммония в форме удобрений (простые удобрения на основе нитрата аммония, а также сложные удобрения, в которых содержание азота из нитрата аммония составляет более 28 процентов массы (сложные удобрения содержат нитрат аммония вместе с фосфатом и (или) калием)	100000 и более	10000 и более, но менее 100000	1000 и более, но менее 10000	200 и более, но менее 1000
Акрилонитрил	2000 и более	200 и более, но менее 2000	20 и более, но менее 200	4 и более, но менее 20
Хлор	250 и более	25 и более, но менее 250	2,5 и более, но менее 25	0,5 и более, но менее 2,5
Оксид этилена	500 и более	50 и более, но менее 500	5 и более, но менее 50	1 и более, но менее 5
Цианистый водород	200 и более	20 и более, но менее 200	2 и более, но менее 20	0,4 и более, но менее 2
Фтористый водород	500 и более	50 и более, но менее 500	5 и более, но менее 50	1 и более, но менее 5
Сернистый водород	500 и более	50 и более, но менее 500	5 и более, но менее 50	1 и более, но менее 5
Диоксид серы	2500 и более	250 и более, но менее 2500	25 и более, но менее 250	5 и более, но менее 25
Триоксид серы	750 и более	75 и более, но менее 750	7,5 и более, но менее 75	1,5 и более, но менее 7,5
Алкилы свинца	500 и более	50 и более, но менее 500	5 и более, но менее 50	1 и более, но менее 5
Фосген	7,5 и более	0,75 и более, но менее 7,5	0,075 и более, но менее 0,75	0,015 и более, но менее 0,075
Метилизоцианат	1,5 и более	0,15 и более, но менее 1,5	0,015 и более, но менее 0,15	0,003 и более, но менее 0,015

Таблица 2 Приложение 2 ФЗ№116

Виды опасных веществ	Количество опасных веществ, т			
	I класс опасности	II класс опасности	III класс опасности	IV класс опасности
Воспламеняющиеся и горючие газы	2000 и более	200 и более, но менее 2000	20 и более, но менее 200	1 и более, но менее 20
Горючие жидкости, находящиеся на товарно-сырьевых складах и базах	500000 и более	50000 и более, но менее 500000	1000 и более, но менее 50000	-
Горючие жидкости, используемые в технологическом процессе или транспортируемые по магистральному трубопроводу	2000 и более	200 и более, но менее 2000	20 и более, но менее 200	1 и более, но менее 20
Токсичные вещества	2000 и более	200 и более, но менее 2000	20 и более, но менее 200	1 и более, но менее 20
Высокотоксичные вещества	200 и более	20 и более, но менее 200	2 и более, но менее 20	0,1 и более, но менее 2
Окисляющие вещества	2000 и более	200 и более, но менее 2000	20 и более, но менее 200	1 и более, но менее 20
Взрывчатые вещества	500 и более	50 и более, но менее 500	менее 50	-
Вещества, представляющие опасность для окружающей среды	2000 и более	200 и более, но менее 2000	20 и более, но менее 200	1 и более, но менее 20

Примечания: 1. Для опасных веществ, не указанных в [таблице 1 настоящего приложения](#), применяются данные, содержащиеся в [таблице 2 настоящего приложения](#).
 2. При наличии различных опасных веществ одного вида их количества суммируются.
 3. В случае, если расстояние между опасными производственными объектами составляет менее чем пятьсот метров, независимо от того, эксплуатируются они одной организацией или разными организациями, учитывается суммарное количество опасных веществ одного вида.

Присвоение класса опасности опасному производственному объекту осуществляется при его регистрации в государственном реестре.

Руководитель организации, эксплуатирующей опасные производственные объекты, несет ответственность за полноту и достоверность сведений, представленных для регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов, в соответствии с законодательством Российской Федерации.

С 15.03.2013 г. по 01.01.2014 г. в соответствии с статьей 10 [ФЗ-22 от 04.03.2013 г.](#) всем предприятиям зарегистрированным в госреестре ОПО и имеющие свидетельство о регистрации ОПО, подлежат перерегистрации с присвоением класса опасности опасного производственного объекта.

Если организация, эксплуатирующая опасный производственный объект не провела перерегистрацию с присвоением класса опасности в указанные сроки, то в отношении указанного ОПО будут проводиться плановые проверки сотрудниками Ростехнадзора, но не чаще чем один раз в течение одного года.

Класс опасности опасного производственного объекта определяет организация самостоятельно, руководствуясь существующими нормативными документами. Далее сотрудники Ростехнадзора утверждают (не утверждают – пишется письмо с обоснованием отказа) документацию с присвоенным классом опасности ОПО и выдается Свидетельство о регистрации ОПО с указанием класса опасности. Организация, эксплуатирующая ОПО, присваивает класс опасности в следующих случаях:

1. Первичная регистрация организации в госреестре ОПО;
2. Перерегистрация опасного производственного объекта в случае изменения состава объекта или данных организации.
3. Перерегистрация ОПО для присвоения класса опасности.

ВАЖНО: Руководитель организации несет ответственность за правильность присвоения класса опасности ОПО.

3.3.3. Идентификация и регистрация ОПО

Идентификация опасного производственного объекта (ОПО) – отнесение объекта в составе организации по определенным признакам к категориям опасности и определение его типа.

Цель идентификации ОПО – это выявление признаков опасности характерных для производственного объекта, отнесение объекта к определенной категории промышленной опасности, определение типа объекта по страховому признаку и присвоение

класса опасности опасному производственному объекту. Данные полученные при Идентификации ОПО используются при:

1. Регистрации объектов в Государственном реестре ОПО;
2. Заключении договора [обязательного страхования ответственности на ОПО](#);
3. Оформлении документа «Сведения, характеризующие опасный производственный объект».

Итогом проведения идентификации ОПО, являются **сведения, характеризующие ОПО**. Сведения, характеризующие ОПО содержат перечень и класс опасности идентифицированных ОПО, а так же список технических устройств входящих в состав ОПО, с указанием краткой характеристики.

Порядок проведения идентификации ОПО регламентирует [ПРИКАЗ Ростехнадзора от 25 ноября 2016 года N 494 "Об утверждении Административного регламента по предоставлению Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору государственной услуги по регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов"](#), в соответствии с Приказом Ростехнадзора от 25 ноября 2016 года N 495 "Об утверждении Требований к регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов " и состоит из следующих этапов:

1. Анализ документации;
2. Выявление опасных производственных объектов в составе организации;
3. Присвоение каждому ОПО типа объекта (устройствам, признак опасности);
4. Определение класса опасности каждого ОПО;
5. Оформление документа «Сведения, характеризующие опасный производственный объект».

Регистрация опасного производственного объекта (ОПО) – процесс идентификации объектов предприятия или организации по признакам опасности и классам опасности, в соответствии с которыми объект признается опасным или не опасным производственным объектом, с последующим внесением его в реестр опасных производственных объектов Ростехнадзора.

Регистрация опасных производственных объектов в Едином государственном реестре ОПО (ЕГРОПО) необходима если Ваша организация эксплуатирует опасные производственные объекты и

проводится для учета опасных производственных объектов и эксплуатирующих их организаций. Регистрировать опасные производственные объекты в Госреестре ОПО обязана организация эксплуатирующая данные объекты, не позднее 30 дней с даты начала их эксплуатации.

Опасный производственный объект – предприятие или его цех, участок, площадка, хранилище, а так же иные производственные объекты, объединяющие технические устройства или их совокупность по технологическому или административному признаку и на которых осуществляется деятельность согласно [Приложения 1 к 116-ФЗ от 21.07.1997 г.](#)

Кто регистрирует ОПО и выдает Свидетельство о регистрации ОПО

Регистрацию ОПО в государственном реестре опасных производственных объектов и выдачу Свидетельства о регистрации ОПО осуществляет Ростехнадзор по месту регистрации юридического лица (организации) эксплуатирующей ОПО.

Порядок регистрации ОПО

Порядок регистрации ОПО регламентирует [Административный регламент Ростехнадзора по регистрации ОПО](#) и [Правила регистрации ОПО](#).

Этапы проведения работ:

1. Идентификация опасного производственного объекта;
2. Присвоение класса опасности ОПО;
3. Карты учета и сведения, характеризующие ОПО, оформление;
4. Согласование карт учета и Сведений характеризующие ОПО в Ростехнадзоре;
5. Сбор и подача в Ростехнадзор пакета документов на регистрацию ОПО;
6. Получение Свидетельства о регистрации ОПО.

ВНИМАНИЕ: Если местонахождение ОПО не совпадает с адресом регистрации организации (в рамках субъектов РФ), то Карты учета и Сведения, характеризующие ОПО согласовываются в территориальном управлении Ростехнадзора по местонахождению ОПО. Документы на Регистрацию ОПО и получение Свидетельства о регистрации ОПО подаются в территориальное управление Ростехнадзора по месту регистрации организации.

Срок действия Свидетельства о регистрации ОПО

- Бессрочно на весь срок эксплуатации ОПО;

- В случае изменения состава ОПО, ликвидации/введения нового ОПО, требуется предоставить документы и согласовать изменения в Ростехнадзоре.

Перечень документов для Регистрации ОПО

Для осуществления регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов эксплуатирующей организацией представляется следующий пакет документов:

1. заявление от эксплуатирующей организации;
2. карта учёта опасного производственного объекта (в двух экземплярах на каждый объект);
3. сведения характеризующие опасный производственный объект (в двух экземплярах);
4. обоснование безопасности опасного производственного объекта (в некоторых случаях);
5. дополнительные сведения об ОПО и эксплуатирующей их организации: уставные документы (коды статистики, свидетельство о регистрации юрлица, свидетельство о постановке на налоговый учет); структура организации; генеральный план или экспликация зданий и сооружений; данные о количестве опасных веществ на ОПО; сведения о наличии ранее полученных лицензий и разрешений на применение технических устройств, эксплуатируемых в составе ОПО; сведения о применяемых технологиях; документы, подтверждающие права собственности и владения опасным производственным объектом; полис обязательного страхования ОПО.

Перерегистрация ОПО – процесс внесения изменений в государственный реестр ОПО, с целью актуализации данных об опасном производственном объекте и организации владеющей данным ОПО. Перерегистрацию ОПО необходимо проходить в следующих случаях:

1. изменение реквизитов организации (смена ИНН, названия организации, юридического/фактического адреса и т.д.);
2. изменение состава оборудования включенного в ОПО, либо ввод нового оборудования с признаками опасности;
3. присвоение класса опасности ОПО.

3.3.4 Декларирование промышленной безопасности опасного производственного объекта. Нормативно-правовая база разработки ДПБ

С 1997 г. в Российской Федерации законодательно установлена и действует процедура декларирования промышленной безопасности (ДПБ) опасных производственных объектов (ОПО).

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ ввел на законодательном уровне **процедуру декларирования промышленной безопасности ОПО**. Согласно статье 14 этого закона:

1. **Разработка декларации промышленной безопасности предполагает всестороннюю оценку риска аварии и связанной с ней угрозы**; анализ достаточности принятых мер по предупреждению аварий, по обеспечению готовности организации к эксплуатации опасного производственного объекта в соответствии с требованиями промышленной безопасности, а также к локализации и ликвидации последствий аварии на опасном производственном объекте; разработку мероприятий, направленных на снижение масштаба последствий аварии и размера ущерба, нанесенного в случае аварии на опасном производственном объекте.

2. Настоящим Федеральным законом устанавливается **обязательность разработки деклараций промышленной безопасности опасных производственных объектов I и II классов опасности, на которых получают, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества в количествах, указанных в [приложении 2](#)** к настоящему Федеральному закону (за исключением использования взрывчатых веществ при проведении взрывных работ). (Абзац в редакции, введенной в действие с 15 марта 2013 года [Федеральным законом от 4 марта 2013 года N 22-ФЗ](#)

3. **Декларация промышленной безопасности разрабатывается в составе проектной документации на строительство, реконструкцию опасного производственного объекта, а также документации на техническое перевооружение, консервацию, ликвидацию опасного производственного объекта.**

3.1. **Декларация промышленной безопасности находящегося в эксплуатации опасного производственного объекта разрабатывается вновь:**

- в случае истечения десяти лет со дня внесения в реестр деклараций промышленной безопасности последней декларации промышленной безопасности;
- в случае изменения технологических процессов на опасном производственном объекте либо увеличения более чем на двадцать процентов количества опасных веществ, которые находятся или могут находиться на опасном производственном объекте;
- в случае изменения требований промышленной безопасности;
- по предписанию федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности или его территориального органа в случае выявления несоответствия сведений, содержащихся в декларации промышленной безопасности, сведениям, полученным в ходе осуществления федерального государственного надзора в области промышленной безопасности.

4. **Декларация промышленной безопасности** утверждается руководителем организации, эксплуатирующей опасный производственный объект. Руководитель организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, несет ответственность за полноту и достоверность сведений, содержащихся в декларации промышленной безопасности, в соответствии с законодательством Российской Федерации.

5. **Декларация промышленной безопасности**, разрабатываемая в составе документации на техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасного производственного объекта, и декларация промышленной безопасности, разрабатываемая вновь, проходят экспертизу промышленной безопасности в установленном порядке. Проектная документация на строительство, реконструкцию опасного производственного объекта, содержащая декларацию промышленной безопасности, подлежит экспертизе в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности.

6. **Декларацию промышленной безопасности** представляют органам государственной власти, органам местного самоуправления, общественным объединениям и гражданам в порядке, который установлен Правительством Российской Федерации.

7. **Декларация промышленной безопасности**, представленная в федеральный орган исполнительной власти в области промышленной безопасности или его территориальный орган, вносится в реестр деклараций промышленной безопасности в течение пяти рабочих дней со дня поступления соответствующих документов.

8. Ведение реестра деклараций промышленной безопасности осуществляется федеральным органом исполнительной власти в области промышленной безопасности (Ростехнадзор) в соответствии с административным регламентом.

Нормативно-правовая база ДПБ:

В настоящее время создана нормативно-правовая основа декларирования промышленной безопасности, которая регламентируется нормативными документами, перечисленными ниже:

[Постановление Правительства РФ от 11 мая 1999 года №526 Об утверждении Правил представления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов \(с изменениями на 21 июня 2013 года\)](#) [Федеральный закон от 21 июля 1997 года №116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов РД от 29 ноября 2005 года №03-14-2005 Об утверждении Порядка оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечня включаемых в нее сведений \(с изменениями на 18 ноября 2014 года\)](#). [Приказ Ростехнадзора от 29 ноября 2005 года №893 РД 03-357-00 Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта РД от 26 апреля 2000 года №03-357-00 Постановление Госгортехнадзора России от 26 апреля 2000 года №23. Об утверждении Руководства по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах" ПРИКАЗ РТН от 11 апреля 2016 года N 144РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах РД от 29 октября 2002 года №03-496-02 Постановление Госгортехнадзора России от 29 октября 2002 года №63 ПРИКАЗ РТН 20.04.2015 N 159 ОБ УТВ.РУКОВОДСТВА ПО БЕЗОП. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙНЫХ ВЗРЫВОВ ТОПЛИВНО-ВОЗДУШНЫХ СМЕСЕЙ](#)

3.3.5. Состав декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта (ДПБ ОПО). Анализ опасности и риска в ДПБ.

Положение о порядке оформления ДПБ и перечне сведений, содержащихся в ней утверждено Приказом Ростехнадзора от 29.11.2005 №893 **(ред. от 18.11.2014 внесены изменения!!!)**

«Об утверждении Порядка оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечня включаемых в нее сведений» **(вместе с «РД-03-14-2005...»)** и устанавливает:

1. Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений (далее – Порядок) устанавливает перечень сведений, которые должны содержаться в декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов (далее – декларация), и требования к ее оформлению.

2. Порядок разработан в соответствии с:

– Федеральным законом от 21.07.97 N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, N 30, ст. 3588) с изменениями на 9 мая 2005 года;

– Положением о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 30.07.2004 N 401 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 32, ст. 3348);

– Постановлением Правительства Российской Федерации от 11.05.99 N 526 "Об утверждении Правил представления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, N 20, ст. 2445) с изменениями на 1 февраля 2005 года;

– Постановлением Правительства Российской Федерации от 01.02.2005 N 49 "Об изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, N 7, ст. 560).

3. Порядок распространяется на декларации, разрабатываемые в соответствии с федеральным законодательством, независимо от организационно-правовых форм собственности организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты (далее – ОПО), а также ведомственной принадлежности опасных производственных объектов.

4. Порядок является обязательным для исполнения организациями, разрабатывающими декларации, экспертными организациями, осуществляющими экспертизу промышленной безопасности деклараций, работниками Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (далее – Служба), осуществляющими надзор за декларируемыми опасными производственными объектами.

7. Декларация разрабатывается в случаях, установленных [статьей 14 Федерального закона от 21 июля 1997 года N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"](#).

13. Декларация, разрабатываемая в составе документации на техническое перевооружение (в случае, если указанная документация не входит в состав проектной документации опасного производственного объекта, подлежащей экспертизе в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности), консервацию, ликвидацию ОПО или вновь разрабатываемая декларация промышленной безопасности, находящегося в эксплуатации опасного производственного объекта, подлежит экспертизе промышленной безопасности в порядке, установленном федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности.

В Положение включены требования Федерального закона «О промышленной безопасности ОПО», дана структура декларации, которая имеет следующие элементы (п.16 РД 03—14-2005):

- титульный лист;
- данные об организации-разработчике декларации;
- оглавление;

Раздел 1. «Общие сведения»;

Раздел 2. «Результаты анализа безопасности»;

Раздел 3. «Обеспечение требований промышленной безопасности»;

Раздел 4. «Выводы»;

Раздел 5. «Ситуационный план»;

Приложение 1. «Расчетно-пояснительная записка»;

Приложение 2. «Информационный лист».

В соответствии со структурой в декларации должны быть изложены основные результаты оценки риска и меры безопасности, а сведения, обосновывающие эти результаты, представляются в расчетно-пояснительной записке, являющейся отдельным приложением к декларации (см. РД 03-14-2005 с изм. на 18.11.2014 г).

3.3.6 Экспертиза промышленной безопасности опасных производственных объектов и ДПБ.

В соответствии со ст. 6 Федерального закона "О промышленной безопасности ОПО":

1. К видам деятельности в области промышленной безопасности относятся проектирование, строительство, эксплуатация, реконструкция, капитальный ремонт, техническое перевооружение, консервация и ликвидация опасного производственного объекта; изготовление, монтаж, наладка, обслуживание и ремонт технических устройств, применяемых на опасном произ-

водственном объекте; **проведение экспертизы промышленной безопасности**; подготовка и переподготовка работников опасного производственного объекта в не образовательных учреждениях.

2. Обязательным требованием к соискателю лицензии для принятия решения о предоставлении лицензии на эксплуатацию опасных производственных объектов является наличие документов, подтверждающих ввод опасных производственных объектов в эксплуатацию, **или положительных заключений экспертизы промышленной безопасности** на технические устройства, применяемые на опасных производственных объектах, здания и сооружения на опасных производственных объектах, а также в случаях, предусмотренных [статьей 14 настоящего Федерального закона](#), деклараций промышленной безопасности

экспертиза промышленной безопасности – определение соответствия объектов экспертизы промышленной безопасности, указанных в [пункте 1 статьи 13 настоящего Федерального закона](#), предъявляемым к ним требованиям промышленной безопасности

эксперт в области промышленной безопасности – физическое лицо, аттестованное в установленном Правительством Российской Федерации порядке, которое обладает специальными познаниями в области промышленной безопасности, соответствует требованиям, установленным федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности, и участвует в проведении экспертизы промышленной безопасности.

Ст. 13 Экспертиза промышленной безопасности

1. Экспертизе промышленной безопасности подлежат:

- документация на консервацию, ликвидацию опасного производственного объекта; *[13.1.1](#))
- документация на техническое перевооружение опасного производственного объекта в случае, если указанная документация не входит в состав проектной документации такого объекта, подлежащей экспертизе в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности;
- технические устройства, применяемые на опасном производственном объекте, в случаях, установленных статьей 7 настоящего Федерального закона;
- здания и сооружения на опасном производственном объекте, предназначенные для осуществления технологических процессов, хранения сырья или продукции, перемещения людей и грузов, локализации и ликвидации последствий аварий;

- декларация промышленной безопасности, разрабатываемая в составе документации на техническое перевооружение (в случае, если указанная документация не входит в состав проектной документации опасного производственного объекта, подлежащей экспертизе в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности), консервацию, ликвидацию опасного производственного объекта, или вновь разрабатываемая декларация промышленной безопасности;
- обоснование безопасности опасного производственного объекта, а также изменения, вносимые в обоснование безопасности опасного производственного объекта.

Экспертизу промышленной безопасности проводит организация, имеющая лицензию на проведение указанной экспертизы, за счет средств ее заказчика.

Организации, имеющей лицензию на проведение экспертизы промышленной безопасности, запрещается проводить указанную экспертизу в отношении опасного производственного объекта, принадлежащего на праве собственности или ином законном основании ей или лицам, входящим с ней в одну группу лиц в соответствии с антимонопольным законодательством Российской Федерации. Заключение экспертизы промышленной безопасности, подготовленное с нарушением данного требования, не может быть использовано в целях, установленных настоящим Федеральным законом.

Экспертиза промышленной безопасности проводится в порядке, установленном федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности, на основании принципов независимости, объективности, всесторонности и полноты исследований, проводимых с использованием современных достижений науки и техники.

Результатом проведения экспертизы промышленной безопасности является заключение, которое подписывается руководителем организации, проводившей экспертизу промышленной безопасности, и экспертом или экспертами в области промышленной безопасности, участвовавшими в проведении указанной экспертизы. Требования к оформлению заключения экспертизы промышленной безопасности устанавливаются федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности.

Заключение экспертизы промышленной безопасности представляется ее заказчиком в федеральный орган исполнительной власти в области промышленной безопасности или его территориальный орган, которые вносят в реестр заключений экспертизы

промышленной безопасности это заключение в течение пяти рабочих дней со дня его поступления.

Заключение экспертизы промышленной безопасности, признанное заведомо ложным, подлежит исключению из реестра заключений экспертизы промышленной безопасности.

Ведение реестра заключений экспертизы промышленной безопасности осуществляется федеральным органом исполнительной власти в области промышленной безопасности в соответствии с административным регламентом.

Эксперт в области промышленной безопасности обязан:

- определять соответствие объектов экспертизы промышленной безопасности требованиям промышленной безопасности путем проведения анализа материалов, предоставленных на экспертизу промышленной безопасности, и фактического состояния технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах, зданий и сооружений на опасных производственных объектах, подготавливать заключение экспертизы промышленной безопасности и предоставлять его руководителю организации, проводящей экспертизу промышленной безопасности;

- соблюдать установленные федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности порядок проведения экспертизы промышленной безопасности и требования к оформлению заключения экспертизы промышленной безопасности;

- обеспечивать объективность и обоснованность выводов, содержащихся в заключении экспертизы промышленной безопасности;

- обеспечивать сохранность материалов, предоставленных на экспертизу промышленной безопасности, и конфиденциальность информации, полученной в ходе проведения указанной экспертизы.

Экспертиза декларации промышленной безопасности – процесс оценки соответствия декларации промышленной безопасности предъявляемым к ней требованиям промышленной безопасности.

Необходимость экспертизы декларации промышленной безопасности. ФЗ-116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» устанавливает обязательность проведения экспертизы декларации промышленной безопасности для объектов, которые подлежат декларированию. **ВАЖНО:** Декларация промышленной безопасности, без зарегистрированного

заключения экспертизы декларации промбезопасности к ней, не имеет юридической силы.

Проведение экспертизы декларации промышленной безопасности

Объектом экспертизы является декларация промышленной безопасности вместе с приложениями (расчетно-пояснительная записка, информационный лист) и проводится в соответствии с Правилами экспертизы декларации промышленной безопасности.

Экспертиза проводится с целью установления:

- соответствия полноты и достоверности информации, представленной в декларации, требованиям промышленной безопасности;
- обоснованности результатов анализа риска аварий на опасном производственном объекте, изложенных в декларации;
- достаточности разработанных и/или реализованных мер по обеспечению требований промышленной безопасности.

Проведение экспертизы декларации промышленной безопасности осуществляется организацией, имеющей лицензию Ростехнадзора на проведение экспертизы декларации промышленной безопасности.

Результатом проведения экспертизы является заключение экспертизы декларации промышленной безопасности.

Утверждение экспертизы декларации промышленной безопасности

Заключение экспертизы на декларацию промышленной безопасности регистрирует, рассматривает и утверждает управление Центрального аппарата Ростехнадзора.

Пакет документов на утверждение экспертизы декларации промышленной безопасности:

1. Декларация промышленной безопасности;
2. Расчетно-пояснительная записка к декларации промышленной безопасности;
3. Информационный лист к декларации промышленной безопасности;
4. Заключение экспертизы на декларацию промышленной безопасности;
5. Заключение МЧС России;
6. Заявление от организации.

В случае представления материалов не в полном объеме или имеющих очевидные изъяны в оформлении, отраслевое управление (отдел) в срок не более 5 дней и без регистрации возвращает

их организации, утвердившей декларацию, с указанием причины возврата.

Срок утверждения заключения экспертизы декларации промышленной безопасности не должен превышать 30 дней со дня поступления заключения экспертизы. При необходимости этот срок может быть продлен не более чем на 30 дней.

Письмо с решением об утверждении заключения экспертизы декларации промышленной безопасности или об отказе в утверждении заключения экспертизы направляется организации, представившей заключение экспертизы, копия письма направляется экспертной организации.

Предметом регистрации являются непосредственно декларация, заключение экспертизы по ней, а также сопроводительное письмо, с которым декларация поступила в Ростехнадзор.

РАЗДЕЛ 4. ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ (ГРП)

4.1. ГРП, общие сведения, назначение, технологическая схема

ГРП являются связующим звеном между ГРС и газовыми сетями и сооружаются на территории городов, поселков, промышленных и коммунальных предприятий. Они могут быть сетевыми, питающими отдельные участки распределительных сетей низкого и среднего давления и объектов, подающими газ конкретному предприятию. На ГРП осуществляется снижение давления и автоматическое поддержание его на заданном уровне, производится очистка газа от механических примесей и защита трубопроводов от повышения давления [51].

Газорегуляторные пункты (ГРП) и газорегуляторные установки (ГРУ) предусматриваются для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях. Их сооружают на территории городов и других населенных пунктов, а также на территории промышленных, коммунальных и других предприятий.

При проектировании газоснабжения жилых домов и коммунально-бытовых объектов от газопроводов среднего давления допускается вместо ГРП предусматривать комбинированные (домовые) регуляторы газа, имеющие предохранительные устройства.

ГРП размещают в отдельно стоящих зданиях, в пристройках к зданиям, в шкафах, устанавливаемых на негорючей стене снаружи газифицируемого здания или на отдельно стоящей негорючей опоре, а также на негорючем покрытии промышленного здания, в котором расположено газопотребляющее оборудование. ГРП могут выполняться встроенными в одноэтажные производственные здания и котельные. Устройство ГРП в подвальных и полуподвальных помещениях зданий любого назначения, а также встроенными и пристроенными к жилым и общественным зданиям (кроме зданий производственного характера) не допускается.

На территориях промышленных предприятий ГРП размещают на открытых огражденных площадках под навесами, если климатические условия позволяют обеспечивать нормальную работу устанавливаемого оборудования и контрольно-измерительных приборов. Допускается вынос из ГРП части оборудования (задвижек, фильтров и др.) на огражденную площадь рядом со зданием ГРП.

По величине давления газа на выходе ГРП классифицируют как: **среднего** – от 0,005 МПа до 0,3 МПа и **высокого давления**

– 0,3 МПа до 1,2 МПа (ГРП). В зависимости от назначения и технической целесообразности они могут размещаться в отдельно стоящих зданиях; в пристройках к зданиям; в шкафах, устанавливаемых на несгораемой стене.

ГРП с давлением газа на вводе до 0,6 МПа, предназначенные для газоснабжения коммунальных предприятий (бань, фабрик-прачечных, фабрик химчистки и др.) и отопительных котельных, расположенных в отдельно стоящих зданиях, допускается размещать в пристройках к помещениям этих предприятий, в которых находятся агрегаты, использующие газовое топливо.

Шкафные ГРП допускается устанавливать на стенах газифицируемых зданий не ниже III степени огнестойкости для газоснабжения объектов коммунально-бытового назначения, в том числе и жилых домов при давлении газа на вводе в ГРП до 0,3 МПа и для газоснабжения промышленных и коммунальных предприятий – при давлении газа на вводе в ГРП до 0,6 МПа. Шкафные ГРП с давлением газа более 0,3 до 0,6 МПа размещают на стенах зданий без дверных и оконных проемов.

ГРП в отдельно стоящих зданиях имеют давление газа на выходе до 1,2 МПа и пропускную способность от 1,5 тыс.м³/ч до 100 тыс.м³/ч.

По количеству линий редуцирования ГРП условно разделяют на группы:

- одна линия редуцирования с одним регулятором при наличии свободной линии (байпас) (рис. 4.1.);
- одна рабочая и одна резервная линии (без байпаса) – схема применяется при $P_{вх} > 0,6$ МПа и $Q > 5000$ м³/ч.

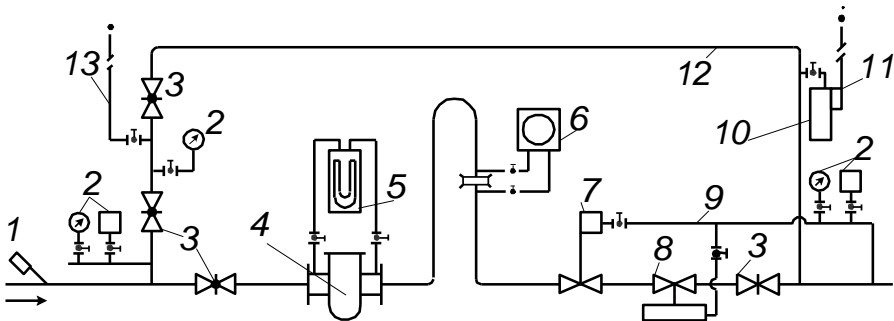


Рис. 4.1.1 – Технологическая схема ГРП

- 1 – термометр; 2 – манометры (показывающий и регистрирующий); 3 – запорная арматура; 4 – фильтр; 5 – дифманометр, определяющий засоренность фильтра; 6 – узел измерения расхода газа; 7 – предохранительное запорное устройство; 8 – регулятор давления; 9 – импульсный трубопровод; 10 – гидравлическое ПСУ; 11 – свеча сбросная; 12 – обводной газопровод (байпас); 13 – свеча продувочная

В зависимости от величины расхода газа и наличия регуляторов большой пропускной способности узел редуцирования может иметь несколько рабочих линий. Имеются и ГРП, подающие газы двум разнородным потребителям. В этом случае они имеют и два узла редуцирования.

4.2 Очистка газа в ГРП. Назначение, применяемое оборудование.

Для очистки газа от механических частиц на ГРП устанавливают фильтры. В зависимости от пропускной способности и входного давления применяются фильтры различных модификаций (табл. 4.2.1): сетчатые (ФС), волосяные кассетные литые (ФВ), волосяные кассетные сварные (ФГ). На городских ГРП применяют также висциновые фильтры с $D_y = 300$ мм и $P_{вх} = 1,2$ МПа.

Очистка газа повышает надежность работы всего оборудования ГРП (ГРУ): отключающих устройств, регуляторов давления, предохранительных устройств, узлов учета расхода газа. При наличии в технологических схемах ГРП счетчиков расхода газа типов РГ, ТУРГАС перед ними монтируются дополнительные фильтры (ФС). Допускаемые перепады давления в новых и загрязненных кассетах соответственно: ФС – 2,5 кПа и 5 кПа; ФВ – 3÷5 кПа и 10 кПа; ФГ – 4÷5 кПа и 10 кПа. Общий перепад давления в фильтре

определяется суммой перепадов на кассете и в корпусе фильтра (ФВ и ФГ). Суммарные потери в ФС складываются из потерь в корпусе (30÷40%), в фильтрующем элементе – стакане (50÷60%) и на сетке (1÷2%).

Таблица 4.2.1 – Технические характеристики газовых фильтров ГРП

Фильтр	Допустимая пропускная способность, м ³ /ч при входном давлении, МПа		
	0,3	0,5	1,2
ФС-25	205	270	370
ФС-40	430	570	770
ФС-50	610	810	-
ФВ-80	880	1170	1600
ФВ-100	1257	1665	2270
ФВ-200	4900	6500	8870
ФГ-50-6(12)	4500	7000	-(9000)
ФГ-100-6(12)	11000	15000	-(19000)
ФГ-200-6(12)	29000	36000	-(46000)
ФГ-300-6(12)	66000	80000	-(100000)

Перепад давления на фильтре при рабочих параметрах газа можно определить по формуле:

$$\Delta P = 0,1 \cdot \Delta P_{\Pi} \left(\frac{Q}{Q_{\Pi}} \right)^2 \frac{\rho}{P}, \quad (4.3)$$

где $\Delta P, Q, \rho, P$ – фактические характеристики фильтра;
 $\Delta P_{\Pi}, Q_{\Pi}$ – характеристики из графиков (рис. 10.3).
 Допустимый расход газа через фильтр рассчитывают:

$$Q = Q_{\Pi} \sqrt{\frac{10 \cdot \Delta P \cdot P}{\Delta P_{\Pi} \cdot \rho}}, \quad (4.4)$$

Фильтры газовые в ГРП (ГРУ) *предназначены для очистки газа от пыли, смолистых веществ, нафталина и других твердых частиц*. Отсутствие в очищенном газе твердых частиц или уменьшение их количества до возможного минимума позволяет повысить

плотность запорных устройств, включая арматуру перед агрегатами, горелками и приборами, ПЗК, ПСК и регулирующих органов регуляторов давление, а также увеличить межремонтное время этих устройств за счет уменьшения износа (в основном эрозии) уплотняющих поверхностей. При этом уменьшается износ и повышается точность работы расходомеров (счетчиков и измерительных диафрагм), особо чувствительных к эрозии.

Поэтому правильный выбор фильтра и его квалифицированная эксплуатация являются одним из важнейших мероприятий по обеспечению надежного и безопасного функционирования системы газоснабжения. К сожалению, на практике наблюдаются случаи применения фильтров при расходах газа, заведомо больше допустимых, что значительно ухудшает степень очистки газа, а в кассетных фильтрах вызывает унос фильтрующего материала. В процессе эксплуатации проверка загрязненности фильтра осуществляется нерегулярно, а добавление фильтрующего материала в кассету и его смазка висциновым маслом зачастую не производятся годами. Результат этого – неплотность запорных устройств, необходимость их частого ремонта. В ГРП (ГРУ) фильтры устанавливаются на газопроводах до расходомеров (счетчиков и измерительных диафрагм), ПЗК и регуляторов давления.

Наибольшее распространение в газовом хозяйстве получили сетчатые и кассетные волосяные, а при давлениях более 1,2 МПа – висциновые с кольцами Рашига.

Для обеспечения достаточной степени очистки газа без уноса твердых частиц и фильтрующего материала лимитируется скорость газового потока, проходящего через фильтр, с учетом рабочего давления в его входном патрубке. В частности, для висциновых фильтров эта скорость не должна превышать 1 м/с, для сетчатых и кассетных она характеризуется максимально допустимым перепадом давления Δp на сетке или кассете фильтра, который, не должен превышать кгс/м²: 500 – для фильтров Dy 15 – 50 мм и 1000 – для фильтров Dy 80 – 500 мм. Следует отметить неправомерность градации фильтров по диаметрам условного прохода, а не по фильтрующему устройству, именно которое должно определять допустимый перепад на нем. Поэтому ниже при рассмотрении методики выбора и расчета принят допустимый максимальный перепад для сетчатых фильтров 500, для кассетных волосяных – 1000 кгс/см² независимо от их Dy .

Степень засорения фильтров определяют измерением перепада давления в них с помощью дифманометров, для присоединения которых фильтр должен иметь штуцеры. При отсутствии штуцеров их приваривают к газопроводу до и после фильтра.

В ряде случаев для измерения перепада на фильтре применяют пружинный манометр. При этом сначала открывают кран на трубке от входного штуцера фильтра, записывают показание манометра и кран закрывают.

Затем открывают кран на трубке выходного штуцера фильтра, записывают новое показание манометра и кран закрывают. Разность показаний характеризует перепад давления и степень засоренности фильтра. Следует отметить, что применять для измерения перепада давления на кассетах волосяных фильтров пружинный манометр целесообразно только при входном давлении не более 0,25 МПа, так как цена деления шкалы такого манометра не превышает 0,05 кгс/см². На сетчатых фильтрах, у которых максимальный $\Delta p \leq 0,05$ кгс/см², использование пружинных манометров не может обеспечить нужной точности измерения.

Фильтры сетчатые литые типа ФС применяют чаще всего в шкафных ГРП, а также в ГРУ при относительно небольших расходах газа. В качестве фильтрующего элемента используют плетеную однослойную металлическую сетку заводского изготовления, которую, придав ей цилиндрическую форму, припаивают к вставленному внутрь этого цилиндра каркасу. В последние годы применяют проволочный каркас (ранее сетка натягивалась на металлический стакан со щелями на его боковой поверхности).

Фильтры кассетные волосяные типа ФВ в чугунном исполнении предназначены для использования в стационарных и шкафных ГРП (ГРУ) с расходом газа до 9000 м³/ч (при входном давлении 1,2 МПа).

Фильтры кассетные типа ФГ в сварном исполнении предназначены для стационарных ГРП (ГРУ) с расходами газа до 100000 м³/ч. Как правило, их устанавливают в помещениях с положительной температурой, но допускается расположение на открытом воздухе при расчетной температуре не ниже минус 20°C.

Фильтры, не выпускаемые серийно, при необходимости изготавливаются промышленными или монтажными организациями индивидуально для каждого объекта. При этом, так как они относятся к оборудованию, являющемуся неотъемлемой частью газопроводов, то разрешения на их изготовление от местных органов Госгортехнадзора не требуется, но изготовление их должно отвечать требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов,

работающих под давлением» и надзор за этими фильтрами должен производиться инспекторами газового надзора (эти указания не распространяются на сварные фильтры, устанавливаемые в ГРП электростанций).

Выбор типоразмера сварного фильтра производят из расчета, чтобы потеря давления газа на чистой кассете с учетом входного давления не превышала $400 \div 500$ кгс/см². При этом потери давления в фильтре (сумма потерь в корпусе и кассете) могут значительно превышать это значение. Для выбора фильтра и опреде-

ления суммарных потерь давления газа ($\rho = 0,73$ кгс/м³) предназначена номограмма Мосгазниипроекта, рассчитанная на потерю давления в кассете 400 кгс/м².

В ГРП с входным давлением 12 кгс/см² находят применение пылеуловители висциновые (рис. 4.2.1) завода «Туламашгаз». Используют их также в ГРП с входным давлением менее 1,2 МПа при необходимости расположить фильтры вне помещения.

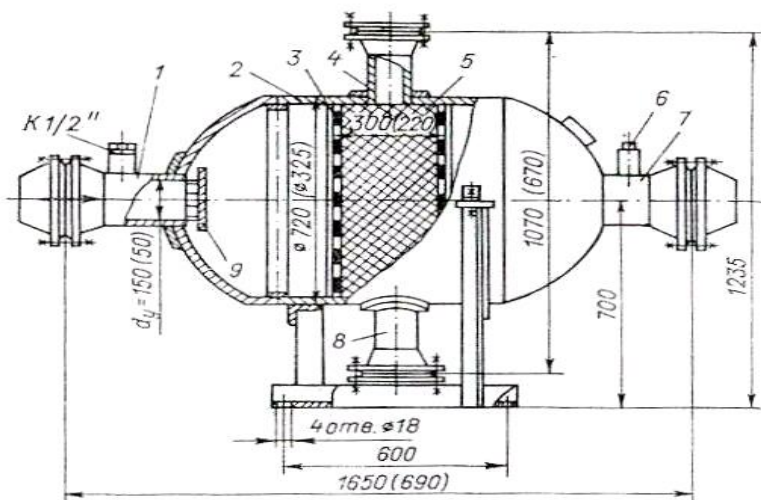


Рис.4.2.1 – Пылеуловитель висциновый Dy 700 (Dy 300)
Dy 300 не имеет опорных стоек, штуцеров для присоединения дифманометра и присоединительных фланцев к газопроводу

Средняя часть корпуса 2, имеющего входной 1 и выходной 7 патрубками, выделяется двумя сетками или перфорированными металлическими листами 3, между которыми засыпаются мелкие

кольца Рашига 5 (15×15 мм), смоченные висциновым маслом. Фильтр заполняется кольцами через люк 4, а разгружается через люк 8. На входном патрубке укреплен отбойный лист 9 для более равномерного распределения потока газа по всей площади фильтра, а также для отделения наиболее крупных твердых частиц, которые накапливаются в передней части корпуса.

Фильтр Ду 700 на входном и выходном патрубках имеет штуцеры 6 внутренней резьбой К 1/2" для подсоединения дифманометра. При использовании фильтра Ду 300 штуцеры приваривают к газопроводу до и после фильтра.

Пропускную способность V пылеуловителя висцинового определяют из условия, чтобы скорость w газа в корпусе с учетом входного давления p не превышала 1,0 м/с, по формуле, м³/ч,

$$V = f \cdot w \cdot p_a \cdot 3600,$$

где f – площадь расчетного сечения пылеуловителя, м² (для пылеуловителей Ду 300 и 700 расчетные площади соответственно равны: $f_{300}=0,073$ м², $f_{700}=0,37$ м²); p_a – абсолютное давление газа до пылеуловителя, кгс/см².

4.3 Предохранительные клапаны на ГРП, назначение, устройство

Для защиты выходных газопроводов от превышения установленного давления на ГРП имеются предохранительные запорные клапаны (ПЗК), сбросные клапаны (ПСК). ПЗК устанавливают перед регулятором давления для автоматического отключения потока газа при повышении или понижении давления газа. Точность срабатывания их $\pm 5\%$ заданных величин контролирующего давления. ПЗК контролируют верхний (на 25% выше максимального рабочего давления) и нижний предел. За нижний предел принимают минимально допустимое давление. Для бытовых потребителей $P_p^{\text{макс}}$ после регулятора давления не должно превышать 3 кПа.

Выходное давление из ГРП контролируют предохранительным запорным клапаном (ПЗК) и предохранительным сбросным клапаном (ПСК).

ПЗК контролирует верхний и нижний предел, ПСК – только верхний. ПСК настраивают на меньшее давление, чем ПЗК, поэтому он срабатывает первым. Сброс газа в атмосферу следует осуществлять в том случае, если регулятор давления работает нормально,

но при закрытии клапан не обеспечивает герметичности отключения (вследствие засорения клапана, износа и пр.) Если протечка через неплотно закрытый клапан будет превосходить потребление газа, то выходное давление будет расти.

Для предотвращения роста давления избыток газа необходимо сбросить в атмосферу. Такие ситуации обычно бывают кратковременными (в ночное время), а количество сбрасываемого газа незначительным. Срабатывание ПСК при указанных обстоятельствах предотвращает закрытие предохранительного клапана и нарушение нормального газоснабжения потребителей.

Если же отказал регулятор давления, ПСК сработал, а давление в сетях продолжает расти, то такая ситуация является аварийной. В этом случае срабатывает ПЗК, его клапан перекроет газопровод перед регулятором и прекратит подачу газа потребителям. ПЗК срабатывает также при недопустимом снижении давления газа, которое может произойти при аварии на газопроводе. По устранении причин отключения газа его подача потребителям автоматически не возобновляется. Вновь пустить газ может только обслуживающий персонал, что предотвращает аварии и несчастные случаи при пуске газа.

ПСК настраивают на давление, превышающее регулируемое на 15%. При низком выходном давлении разность между давлениями настройки клапана и регулируемым давлением должна быть не менее 500 Па. Расчетную величину сброса газа через ПСК при наличии в ГРП ПЗК или при установке после ГРП у потребителей дополнительных регулирующих устройств принимают в 10% пропускной способности наибольшего из клапанов регуляторов системы регулирования в ГРП. В иных случаях величину сброса газа принимают не менее пропускной способности наибольшего из клапанов регуляторов ГРП за вычетом минимального потребления газа.

ПСК устанавливают за регуляторами давления на выходе из ГРС. Они обеспечивают сброс газа при превышении $P_p^{макс.}$ после регулятора и настраиваются на давление, превышающее регулируемое не более чем на 15%. Сброс газа в атмосферу осуществляется в случае, если регулятор давления работает нормально, но при закрытии его клапан не обеспечивает герметичности отключения. Если протечка газа через неплотно закрытый клапан регулятора превосходит потребление газа, то $P_{вых.}$ увеличивается. Для предотвращения этого часть газа сбрасывается в атмосферу. Если же отказал регулятор давления, ПСК сработал, а давление в сетях растет, то в этом случае срабатывает ПЗК.

Допускается не размещать установку ПЗК в ГРП или ГРУ промышленных предприятий, если по условиям производства не предусмотрены перерывы в подаче газа. В этих случаях необходима установка сигнализации на повышение или понижение давления газа сверх допустимых пределов.

Количество газа, подлежащего сбросу ПСК, при наличии перед регулятором давления ПЗК принимают из условия

$$Q_c \geq 5 \cdot 10^{-4} Q_p, \quad (4.5)$$

где Q_p – расчетная пропускная способность регулятора, м³/ч.
 При отсутствии ПЗК условия изменяются:
 для регуляторов давления с золотниковыми клапанами

$$Q_c \geq 10^{-2} Q_p, \quad (4.6)$$

для регулирующих заслонок с электронными регуляторами

$$Q_c \geq 2 \cdot 10^{-2} Q_p. \quad (4.7)$$

При наличии в узле редуцирования ГРП нескольких линий редуцирования количество газа, подлежащего сбросу ПСК, Q_n следует определить из условия, что

$$Q_n \geq Q_c \cdot n, \quad (4.8)$$

где n – количество редуцирующих линий.

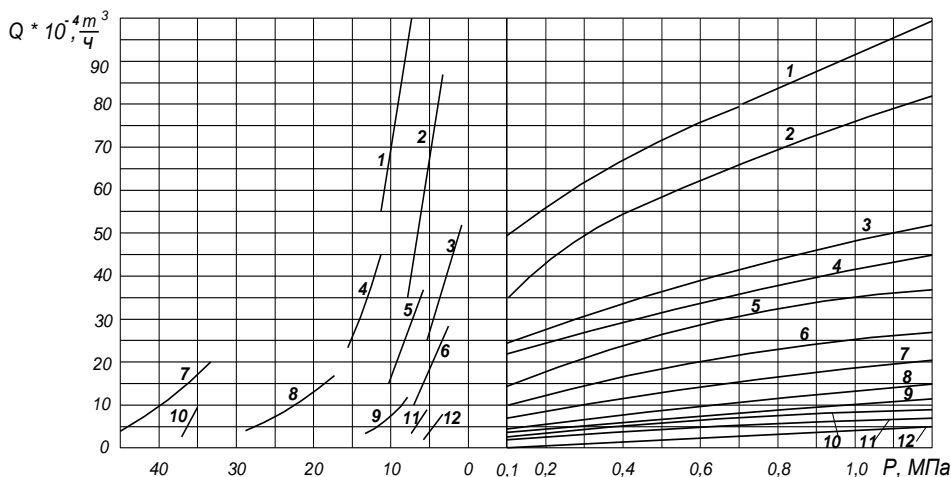


Рис. 4.3.1. Выбор газового фильтра и определение потерь в нем

1 – Д _у 300-100	5 – Д _у 200-80	9 – Д _у 100-50
2 – Д _у 300-80	6 – Д _у 200-50	10 – Д _у 50-100
3 – Д _у 300-50	7 – Д _у 100-100	11 – Д _у 50-80
4 – Д _у 200-100	8 – Д _у 100-80	12 – Д _у 50-50

В ГРП и ГРУ предусматривают продувочные и сбросные трубопроводы. Продувочные размещают как на входном газопроводе, после первого отключающего устройства, так и на обводном газопроводе (байпаса) между двумя отключающими устройствами.

Условный диаметр сбросного трубопровода, отводящего газ от ПСК должен быть равен у выходного патрубка клапана, но не менее 20 мм.

4.3.1 Порядок работы. Настройка и поверка ПСК.

Предохранительный сбросной клапан (ПСК) изображен на рис. 4.3.2. Под давлением газа, превышающим 15% рабочего давления, мембрана опускается и приоткрывает клапан, расположенный на ней, сбрасывая через «свечу» газ в атмосферу. Настраечное давление ($P_{пск}$): при низком давлении $P = P_{раб} + 0,25\% P_{раб}$; при среднем и высоком $P = P_{раб} + 15\% P_{раб}$. Порядок настройки ПСК: полностью вкручивается настраечный винт, сжимая пружину ПСК. Задается на мембране ПСК давление, на 15% превышающее $P_{раб}$ и равное заданному значению настройки ПСК в режимной карте ГПР. Наблюдая за давлением газа по манометру,

выкручивается настроечный винт ПСК, пока не появится характерный звук выходящего газа, а на манометре давление начинает снижаться.

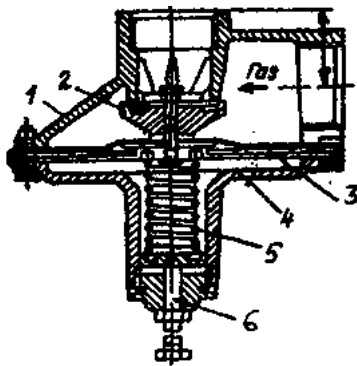


Рисунок 4.3.2 – Предохранительный сбросной клапан (ПСК)
1 – корпус, 2 – клапан, 3 – мембрана, 4 – дыхательное отверстие,
5 – пружина, 6 – регулировочный винт

Настройка и проверка ПСК осуществляется работниками газовой службы.

Основные неисправности. После срабатывания ПСК может пропускать газ, т.е. становится негерметичным. Причинами негерметичности могут быть:

- усталость пружины или попадание грязи на клапан;
- повреждение мембраны или потеря эластичности.

4.4 Регуляторы давления ГРП. Назначение, устройство, принцип действия.

Управление режимом работы в системе газоснабжения осуществляют с помощью **регуляторов давления**, которые являются основными узлами ГРС, ГРП, ГРУ, предназначенными для снижения и автоматического поддержания заданного (требуемого) давления газа перед потребителем, независимо от интенсивности расхода и начального давления газа. **Под автоматическим регулированием** понимают дросселирование потока газа, которое происходит без вмешательства человека и поддерживается на заданном уровне. При этом снижение давления идет независимо от отбора газа потребителем [27].

Регулирование давления газа осуществляют путем автоматического изменения степени открытия дросселирующего

узла регулятора, вследствие чего автоматически изменяется гидравлическое сопротивление потока газа. При увеличении гидравлического сопротивления перепад давления на дросселирующем узле возрастает и давление за регулятором снижается; при уменьшении же гидравлического сопротивления перепад давления уменьшается, а давление за регулятором возрастает [27].

Для регулирования давления газа широко применяются регуляторы, характеристики которых представлены в табл. 4.4.1.

Таблица 4.4.1 – Регуляторы давления газа

Наименование и шифр	Назначение	Максимальное рабочее давление газа		Максимальная пропускная способность $\text{м}^3/\text{час}$
		вход. МПа ($\text{кгс}/\text{см}^2$)	выход. кПа ($\text{кгс}/\text{см}^2$)	
РДБК1П-100-50	Редуцирование высокого или среднего давления газа	1,2(12)	30÷60 (0,3÷6)	10500
РДБК1-100-50		1,2(12)	1÷60 (0,01÷0,6)	10500
РДБК1-50		1,2(12)	1÷60 (0,01÷0,6)	6000
РДНК-50		1,2(12)	2÷3,5 (0,02÷0,035)	800
РДНК-50П		1,2(12)	3,5÷5 (0,035÷0,05)	800

Регулятор давления запоминает заданное давление в системе регулирования, определяет его в данный момент времени, сравнивает заданное давление с имеющимися в данный момент и при разности значений выдает управляющую команду, направленную на уменьшение этой разницы, поддерживая при этом после себя требуемое давление. Работая в автоматическом режиме, он позволяет автоматизировать производственные операции, обеспечить безаварийную работу потребителя и повысить общую производственную культуру.

Регулятор давления состоит из дросселирующего и реагирующего узлов. Реагирующий узел (в дальнейшем мембранный привод) изменяет заданный параметр: выходное давление. Дроссели-

рующей узел – седло и плунжер – изменяет количество протекающего через него газа. Мембранный привод и дросселирующий узел соединены исполнительным узлом, который выполняет команду мембранного привода для восстановления заданного параметра выходного давления.

При равновесном состоянии системы регулирования количество газа в газопроводе остается постоянным. Приток газа $Q_{пр}$ в систему регулирования равен количеству отбираемого, т.е. его расходу $Q_{расх}$. Следовательно, условием равновесия системы является равенство $Q_{пр} = Q_{расх}$. При этом давление после регулятора сохраняет свое постоянное значение $P_2 = const$. Если равновесие будет нарушено вследствие изменения расхода газа, т.е. $Q_{пр} \neq Q_{расх}$, тогда будет изменяться и заданное выходное давление P_2 .

Регулятор давления и выходной газопровод составляют замкнутую динамическую систему, поэтому весь процесс регулирования надо рассматривать совместно (рис. 4.4.1). При отклонении выходного давления за регулятором от заданного изменяется положение мембранного привода, который непосредственно или через исполнительный узел изменяет проходное сечение дросселирующего узла в требуемом направлении.

В результате происходит восстановление нарушенного равновесия между притоком и расходом газа.

Поддержание постоянного заданного выходного давления могло бы быть обеспечено, если бы мембранный привод каждый раз после восстановления нарушенного равновесия возвращался в исходное положение. Но в действительности этого не наблюдается из-за неизбежной нечувствительности, возникающей в результате трения и инерционных усилий подвижных частей, вызывающих запаздывание закрытия или открытия плунжером седла. Поэтому в процессе регулирования происходят чередующиеся перенаполнение и опорожнение системы регулирования, а следовательно, и отклонение давления от заданного. Таким образом, регулирование давления – колебательный процесс, характеризующийся периодом, частотой и амплитудой колебания. Этот процесс можно наблюдать, если подключить в систему регулирования двухтрубный манометр, заполненный водой. Колебание жидкости в манометре указывает, что происходит приток газа в систему регулирования и расход его из системы. Такое возмущение («кач») характеризуется малым периодом, частотой и амплитудой, не отражающимися на работе газогорелочных устройств. При подключении

технического пружинного манометра этого возмущения мы наблюдать не будем, т.к. чувствительность пружинного манометра намного меньше и он не воспринимает эти колебания.

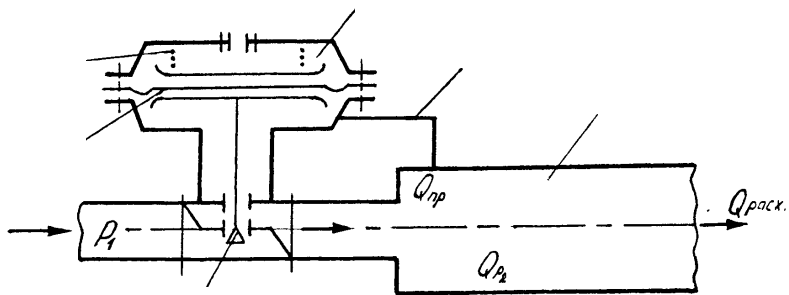


Рисунок – 4.4.1 Схема системы автоматического регулирования
 1 – регулятор давления; 2 – импульсивный трубопровод;
 3 – система регулирования – газовая сеть; 4 – дросселирующий узел; 5 – мембранный привод; 6 – пружина

Выходное давление в контролируемой точке меняется во времени со скоростью, зависящей от емкости системы. Чем она больше, а разница между притоком и расходом газа меньше, тем медленнее будет проявляться отклонение выходного давления от заданного значения. При малой емкости системы и большем, чем приток, расходе газа выходное давление изменится быстрее. Следовательно, возникает возмущение, которое выводит систему из равновесного состояния и в контролируемой точке выходное давление отклоняется от заданного. Восстановление выходного давления после возмущения – процесс переходный, течение которого в значительной мере определяется устройством регулятора и характеристикой системы регулирования.

4.5 Общие требования безопасности к размещению, отоплению и эксплуатации ГРП

Температуру отапливаемых помещений ГРП принимают не менее 5°C. В помещениях ГРП предусматривают водяное отопление как от централизованного источника теплоты, так и от индивидуальной отопительной установки. Максимальная температура на поверхности нагревательных приборов не должна превышать 95°C; при этом температура воздуха в помещении должна быть не более 30°C.

Отопительную установку (АГВ и др.) при устройстве в ГРП местного водяного отопления размещают в изолированном, имеющем самостоятельный выход помещении, отделенном от технологического, а также от других помещений ГРП глухими непроницаемыми и противопожарными стенами, с пределом огнестойкости не менее 2,5 часа.

Допускается электрообогрев помещения ГРП или отдельного оборудования при выполнении устройств отопления во взрывозащищенном исполнении. Температура наружных поверхностей оболочек электрооборудования не должна превышать 115°C.

Все помещения ГРП должны иметь естественное и электрическое освещение и естественную постоянно действующую вентиляцию, обеспечивающую не менее чем трехкратный воздухообмен в час.

Газорегуляторные установки (ГРУ), служащие для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях, монтируют в помещениях, где расположено газопотребляющее оборудование. Их размещают в газифицируемых зданиях вблизи от ввода газопровода. Подача газа от ГРУ к потребителям, расположенным в других отдельно стоящих зданиях, не допускается.

В отдельно стоящих отопительных котельных (при давлении газа до 0,6 МПа), а также на промышленных и коммунальных предприятиях ГРУ размещают непосредственно в помещениях котельных и цехов, где находятся агрегаты, использующие газ, или в смежных помещениях, соединенных с ними открытыми проемами и обеспеченных не менее чем трехкратным воздухообменом в час. При этом в одном здании устанавливают, как правило, одну ГРУ для снабжения газом агрегатов, расположенных в одном помещении. Допускается подача газа от одной ГРУ к тепловым агрегатам, расположенным в других помещениях одного здания, при условии, что эти агрегаты работают на одинаковых режимах давления газа, и в помещениях, где находятся агрегаты, обеспечен круглосуточный доступ обслуживающего персонала газовой службы. Для

тепловых агрегатов, расположенных в одном или разных помещениях одного здания и работающих на разных режимах давления газа, предусматривают несколько ГРУ.

Размещение двух ГРУ и более для газоснабжения агрегатов, находящихся в одном здании (помещении) и работающих на одинаковых режимах давления газа, допускается предусматривать в цехах с расходами газа более 1000 м³/ч и помещениях большой протяженности (цехах обжига цементного клинкера, стекловаренных, литейных цехах и др.). Размещать ГРУ с давлением газа на вводе 0,6-1,2 МПа непосредственно в помещениях цехов допускается только при технологической необходимости предприятия (цеха).

При компоновке оборудования ГРП и ГРУ предусматривают возможность доступа к оборудованию для монтажа, обслуживания и ремонта. Расстояние в свету между параллельными рядами оборудования – не менее 0,4 м; ширина основного прохода в помещении не менее 0,8 м.

Электроосвещение предусматривают внутренним во взрывозащищенном исполнении или наружным (типа «Кососвет») в нормальном исполнении. Электрические распределительные устройства и другое электрооборудование в нормальном исполнении размещают вне помещения ГРП или в смежном помещении, предназначенном для отопительной установки или прибора телемеханики. Металлические части электроустановок, не находящиеся под напряжением, заземляют.

Телефонный аппарат устанавливают в подсобном помещении ГРП или снаружи здания в запирающемся ящике. Допускается телефонный аппарат во взрывозащитном исполнении устанавливать непосредственно в помещении регуляторов.

В ГРП и ГРУ осуществляется очистка газа, снижение давления газа с высокого на среднее либо со среднего на низкое, поддержание давления на требуемом уровне. На входе газопровода в ГРП и на выходе его из ГРП устанавливаются отключающие устройства на расстояниях не ближе 5 и не далее 100 м от здания ГРП.

В ГРП и ГРУ по ходу движения газа устанавливается следующее оборудование: отключающее устройство, фильтр для чистки газа от механических примесей и пыли, предохранительный запорный клапан, регулятор давления, расходомер, предохранительный сбросной клапан, отключающее устройство. В качестве отключающего устройства при диаметре до 100 мм устанавливают пробковые краны, при большем диаметре – задвижки клиновые стальные. На входном газопроводе после первого отключающего устройства

врезается продувочный газопровод на байпасе, т.е. на обводном газопроводе продувочный газопровод врезается между двумя отключающими устройствами. Диаметр продувочного газопровода должен быть не менее 20 мм и выводиться выше конька крыши не менее 1 м. Продувочные газопроводы одного диаметра можно объединять, либо меньший диаметр должен входить в больший.

В ГРП может устраиваться дополнительная резервная линия редуцирования либо обводная линия (байпас). В исключительных случаях монтируются и резервные линии, и байпас. На обводной линии устанавливаются последовательно два отключающих устройства. В шкафных ГРП устройство байпаса не обязательно.

В ГРП и ГРУ устанавливаются показывающие манометры для измерения входного и выходного давления газа в трубопроводе.

РАЗДЕЛ 5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1 Опасности, возникающие при эксплуатации газового хозяйства

Газопроводы на территории промышленного предприятия прокладываются, как правило, надземно. Подземная прокладка газопроводов должна быть обоснована с учётом коррозионной активности грунта, наличия блуждающих токов и др. факторов. Ввод газопроводов в здание должен производиться непосредственно в помещение, где находятся агрегаты, потребляющие газ, или ли в смежное с ним помещение при условии соединения этих пространств открытым проёмом. Вводы не должны проходить через фундаменты и под ними, через подвалы, вентиляционные камеры, трансформаторные подстанции, складские помещения, помещения, имеющие категории А и Б по пожаровзрывоопасности.

В системах газоснабжения для снижения давления газа устраиваются газорегуляторные пункты (установки) (ГРП, ГРУ). На газопроводах перед вводом в здание и газорегуляторным пунктом (ГРП) устанавливаются отключающие устройства (задвижки, вентили и т.п.). Газорегуляторные пункты оснащаются средствами автоматического контроля и регулирования расхода, температуры, давления и др. параметров, обеспечения бесперебойного газоснабжения производственных объектов.

Обращающиеся в системе газового хозяйства предприятия вещества являются токсичными и пожаровзрывоопасными. Природный газ представляет собой смесь различных веществ (метан, диоксид углерода, азот, сероводород и др.), сжиженные углеводородные газы чаще всего представлены пропаном. В природном газе всех месторождений России превалирует метан (~ 90 % об.). Функциональное токсическое действие на организм человека основных компонентов природного и сжиженного углеводородного газов заключается в угнетении функций центральной нервной системы.

Особая опасность природного и сжиженного углеводородного газов заключается в их горючих свойствах, т.к. их смеси с воздухом легко взрываются при наличии импульса воспламенения. Взрывы таких смесей в помещениях могут создавать избыточное давление воздуха значительно более 5 кПа, что приводит к разрушениям оборудования, зданий, а также человеческим жертвам. При эксплуатации газового хозяйства возможны также и физические

взрывы за счёт повышенного давления транспортируемых по газопроводам веществ.

5.2 Основные способы безопасной эксплуатации газового хозяйства предприятий

Поскольку описанные выше опасные вещества содержатся в трубопроводах, оборудовании, приборах и т. п. газового хозяйства, необходимо обеспечивать их герметизацию. Наиболее предпочтительным способом герметизации в этом случае являются неразъёмные соединения элементов трубопроводов и оборудования путём сварки. При использовании разъёмных соединений предпочтительнее следует отдавать фланцевым соединениям. Для защиты оборудования газового хозяйства, расположенного на открытом воздухе или под землёй, от коррозии применяются специальные покрытия (краски, мастики и т.п.).

На случай аварийной ситуации в газовом хозяйстве, например, разгерметизация газового отопительного прибора, на питательных газопроводах устанавливаются быстродействующие отсечные клапаны, отключающие поток топлива за время не превышающее 3 с. Отсечные клапаны устанавливаются после запорного устройства (на входе газопровода в систему) перед газораспределительным пунктом и на отводах газопровода к потребителям после ГРП.

Для предотвращения физических взрывов, инициируемых высоким давлением газа, в газораспределительном пункте устанавливается 2 и более предохранительных сбросных клапана (ПСК). Сбросные трубопроводы от ПСК выводятся наружу на высоту не менее 2 м от конька крыши здания и не менее 5 м от поверхности земли.

На газопроводах перед каждым потребителем последовательно устанавливаются 2 запорных устройства, а между ними – продувочный трубопровод (свеча безопасности).

В целях предупреждения проявления импульсов воспламенения всё электрооборудование газорегуляторных устройств, газораспределительных пунктов, средств автоматического контроля и регулирования параметров изготавливается во взрывобезопасном исполнении.

5.2.1 Испытание газопроводов и прием их в эксплуатацию

Городские газопроводы, прокладываемые под землей, являются скрытыми сооружениями, поэтому установить качество проведенных работ по их прокладке после окончания строительства нельзя. Опыт показывает, что **дефекты строительства** служат **основной причиной аварий и поломок газопроводов**, а также являются **причиной нарушения режима работы системы**. Испытания прочности и плотности газопровода не могут вскрыть всех недостатков строительства. Например, плохое основание под газопровод может вызвать перенапряжения в сварных швах, низкое качество изоляции может привести к выходу газопровода из строя вследствие коррозии и т. д. Такие дефекты нельзя обнаружить во время испытаний.

Качество работ следует тщательно контролировать в процессе строительства. Этот **контроль осуществляется строящей организацией и техническим надзором** эксплуатации.

1. **При контроле сварочных работ** проверяются качество применяемых материалов и техническое состояние оборудования, производится проверка всех операций по сборке и сварке. *Качество сварных стыков проверяется внешним осмотром, физическими методами и механическими испытаниями контрольных образцов.* Качество изоляции газопровода до засыпки его грунтом контролируется внешним осмотром и с помощью электрического дефектоскопа.

Прилипаемость битумной эмали к трубе и слипаемость слоев изоляции проверяют внешним осмотром. Надрезают изоляцию двумя сходящимися под углом 45—60° линиями и снимают ее у вершины угла. При этом ни изоляция, ни обертка не должны отставать. С помощью электрического дефектоскопа производят сплошную проверку изоляции газопровода.

Схема дефектоскопа конструкции Е. Д. Овчинникова показана на рис.12.1. Работа дефектоскопа заключается в следующем. Аккумулятор питает цепь низкого напряжения индукционной катушки. В цепи низкого напряжения имеется прерыватель, параллельно которому для предотвращения подгорания контактов и обеспечения устойчивости искры присоединяется конденсатор. Цепь высокого напряжения прерывается изоляцией газопровода. В зависимости от толщины изоляции в этой цепи поддерживается напряжение 10000—40000 В. В рукоятку дугообразного искателя вмонтирована неоновая лампа. Дефекты изоляции обнаруживаются световыми и звуковыми сигналами.

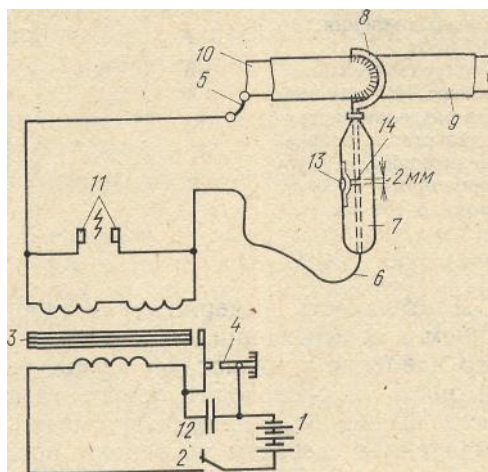


Рис. 5.1. Схема дефектоскопа конструкции Е. Д. Овчинникова

- 1 — аккумулятор, 6В; 2— выключатель; 3 — индукционная катушка; 4 — прерыватель; 5 — провод высокого напряжения, присоединенный к металлу газопровода; 6 — провод высокого напряжения рукоятки искателя; 7 — рукоятка искателя; 8 — дугообразный искатель с металлической щеткой; 9 — изоляция на газопроводе; 10 — газопровод; 11 — предохранительный зазор на вторичной обмотке 50 мм; 12 — конденсатор; 13 — неоновая лампочка; 14 — воздушный зазор 2 мм

После засыпки газопровода качество изоляции проверяют путем подачи импульсов постоянного электрического тока на газопровод. В этом случае газопровод присоединяют к источнику тока. В местах нарушения изоляции электрические заряды вытекают в грунт и по заземляющим электродам возвращаются к источнику, что обнаруживается миллиамперметром. Результаты контроля качества строительного-монтажных работ заносят в акты, которые представляют комиссии при приемке газопровода.

Смонтированный газопровод с установленной арматурой и оборудованном перед засыпкой грунтом осматривают. При осмотре проверяют; глубину заложения труб, уклон, состояние постели и изоляции, правильность монтажа арматуры и ее действие. Если в результате осмотра установлено, что монтаж произведен в соответствии с проектом и техническими условиями (ТУ), то производят

продувку газопровода I воздухом для удаления окалины, влаги, засорений и приступают к испытаниям.

Газопровод испытывают сжатым воздухом в два этапа: *на прочность и плотность*. Надземные трубопроводы с рабочим давлением более 0,3 МПа испытывают водой.

1) **Испытания трубопроводов на прочность** являются, по существу, предварительными испытаниями, выявляющими явные дефекты, так как применяемые давления газа недостаточны для того, чтобы исследовать действительную механическую прочность труб и сварных соединений. Перед испытаниями газопровод засыпают на уровень 20—25 см мелким грунтом. Стыки у газопроводов низкого и среднего давления не изолируют и не засыпают перед испытаниями, а у газопроводов высокого давления (за исключением монтажных) изолируют и засыпают грунтом. Длительность выдерживания газопровода под испытательным давлением при испытании на прочность должна быть не менее 1 ч, после чего давление снижают до нормы, установленной для испытания на плотность, и производят осмотр газопровода и арматуры. Дефектные места выявляют с помощью смазки соединений мыльной эмульсией. Выявленные дефекты устраняют после снижения давления в газопроводе до атмосферного.

2) **Испытание газопроводов на плотность** производят после засыпки траншеи грунтом до проектных отметок. Газопровод выдерживают под испытательным давлением до выравнивания его температуры с температурой грунта. Время выдержки зависит от диаметра трубы и изменяется от 6 до 24 ч. Длительность испытания на плотность составляет 24 ч.

Фактическое падение давления газа в газопроводе определяют с учетом изменения барометрического давления. Подземные вводы низкого давления диаметром до 100 мм при отдельном строительстве с распределительными газопроводами испытывают на плотность в течение 1 ч. **Газопровод считается выдержавшим испытание, если падение давления не превышает 50 Па в 1 < ч.**

При испытании на прочность надземных газопроводов их выдерживают под требуемым давлением в течение 1 ч, после чего давление снижают до величины, установленной для испытания на плотность, и производят внешний осмотр с проверкой мыльной эмульсией всех соединений. Испытания на плотность производят в течение 30 мин. Газопровод считается выдержавшим испытание, если падение давления по манометру было не более величин, рассчитанных по приведенным выше формулам.

Внутреннюю газовую сеть жилых и общественных зданий испытывают на прочность и плотность. *Испытание на прочность газопроводов низкого давления жилых, общественных, коммунальных и промышленных зданий производят при давлении 0,1 МПа на участке от отключающего устройства на вводе в здание до кранов на отводах к газовым приборам. Если в здании предусматривается установка газовых счетчиков, то испытание производят без счетчиков, а на этот период газопровод вместо счетчика соединяют перемычкой. Чтобы температура воздуха в газопроводе стала одинаковой с температурой воздуха в помещении, испытания начинают по истечении 3 ч после подъема давления. При испытании трубопроводов на прочность выявляются дефектные места, которые обнаруживают в результате смачивания мыльной эмульсией стыков, резьбовых и фланцевых соединений, арматуры и пр. Во время испытаний давление в трубопроводе не должно резко снижаться. После исправления выявленных дефектов газопроводы испытывают на плотность.*

Газопроводы жилых зданий испытывают на плотность давлением 4000 Па с установленными счетчиками и подключенными газовыми приборами. При отсутствии в квартирах счетчиков, а также при снабжении сжиженными газами испытание производят давлением 5000 Па. Если в течение 5 мин падение давления не превышает 200 Па, то газопровод считают выдержавшим испытание. Газопроводы низкого давления промышленных и коммунальных зданий испытывают на плотность давлением 10 кПа до кранов перед горелками не менее 1 ч, падение давления за это время допускается не более 600 Па.

Газовую сеть в эксплуатацию принимает комиссия, которая проверяет: соответствие построенной сети проекту и техническим условиям; качество работ (путем осмотра и изучения актов на скрытые работы); наличие актов о проведении испытаний, а также состояние арматуры и оборудования. Принятые в эксплуатацию сети могут находиться без газа не более 6 мес. Присоединение газопроводов к действующим сетям выполняет эксплуатирующая организация.

5.3 Присоединение газопроводов к действующим газовым сетям.

Присоединение газопроводов к действующим сетям относится к наиболее ответственным газоопасным работам. Их производят специально обученные бригады эксплуатирующей газовое хозяйство организации. Бригада должна **иметь схему присоединяемого** газопровода с указанием установленной запорной арматуры, пробок и другого оборудования. Эту схему должна представить строительная организация.

Газопровод присоединяют под давлением газа от 200 до 1200 Па.

При более низком давлении имеется опасность его падения до нуля и проникновения в трубопровод воздуха в тот момент, когда в действующем газопроводе отверстие уже вырезано, но еще не перекрыто присоединяемым газопроводом. При давлении более 1200 Па нельзя производить резку и сварку газопровода, так как пламя, выбиваемое из прорезаемой щели, трудно погасить. Это пламя может причинить ожоги сварщику и слесарю. Сварной шов при этом получается пористым и хрупким.

К действующим сетям низкого давления газопроводы присоединяют при наличии газа в трубопроводе. Потребителей от сети не отключают. Если давление в газопроводах превышает 1200 Па, его в этом случае снижают, что достигают изменением настройки сетевых регуляторов давления.

Одним из распространенных способов присоединения газопроводов к действующим газовым сетям является телескопический. Присоединяемый газопровод подводят к действующего газопроводу под углом 90°. На конец присоединяемого газопровода надевают отрезок трубы. Против него к действующему газопроводу приваривают патрубок, диаметр которого превышает диаметр надетого отрезка трубы. Внутри патрубка в стенке действующего газопровода вырезают окно, размер которого соответствует диаметру присоединяемого газопровода. Вырезанное окно извлекают с помощью заранее приваренного стержня, вдвигают в патрубок соединительный отрезок трубы, а зазоры между трубами конопатят асбестом. После удаления воздуха из узла присоединения концы соединительного отрезка трубы подвальцовывают и приваривают.

При вырезании окна в стенке газопровода образующуюся щель замазывают глиной. Окно до конца не вырезают — наверху оставляют перемычку размером 3—5 мм. После остывания трубы перемычку перерубают зубилом и вырезанную стенку газопровода вынимают.

Газопроводы к действующим сетям среднего и высокого давлений, присоединяют, снижая давление в них или без снижения. В первом случае участок газопровода, к которому присоединяют, отключают при помощи ближних задвижек, газ сбрасывают в атмосферу. После того как давление в газопроводе снизится примерно до 600—1000 Па, производят присоединение обычным способом. Недостатком такого способа является перерыв в подаче газа потребителям, получающим его от участка, в котором было произведено снижение давления.

Присоединить новый газопровод к действующему без снижения давления можно через задвижку. В этом случае к действующему газопроводу приваривают патрубок с фланцем. К фланцу крепится задвижка со специальной камерой, в которой имеется фреза. Фрезой вырезают отверстие в трубе. Вырезанную стенку вместе с фрезой перемещают в камеру и закрывают задвижку. После ее закрытия снимают приспособление и к фланцу задвижки присоединяют газопровод. Недостатком этого способа является необходимость в установке задвижки даже в том случае, когда по условиям обслуживания она не требуется. Кроме того, задвижка устанавливается в неудобном для эксплуатации месте. Существуют другие способы присоединения газопроводов к действующим газовым сетям без снижения давления, при которых установка задвижки не обязательна.

Газопроводы к действующим газовым сетям после их отключения и полного освобождения от газа присоединяют редко. Этот способ применяют в тех случаях, когда работу выполнять при давлении газа в трубопроводе нельзя (например, вблизи работающих котлов и печей). Продувку газопровода (т. е. удаление из него воздуха и наполнение газом) производят немедленно после присоединения к действующему газопроводу. Для этого в конце присоединяемого газопровода устанавливают специальную трубку (продувочную свечу) или используют отводные трубки из конденсаторных сборников. Высота продувочных свечей над землей должна быть около 2,5 м, а их число и диаметр зависят от длины и диаметра продуваемого газопровода. Продувку начинают постепенным открыванием задвижки у места присоединения и кранов; или задвижек на продувочных свечах. При отсутствии задвижки в узле присоединения продувку начинают открыванием кранов на продувочных свечах. Конец продувки определяют анализом выходящего газа. Если содержание кислорода в нем составляет меньше 1%, продувку считают законченной.

В сети жилых зданий газ пускают после заселения квартир. При этом жителей знакомят с правилами пользования газовыми приборами и выдают инструкции для каждого прибора, которые содержат указания по их эксплуатации и основные требования, обеспечивающие безопасное использование газовых приборов. В газопроводы общественных и коммунальных зданий газ разрешается пускать при наличии персонала, обученного правилам эксплуатации газооборудования зданий. Газ абонентам включает представитель организации, эксплуатирующей газовые сети города. При включении объекта газопроводы продувают газом до полного вытеснения воздуха.

5.4 Обслуживание и профилактический ремонт газопроводов.

Задачей обслуживания и профилактического ремонта является поддержание газопроводов и сооружений на них в состоянии, обеспечивающем безопасную эксплуатацию и бесперебойное снабжение потребителем газом.

При повреждениях газопроводов (разрыве стыков, сквозной коррозии стенок трубы, расстройстве фланцевых соединений, неисправности задвижек, арматуры и оборудования) газ через образовавшиеся неплотности проникает в грунт. Под действием давления или в результате меньшей плотности по отношению к воздуху он движется вверх, стремясь выйти в атмосферу. Встречая на своем пути плотное дорожное покрытие или промерзший и насыщенный влагой грунт, газ может отклониться от места утечки на десятки и даже сотни метров.

Дойдя до колодцев подземных сооружений, каналов или туннелей, газ скапливается в них. В результате может образоваться взрывоопасная концентрация. Для своевременного выявления мест утечек за состоянием газопроводов, их оборудованием и арматурой устанавливают систематическое наблюдение. Трассы газопроводов регулярно осматривают. Наружным осмотром трассы проверяют загазованность колодцев и контрольных трубок, а также загазованность колодцев других подземных сооружений, расположенных на расстоянии до 15 м от оси газопровода. При осмотре проверяют действие арматуры и производят мелкий ремонт оборудования газопроводов. Указанные работы выполняют бригады обходчиков и слесарей. Утечку газа устанавливают с помощью **газоиндикатора**. Действие газоиндикатора основано на изменении электропроводности платиновой спирали при катали-

ческом сжигании на ее поверхности газозвоздушной смеси. При профилактическом ремонте проверяют состояние газопровода, его изоляции, арматуры, оборудования и устраняют выявленные недостатки. Стальные газопроводы осматривают через 3 года после ввода их в эксплуатацию, а в дальнейшем — через каждые 5 лет.

Профилактический ремонт подземных газопроводов состоит из следующих основных работ: 1) бурового осмотра и устранения утечек Я за, обнаруженных при осмотре; 2) проверки и ремонта задвижек, арматуры и оборудования газопроводов; 3) проверки состояния трубы изоляции после раскопки шурфов. На основании профилактического осмотра и ремонта дают заключение о пригодности газопровода к дальнейшей эксплуатации.

Осмотр газопроводов производят с помощью скважин, которые пробуривают над стыками труб, а если расположение стыков неизвестно, то через каждые 2—3 м. Скважина имеет диаметр 20—40 мм и глубину не менее половины глубины заложения газовой сети. Во избежав™ повреждения газопровод при бурении скважины смещают в сторон! от его оси на расстояние, равное половине диаметра газопровода плюс 0,25 м. Назначение скважин состоит в том, чтобы обеспечить выход газа на поверхность. При наличии неплотности трубопровода газ обнаруживается в нескольких скважинах. Место утечки определяют по максимальной концентрации газа. Буровые работы механизмируют: усовершенствованное дорожное покрытие пробивают перфоратором, после чего электрическим вибратором забивают клин на всю глубину.

Проверку состояния стальных труб и изоляции на них производят с помощью шурфов. Шурф роют так, чтобы участок газопровода длиной 1,5—2 м можно было осмотреть со всех сторон. В пределах шурфа с трубы снимают изоляцию и тщательно проверяют трубу. При профилактическом осмотре шурфы роют через каждый километр на распределительных газопроводах и через каждые 200 м на дворовых.

При неудовлетворительном состоянии газопровода (сильной коррозии, расстройстве большого числа соединений, засорении труб и пр.) производят капитальный ремонт газопровода.

РАЗДЕЛ 6. БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ СОСУДОВ, РАБОТАЮЩИХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

6.1 Основные положения нормативных документов, регламентирующих эксплуатацию сосудов, работающих под давлением

При осуществлении различных технологических процессов, проведении ремонтных работ, в быту и т.д. широко используются различные системы повышенного давления: трубопроводы, баллоны и емкости для хранения или перевозки сжатых, сжиженных и растворенных газов, паровые и водяные котлы, газгольдеры и др. Основная характеристика этого оборудования состоит в том, что давление газа или жидкости здесь превышает атмосферное. Указанное оборудование принято называть **сосудами, работающими под давлением**.

Степень опасности сосудов определяется в соответствии с Федеральным законом № 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» согласно Приложения №1к ФЗ, сосуды работающие под давлением отнесены к категории технических устройств на опасных производственных объектах, на которых, – «используется оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа или при температуре нагрева воды более 115 °С», в том числе это относится и к баллонам, бочкам, цистернам в которых получают, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества».

Эксплуатация сосудов, работающих под давлением, и баллонов с газом регламентируется следующими **основными нормативными документами**:

1. [Технический регламент Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" ТР ТС 032/2013](#), принятого [Решением Совета Евразийской экономической комиссии от 2 июля 2013 года N 41](#) (далее – ТР ТС 032/2013).

2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением", утвержденные Приказом от 25 марта 2014 года N 116 ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБОЙ ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ.

В связи с вступлением в силу настоящего приказа, считать **не подлежащими применению** следующие постановления Федерального горного и промышленного надзора России

[от 11 июня 2003 года N 88 "Об утверждении Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов"](#) (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 18 июня 2003 года, регистрационный N 4703; Российская газета, 2003, N 120/1);

[от 11 июня 2003 года N 89 "Об утверждении Правил устройства и безопасной эксплуатации электрических котлов и электрокотельных"](#) (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 18 июня 2003 года, регистрационный N 4705; Российская газета, 2003, N 120/1);

[от 11 июня 2003 года N 90 "Об утверждении Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды"](#) (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 18 июня 2003 года, регистрационный N 4719; Российская газета, 2003, N 120/1);

[от 11 июня 2003 года N 91 "Об утверждении Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением"](#) (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 19 июня 2003 года, регистрационный N 4776; Российская газета, 2003, N 120/1).

Настоящие **Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением"** (далее – ФНП), разработаны в соответствии с **Федеральным законом от 21 июля 1997 года N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"** (п.2) ФНП направлены на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий, инцидентов, производственного травматизма на объектах при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 мегапаскаля (МПа):

- а) пара, газа (в газообразном, сжиженном состоянии);
- б) воды при температуре более 115 градусов Цельсия (°С);
- в) иных жидкостей при температуре, превышающей температуру их кипения при избыточном давлении 0,07 МПа.

(п.3) ФНП предназначены для применения при разработке технологических процессов, техническом перевооружении опасного производственного объекта (далее – ОПО), а также при размещении, монтаже, ремонте, реконструкции (модернизации), наладке и эксплуатации, техническом освидетельствовании, техни-

ческом диагностировании и экспертизе промышленной безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением (далее – оборудование под давлением), отвечающих одному или нескольким признакам, указанным в [подпунктах "а", "б" и "в" пункта 2 настоящих ФНП](#):

- а) паровых котлов, в том числе котлов-бойлеров, а также автономных пароперегревателей и экономайзеров;
- б) водогрейных и пароводогрейных котлов;
- в) энерготехнологических котлов: паровых и водогрейных, в том числе содорегенерационных котлов;
- г) котлов-утилизаторов (паровых и водогрейных);
- д) котлов передвижных и транспортабельных установок;
- е) котлов паровых и жидкостных, работающих с высокотемпературными органическими и неорганическими теплоносителями;
- ж) электрокотлов;
- з) трубопроводов пара и горячей воды;
- и) трубопроводов технологических для транспортирования газообразных, парообразных и жидких сред;
- к) сосудов, работающих под избыточным давлением пара, газов, жидкостей;
- л) баллонов, предназначенных для сжатых, сжиженных и растворенных под давлением газов;
- м) цистерн и бочек для сжатых и сжиженных газов;
- н) цистерн и сосудов для сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых избыточное давление создается периодически для их опорожнения;
- о) барокамер.

6.2 Сосуды, работающие под давлением. Основные термины и определения

Согласно положений Технического **регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением", основные понятия**:

Под сосудом понимается геометрически закрытая ёмкость, (стационарно установленная или передвижная), предназначенная для ведения химических, тепловых и других технологических процессов, а также для хранения и транспортировки газообразных, жидких и других веществ. Границей сосуда являются входные и выходные штуцера для подключения различных коммуникаций и устройств.

В зависимости от условий эксплуатации сосуды могут быть передвижными (для временного использования в различных местах или во время их перемещения) и стационарными (постоянно установленные в одном определённом месте). Рабочее давление в сосуде может быть как избыточное (по отношению к атмосферному) внутреннее, так и избыточное наружное, возникающее при нормальном протекании рабочего процесса.

Чаще всего используются сосуды следующих видов:

баллон – сосуд, имеющий одну или две горловины для установки вентилей, фланцев или штуцеров, предназначенный для транспортировки, хранения и использования сжатых, сжиженных или растворённых под давлением газов;

бочка – сосуд цилиндрической или другой формы, который можно перекачивать с одного места на другое и ставить на торцы без дополнительных опор, предназначенный для транспортировки и хранения веществ, указанных выше;

цистерна – передвижной сосуд, постоянно установленный на раме ж/д вагона, на шасси автомобиля (прицепа) или других средствах передвижения, предназначенный для транспортировки и хранения веществ, указанных выше;

резервуар – стационарный сосуд, предназначенный для хранения веществ, указанных выше;

Термины и определения:

"вместимость" – объем внутренней полости оборудования, определяемый по заданным на чертежах номинальным размерам;

"группа рабочих сред" – совокупность рабочих сред, подразделенных на:

группу 1, включающую рабочие среды, состоящие из воспламеняющихся, окисляющихся, горючих, взрывчатых, токсичных и высокотоксичных газов, жидкостей и паров в однофазном состоянии, а также их смесей;

группу 2, включающую все прочие рабочие среды, которые не отнесены к группе 1;

"давление внутреннее", "давление наружное" – избыточное давление, действующее на внутренние или наружные поверхности стенки оборудования;

"давление пробное" – избыточное давление, при котором производится испытание оборудования на прочность и плотность;

"давление рабочее" – максимальное избыточное давление, возникающее при нормальном протекании рабочего процесса;

"давление разрешенное" – максимально допустимое избыточное давление для оборудования (элемента), установленное на основании оценки соответствия и (или) контрольного расчета на прочность;

"давление расчетное" – давление, на которое производится расчет на прочность оборудования;

"давление условное" – расчетное давление при температуре 20 °С, используемое при расчете на прочность стандартных сосудов (узлов, деталей, арматуры);

"диаметр номинальный", "условный проход" – числовое обозначение размера, равное округленному значению внутреннего диаметра, которое указывается для всех компонентов оборудования, кроме компонентов, указанных по наружному диаметру или по размеру резьбы. Номинальный диаметр и условный проход указываются в миллиметрах без обозначения размерности;

"идентификация оборудования" процедура отнесения оборудования к области применения настоящего технического регламента и установления соответствия оборудования прилагаемой технической документации;

"изготовитель" – юридическое лицо или физическое лицо, зарегистрированное в качестве индивидуального предпринимателя, которые осуществляют от своего имени производство или производство и реализацию оборудования и отвечают за его соответствие требованиям безопасности настоящего технического регламента;

"обоснование безопасности" – документ, содержащий анализ риска, а также сведения из конструкторской, эксплуатационной, технологической документации о минимально необходимых мерах по обеспечению безопасности, сопровождающий оборудование на всех стадиях жизненного цикла и дополняемый сведениями о результатах оценки рисков на стадии эксплуатации после проведения капитального ремонта;

"предельное состояние оборудования" – состояние оборудования, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима;

"срок службы назначенный" – календарная продолжительность эксплуатации оборудования, при достижении которой эксплуатация должна быть прекращена независимо от его технического состояния;

"срок службы расчетный" – срок службы в календарных годах, установленный при проектировании и исчисляемый со дня ввода в эксплуатацию оборудования;

"температура рабочей среды" – минимальная (максимальная) температура среды при нормальном протекании технологического процесса;

"устройства предохранительные" – устройства, предназначенные для защиты сосудов, котлов, трубопроводов от разрушения при превышении допустимых значений величины давления или температуры;

"цикл жизненный" – временной период с момента выпуска оборудования изготовителем до его утилизации;

"эксплуатация оборудования" – стадия жизненного цикла с момента ввода в эксплуатацию оборудования до его утилизации;

"элемент оборудования" – сборочная единица оборудования, предназначенная для выполнения одной из его основных функций.

6.3 Конструкция СВД, документация и маркировка

Каждый сосуд должен поставляться изготовителем заказчику с **паспортом** установленной формы.

К паспорту прикладывается **руководство по эксплуатации**.

Паспорт сосуда должен быть составлен на русском языке и по требованию заказчика – на другом языке.

Допускается к паспорту прикладывать распечатки расчетов, выполненных на ЭВМ.

Элементы сосудов (корпуса, обечайки, днища, крышки, трубные решетки, фланцы корпуса, укрупненные сборочные единицы), предназначенные для реконструкции или ремонта, должны поставляться изготовителем **с удостоверением о качестве изготовления**, содержащим сведения в объеме согласно требованиям соответствующих разделов паспорта.

На каждом сосуде должна быть прикреплена табличка. Для сосудов наружным диаметром менее 325 мм допускается табличку не устанавливать. При этом все необходимые данные должны быть нанесены на корпус сосуда электрографическим методом.

На табличке должны быть нанесены:

- товарный знак или наименование изготовителя;
- наименование или обозначение сосуда;
- порядковый номер сосуда по системе нумерации изготовителя;
- год изготовления;

- рабочее давление, МПа;
- расчетное давление, МПа;
- пробное давление, МПа;
- допустимая максимальная и (или) минимальная рабочая температура стенки, °С;
- масса сосуда, кг.

Для сосудов с самостоятельными полостями, имеющими разные расчетные и пробные давления, температуру стенок, следует указывать эти данные для каждой полости.

Конструкция сосуда должна обеспечить надёжность и безопасность эксплуатации в течение расчётного срока службы и предусматривать возможность проведения технического освидетельствования, очистки, промывки, полного опорожнения, продувки газом или паром, ремонта, эксплуатационного контроля состояния металла и соединений. Сосуд должен иметь необходимое количество люков и смотровых лючков для осмотра, очистки, ремонта, монтажа и демонтажа разборных внутренних устройств.

Сосуд должен быть изготовлен цельнокованным или сварным способом. Отверстия в стенках сосуда должно быть вне сварных соединений.

Материалы, применяемые для изготовления сосудов должны обеспечивать их надёжную работу в течение расчётного срока службы с учётом заданных условий эксплуатации (по величине давления, температуры, составу и др.).

В качестве материала для сосудов, работающих под давлением, используется сталь (углеродистая и легированная), цветные металлы и их сплавы. Неметаллические материалы могут применяться только с разрешения органов «Федеральной службы по технологическому, экологическому и атомному надзору РФ» (Ростехнадзор, РТН) на основании заключения специализированной организации.

Все сварные соединения сосудов, работающих под давлением, должны быть подвержены неразрушающему контролю на наличие в них дефектов.

6.4 Опасности, возникающие при эксплуатации сосудов, работающих под давлением

Основная опасность при эксплуатации сосудов заключается в возможности их разрушения при внезапном адиабатическом расширении газов и паров (физический взрыв). При физическом взрыве потенциальная энергия сжатой среды в течение малого

промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и ударную волну.

Особенно опасны взрывы сосудов, содержащих горючие вещества, так как при этом возникает химический взрыв, являющийся причиной пожара.

При взрывах сосудов развиваются большие мощности, что и является причиной сильных разрушений. Так, например, при разрыве сосуда $V = 1 \text{ м}^3$ со сжатым до $P = 1,2 \text{ МПа}$ воздухом с длительностью физического взрыва $0,1 \text{ с}$ развивается мощность, равная 28 МВт .

Наиболее частыми причинами аварий сосудов, работающих под давлением, являются:

- несоответствие конструкции максимально допустимым давлению и температуре;
- превышение давления сверх предельного для данного сосуда;
- потеря механической прочности в результате внутренних дефектов, коррозии, местных перегревов и др.;
- несоблюдение установленного режима работы;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- отсутствие технического надзора.

Так как наиболее часто на производствах топливно-энергетического комплекса используются баллоны для транспортирования, хранения и использования сжатых, сжиженных и растворённых газов, рассмотрим подробнее опасности, возникающие при их эксплуатации.

Взрывы баллонов возможны при повреждении корпуса в случае падения или удара по баллону, особенно при температуре $< -30 \text{ }^\circ\text{C}$, т. к. при этом повышается хрупкость стали. Взрыв может произойти и при повышении температуры из-за роста давления среды в баллоне.

Причиной взрыва может быть также переполнение баллона сжиженными газами из-за резкого повышения давления при росте температуры, что объясняется следующим образом. При повышении температуры баллона, полностью заполненного сжиженным газом, величина возросшего при этом давления рассчитывается по формуле:

$$p = \Delta t \cdot \alpha / \beta \quad (15)$$

где: Δt – диапазон повышения температуры содержимого баллона, град.;

α – коэффициент объёмного теплового расширения газа, содержащегося в баллоне;

β – коэффициент объёмного теплового сжатия сжиженного газа, содержащегося в баллоне;

Для большинства газов, использующихся в промышленности, величина α больше β на порядок, что при повышении Δt на 10 градусов даёт прирост давления на 100 атм.

Взрывы баллонов, содержащих сжатый кислород возможны при попадании масел и других жировых веществ во внутреннюю полость вентиля или баллона за счёт применения, например, необезжиренных уплотняющих прокладок. В кислородной среде масла и жиры окисляются до пероксидов, которые разлагаются взрывным способом, кроме того масла и жиры в струе кислорода способны самовоспламеняться, что также приводит к взрыву баллонов.

Баллоны с водородом представляют опасность при загрязнении водорода, содержащегося в них, кислородом в количестве $> 1\%$ об., т. к. при этом образуется взрывоопасная смесь, воспламеняющаяся в взрывной форме при наличии соответствующего импульса.

Баллоны с ацетиленом представляют опасность из-за возможности этого вещества разлагаться со взрывом в отсутствие кислорода при давлении $> 0,2$ МПа. Из-за этого обстоятельства баллоны с ацетиленом заполнены активированным углём, который пропитан ацетоном, что позволяет повысить давление газа в баллоне до 1,6 МПа.

Аварии баллонов происходят также по причине отсутствия сведений о веществе, содержавшемся в них при полном расходовании его, а также отсутствия опознавательной окраски поверхности баллона и соответствующих надписей, в результате чего внутрь баллона может быть закачан или воздух или горючее вещество, что приведёт к образованию взрывоопасной смеси и взрыву при наличии соответствующего импульса воспламенения.

Поскольку в баллонах могут содержаться и токсические вещества, при их разгерметизации существует также опасность отравления персонала токсическими веществами.

6.5 Основные меры безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением

Обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий, инцидентов, производственного травматизма на объектах, на которых используется оборудование под давлением, осуществляется путем:

а) соблюдения организациями и их работниками требований промышленной безопасности, установленных федеральными законами Российской Федерации, принимаемыми в соответствии с ними нормативными правовыми актами Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации;

б) непосредственного выполнения организациями и их работниками требований настоящих ФНП и Федеральных норм и правил, устанавливающих требования промышленной безопасности к ОПО;

в) осуществления государственного надзора в области промышленной безопасности*** Ростехнадзором или иным уполномоченным органом в порядке, установленном в соответствии с законодательством Российской Федерации в области промышленной безопасности

г) осуществления лицензионного контроля за лицензируемым видом деятельности в пределах компетенции Ростехнадзора.

Конструкция сосуда должна обеспечить надёжность и безопасность эксплуатации в течение расчётного срока службы и предусматривать возможность проведения технического освидетельствования, очистки, промывки, полного опорожнения, продувки газом или паром, ремонта, эксплуатационного контроля состояния металла и соединений. Сосуд должен иметь необходимое количество люков и смотровых лючков для осмотра, очистки, ремонта, монтажа и демонтажа разборных внутренних устройств.

Сосуд должен быть изготовлен цельнокованным или сварным способом. Отверстия в стенках сосуда должны быть вне сварных соединений.

Материалы, применяемые для изготовления сосудов должны обеспечивать их надёжную работу в течение расчётного срока службы с учётом заданных условий эксплуатации (по величине давления, температуры, составу и др.).

В качестве материала для сосудов, работающих под давлением, используется сталь (углеродистая и легированная), цветные металлы и их сплавы. Неметаллические материалы могут применяться только с разрешения органов «Федеральной службы по техническому, экологическому и атомному надзору РФ»

(Ростехнадзор, РТН) на основании заключения специализированной организации.

Все сварные соединения сосудов, работающих под давлением, должны быть подвержены неразрушающему контролю на наличие в них дефектов.

Основные способы и средства безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, регламентируются нормативными документами и ФНП.

Для управления работой и обеспечения безопасной эксплуатации сосуда в зависимости от назначения в соответствии с требованиями ФНП должны быть оснащены:

- запорной или запорно-регулирующей арматурой;
- приборами для измерения давления;
- приборами для измерения температуры;
- предохранительными устройствами;
- указателями уровня жидкости.

Запорная и запорно-регулирующая арматура должна устанавливаться на штуцерах, присоединённых непосредственно к сосуду или на трубопроводах, подводящих и отводящих из него рабочую среду. На маховике запорной арматуры должно быть указано направление его вращения при открывании или закрывании прохода для содержимого сосуда с соответствующей надписью. Сосуды для горючих веществ и токсических веществ 1 или 2 класса опасности по ГОСТ 12.1.007-76, испарителей с огневым или газовым обогревом должны иметь обратный клапан на линии между запорной арматурой сосуда и насосом (компрессором), автоматически закрываемым давлением из сосуда, например, при отказе компримирующего устройства.

На каждом сосуде или его самостоятельной полости, имеющей другое давление, устанавливаются манометры прямого действия. Манометр устанавливается на штуцере сосуда или трубопроводе между сосудом и запорной арматурой. Между манометром и сосудом устанавливается трехходовой кран для периодической поверки прибора контрольным манометром. Манометры защищаются от воздействия агрессивной среды сосуда буферными жидкостями в сифонной трубке (например, маслом). Поверка манометра проводится не реже одного раза в год специализированными организациями (с последующим опломбированием), а не реже одного раза в шесть месяцев – владельцем сосуда с записью в соответствующий журнал.

Каждый сосуд (полость комбинированного сосуда) снабжается предохранительными устройствами от повышения давления выше допустимой величины. Такими устройствами являются:

- пружинные предохранительные клапаны;
- рычажно-грузовые клапаны;
- импульсные предохранительные устройства (ИПУ), состоящие из главного предохранительного клапана (ГПК) и управляющего импульсного клапана (ИПК) прямого действия;
- предохранительные устройства с разрушающимися мембранами (мембранные предохранительные устройства – МПУ);
- другие устройства, применение которых согласовано с Ростехнадзором.

Установка рычажно-грузовых клапанов на передвижных сосудах не допускается из-за нарушения работы их механизма за счёт инерционных эффектов, возникающих при неравномерном движении.

Отбор газов из сосудов на технологические и другие нужды производится через редуцирующие устройства, снижающие исходное давление до необходимой величины.

Для группы сосудов, работающих при одном и том же давлении, допускается установка одного редуцирующего устройства с манометром, предохранительным клапаном на общем, подводящем трубопроводе до первого ответвления к одному из сосудов. В этом случае установки предохранительного устройства на самих сосудах необязательна, если в них исключена возможность повышения давления.

Количество предохранительных клапанов, их размеры и пропускная способность должны быть выбраны по расчёту так, чтобы в сосуде не создавалось давление, превышающее расчётное более, чем на 0,05 МПа для сосудов с давлением до 0,3 МПа; на 15% – для сосудов с давлением от 0,3 до 6 МПа и на 10% – для сосудов с давлением > 6 МПа.

Сбрасываемые при срабатывании предохранительных устройств токсичные, взрыво- и пожароопасные технологические среды направляются в закрытые системы для дальнейшей утилизации.

Мембранные предохранительные устройства устанавливаются в следующих случаях:

- вместо рычажно-грузовых и пружинных предохранительных клапанов, когда последние в рабочих условиях не могут быть применимы вследствие их инерционности;

- перед предохранительными клапанами в случаях, когда они не могут работать надёжно, например, из-за коррозии, примерзания и др. причин или при возможных утечках через клапаны токсичных, горючих и др. опасных веществ;
- параллельно с предохранительными клапанами для увеличения пропускной способности системы сброса избыточного давления.

В сосудах, имеющих границу раздела фаз различных сред, устанавливаются указатели их уровня.

6.6 Гидравлическое (пневматическое) испытание СВД

Гидравлическому испытанию подлежат все сосуды после их изготовления.

Сосуды, изготовление которых заканчивается на месте установки, транспортируемые на место монтажа частями, подвергаются гидравлическому испытанию на месте монтажа.

Сосуды, имеющие защитное покрытие или изоляцию, подвергаются гидравлическому испытанию до наложения покрытия или изоляции.

Сосуды, имеющие наружный кожух, подвергаются гидравлическому испытанию до установки кожуха.

Допускается эмалированные сосуды подвергать гидравлическому испытанию рабочим давлением после эмалирования.

Гидравлическое испытание сосудов, за исключением литых, должно проводиться пробным давлением, определяемым по формуле:

$$P_{\text{пр}} = 1,25 P \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t},$$

где P – расчетное давление сосуда, МПа (кгс/см²);

$[\sigma]_{20}$, $[\sigma]_t$ – допускаемые напряжения для материала сосуда или его элементов соответственно при 20 °С и расчетной температуре, МПа (кгс/см²).

$$\frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}$$

Отношение $\frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}$ принимается по тому из использованных материалов элементов (обечаек, днищ, фланцев, крепежа, патрубков и др.) сосуда, для которого оно является наименьшим.

Гидравлическое испытание деталей, изготовленных из литья, должно проводиться пробным давлением, определяемым по формуле

$$P_{\text{пр}} = 1,5P \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}$$

Испытание отливок разрешается проводить после сборки и сварки в собранном узле или готовом сосуде пробным давлением, принятым для сосудов, при условии 100% контроля отливок неразрушающими методами.

Гидравлическое испытание сосудов и деталей, изготовленных из неметаллических материалов с ударной вязкостью более 20 Дж/см² (2 кгс·м/см²), должно проводиться пробным давлением, определяемым по формуле

$$P_{\text{пр}} = 1,3P \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}$$

Гидравлическое испытание сосудов и деталей, изготовленных из неметаллических материалов с ударной вязкостью 20 Дж/см² (2 кгс·м/см²) и менее, должно проводиться пробным давлением, определяемым по формуле

$$P_{\text{пр}} = 1,6P \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}$$

Гидравлическое испытание криогенных сосудов при наличии вакуума в изоляционном пространстве должно проводиться пробным давлением, определяемым по формуле

$$P_{\text{пр}} = 1,25P - 0,1, \text{ МПа}$$

или

$$P_{\text{пр}} = 1,25P - 1, \text{ кгс/см}^2.$$

Гидравлическое испытание металлопластиковых сосудов должно проводиться пробным давлением, определяемым по формуле

$$P_{\text{пр}} = [1,25K_{\text{м}} + \alpha(1 - K_{\text{м}})]P \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t},$$

где $K_{\text{м}}$ – отношение массы металлоконструкции к общей массе сосуда;

$\alpha = 1,3$ – для неметаллических материалов с ударной вязкостью более 20 Дж/см²;

$\alpha = 1,6$ – для неметаллических материалов с ударной вязкостью 20 Дж/см² и менее.

Гидравлическое испытание вертикально устанавливаемых сосудов допускается проводить в горизонтальном положении при условии обеспечения прочности корпуса сосуда, для чего расчет на прочность должен быть выполнен разработчиком проекта сосуда с учетом принятого способа опирания в процессе гидравлического испытания.

При этом пробное давление следует принимать с учетом гидростатического давления, действующего на сосуд в процессе его эксплуатации.

В комбинированных сосудах с двумя и более рабочими полостями, рассчитанными на разные давления, гидравлическому испытанию должна подвергаться каждая полость пробным давлением, определяемым в зависимости от расчетного давления полости.

Порядок проведения испытания должен быть оговорен в техническом проекте и указан в руководстве по эксплуатации сосуда организации-изготовителя.

При заполнении сосуда водой воздух должен быть удален полностью.

Для гидравлического испытания сосудов должна применяться вода температурой не ниже 5 °С и не выше 40 °С, если в технических условиях не указано конкретное значение температуры, допускаемой по условию предотвращения хрупкого разрушения.

Разность температур стенки сосуда и окружающего воздуха во время испытаний не должна вызывать конденсации влаги на поверхности стенок сосуда.

По согласованию с разработчиком проекта сосуда вместо воды может быть использована другая жидкость.

Давление в испытываемом сосуде следует повышать плавно. Скорость подъема давления должна быть указана: для испытания сосуда в организации-изготовителе – в технической документации, для испытания сосуда в процессе работы – в руководстве по эксплуатации.

Использование сжатого воздуха или другого газа для подъема давления не допускается.

Давление при испытании должно контролироваться двумя манометрами. Оба манометра выбираются одного типа, предела измерения, одинаковых классов точности, цены деления.

Время выдержки сосуда под пробным давлением устанавливается разработчиком проекта. При отсутствии указаний в проекте время выдержки должно быть не менее значений, указанных в табл.6.1

Таблица 6.6.1

Толщина стенки сосуда, мм	Время выдержки, мин
До 50	10
Свыше 50 до 100	20
Свыше 100	30
Для литых, неметаллических и многослойных сосудов независимо от толщины стенки	60

После выдержки под пробным давлением давление снижается до расчетного, при котором производят осмотр наружной поверхности сосуда, всех его разъемных и сварных соединений.

Обстукивание стенок корпуса, сварных и разъемных соединений сосуда во время испытаний не допускается.

Сосуд считается выдержавшим гидравлическое испытание, если не обнаружено:

- течи, трещин, слезок, потения в сварных соединениях и на основном металле;
- течи в разъемных соединениях;
- видимых остаточных деформаций, падения давления по манометру.

Сосуд и его элементы, в которых при испытании выявлены дефекты, после их устранения подвергаются повторным гидравлическим испытаниям пробным давлением, установленным Правилами.

Гидравлическое испытание, проводимое в организации-изготовителе, должно производиться на специальном испытательном стенде, имеющем соответствующее ограждение и удовлетворяющее требованиям безопасности и инструкции по проведению гидротестов в соответствии с НД.

Гидравлическое испытание **допускается заменять пневматическим** при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии или другим, согласованным в установленном порядке методом.

Пневматические испытания должны проводиться по инструкции, предусматривающей необходимые меры безопасности и утвержденной в установленном порядке. Пневматическое испытание сосуда проводится сжатым воздухом или инертным газом.

Значение пробного давления и результаты испытаний заносятся в паспорт сосуда лицом, проводившим эти испытания.

6.7 Оценка качества сварных соединений. Исправление дефектов в сварных соединениях

В сварных соединениях сосудов и их элементов не допускаются следующие дефекты:

- трещины всех видов и направлений, расположенные в металле шва, по линии сплавления и в околошовной зоне основного металла, в том числе микротрещины, выявляемые при микроисследовании контрольного образца;
- непровары (несплавления) в сварных швах, расположенные в корне шва, или по сечению сварного соединения (между отдельными валиками и слоями шва и между основным металлом и металлом шва);
- возможность допущения местных непроваров в сварных соединениях сосудов оговаривается в НД, согласованной в установленном порядке;
- подрезы основного металла, поры, шлаковые и другие включения, размеры которых превышают допустимые значения, указанные в НД;
- наплывы (натеки);
- незаваренные кратеры и прожоги;
- свищи;
- смещение кромок свыше норм, предусмотренных Правилами.

Качество сварных соединений считается неудовлетворительным, если в них при любом виде контроля **будут обнаружены внутренние или наружные дефекты**, выходящие

за пределы норм, установленных Правилами и техническими условиями.

Дефекты, обнаруженные в процессе изготовления, должны быть устранены с последующим контролем исправленных участков. Методы и качество исправления дефектов должны обеспечивать необходимую надежность и безопасность работы сосуда.

Недопустимые дефекты, обнаруженные в процессе изготовления (доизготовления), реконструкции, монтажа, ремонта, наладки, испытания и эксплуатации, должны быть устранены с последующим контролем исправленных участков.

Технология исправления дефектов и порядок контроля устанавливаются НД, разработанной в соответствии с требованиями Правил и НД.

Отклонения от принятой технологии исправления дефектов должны быть согласованы с ее разработчиком. **Удаление дефектов следует проводить механическим способом** с обеспечением плавных переходов в местах выборок. Максимальные размеры и форма подлежащих заварке выборок устанавливаются НД.

Допускается применение способов термической резки (строжки) для удаления внутренних дефектов с последующей обработкой поверхности выборки механическим способом.

Полнота удаления дефектов должна быть проверена визуально и методом неразрушающего контроля (капиллярной или магнитопорошковой дефектоскопией либо травлением) в соответствии с требованиями НД.

Исправление дефектов без заварки мест их выборки допускается в случае сохранения минимально допустимой толщины стенки детали в месте максимальной глубины выборки.

Если при контроле исправленного участка будут обнаружены дефекты, то допускается проводить повторное исправление в том же порядке, что и первое.

Исправление дефектов на одном и том же участке сварного соединения допускается проводить не более трех раз.

Не считаются повторно исправленными разрезаемые по сварному шву соединения с удалением металла шва и зоны термического влияния.

6.8 Установка, регистрация, техническое освидетельствование и разрешение на эксплуатацию сосудов, работающих под давлением

6.8.1. Установка и регистрация сосудов

Сосуды должны устанавливаться на открытых площадках в местах, исключающих скопление людей, или в отдельно стоящих зданиях.

Допускается установка сосудов:

- в помещениях, примыкающих к производственным зданиям, при условии отделения их от здания капитальной стеной;
- в производственных помещениях в случаях, предусмотренных отраслевыми правилами безопасности;
- с заглублением в грунт при условии обеспечения доступа к арматуре и защиты стенок сосуда от почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами.

Не разрешается установка регистрируемых в органах Госгортехнадзора России сосудов в жилых, общественных и бытовых зданиях, а также в примыкающих к ним помещениях.

Установка сосудов должна исключать возможность их опрокидывания.

Установка сосудов должна обеспечить возможность осмотра, ремонта и очистки их с внутренней и наружной сторон.

Для удобства обслуживания сосудов должны быть устроены площадки и лестницы. Для осмотра и ремонта сосудов могут применяться люльки и другие приспособления. Указанные устройства не должны нарушать прочности и устойчивости сосуда, а приварка их к сосуду должна быть выполнена по проекту в соответствии с требованием Правил. Материалы, конструкция лестниц и площадок должны соответствовать действующей НД.

Регистрация сосудов

Сосуды, на которые распространяются Правила, до пуска их в работу **должны быть зарегистрированы в органах Госгортехнадзора России.**

Регистрации в органах Госгортехнадзора России не подлежат:

- сосуды 1-й группы, работающие при температуре стенки не выше 200 °С, у которых произведение давления в МПа (кгс/см²) на вместимость в м³ (литрах) не превышает 0,05 (500), а также сосуды 2, 3, 4-й групп, работающие при указанной выше темпера-

туре, у которых произведение давления в МПа (кгс/см²) на вместимость в м³ (литрах) не превышает 1,0 (10000). Группа сосудов определяется по табл.5;

- аппараты воздухоразделительных установок и разделения газов, расположенные внутри теплоизоляционного кожуха (регенераторы, колонны, теплообменники, конденсаторы, адсорберы, отделители, испарители, фильтры, переохладители и подогреватели);

- резервуары воздушных электрических выключателей;

- бочки для перевозки сжиженных газов, баллоны вместимостью до 100 л включительно, установленные стационарно, а также предназначенные для транспортировки и (или) хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов;

- генераторы (реакторы) для получения водорода, используемые гидрометеорологической службой;

- сосуды, включенные в закрытую систему добычи нефти и газа (от скважины до магистрального трубопровода), к которым относятся сосуды, включенные в технологический процесс подготовки к транспорту и утилизации газа и газового конденсата: сепараторы всех ступеней сепарации, отбойные сепараторы (на линии газа, на факелах), абсорберы и адсорберы, емкости разгазирования конденсата, абсорбента и ингибитора, конденсатосборники, контрольные и замерные сосуды нефти, газа и конденсата;

- сосуды для хранения или транспортировки сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, находящихся под давлением периодически при их опорожнении;

- сосуды со сжатыми и сжиженными газами, предназначенные для обеспечения топливом двигателей транспортных средств, на которых они установлены;

- сосуды, установленные в подземных горных выработках.

Регистрация сосуда производится на основании письменного заявления владельца сосуда.

Для регистрации должны быть представлены:

- паспорт сосуда установленной формы;

- удостоверение о качестве монтажа;

- схема включения сосуда с указанием источника давления, параметров, его рабочей среды, арматуры, контрольно-измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств. Схема должна быть утверждена руководством организации;

- паспорт предохранительного клапана с расчетом его пропускной способности.

Удостоверение о качестве монтажа составляется организацией, производившей монтаж, и должно быть подписано руководителем этой организации, а также руководителем организации, являющейся владельцем сосуда, и скреплено печатями.

В удостоверении должны быть приведены следующие данные:

- наименование монтажной организации;
- наименование организации – владельца сосуда;
- наименование организации-изготовителя и заводской номер сосуда;
- сведения о материалах, примененных монтажной организацией, дополнительно к указанным в паспорте;
- сведения о сварке, включающие вид сварки, тип и марку электродов, о термообработке, режиме термообработки и диаграммы;
- фамилии сварщиков и термистов и номера их удостоверений;
- результаты испытаний контрольных стыков (образцов), а также результаты неразрушающего дефектоскопического контроля стыков;
- заключение о соответствии произведенных монтажных работ сосуда Правилам, проекту, техническим условиям и руководству по эксплуатации и пригодности его к эксплуатации при указанных в паспорте параметрах.

Орган Госгортехнадзора России обязан в течение 5 дней рассмотреть представленную документацию. При соответствии документации на сосуд требованиям Правил орган Госгортехнадзора России в паспорте сосуда **ставит штамп о регистрации, пломбирует документы и возвращает их владельцу сосуда**. Отказ о регистрации сообщается владельцу сосуда в письменном виде с указанием причин отказа и со ссылкой на соответствующие пункты Правил.

При перестановке сосуда на новое место или передаче сосуда другому владельцу, а также при внесении изменений в схему его включения **сосуд до пуска в работу должен быть перерегистрирован** в органах Госгортехнадзора России.

Для снятия с учета зарегистрированного сосуда владелец обязан представить в орган Госгортехнадзора России заявление с указанием причин снятия и паспорт сосуда. Для регистрации сосудов, не имеющих технической документации изготовителя, паспорт сосуда может быть составлен специализированной организацией, имеющей лицензию Госгортехнадзора России на проведение

экспертизы промышленной безопасности технических устройств (сосудов).

Опасные производственные объекты, на которых эксплуатируются сосуды, работающие под давлением, должны быть зарегистрированы в государственном реестре опасных производственных объектов в порядке, установленном Правилами регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов Российской Федерации.

6.8.2 Техническое освидетельствование и разрешение на ввод в эксплуатацию

Сосуды, на которые распространяется действие Правил, **должны подвергаться техническому освидетельствованию** после монтажа, до пуска в работу, периодически в процессе эксплуатации и в необходимых случаях – внеочередному освидетельствованию.

Объем, методы и периодичность технических освидетельствований сосудов (за исключением баллонов) должны быть определены изготовителем и указаны в руководстве по эксплуатации.

В случае отсутствия таких указаний техническое освидетельствование должно проводиться в соответствии с требованиями табл.10, 11, 12, 13, 14, 15 (см. Приложение к теме).

Если по условиям производства не представляется возможным предъявить сосуд для освидетельствования в назначенный срок, владелец обязан предъявить его досрочно.

Освидетельствование баллонов должно проводиться по методике, утвержденной разработчиком конструкции баллонов, в которой должны быть указаны периодичность освидетельствования и нормы браковки.

При техническом освидетельствовании допускается использовать все методы неразрушающего контроля, в том числе метод акустической эмиссии.

Техническое освидетельствование сосудов, не регистрируемых в органах Госгортехнадзора России, проводится лицом, ответственным за осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

Первичное, периодическое и внеочередное техническое освидетельствование сосудов, регистрируемых в органах Госгортехнадзора России, проводится специалистом

организации, имеющей лицензию Госгортехнадзора России на проведение экспертизы промышленной безопасности технических устройств (сосудов).

Наружный и внутренний осмотры имеют целью:

- при первичном освидетельствовании проверить, что сосуд установлен и оборудован в соответствии с Правилами и представленными при регистрации документами, а также что сосуд и его элементы не имеют повреждений;
- при периодических и внеочередных освидетельствованиях установить исправность сосуда и возможность его дальнейшей работы.

Гидравлическое испытание имеет целью проверку прочности элементов сосуда и плотности соединений. Сосуды должны предъявляться к гидравлическому испытанию с установленной на них арматурой.

Перед внутренним осмотром и гидравлическим испытанием сосуд должен быть остановлен, охлажден (отогрет), освобожден от заполняющей его рабочей среды, отключен заглушками от всех трубопроводов, соединяющих сосуд с источником давления или с другими сосудами. Металлические сосуды должны быть очищены до металла.

Сосуды, работающие с вредными веществами 1-го и 2-го классов опасности по ГОСТ 12.1.007-76, до начала выполнения внутри каких-либо работ, а также перед внутренним осмотром должны подвергаться тщательной обработке (нейтрализации, дегазации) в соответствии с инструкцией по безопасному ведению работ, утвержденной владельцем сосуда в установленном порядке.

Футеровка, изоляция и другие виды защиты от коррозии должны быть частично или полностью удалены, если имеются признаки, указывающие на возможность возникновения дефектов материала силовых элементов конструкции сосудов (неплотность футеровки, отдушины гуммировки, следы промокания изоляции и т.п.). Электрообогрев и привод сосуда должны быть отключены.

Внеочередное освидетельствование сосудов, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено в следующих случаях:

- если сосуд не эксплуатировался более 12 месяцев;
- если сосуд был демонтирован и установлен на новом месте;
- если произведено выправление выпучин или вмятин, а также реконструкция или ремонт сосуда с применением сварки или пайки элементов, работающих под давлением;

- перед наложением защитного покрытия на стенки сосуда;
- после аварии сосуда или элементов, работающих под давлением, если по объему восстановительных работ требуется такое освидетельствование;
 - по требованию инспектора Госгортехнадзора России или ответственного по надзору за осуществлением производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

Техническое освидетельствование сосудов, цистерн, баллонов и бочек **может производиться на специальных ремонтно-испытательных пунктах**, в организациях-изготовителях, наполнительных станциях, а также в организациях-владельцах, располагающих необходимой базой, оборудованием для проведения освидетельствования в соответствии с требованиями Правил.

Результаты технического освидетельствования должны записываться в паспорте сосуда лицом, производившим освидетельствование, с указанием разрешенных параметров эксплуатации сосуда и сроков следующих освидетельствований.

При проведении **внеочередного** освидетельствования должна быть **указана причина**, вызвавшая необходимость в таком освидетельствовании.

Если при освидетельствовании проводились дополнительные испытания и исследования, то в паспорте сосуда должны быть записаны виды и результаты этих испытаний и исследований с указанием мест отбора образцов или участков, подвергнутых испытаниям, а также причины, вызвавшие необходимость проведения дополнительных испытаний.

Если при освидетельствовании будут обнаружены дефекты, снижающие прочность сосуда, **то эксплуатация его может быть разрешена при пониженных параметрах** (давление и температура).

Возможность эксплуатации сосуда при пониженных параметрах должна быть подтверждена расчетом на прочность, представляемым владельцем, при этом должен быть проведен проверочный расчет пропускной способности предохранительных клапанов и выполнены требования п.5.5.6 Правил.

Такое решение записывается в паспорт сосуда лицом, производившим освидетельствование.

В случае выявления дефектов, причины и последствия которых установить затруднительно, лицо, проводившее техническое освидетельствование сосуда, обязано потребовать от владельца сосуда **проведения специальных исследований**, а в необходимых случаях – представления заключения специализированной организации о причинах появления дефектов, а также о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации сосуда.

Если при техническом освидетельствовании окажется, что сосуд вследствие имеющихся дефектов или нарушений Правил находится в состоянии, опасном для дальнейшей эксплуатации, **работа такого сосуда должна быть запрещена**.

Сосуды, работающие под давлением вредных веществ (жидкости и газов) 1-го, 2-го классов опасности по ГОСТ 12.1.007-76, должны подвергаться владельцем сосуда испытанию на герметичность воздухом или инертным газом под давлением, равным рабочему давлению. Испытания проводятся владельцем сосуда в соответствии с инструкцией, утвержденной в установленном порядке.

При наружном и внутреннем осмотрах **должны быть выявлены все дефекты**, снижающие прочность сосудов, при этом особое внимание должно быть обращено на выявление следующих дефектов:

- на поверхностях сосуда – трещин, надрывов, коррозии стенок (особенно в местах отбортовки и вырезок), выпучин, отдулин (преимущественно у сосудов с "рубашками", а также у сосудов с огневым или электрическим обогревом), раковин (в литых сосудах);

- в сварных швах – дефектов сварки, указанных в п.4.5.17 Правил, надрывов, разъединений;

- в заклепочных швах – трещин между заклепками, обрывов головок, следов пропусков, надрывов в кромках склепанных листов, коррозионных повреждений заклепочных швов, зазоров под кромками клепаных листов и головками заклепок, особенно у сосудов, работающих с агрессивными средами (кислотой, кислородом, щелочами и др.);

- в сосудах с защищенными от коррозии поверхностями – разрушений футеровки, в том числе неплотностей слоев футеровочных плиток, трещин в гуммированном, свинцовом или ином покрытии, скалываний эмали, трещин и отдулин в плакирующем слое, повреждений металла стенок сосуда в местах наружного защитного покрытия;

– в металлопластиковых и неметаллических сосудах – расщепления и разрывы армирующих волокон свыше норм, установленных специализированной организацией.

Лицо, проводящее освидетельствование, при необходимости может потребовать удаления (полного или частичного) защитного покрытия.

Сосуды высотой более 2 м перед осмотром должны быть оборудованы необходимыми приспособлениями, обеспечивающими возможность безопасного доступа ко всем частям сосуда. Гидравлическое испытание сосудов проводится только при удовлетворительных результатах наружного и внутреннего осмотров. Гидравлические испытания должны проводиться в соответствии с требованиями, изложенными в разд.4.6 Правил, за исключением п.4.6.12. При этом величина пробного давления может определяться исходя из разрешенного давления для сосуда. Под пробным давлением сосуд должен находиться в течение 5 мин, если отсутствуют другие указания изготовителя. При гидравлическом испытании вертикально установленных сосудов пробное давление должно контролироваться по манометру, установленному на верхней крышке (днище) сосуда.

В случаях, когда проведение гидравлического испытания невозможно (большое напряжение от веса воды в фундаменте, междуэтажных перекрытиях или самом сосуде; трудность удаления воды; наличие внутри сосуда футеровки, препятствующей заполнению сосуда водой), разрешается заменять его пневматическим испытанием (воздухом или инертным газом). Этот вид испытания допускается при условии его контроля методом акустической эмиссии (или другим, согласованным с Госгортехнадзором России методом).

При пневматическом испытании применяются меры предосторожности: вентиль на наполнительном трубопроводе от источника давления и манометры выводятся за пределы помещения, в котором находится испытываемый сосуд, а люди на время испытания сосуда пробным давлением удаляются в безопасное место.

Результаты проведенного и срок следующего освидетельствования заносятся в паспорт сосуда и подписываются членами комиссии. Копия этой записи направляется в орган Госгортехнадзора России не позднее чем через 5 дней после освидетельствования. Установленный комиссией срок следующего освидетельствования не должен превышать указанного в настоящих Правилах. Владелец несет ответственность за своевременную и качественную подготовку сосуда для освидетельствования.

Для сосудов, отработавших расчетный срок службы, установленный проектом, изготовителем, другой НД или для которых продлевался расчетный (допустимый) срок службы на основании технического заключения, объем, методы и периодичность технического освидетельствования должны быть определены по результатам технического диагностирования и определения остаточного ресурса, выполненного специализированной организацией или организациями, имеющими лицензию Госгортехнадзора России на проведение экспертизы промышленной безопасности технических устройств (сосудов).

Если при анализе дефектов, выявленных техническим освидетельствованием сосудов, будет установлено, что их возникновение связано с режимом эксплуатации сосудов в данной организации или свойственно сосудам данной конструкции, то лицо, проводившее освидетельствование, должно потребовать проведения внеочередного технического освидетельствования всех установленных в данной организации сосудов, эксплуатация которых проводилась по одинаковому режиму, или соответственно всех сосудов данной конструкции с уведомлением об этом органа Госгортехнадзора России.

Органу Госгортехнадзора России предоставляется право в исключительных случаях продлять на срок не более 3 месяцев установленные сроки технического освидетельствования сосудов по обоснованному письменному ходатайству владельца сосуда.

Разрешение на ввод в эксплуатацию сосуда, подлежащего регистрации в органах Госгортехнадзора России, выдается инспектором после его регистрации на основании технического освидетельствования и проверки организации обслуживания и надзора, при которой контролируется:

- наличие и исправность в соответствии с требованиями настоящих Правил арматуры, контрольно-измерительных приборов и приборов безопасности;
- соответствие установки сосуда правилам безопасности;
- правильность включения сосуда;
- наличие аттестованного обслуживающего персонала и специалистов;
- наличие должностных инструкций для лиц, ответственных за осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов;

– инструкции по режиму работы и безопасному обслуживанию, сменных журналов и другой документации, предусмотренной Правилами.

Разрешение на ввод в эксплуатацию сосуда, не подлежащего регистрации в органах Госгортехнадзора России, выдается лицом, назначенным приказом по организации для осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением, на основании документации изготовителя после технического освидетельствования и проверки организации обслуживания.

Разрешение на ввод сосуда в эксплуатацию записывается в его паспорте.

На каждый сосуд после выдачи разрешения на его эксплуатацию должны быть нанесены краской на видном месте или на специальной табличке форматом не менее 200 × 150 мм:

- регистрационный номер;
- разрешенное давление;
- число, месяц и год следующих наружного и внутреннего осмотров и гидравлического испытания.

Сосуд (группа сосудов, входящих в установку) может быть включен в работу на основании письменного распоряжения администрации организации после выполнения требований пп.6.4.3, 6.4.4 Правил.

РАЗДЕЛ 7. БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНЫХ И КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

7.1 Назначение, классификация и основные характеристики компрессорных установок

Компрессор представляет собой машину для повышения давления и перемещения газа. Компрессорные установки используют для производства сжатого воздуха, который применяют в качестве носителя энергии для привода машин и технологического оборудования, а также ручного механизированного инструмента, для распыления растворов и красок при их нанесении на различные поверхности др.

Компрессоры относятся к классу воздухо- и газодувных машин также как газодувки и вентиляторы. В отличие от вентиляторов и газодувок, в компрессоре газ в процессе сжатия нагревается, а величина отношения давления нагнетания к давлению всасывания превышает 3,5.

При сжатии газов в компрессоре температура его возрастает в соответствии с закономерностями, выражаемыми формулой

$$T_2 = T_1 \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{m-1}{m}}$$

где T_1 , T_2 — абсолютная температура газа соответственно до сжатия и после него, К; p_1 , p_2 — давление газа соответственно до и после сжатия, Па; m — показатель политропы.

Например, при сжатии воздуха от 0 до 1 МПа температура его возрастает от 20 до 300° С. Увеличение температуры газов вызывает перегрев стенок компрессора и разложение смазочных масел, что может привести к взрыву компрессора. Причиной взрыва может быть также превышение допускаемого давления, неисправность приборов безопасности, засасывание в компрессор взрывопожароопасных газов и пыли и др.

По принципу сжатия компрессоры делятся на объёмные и динамические.

В объёмном компрессоре сжатие происходит в результате периодического уменьшения объёма, занимаемого газом. По виду рабочего органа объёмные компрессоры делятся на поршневые, мембранные и роторные.

В динамическом компрессоре сжатие происходит в результате непрерывного создания ускорений в потоке газа. По принципу действия динамические компрессоры делятся на турбинные (турбокомпрессоры) и струйные.

В зависимости от величины рабочего давления все компрессоры делятся на:

вакуумные – начальное давление ниже атмосферного;

низкого давления – конечное давление ≤ 1 МПа;

среднего давления – конечное давление 1...10 МПа;

высокого давления – конечное давление 10...100 МПа;

сверхвысокого давления – конечное давление > 100 МПа.

Конечное давление может создаваться одной ступенью или последовательно несколькими ступенями сжатия. Под ступенью компрессора понимается совокупность элементов, обеспечивающих повышение давления и перемещение газа в определённых направлениях и интервале давлений. Ступень или группу ступеней компрессора, после которых газ направляется на охлаждение или потребителю, называется секцией компрессора.

Величиной рабочего давления, создаваемого компрессором обусловлены характеристики прочности ступени, конструкция клапанов, конструкционные материалы.

Компрессоры могут быть стационарными и передвижными, а в зависимости от компримируемой среды – воздушными, газовыми и холодильными.

В компрессорную установку наряду с компрессором входят:

- электропривод (как правило);
- межступенчатая и концевая теплообменная аппаратура;
- влагомаслоотделители;
- трубопроводы обвязки ступеней;
- средства автоматического контроля и регулирования параметров сжатия;
- средства защиты.

Поршневые компрессоры. Поршневые компрессоры являются машинами объёмного действия, в которых изменение объёма осуществляется поршнем, совершающим прямолинейное возвратно-поступательное движения в цилиндре. Поршневые компрессоры могут быть одно-, двух- и многоцилиндровыми, а по расположению осей цилиндров в пространстве горизонтальными, вертикальными и угловыми (V-образные, W-образные, прямоугольные).

Горизонтальные поршневые компрессоры в зависимости от расположения цилиндров по отношению к оси коленчатого вала могут быть односторонними и оппозитными.

Поршневой компрессор состоит из следующих основных групп деталей: цилиндровой; механизма движений; вспомогательного оборудования.

В цилиндровую группу входят узлы цилиндра, поршня и уплотнения.

Группа деталей механизма движения включает в себя картер, коренной вал, кривокопфы и шатуны.

Группа деталей вспомогательного оборудования состоит из узла смазки, фильтров, холодильников, влагомаслоотделителей, ресиверов, системы регулирования и защиты.

Вертикальные поршневые компрессоры занимают меньшую площадь, чем горизонтальные, а фундамент, воспринимающий вертикальные нагрузки, имеет меньшую массу.

Угловые поршневые компрессоры получили наибольшее распространение, благодаря лучшей компактности и меньшей массе по сравнению с предыдущими компрессорами.

Поршневые компрессоры наиболее часто применяются для получения сжатого воздуха.

Мембранные компрессоры. Мембранные компрессоры являются машинами объёмного действия, в которых изменение объёма достигается мембраной, совершающей колебательные движения. Мембрана полностью изолирует сжимаемый газ от окружающего пространства, предотвращая попадание масла и воды в компримируемую среду. Мембранные компрессоры применяются там, где требуется получение сжатого газа высокой чистоты (например, при компримировании O₂, F₂, Cl₂ и др. газов).

Недостатками мембранных компрессоров являются: малая частота вращения вала; большие габариты и масса; малая долговечность мембран.

Роторные компрессоры. Роторные компрессоры также являются машинами объёмного действия. Изменение объёма в них осуществляется ротором, совершающим вращательное движение.

В зависимости от конструкций рабочей камеры роторные компрессоры подразделяются на *пластинчатые, жидкостно-кольцевые, винтовые, шестерёнчатые и роторно-поршневые.*

Рабочая камера в пластинчатом компрессоре, например, образуется корпусом и эксцентрично расположенным по отношению к нему ротором, в котором имеются подвижные или гибкие пластины.

Турбокомпрессоры. В компрессорах этого типа ускорение газового потока происходит в результате его взаимодействия с вращающейся решёткой лопаток.

По направлению потока в меридиональной плоскости колеса турбокомпрессоры делятся на радиальные, осевые, диагональные и вихревые.

Если в радиальном компрессоре поток газа направлен от центра к периферии, его называют центробежным; если от периферии к центру – центростремительным.

В радиальных центробежных компрессорах давление газа создаётся действием центробежных сил, возникающих во вращающемся газовом потоке. По сравнению с поршневыми компрессорами центробежные турбокомпрессоры имеют следующие преимущества:

газ не загрязняется смазочным маслом, т. к. оно подаётся только в подшипники;

благодаря большей частоте вращения вала достигается большая производительность;

практическое отсутствие вибрации позволяет сооружать облегченный фундамент;

из-за равномерной подачи газа отпадает необходимость в ресиверах.

К недостаткам центробежных компрессоров можно отнести ухудшение технико-экономических показателей при увеличении степени сжатия, а также меньшая по сравнению с поршневыми компрессорами величина достигаемого давления газа (до 35 МПа).

Для достижения большей производительности турбокомпрессора по сжимаемому газу (> 25 мЗ/с) применяются осевые компрессоры, принцип действия которых заключается в превращении кинетической энергии движущегося газа в энергию давления на лопатках ротора и статора.

Осевые компрессоры имеют большой коэффициент полезного действия (КПД), меньшие массу и габариты по сравнению с радиальными компрессорами.

Струйные компрессоры. В струйных компрессорах ускорение газового потока происходит в результате смешения потоков разных удельных энергий. Сжатие пассивного газа, подаваемого под низким давлением, происходит за счёт кинетической энергии активного газа, подаваемого под высоким давлением. Таким образом, запас энергии активного газа используется для сжатия пассивного газа, в результате получается поток, расход которого больше, а давление меньше, чем у активного газа.

Экономичность струйного сжатия газов значительно ниже, нежели механического.

При сопоставлении технико-экономических показателей воздушных компрессоров различных типов одинаковой производительности следует, что поршневые компрессоры более экономичны, чем машины других типов, но уступают им по металлоёмкости, габаритам и надёжности.

Компрессоры двух основных типов – поршневые и турбинные – не конкурируют, а дополняют друг друга. Однако применение турбокомпрессоров предпочтительнее при производительности 15 м³/с и выше.

7.1.2 Опасности, возникающие при работе компрессорных установок

Опасность эксплуатации компрессоров в значительной степени определяется специфическими свойствами сжимаемых и транспортируемых газов: способностью гореть и образовывать взрывоопасные смеси (водород, аммиак, все углеводородные газы); коррозионным действием (аммиак, природные газы с большим содержанием сероводорода); высокой токсичностью (хлор, аммиак и др.); переходом из газообразного состояния в жидкое при температурах, близких к температуре окружающей среды (пропан, бутан); способностью взрываться при соприкосновении с некоторыми веществами и материалами (кислород в контакте с маслом); повышенной способностью проникновения через неплотности (фреон, гелий) и др. Эти свойства газов учитывают при конструировании компрессоров для различных производств, а также при выборе материалов для изготовления компрессоров и смазочных материалов для них.

При эксплуатации газовых компрессоров взрывоопасные смеси могут образовываться при нарушении их герметичности, пропуске газа в атмосферу или подсосе воздуха; в компрессор, а в воздушных компрессорах — при подсосе в компримируемый воздух горючих паров и газов.

Наибольшую опасность при эксплуатации компрессоров представляют испарение и разложение смазочных масел в случае неправильной или нерациональной системы смазки и при отсутствии необходимого охлаждения. Сжатие газа (воздуха) без соответствующего охлаждения приводит к повышению температуры газа и к интенсивному испарению масла. Если в воздухе имеется небольшое количество (несколько процентов) масляных паров, то смесь может взрываться уже при 200 °С. Не меньшую опасность

представляет разложение смазочного масла с выделением водорода, легких углеводородных газов, образующих с воздухом взрывоопасные смеси, а также образование нагара. Особенно много нагара отлагается на поршнях цилиндров компрессоров, на выкидных линиях компрессоров и в воздухохоборниках. В воздухохоборниках и воздухопроводах масляные отложения и нагары могут подвергаться дальнейшему окислению с образованием нестойких продуктов (например, перекисей), способных к самовозгоранию и взрыву

Основными источниками опасностей при эксплуатации компрессорных установок являются:

- повышенное (по сравнению с атмосферным) давление газа;
- разрежение (пониженное по сравнению с атмосферным давление газа) на всасывающей линии (всасе);
- повышение температуры сжигаемого газа;
- возвратно-поступательное и вращательное движение рабочих органов;
- возможность ожигения отдельных компонентов сжимаемых газовых смесей;
- наличие в объёме сжатия горючих и токсичных веществ.

Высокое давление газа, создаваемое компрессором, способствует нарушению прочности материалов, из которых изготовлены детали ступеней. В результате нарушения прочности деталей возможно появление вздутий, трещин и т.п., что неизбежно приводит к физическому взрыву. Повышение давления газа происходит практически адиабатически, что ведет к нагреванию сжимаемого газа и машины до высокой температуры (400 °С и >).

На всасывающей линии компрессорных установок давление газа стремится быть ниже атмосферного (разрежение), что при разгерметизации трубопроводов может привести к попаданию кислорода воздуха в компримируемый горючий газ, или горючих газов в компримируемый воздух. Данное обстоятельство способствует образованию взрывоопасной смеси в цилиндрах и полостях компрессоров, что при наличии высокой температуры приведёт к химическому взрыву.

Высокая температура сжимаемого газа кроме вышеуказанного явления приводит к уменьшению вязкости смазочного масла, что инициирует его распыление и усиление термического разложения. При этом выделяются водород, предельные и непредельные лёгкие углеводороды, в т.ч. ацетилен, а это способствует образо-

ванию взрывоопасных смесей, если компримируется воздух. Смазочное масло, разлагаясь при высокой температуре, способствует образованию так называемого нагара на стенках цилиндров, клапанных устройств и нагнетательных трубопроводов, представляющего собой твёрдые продукты разложения (углерод, смолы, кокс, асфальтены и др.). Нагар ведет к увеличению трения между движущимися деталями, местным перегревом, заклиниванию поршней в цилиндрах поршневых компрессоров.

Возвратно-поступательное и вращательное движение рабочих органов компрессорных установок из-за неуравновешенности движущихся масс являются главной причиной генерирования вибрации. При этом вибрация представляет опасность как для самой компрессорной установки, так и для обслуживающего персонала. Для компрессорной установки вибрация опасна за счёт того, что уменьшает прочность материала и соединений деталей друг с другом во всех узлах машины. Для обслуживающего персонала вибрация опасна тем, что вызывает повышенное отложение солей в суставах, сужение кровеносных сосудов и, как следствие, повышение кровяного давления и др. опасные для человека явления. Вибрация является также главной причиной генерирования шума с высокими уровнями звука (80 дБА и >), который приводит к нарушению нормального функционирования практически всех систем организма человека (тугоухость, снижение остроты зрения, гипертония, неврозы и др.).

При компримировании легкосжижаемых газов (NH_3 , Cl_2 , SO_2 , CO_2 и др.) возможно образование капель сжиженного газа, которые инициируют гидравлические удары, что вызывает эрозию и разрушение поршня и головки поршневого компрессора.

При компримировании горючих газов, кроме указанных выше опасностей, при разгерметизации ступеней компрессора и нагнетательных трубопроводов возможно образование взрывоопасных газоздушных смесей в объёме помещения, где размещается машина, что приводит к взрыву и разрушению не только компрессорной установки, но и помещения (здания).

При компримировании токсических веществ вышеуказанные неисправности в работе компрессорной установки могут привести к массовым отравлениям обслуживающего персонала и населения, т.к. концентрации этих веществ в воздухе могут превышать соответствующие ПДК.

При внезапной остановке компрессорной установки, например, при отключении электроэнергии, возможно поступление ука-

занных выше веществ из ёмкостей, аппаратов и т.п. обратно в машину, а из неё в помещение, вызывая рассмотренные выше явления.

7.1.3 Основные способы и средства безопасной эксплуатации компрессорных установок

Безопасная эксплуатация компрессорных установок регламентируется следующими нормативными документами: «Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов» (ПБ 03-581-03); «Правила устройства и безопасной эксплуатации компрессорных установок с поршневыми компрессорами, работающими на взрывоопасных и вредных газах» (ПБ 03-582-03).

Для предотвращения аварий, связанных с превышением рабочего давления, на всех ступенях сжатия устанавливаются предохранительные клапаны. В тех случаях, когда предохранительный клапан не может работать надежно (например, низкая пропускная способность) перед предохранительным клапаном устанавливается разрывная мембрана. Те и другие предохранительные устройства устанавливаются до запорной арматуры и до обратного клапана.

Для предотвращения взрывов компрессорных установок применяют ряд мер, к которым относится прежде всего использование для смазки термостойких масел. Смазка цилиндров воздушных компрессоров осуществляется маслами, имеющими температуру вспышки 216...242°C, температуру самовоспламенения около 400°C. Во всех случаях температура вспышки смазочного масла должна быть на 70°C выше температуры компримируемых газов. Количество смазки строго ограничивается в соответствии с техническими требованиями.

Для снижения температуры в компрессорных установках предусматривают бесперебойное и интенсивное охлаждение. В компрессорах с малой подачей и низким давлением применяют воздушное охлаждение, в компрессорах с высокой подачей охлаждающей средой является вода. Эти установки снабжают системами автоматики, отключающими их при превышении критической температуры охлаждающей жидкости.

Засасываемый в компрессор воздух тщательно очищается от механических примесей в высокоэффективных фильтрах (керамических, фетровых и т. п.). Все компрессорные установки оборудуют защитной арматурой (предохранительные клапаны, манометры и

др.), а также надежной системой заземления для отвода статических зарядов, образующихся вследствие трения в цилиндрах компрессоров.

Компрессоры с подачей выше 20 м³/мин устанавливают в отдельных зданиях из огнестойких материалов, оборудованных легко сбрасываемыми покрытиями. Воздухосборники (ресиверы) располагают вне здания на открытом воздухе.

Компрессорные установки обслуживает специально обученный персонал, имеющий соответствующее удостоверение.

Основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации компрессоров и компрессорных станций заключаются в предотвращении повышения давления и температуры и возможности образования взрывоопасных смесей.

Для обеспечения надежной смазки (особенно поршневых компрессорных установок) предусматривается подача масла под давлением специальными циркуляционными системами с циклической фильтрацией его в фильтрах. Все линии подачи масла в системе смазки цилиндров и сальников снабжаются обратными клапанами. На каждой ступени компримирования газа установлены манометры для контроля давления масла. Для смазки цилиндров и сальников газовых компрессорных установок применяются масла с температурой вспышки паров не менее, чем на 20 0С выше температуры нагнетаемого газа. Как правило, температура вспышки паров компрессорных смазочных масел > 200 0С, а температура самовоспламенения не менее 400 0С.

Для смазки кислородных компрессорных установок смазочные масла не применяются, а смазка таких машин осуществляется водно-глицериновой эмульсией (глицериновое мыло, 10 % раствор глицерина в воде).

Для смазки хлорных компрессорных установок применяется концентрированная серная кислота, которая в отличие от других веществ не подвергается хлорированию.

Многоступенчатые компрессорные установки имеют систему охлаждения сжимаемого газа после каждой ступени в специальных холодильниках-сепараторах, что предотвращает повышение температуры и газа и машины, а также попадание в цилиндры сниженных газовых компонентов.

Для сглаживания пульсаций давления сжатого газа между поршневым компрессором и магистралью устанавливаются буферные ёмкости и обратный клапан (между ёмкостью и компрессором). При этом буферные емкости (ресиверы) устанавливаются на открытой и ограждённой площадке и снабжены арматурой для спуска

воды и масла, манометрами, предохранительными клапанами, лазами и люками.

В целях предотвращения образования взрывоопасных газовых смесей в цилиндрах и полостях компрессорных установок давление на всасе поддерживается выше атмосферного, а система энергоснабжения машины заблокирована с состоянием линии всаса таким образом, что происходит отключение энергопитания электропривода при снижении давления на всасе ниже атмосферного или при наличии кислорода в поступающем газе.

Снижение генерируемой компрессорными установками вибрации достигается путём установки их на массивные фундаменты, а между ними – виброизоляторов.

На случай нарушения герметичности компрессорной установки предусматривается рабочая и аварийная вентиляция, включающаяся автоматически при превышении ПДК или НКРП в воздухе рабочей зоны.

Для контроля загазованности по ПДК и НКРП в производственных помещениях (рабочей зоне открытых наружных установок) предусматриваются средства автоматического газового анализа с сигнализацией о приближении концентраций опасных веществ к критическим значениям.

Для обеспечения безаварийной работы компрессорные установки снабжаются необходимыми контрольно-измерительными приборами (термометры, манометры, расходомеры и др.), а также звуковой и световой сигнализацией о нарушении эксплуатационных параметров.

Для обслуживающего персонала в помещении компрессорной устраивается звукоизолированная кабина, обеспечивающая необходимый обзор окружающего пространства. Уровень звука в кабине не должен превышать 80 дБА. Кабина должна быть оборудована средствами связи с технологически сопряженными с машиной помещениями. В кабине, как правило, размещаются щиты управления работой компрессорных установок.

Компрессорные установки размещаются в отдельно стоящих зданиях с подветренной стороны по отношению к другим зданиям предприятия. При этом в сторону других зданий должна быть ориентирована глухая стена компрессорной.

В целях предупреждения разрушения здания компрессорной при возможном взрыве крыша выполняется легкосбрасываемой, а остекление – ленточным. При этом должно соблюдаться условие: суммарная площадь окон, дверей и легкосбрасываемых панелей

покрытий должна составлять не менее 0,05 м² на 1 м³ объёма помещения компрессорной.

К обслуживанию компрессорных установок допускаются машинисты и аппаратчики, прошедшие специальную подготовку, аттестованные и имеющие соответствующие удостоверения на право эксплуатации этих опасных машин.

7.2 Безопасность эксплуатации котельных установок

7.2.1 Общие сведения о котельных установках

Котельная установка – комплекс устройств для получения водяного пара под давлением (или горячей воды). Котельная установка (КУ) состоит из следующих основных систем:

- котлоагрегата;
- газо- и воздухопроводов;
- трубопроводов пара и воды;
- арматуры (отключающие, регулирующие, соединительные и т.п. устройства);
- тягодутьевых устройств;
- сооружений водоподготовки и др.

Мощные котельные установки занимают помещения объёмом в сотни тысяч м³ и вырабатывают до 4 тысяч т пара в сутки.

Основным сооружением любой котельной установки является парогенератор – аппарат для производства водяного пара.

Парогенератор, в котором пар получают за счёт тепла сжигаемого органического топлива, называется паровым котлом, а при использовании электрической энергии – электрокотлом.

Паровой котел – устройство, имеющее топку для сжигания углеродородного топлива, предназначенное для получения пара с давлением выше атмосферного.

Современный паровой котел представляет собой агрегат, конструктивно объединяющий в себе комплекс устройств для получения пара под давлением или горячей воды за счёт сжигания топлива. Главной частью такого котлоагрегата является топочная камера с газоходами, в которых размещены поверхности нагрева, воспринимающие тепло продуктов сгорания топлива (пароперегреватель, водяной экономайзер, воздухоподогреватель). Элементы котлоагрегата опираются на каркас и защищены от потерь тепла обмуровкой и теплоизоляцией.

В топочной камере происходит частичное сгорание топлива и частичное охлаждение продуктов сгорания, за счёт нагрева труб, покрывающих стены топочной камеры (топочные экраны), по которым циркулирует вода или пар. На выходе из топки газы имеют

температуру ~ 1000 °С и на пути их движения устанавливаются пароперегреватели (трубчатые змеевики). После пароперегревателей температура газов составляет 700...600 °С и далее тепло от них отбирается в водяном экономайзере и воздухоподогревателе. Температура газов, после рассмотренных устройств снижается до 170...130 °С. Дальнейшее снижение температуры отходящих газов путём полезного использования их тепла препятствует конденсация паров воды и серной кислоты на рабочих поверхностях, приводящих к осаждению на них золы и коррозии.

Охлаждённые газы через систему золоулавливания и сероочистки выбрасываются из дымовой трубы в атмосферу. Твёрдые продукты сгорания топлива периодически или непрерывно удаляются из котлоагрегата и направляются в золошламонакопители.

Котлоагрегат, например, для энергоблока мощностью 300 МВт представляет собой постройка высотой > 50 м и в плане занимает площадь ~ 1000 м². На сооружение такого агрегата, расходуется ~ 4500 т металла, из которых ~ 33 % приходится на трубные системы, работающие под давлением $> 2,5$ МПа.

В качестве топлива в котлоагрегатах используются:

- природный газ;
- мазут;
- каменный уголь;
- горючие сланцы;
- торф.

7.2.2 Основные опасности и причины аварий, возникающие при эксплуатации котельных установок

Котельные установки относятся к опасным производственным объектам т.к. при их эксплуатации возможна реализация следующих потенциальных опасностей (основных):

- неконтролируемые взрывы газозвоздушных и аэрозольных горючих систем;
- физические взрывы систем, работающих под давлением;
- разрушение трубопроводов с паром и горячей водой за счёт температурных градиентов, обусловленных отложением солей жёсткости (накипи) из нагреваемой воды на нагретых поверхностях;
- генерирование вибрации и шума за счёт работы дробильных, размольных и транспортных агрегатов, а также тягудельных устройств;

- опасность термических ожогов при контакте работающих с нагретыми поверхностями и паром;
- загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы газообразными, аэрозольными, жидкими и твердыми отходами;
- загрязнение окружающей природной среды неиспользованной теплотой отходящих газов, охлаждающей воды и твердофазных отходов.

Основные причины аварий:

- отсутствие ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию котлов;
- допуск к работе на паровых котлах лиц, не соответствующих квалификационным требованиям;
- работа операторов организована не по графику;
- отсутствие системы проверки, настройки, регулировки предохранительных клапанов котлов; при испытании после аварии клапана на срабатывание при давлении 25 кг/см² (2,5 МПа) выяснилось, что неустановленными лицами пружины клапанов были принудительно затянуты;
- отсутствие в штате ремонтного персонала, лаборантов химводоподготовки, необходимых для обслуживания котельной;
- отсутствие экспертизы промышленной безопасности всего проекта котельной.
- неисполнение администрацией, эксплуатирующей котельные установки, требований Закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ в части организации проведения производственного контроля соблюдения требований ПБ при эксплуатации опасных производственных объектов;
- отсутствие необходимой эксплуатационной документации в котельной: ремонтного журнала, графиков планово-предупредительного ремонта, журнала по эксплуатации ХВО, инструкций для ответственного лица и эксплуатационного персонала, актов настройки приборов безопасности и так далее.

7.2.3 Основные способы обеспечения безопасной эксплуатации котельных установок

С целью безопасной эксплуатации котельных установок применяется следующая арматура безопасности:

- манометры, для контроля давления среды (воды, пара и др.);

- предохранительные устройства для сброса избыточного давления рабочей среды (разрывные мембраны, предохранительные клапаны, и др.);
- парозапорные вентили для отключения КУ от паровой магистрали;
- водозапорные вентили (здвижки) для впуска воды в КУ и регулирование её количества;
- обратный питательный клапан, предотвращающий пропуск воды из КУ обратно в питательную магистраль при аварии на питательном трубопроводе;
- воздушные клапаны для удаления из КУ воздуха и др. газов.

Вся арматура должна иметь сертификаты (паспорта), где отражаются параметры эксплуатации, схемы включения в технологическую систему и др. сведения.

Соединения трубопроводов котельных установок выполняются фланцевыми или сварными.

Котельные установки оборудуются также необходимой гарнитурой безопасности:

- заслонки и шиберы для регулирования тяги и дутья;
- лазы в обмуровке для осмотра топочной камеры, газоходов и др. поверхностей нагрева и футеровки;
- предохранительные взрывные клапаны для защиты обмуровки и каркаса КУ от разрушений при взрывах горючей смеси в топке и газоходах;
- затворы на шлаковых и золовых бункерах для удаления шлака и золы из топки, газоходов и др. мест.

В целях предупреждения взрывов автоматически контролируется температура топочных газов, пара и воды, причём системы контроля блокируются с питательными системами (по топливу и воде), которые отключаются при превышении критических величин температур.

Для обеспечения безопасности процесса розжига КУ предусматриваются автоматические системы контроля и регулирования подачи горючего на запальник и в топку.

Особое значение для безопасной эксплуатации КУ являются, умягчение питательной воды с целью предупреждения образования накипи на нагретых поверхностях. При умягчении (обессоливание) воды из неё удаляют соли жесткости ($\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$; $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$; CaSO_4 ; MgSO_4 ; MgCl_2) обеспечивающие карбонатную и некарбонатную жёсткость воды.

Умягчение питательной воды производится при помощи ионообменных смол (катиониты и аниониты), а также реагентными методами (обработка кислотами с выпадением солей жёсткости в осадок).

Проектирование, эксплуатация, содержание и т.п. котельных установок подведомственны органам Ростехнадзора (котлонадзор).

7.2.4 Нормативные документы, регламентирующие деятельность по безопасной эксплуатации котельных установок.

Требования промышленной безопасности к организациям, эксплуатирующим котельных установок изложены в нескольких десятках нормативных документах, включающих в себя Федеральные законы, технические регламенты, Постановления Правительства, Административные регламенты, стандарты, правила эксплуатации, приказы Ростехнадзора, ведомственные инструкции, руководства по эксплуатации конкретных видов и типов оборудования. Обилие норм и требований, зачастую носящих противоречивый характер, частое изменение нормативных документов, вызывает у руководителей и лиц ответственных за безопасную эксплуатацию котельных установок целый ряд вопросов.

Федеральные законы и КОДЕКСЫ

ФЕДЕРАЛЬНЫЕ ЗАКОНЫ:

- **ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН «О ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ» № 116-ФЗ;**

- **Федеральный закон от 4 мая 2011 г. N 99-ФЗ "О лицензировании отдельных видов деятельности";**

- **Федеральный закон от 27 июля 2010 год N 225-ФЗ «ОБ ОБЯЗАТЕЛЬНОМ СТРАХОВАНИИ;**

- **ГРАЖДАНСКОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ВЛАДЕЛЬЦА ОПАСНОГО ОБЪЕКТА ЗА ПРИЧИНЕНИЕ ВРЕДА В РЕЗУЛЬТАТЕ АВАРИИ НА ОПАСНОМ ОБЪЕКТЕ»;**

- **Федеральный закон от 27 декабря 2002 года N 184-ФЗ «О техническом регулировании».**

КОДЕКСЫ:

- **КОДЕКС РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОБ АДМИНИСТРАТИВНЫХ ПРАВОНАРУШЕНИЯХ" (КоАП РФ) от 30.12.2001 N 195-ФЗ**

- **Уголовный кодекс РФ (УК РФ) от 13.06.1996 N 63-ФЗ.**

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕГЛАМЕНТЫ:

- ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН «ТЕХНИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ О БЕЗОПАСНОСТИ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ» принят 30 декабря 2009 года;
- «Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления»;
- Технический регламента о безопасности машин и оборудования» утвержден Постановлением Правительства Российской Федерации от 15 сентября 2009 г. N 753 г;
- Технический регламент "О безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе" утвержден Постановлением Правительства Российской Федерации от 11 февраля 2010 г. N 65 (вступил в силу с 1 января 2011 г.);
- "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" утвержден Федеральным законом от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ; Технический регламент о требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту, утвержден Постановлением Правительства РФ № 118 от 27 февраля 2008г;
- Технический регламент о безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах. Утвержден постановлением Правительства РФ от 24.02.2010 г. N 86. (вступает в силу с 1.01.2012 г

РАЗДЕЛ 8. БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА В ГАЗОВОМ ХОЗЯЙСТВЕ

8.1. Выполнение газоопасных работ. Обнаружение мест утечек газа. Ликвидация мест утечек газа из наружных и подземных газопроводов

Безопасность, труда в газовом хозяйстве имеет исключительно важное значение, которое определяется **взрывоопасностью горючих газов, отравляющими свойствами** некоторых компонентов горючих газов в случае сжигания газа при недостаточном или слишком большом разрежении, а также при плохой вентиляции помещения, без достаточного удаления продуктов сгорания; при разрыве сварных соединений на газопроводе.

Для обнаружения мест утечек газа из внутренних газопроводов производят **обмывание сварных, резьбовых и фланцевых соединений**. *Признаком утечки газа* в этом случае является *наличие пузырьков мыльного раствора*. Обнаруженные утечки газа **устраняют следующими способами:**

- сменой прокладок или подтяжкой болтов во фланцевых соединениях;
- заменой пеньковой набивки в резьбовых соединениях;
- заваркой или заменой шва с дефектами на газопроводе.

Ликвидацию мест утечек газа из наружных и подземных газопроводов производит аварийная служба газового хозяйства.

Во всех случаях до устранения утечек газа запрещается включать и выключать электроосвещение; пользоваться звонками, плитками и другими электрическими приборами; вносить открытый огонь и применять его для отыскания утечек газа.

Очень важное значение имеет вентиляция помещений и организованный отвод продуктов горения газа. Неудовлетворительное действие вентиляции может привести к накоплению в помещении вредных примесей и к образованию взрывоопасных концентраций газа.

*** Газоопасными называют работы, выполняемые в загазованной среде, или работы, при которых возможен выход газа из газопроводов и агрегатов.**

В Правилах безопасности газового хозяйства Госгортехнадзора РФ дан следующий **перечень газоопасных работ:**

- 1) присоединение вновь проложенных газопроводов к действующим;

2) ввод в эксплуатацию газопроводов, газорегуляторных пунктов, агрегатов и приборов промышленных, коммунальных и бытовых потребителей;

3) ревизия и ремонт действующих газопроводов; газового оборудования и арматуры;

4) прочистка и заливка в газопровод растворителей для удаления гидратных образований; установка и снятие заглушек на газопроводах, находящихся под давлением газа;

5) разборка газопроводов, отключенных от действующих сетей; осмотр и проветривание колодцев, а также откачка конденсата из конденсатосборников и неиспарившихся остатков из резервуарных групповых установок сжиженных газов;

6) профилактическое обслуживание действующих газовых приборов и внутреннего газооборудования;

7) слив газа из железнодорожных цистерн, заполнение резервуар на станциях сжиженных газов и групповых установках, заполнение автоцистерн и баллонов.

Газоопасные работы должны выполнять специально обученные рабочие, причем в составе бригады должно быть не менее 2 человек, а при работах в колодцах, тоннелях или глубоких траншеях 3 человек.

На выполнение газоопасных работ должны *выдаваться наряды* установленной формы. Лица, имеющие право выдачи нарядов, определяются *приказом по газовому хозяйству*.

На наиболее ответственные работы кроме наряда составляется специальный план, утвержденный главным инженером треста (конторы, предприятия).

К этим работам относятся:

– работы по вводу в эксплуатацию и пуску газа в газопроводы с давлением выше 0,6 МПа;

– присоединению к действующим газопроводам среднего и высокого давлений;

– работы в ГРП с применением сварки и газовой резки;

– ремонтные работы на газопроводах среднего и высокого давлений с применением сварки и газовой резки;

– снижение и восстановление давлений газа в газопроводах и т. д.

В наряде указывают основные меры безопасности при выполнении работ, а в плане — последовательность проведения работ, потребность в приспособлениях и механизмах, расстановку членов бригады лиц, ответственных за проведение и координацию работ.

К этим документам прилагают *исполнительный чертеж* с указанием места и характера проводимой работы. До начала выполнения работ проводится *вся необходимая подготовительная работа*: инструктаж рабочих, организация рабочего места, обеспечение рабочих инструментами, защитными средствами и приспособлениями. *Газоопасные работы*, как правило, выполняют в дневное время. Если работы ведутся в плохо освещенных помещениях, то применяются переносные электролампы во взрывобезопасном исполнении или аккумуляторные светильники шахтерского типа.

При выполнении работ в колодцах, котлованах и других подземных сооружениях и закрытых помещениях работающие должны быть в противогазах и спасательных поясах, в обуви без подковок и гвоздей, на обувь надевают галоши.

В колодцах, тоннелях и коллекторах не допускается сварка и газовая резка на действующих газопроводах без отключения и продувки их воздухом. У запорного устройства дополнительно устанавливают заглушку, которую удаляют после окончания работ. Если работы предусматривают снижение давления, то его снижают до начала работ, однако даже при сниженном давлении могут быть случаи воспламенения выходящего в атмосферу газа, поэтому необходимо иметь на месте *средства тушения пламени*. Пламя тушится замазыванием глиной, засыпкой землей, набрасыванием брезентовых или асбестовых одеял, а также струей инертного газа.

Все указания и распоряжения работающим должны давать ответственные лица, назначенные из числа инженерно-технических работников.

8.2 Производство аварийных работ

Аварийными называются работы, требующие безотлагательных действий. Они проводятся в следующих случаях: *при проникновении газа в здания и сооружения, закупорках газопроводов, утечках газа в помещениях и подземных газопроводах, повреждении резервуаров на ГНС и групповых установок и др.*

Многие аварийные работы выполняет аварийная служба в контакте с другими службами и участками треста, а также совместно с пожарной охраной.

1. Устранение аварий на подземных газопроводах. Для установления мест повреждения газопроводов необходимо ознакомиться с исполнительной документацией и оценить обстановку на месте. *Наиболее опасные последствия таких аварий — проникно-*

вание газа в жилые и общественные здания. В этом случае необходимо проверить подвальные помещения на загазованность и при наличии в них газа срочно проветрить эти помещения. Необходимо также проветрить соседние помещения и при необходимости установить в них дежурство. Жители загазованных помещений временно выселяются.

Одновременно с этими мероприятиями бригада приступает к *обследованию ближайших подземных коммуникаций и по результатам обследования определяет наиболее вероятное место повреждения газопровода*; после этого приступают к буровому осмотру. Место раскопки котлована определяется по скважинам с наибольшей концентрацией газа. Необходимо также учитывать, что источниками аварии, как правило, бывают стыковые соединения, места присоединения конденсатосборников, места пересечения газопроводов с другими сооружениями. До начала земляных работ необходимо вызвать представителей организаций, имеющих вблизи газопровода подземные сооружения, для уточнения места их расположения и принятия необходимых мер безопасности.

К раскопке котлована приступают немедленно, используя имеющиеся средства и механизмы. Если проникновение газа в помещение происходит вдоль трассы других коммуникаций, то наиболее надежным способом предотвращения проникания газа является раскопка шурфа в непосредственной близости от здания. Устройство шурфа должно обеспечивать вытяжку газа в атмосферу. Обнаруженные повреждения устраняются немедленно; способы устранения определяются руководителем работ.

2. Устранение аварий в помещениях. Эти аварии связаны с утечками газа из сварных, резьбовых соединений, кранов и газовых приборов. После получения заявки аварийная служба сразу же выезжает на место происшествия, предварительно дав указание заявителю о проветривании помещения, отключении газовых приборов и т. д. Необходимо немедленно произвести вентиляцию помещения.

По прибытии на место руководитель бригады определяет концентрацию газа в помещении и принимает все необходимые меры для предотвращения взрыва. Места утечек газа или повреждений определяют путем осмотра и обмыливания.

После того как место утечки установлено, бригада приступает к ликвидации повреждения. В зависимости от места и характера повреждения отключаются отдельные приборы, участки или квартиры. Если ликвидация повреждений связана с применением сварочных работ, то ремонтируемый участок необходимо продуть

воздухом или инертным газом и после этого приступить к сварке. Все участки газопроводов, на которых проводились работы с отключением газа, в дальнейшем необходимо продуть газом и взять анализ.

3. Производство работ при взрывах и пожарах. Эти работы значительно осложняются в связи с опасностью повторного взрыва, поэтому необходимо срочно прекратить подачу газа в дом и тщательно проветрить помещение, открыв окна и двери.

После обнаружения и устранения повреждения, отключенные участки газопроводов следует опрессовать, и продуть газом.

Взрывы могут сопровождаться пожаром, в этом случае необходимо прекратить подачу газа, так как поступающий газ будет способствовать распространению пламени. Пожар тушится с применением Генных, углекислотных, порошковых огнетушителей и водяной струей. При небольших загораниях пользуются брезентом, кошмой и другими материалами для накрытия и изоляции пламени от доступа кислорода.

8.3 Газоанализаторы и газоиндикаторы. Назначение, область применения.

Для обеспечения безопасности использования газового топлива необходимы регулярный контроль за содержанием газа в воздухе и своевременное обнаружение мест утечек газа.

Наиболее распространенный и простой способ определения наличия газа в воздухе — **контроль по запаху**. Однако более надежно определение газа с помощью **газоанализаторов и газоиндикаторов**.

Приборы, с помощью которых определяют количество каждого компонента, входящего в состав газа, называют *газоанализаторами*.

Газоиндикаторы позволяют определить содержание в воздухе одного или общей суммы нескольких газов. *Действие этих приборов основано на изменении физических и химических свойств воздуха при появлении в нем примеси определенного газа.*

Рассмотрим устройство и принцип работы наиболее распространенных в газовом хозяйстве газоиндикаторов.

8.3.1. Газоанализатор типа ПГФ. На рис. 3 показаны разрез и электрическая схема прибора ПГФ2М. Электрическая схема прибора представляет собой мостик Уитстона, два плеча которого — платиновые спирали, а два других — постоянные сопротивления.

Платиновые спирали выполнены из проволоки диаметром 0,05 мм, имеющей сопротивление 0,65...0,02 Ом при прохождении через нее тока 10 мА при температуре 20° С.

Действие прибора основано на изменении электрического сопротивления платинового плеча мостика за счет повышения его температуры при сжигании на нем исследуемой пробы газовой смеси. На одну из платиновых спиралей подается чистый воздух, на другую — газовоздушная смесь, в которой определяют процентное содержание газа. Пробу анализируемого газа разбавляют воздухом путем установки трехходового крана в соответствующее положение. При этом возможны следующие положения крана: в первом положении кран соединяет камеру газоиндикатора с газозаборным шлангом, во втором — с окружающей атмосферой и в третьем — с окружающей атмосферой и газозаборным шлангом.

Анализируемый газ засасывается в камеру прибора через трехходовой кран, имеющий два штуцера: для присоединения газозаборного шланга и сообщения камеры через отверстие с атмосферой. В обоих отверстиях втулки крана установлены калиброванные диафрагмы с определенным отношением проходных отверстий. Это позволяет разбавлять пробу газа с воздухом в соотношениях 1:2, 1:5, 1:10, что дает возможность анализировать концентрацию газа, значительно превышающую значение шкалы гальванометра.

Для анализа газа, концентрация которого выше, чем концентрации, отвечающие максимальному отклонению стрелки гальванометра, в электрической схеме имеется добавочное сопротивление к гальванометру, позволяющее снизить его чувствительность в 5 раз. Шкала гальванометра имеет три реперные точки, обозначенные красными треугольниками с индексами I, II и ГО.

Рабочие части прибора смонтированы на панели, прикрепленной к его корпусу. На наружной поверхности панели размещены трехходовой кран, гальванометр, шток насоса, кнопочный переключатель, кнопки реостата (напряжения и нулевого положения приборов), переключатель пределов измерения.

Источник питания электрической схемы — две параллельно включенные батареи карманного фонаря, помещенные в камеру прибора. Напряжение батареи должно быть не ниже 3,7 В. На внутренней стороне крышки помещены правила пользования прибором и пересчетная таблица для перевода отклонений стрелки гальванометра в концентрацию анализируемого газа.

Питание моста включается кнопочным выключателем. Для подготовки прибора к работе рукоятку переключателя необходимо

поставить в положение «Контроль» и вращением рукоятки реостата с надписью «Установка напряжения» зафиксировать реперную точку. При этом переключатель диапазонов должен находиться в первом рабочем положении. Затем переключатель ставят в положение «Анализ» и в камеру засасывается чистый воздух. Вращением рукоятки нулевого реостата (до совпадения стрелки с нулем) устанавливают равновесие мостовой схемы прибора. После выполнения подготовительных работ можно приступить к анализу. Для этого с помощью насоса в рабочую камеру засасывают пробу анализируемого газа, нажимают кнопку «Накал». По таблице в соответствии с величиной отклонения стрелки определяют концентрацию газа.

Прибор после 1000 анализов подлежит контрольной проверке на правильность показаний.

Выпускают три модификации прибора ПГФ2М: ПГФ2М-И1А — для количественного определения в воздухе метана; ПГФ2М-И3 А — для количественного определения в воздухе пропана, этилена и других газов; ПГФ2М-И4А — для определения в воздухе водорода. Прибор взрывобезопасен, что обеспечивается специальными взрывозащитными устройствами.

8.3.2. Оптический газоиндикатор ШИ-3. В газовых хозяйствах страны для определения содержания природных и сжиженных газов в воздухе наряду с электрическими применяют *оптические газоиндикаторы*. К этим приборам *относят шахтные интерферометры для контроля воздуха в шахтах*. Принцип их работы основан на явлении интерференции, т. е. усилении или ослаблении однородных световых волн при наложении одной на другую. Контролируемый воздух в приборе находится на пути одного из двух световых лучей, имеющих одинаковые фазы.

Действие прибора основано на измерении смещения интерференционной картины вследствие изменения состава анализируемой пробы газовой смеси, находящейся на пути одного из двух лучей, способных интерферировать. Это смещение пропорционально разности между показателями преломления света газовой смеси и атмосферного воздуха, т. е. пропорционально содержанию метана и диоксида углерода в смеси. Интерференционная картина представляет собой белую полосу, ограниченную двумя симметрично окрашенными краями черных полос. Если в газовую и воздушную камеры направить чистый воздух, то интерференционная картина не смещается, а середина левой черной полосы совмещается с нулевой отметкой шкалы, отградуированной от 0 до 6 % метана с ценой деления 0,5 %.

На рис. 4 показана схема действия шахтного индикатора ШИ-3. От электрической лампы 15 свет проходит через конденсорную линзу 18 и параллельным пучком падает на зеркало 4 где разлагается на два интерферирующих пучка. Один пучок лучей отражается от верхней плоскости зеркала и проходит через две боковые полости 6 газовой камеры, заполненные чистым воздухом. Другой пучок лучей отражается от нижней плоскости зеркала, дважды проходит вдоль средней полости 5 камеры, в которую набирается проба анализируемого воздуха. При выходе из газовой камеры эти пучки вновь попадают на зеркало 4, отражаются от его верхней и нижней плоскостей, сходятся в один пучок, проходящий через призму 8 затем пучок отклоняется призмой под прямым углом и падает в объектив 2 зрительной трубки. Подвижная стеклянная призма 3 дает возможность передвигать интерференционную картину вдоль шкалы и устанавливать ее в нулевое положение. Анализируемый воздух засасывается резиновой грушей в прибор, поступает в верхнюю часть патрона 13, в котором имеется поглотитель углекислоты. Из патрона 13 по трубке 11 воздух направляется в нижнюю часть патрона 14, в которой имеется силикагель для поглощения паров воды. Далее осушенный и очищенный воздух поступает в среднюю газовую полость 5 газовой камеры и через штуцер 12 выпускается наружу.

Таким образом, газовая камера при анализе заполняется контролируемым воздухом, а воздушная линия (лабиринт 10) заполняется чистым атмосферным воздухом. Лабиринт дает возможность поддерживать в воздушной линии атмосферное давление. После 500...600 определений поглотительный патрон для углекислоты необходимо перезарядить, так как углекислота может искажать результаты определения метана.

8.3.3. Сигнализатор СТХ-5А. Во многих газовых хозяйствах применяют автоматический переносной термохимический сигнализатор СТХ-5А. Он предназначен для периодического контроля до взрывоопасных концентраций горючих газов в воздухе производственных помещений и выдачи сигналов в диапазоне сигнальных концентраций. Диапазон сигнальных концентраций в рабочих условиях составляет 5...50 % нижнего предела воспламеняемости горючих газов.

Принцип действия сигнализатора основан на термохимической реакции окисления (сгорания) горючих газов на чувствительном элементе, включенном в зону моста.

В состав схемы входят: источник питания (два аккумулятора номинальным напряжением 2,5 В или батареи типа «Планета-1»

или «Планета-2» напряжением 3,5 В); сигнализатор напряжения, обеспечивающий стабилизацию напряжения источника питания в пределах $1,8 \pm 0,1$ В; измерительный мост, включающий в себя измерительный и сравнительный чувствительные элементы, расположенные в датчике, и балансовые плечи-резисторы; узел отключения аккумуляторной батареи от нагрузки и выдачи сигнализации по разряду.

Работает сигнализатор следующим образом. Измерительный мост сигнализатора питается стабилизированным напряжением. В измерительную диагональ моста включен показывающий прибор с переменным резистором. При сгорании на чувствительном элементе пробы газозоодушнoй смеси измерительный мост разбалансируется и в его диагонали появляется напряжение постоянного тока, пропорциональное по величине концентрации контролируемых веществ. Как только напряжение разбаланса достигнет определенной величины, стрелка показывающего прибора войдет в сигнальную зону. При входе стрелки показывающего прибора в сигнальную зону необходимо принять меры по выявлению и устранению причин появления опасной концентрации. Если при нажатии кнопки светодиод не загорится, сигнализатор необходимо отправить на перезаряд аккумуляторов.

Подготовку сигнализатора к работе производят вне взрывоопасных помещений следующим образом: нажимают на кнопку и убеждаются, что загорелся светодиод; после того как успокоится стрелка показывающего прибора, устанавливают ее на начало шкалы с помощью резистора; отпускают кнопку и убеждаются, что светодиод погас.

В настоящее время в газовых хозяйствах Российской Федерации появилось много новых сигнализаторов по определению загазованности помещений природным газом — метаном.

Новые сигнализаторы системы ТС — течеискатели-сигнализаторы были разработаны Белорусским НПП «Фармэк».

Наибольшее распространение получили сигнализаторы типов: ТГГ-90 — течеискатель горючих газов; ТС-92 — течеискатель-сигнализатор; ТПГ-94 — течеискатель для подземных газопроводов; ИМ-93 — измеритель метана.

8.3.4. Течеискатель ТГГ-90. Это прибор взрывозащищенного исполнения и предназначен для индикации наличия метана при определении мест утечек газа из газовой арматуры, оборудования и газопроводов систем газоснабжения. Течеискатель предназначен для работы в диапазоне температур от -20 до 40° С и при относительной влажности не более 80%.

Течеискатель состоит из датчика ПГС с защитным колпачком, корпуса с электронным блоком и блока аккумуляторов.

Принцип работы течеискателя основан на регистрации изменения сопротивления датчика при воздействии на него газа. Датчик включен в электрическую схему, которая находится в уравновешенном состоянии. При воздействии газа на датчик происходит разбаланс мостовой схемы, усиливаемый дифференциальным усилителем. Величину разбаланса мостовой схемы показывает табло, отградуированное в процентном содержании метана в загазованной среде.

Течеискатель обеспечивает световую и звуковую сигнализацию при обнаружении мест утечек углеводородных газов.

Электропитание течеискателя осуществляется от встроенного сменного блока аккумуляторов с номинальным напряжением 5,2 В. О снижении напряжения питания ниже допустимого значения (4,2+ 0,1 В), прибор информирует непрерывным звуковым сигналом.

8.3.5. Течеискатель-сигнализатор ТС-92 со встроенным микронасосом. Он разработан и изготавливается научно-производственным предприятием «Фармэк». Предназначен для определения и локализации утечек горючих и токсичных газов и оценки уровня загазованности в подвалах, колодцах, скважинах и других труднодоступных местах различных газопроизводящих и газопотребляющих предприятий, систем транспортирования и хранения газа путем сигнализации на уровне 1 % объемной доли метана (20 % НКПР). Выпускается во взрывозащитном и обычном исполнениях (рис. 5).

Прибор ТС-92 используют на предприятиях газовой, химической, нефтеперерабатывающей, добывающей промышленности, энергетики, связи, в жилищно-коммунальном хозяйстве и т. д. С применением дополнительных средств он безотказно работает на трассе газопровода.

В основе работы течеискателя-сигнализатора лежит принцип регистрации изменения сопротивления полупроводникового датчика под воздействием на него газа.

Конструктивно течеискатель состоит из пластмассового корпуса с размещенными внутри него микронасосом, датчиком, платы с блоком сигнализации, отсека питания.

6. Измеритель метана ИМ-93. Он предназначен для измерения концентрации метана в пределах от 0 до 5 % об. доли и обеспечивает звуковую сигнализацию при достижении концентрации

метана 1+0,25 % об. доли [20 % нижнего концентрационного предела распространения пламени (КППП)].

Измеритель изготовлен в климатическом исполнении У категории 3 и предназначен для эксплуатации при температуре воздуха от -5 до 40°C (возможна кратковременная работа при температуре до -30°C), атмосферном давлении от 84 до 106,7 кПа и относительной влажности воздуха до 98 % при 25°C .

Электропитание измерителя осуществляется от батареи аккумуляторов 4НКГЦ-2.0 (4НКГЦ-1.8).

В основе работы измерителя лежит принцип регистрации изменения сопротивления термокаталитического датчика при воздействии на него газа.

Конструктивно измеритель состоит из пластмассового корпуса с размещенными внутри него платами, отсека питания и блока искрозащиты, а также датчика.

При включении измерителя напряжение питания от аккумуляторной батареи через блок искрозащиты подается на преобразователь напряжения, поступает на стабилизатор и с его выхода подается на аналого-цифровой преобразователь (АЦП).

На вход АЦП поступают сигнал с термокаталитического сенсора (ТКС) и опорное напряжение со стабилизатора напряжения. Информация в цифровой форме отображается на устройстве цифровой индикации. Контроль уровня разряда аккумуляторной батареи выполняет устройство контроля питания (УКП), при разряде батареи сигнал с УКП поступает на блок управления, при этом отключается стабилизатор напряжения, который питает ТКС, и пускается блок звуковой сигнализации (БЗС).

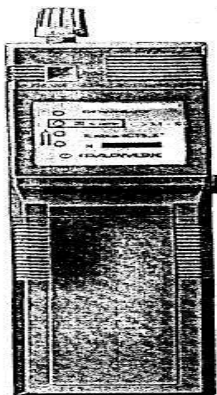
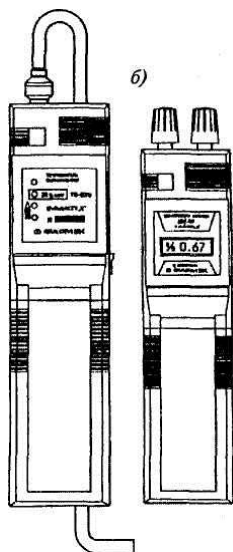


Рис. 5. Малогабаритный сигнализатор утечки метана СУМ-01



7. Портативный искатель газа (рис. 6) представляет собой индикатор со световой и звуковой сигнализацией и предназначен для определения наличия углеводородных газов при обнаружении мест их утечки в диапазоне температур от 5° С до 40° С.

Принцип работы прибора основан на изменении электрического сопротивления измерительной цепи посредством термокаталического метода обнаружения горючих газов.

Рис. 6. Портативный искатель газа ИГ-3

8. Малогабаритный сигнализатор утечки метана СУМ-01. Сигнализатор предназначен для определения мест утечек природного газа (метана) и оценки загазованности в атмосфере производственных помещений.

Сигнализатор взрывозащищен и может использоваться во взрывоопасных зонах класса В-1а и В1б.

8.4 Защитные и предохранительные устройства. Назначение, область применения

При выполнении газоопасных и аварийных работ все работники обеспечиваются защитными средствами и приспособлениями. К ним относятся: противогазы, спасательные пояса, веревки, спец-одежда, инструмент и приспособления.

Наибольшее распространение в газовом хозяйстве получили шланговые противогазы (самовсасывающие и с механической подачей воздуха).

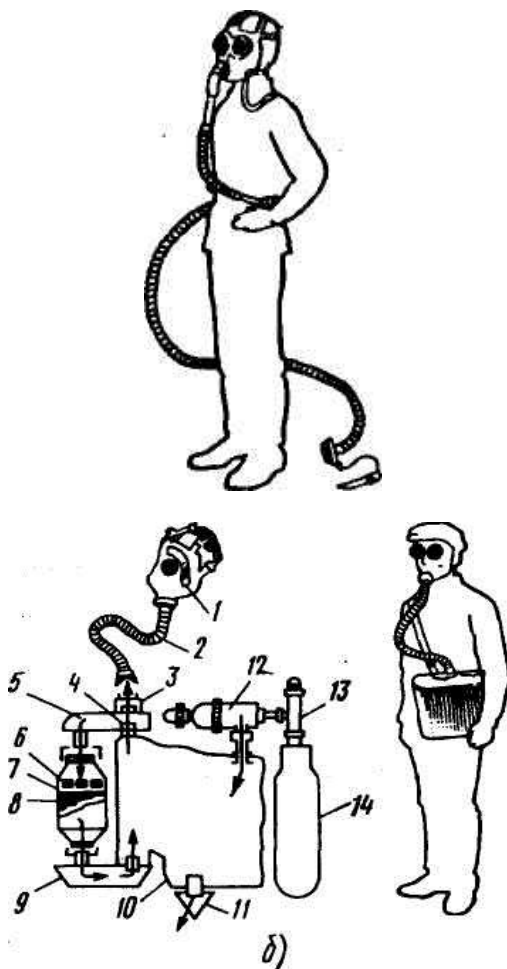


Рис. 7. Противогазы:

- а — самовсасывающий шланговый: б — кислородно-изолирующий КИП-5: 1 — маска, 2 — шланг, 3 — соединительная коробка, 4 — дыхательный клапан, 5 — выдыхательный клапан, 6 — регенеративный патрон, 7 — поглотитель, 8 — сетка, 9 — соединительная коробка, 10 — дыхательный мешок, 11 — предохранительный клапан, 12 — редуктор, 13 — вентиль, 14 — кислородный баллон

1. Самовсасывающий шланговый противогаз ПШ-1 (рис. 7, а).
При пользовании аппаратом дыхательный шланг закрепляют на

шлеме противогаза и на спасательном поясе. Это делается для того, чтобы при передвижениях тяжесть длинного шланга не передавалась на шлем и не могла сдвинуть его с головы. Свободный конец противогаза с помощью штыря закрепляется с наветренной стороны, причем длина шланга в этом случае должна быть не более 15 м. Если свежий воздух приходится подавать с расстояния более 15 м, то вдыхание воздуха становится затруднительным. Для этих целей применяют противогазы типа ПШ-2 с подачей воздуха небольшим вентилятором с ручным или электрическим приводом. Такие противогазы имеют бронированные шланги длиной по 20 м, причем от одной воздуходувки могут снабжаться воздухом два шлема. В связи с тем что электродвигатель такого устройства имеет нормальное (невзрывобезопасное) исполнение, он должен размещаться за пределами зоны возможного появления газа.

При пользовании шланговыми противогазами необходимо убедиться в их исправности, для чего проверяют состояние маски и герметичность шланга. Годность шланга определяют путем зажима конца гофрированной трубки и контрольного вдоха; если при этом в маску попадает воздух, то пользоваться противогазом нельзя. Необходимо также проверить, нет ли прорывов и проколов, а также исправны ли стекла и пряжки. Только после этого надевают маску.

2. Кислородно-изолирующие противогазы. Эти противогазы имеют замкнутую систему циркуляции воздуха, в которой во время пользования непрерывно восстанавливается состав воздуха. При этом происходит процесс, обратный процессу, происходящему в легких человека, т. е. поглощается углекислый газ и пополняется количество кислорода. Поглощение углекислого газа из выдыхаемого воздуха осуществляется в регенеративном патроне, наполненном специальным поглотителем. Запас кислорода пополняется из баллона вместимостью до 2 л, находящегося под высоким давлением. Наибольшее распространение получили противогазы КИП-5 и КИП-7.

На рис. 7, б представлена принципиальная схема противогаза КИП-5. Противогазы этого типа полностью изолируют органы дыхания от загазованной среды и подают воздух, обогащенный кислородом из баллона 14. Выдыхаемый воздух поступает в регенеративный патрон б, где очищается от углекислоты и через трубку 9 поступает в дыхательный мешок 10, который связан с кислородным баллоном через редуктор 12.

Таким образом, в дыхательном мешке происходит восстановление необходимого состава воздуха, который через дыхательный

клапан 4 вновь поступает в органы дыхания и удаляется обратно через выдыхательный клапан 5. Пользоваться такими противогАЗами (КИП) можно после изучения их устройства и получения разрешения врача.

3. Спасательные пояса и веревки. Спасательные пояса и веревки применяются при работах в колодцах, котлованах и траншеях и предназначены для быстрого извлечения рабочих в случае необходимости. Спасательный пояс (рис. 8) должен охватывать талию человека и иметь две лямки, надеваемые на плечи и соединенные на спине между лопатками. В месте соединения лямок имеется стальное кольцо с карабином. К этому кольцу или к пружинной защелке-карабину крепят капроновые или пеньковые веревки диаметром не менее 15 мм. Длина веревок должна быть не менее 6 м — на 3 м больше, чем глубина котлована, в котором проводятся работы. При подготовке пояса обращается внимание на то, чтобы кольцо располагалось не ниже лопаток. Применение поясов без наплечных ремней запрещается.

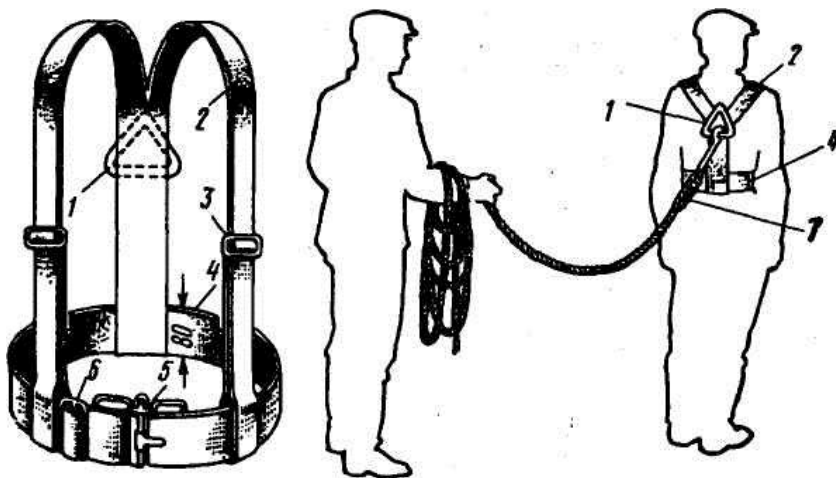


Рис. 8. Спасательный пояс с веревкой:

1 — кольцо для веревки, 2 — лямки пояса, 3, 6 — пряжки, 4 — пояс, 5 — замок, 7 — веревка

Наружный осмотр проводят ежедневно перед работой и после каждого применения.

Основными неисправностями, при которых защитные средства не могут быть применены, являются:

по спасательным поясам — повреждение плечевых лямок или поясной ленты, надрыв или порез ремней для застегивания, неисправность пряжки, отсутствие на заклепках шайб;

по карабинам — заедание затвора при его открывании, деформация карабина, наличие выступов и неровностей в месте входа крепления в замок, слабость пружины затвора, неплотности и выступы в месте шарнирного крепления затвора;

по спасательным веревкам — наличие значительного количества обрывов нитей (10... 15) в веревке, несоответствие длины веревки характеру выполняемой работы. Наружный осмотр веревок не реже одного раза в 10 дней, а также после каждого применения в дождливую или снежную погоду проводит лицо, ответственное за производство работ. Каждому поясу и веревке присваивается инвентарный номер.

Помимо наружного осмотра защитные средства и приспособления периодически испытывают и после этого составляют акты установленной формы. Противогазы испытывают на герметичность перед выполнением каждой газоопасной работы. Испытания спасательных поясов, карабинов и спасательных веревок проводят не реже двух раз в год.

Спасательные пояса с кольцами для карабинов испытывают на прочность нагрузкой 200 кг. Для этого к кольцу испытываемого пояса, застегнутого на обе пряжки, прикрепляют груз 200 кг и оставляют в подвешенном состоянии в течение 5 мин. После снятия нагрузки на поясе не должно быть следов повреждений.

Поясной карабин испытывают на прочность, прикрепляя к нему груз 200 кг, и выдерживают под нагрузкой в течение 5 мин. После снятия груза карабин не должен иметь следов деформации, а освобожденный затвор его должен свободно и правильно встать на свое место. Спасательные веревки испытывают на прочность, прикрепляя груз 200 кг к подвешенной на всю длину веревке. Испытание веревки длится 15 мин. До и после испытания замеряется длина веревки. Если после испытания длина веревки увеличится более чем на 5 % первоначальной длины, то она считается не пригодной для использования.

4. Взрывобезопасный слесарный инструмент. При выполнении газоопасных работ используют взрывобезопасный инструмент из цветных металлов и не дающий искр при работе. Для изготовления таких инструментов применяют медь, бронзу и некоторые сплавы. Для ударных инструментов чаще используют фосфористую или бериллиевую бронзу, а также сплавы меди. Для предотвраще-

ния искрообразования проводят обмеднение стальных инструментов. Эта операция производится наплавкой на них слоя меди кислородно-ацетиленовым пламенем. В некоторых газовых хозяйствах с успехом применяют гальваническое обмеднение инструмента. Сущность этого способа заключается в следующем. Поверхность инструмента обезжиривают водным раствором магниезиальной извести. Процесс обмеднения ведется в гальванической ванне с соответствующими растворами и медной проволокой. После обмеднения инструмент промывают водой и просушивают. При правильном проведении процесса слой меди должен быть светло-розового цвета.

8.5 Оказание помощи пострадавшим

Нарушение правил безопасности труда в газовом хозяйстве может привести к таким серьезным последствиям, как удушье, отравление оксидом углерода, ожоги, ранения, ушибы, поражение электрическим током.

Удушье может наступить при нахождении людей в загазованной среде без противогазов. Объясняется это тем, что газ, заполняя помещение, вытесняет кислород, необходимый для нормального дыхания. При значительном содержании метана в воздухе (свыше 10 %) чело век испытывает при дыхании недостаток кислорода и может задохнуться.

Особенно опасен оксид углерода, содержащийся в продуктах не полного сгорания газа и в искусственных газах. Первыми признакам! отравления оксидом углерода являются головокружение, тошнота слабость, шум в ушах, а иногда и потеря сознания. В зависимости от величины концентрации оксида углерода и длительности пребывания человека в такой среде могут быть три степени отравления: легкое среднее, тяжелое. При тяжелом отравлении человек теряет сознание, почти не дышит и, если не принять своевременные меры, пострадавший может скончаться. Степень отравления зависит от содержания газа в воздухе и длительности его вдыхания.

При удушье и отравлении пострадавшего необходимо вывести из загазованного помещения на свежий воздух, освободить от всего, что может стеснять дыхание, и вызвать врача. Если пострадавший в сознании, можно дать ему кофе или чай. Если тело холодное, надо делать растирание или согревать грелками. Если пострадавший потерял сознание, его следует уложить на ровное место, дать понюхать нашатырный спирт, брызгать водой. Можно да-

вать пострадавшему вдыхать через марлю кислород из кислородной подушки в течение 5 мин, затем после двух-, трехминутного перерыва снова давать кислород.

При отсутствии у пострадавшего признаков дыхания следует вынести его на свежий воздух, быстро освободить рот от вставных челюстей (при наличии), затем от стесняющей одежды и сделать искусственное дыхание одним из нижеописанных способов.

Первый способ (рис. 9 а): пострадавшего кладут на спину; под лопатки подкладывают валик из одежды, а под голову мягкую подстилку; раскрывают рот пострадавшего и проверяют, не забит ли он рвотной массой; вытягивают язык и удерживают его в таком положении; руки пострадавшего отводят равномерно в стороны и назад, при этом расширяется грудная клетка и происходит вдох; после отвода рук за голову удерживают их в таком положении 3 с; обе руки сгибают в локтях, укладывают на груди пострадавшего и надавливают ими с боков на грудную клетку в течение 3 с, при этом происходит выдох; повторяют эти движения до тех пор, пока не появятся признаки дыхания.

Второй способ (рис. 9, б) применяется в тех случаях, когда помощь оказывает только один человек. Пострадавшего кладут животом вниз, вытягивают руки и кладут их одна на другую; голова пострадавшего должна быть повернута набок и уложена на вытянутых руках; человек, оказывающий помощь, опускается на вытянутых руках и сдавливает нижние ребра пострадавшего, при этом грудная клетка пострадавшего сжимается и происходит выдох; оказывающий помощь отнимает руки и откидывается назад — происходит вдох; движения повторяются в указанной последовательности.

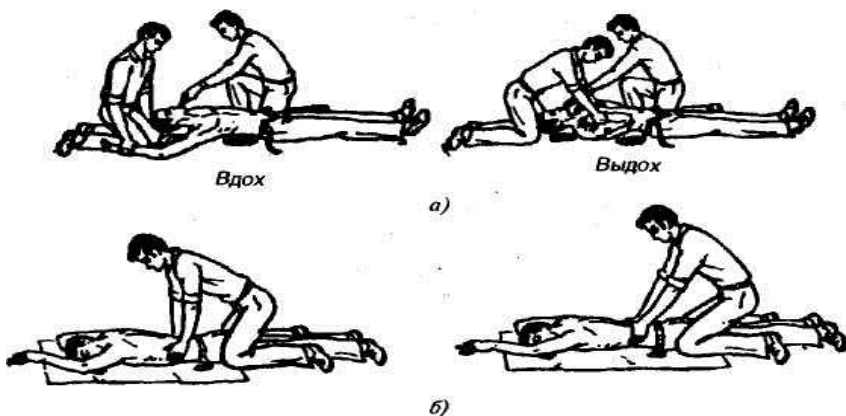


Рис. 9. Проведение искусственного дыхания:
а — первый способ; б — второй способ

Третий способ применяется в тех случаях, когда пострадавший получил ожоги спины. Порядок оказания помощи следующий: пострадавшего кладут на спину, а под место ожога подкладывают чистую подстилку; руки пострадавшего вытягивают вдоль головы и вытаскивают ему язык; оказывающий помощь становится на колени над пострадавшим; надавливая на нижние ребра пострадавшего и отпускает руки. При всех способах дыхательное движение необходимо повторять 16 раз в минуту.

Искусственное дыхание по методу «изо рта в рот». Для этого способа применяют простое приспособление (рис. 10). Оно состоит из двух резиновых трубок 1 и 4 диаметром 10... 12 мм и длиной 100 и 60 мм, натянутых на металлическую трубку 3 длиной 40 мм, и овального резинового фланца 2. Фланец натягивается на стык трубок 1 и 4, плотно зажимая место их соединения. Оказывающий помощь вдвигает в рот пострадавшего трубку 1 или непосредственно в рот через марлю. Иногда вдвигают трубку 4 в нос пострадавшего, плотно закрыв ему рот. При этом после каждого вдвигания воздуха надо освободить рот и нос пострадавшего для свободного выхода воздуха из легких. При этом способе количество воздуха, поступающего в легкие пострадавшего за один вдох, больше, чем при ранее описанных способах искусственного дыхания. Другим достоинством этого способа является то, что можно контролировать поступление воздуха в легкие по ясно видимому расширению грудной клетки пострадавшего.

Воздух вдувают каждые 5...6 с, что соответствует частоте дыхания 10... 12 раз в минуту. Необходимо, чтобы после каждого вдоха освобождались рот и нос пострадавшего для выдоха.

Помощь при ушибах. При ушибах возникают разрывы кровеносных сосудов с излиянием крови в окружающие ткани, вследствие чего место ушиба припухает и появляется боль. Первая помощь в этом случае — охлаждение места ушиба. На место ушиба накладывают л или тряпку, смоченную водой. После охлаждения ушибленные участки тела необходимо забинтовать. Наиболее опасны ушибы живота, сопровождающиеся сильными болями, а иногда обморочным состоянием.

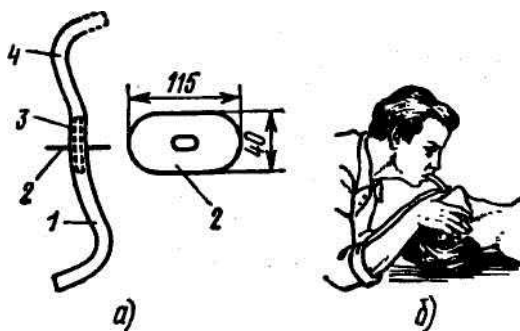


Рис.10 Способ искусственного дыхания по методу «изо рта в рот»:
а — приспособление; б — прием для оказания помощи пострадавшему вдуванием воздуха через гибкую трубку:
1, 4 — мягкие трубки, 2 — гибкий фланец, 3 — твердая трубка

При обмороках необходимо срочно вызвать врача, предварительно, дать пострадавшему понюхать нашатырный спирт, а лицо обрызгать водой.

Помощь при ожогах. Ожоги могут быть трех степеней: легкой, средней и тяжелой. При легкой степени места ожогов краснеют и покрываются пузырями, при тяжелой — омертвляются участки кожи, а иногда и ткани тела.

Оказывающие помощь должны знать, что раны от ожогов могут загрязниться и долго не заживать, поэтому к месту ожогов нельзя прикасаться и их смазывать. Обожженную поверхность перевязывают, как свежую рану, покрывают стерилизованным материалом и накладывают вату, а пострадавшего направляют в больницу. При ожогах большой поверхности тела пострадавшего накрывают чистой простыней и отправляют в больницу.

РАЗДЕЛ 9. ЛОКАЛИЗАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ В ГАЗОВОМ ХОЗЯЙСТВЕ

9.1 Аварийно-диспетчерская служба, ее задачи и структура

Для предупреждения локализации и ликвидации аварийных ситуаций в газовых хозяйствах городских и сельских поселений создаются **единые при газораспределительных организациях аварийно-диспетчерские службы (АДС) с городским телефоном «04»** и их филиалы с круглосуточной работой, включая выходные и праздничные дни.

Можно создавать специализированные АДС в подразделениях, обслуживающих ГРП (ГРУ), а также промышленные объекты и котельные.

Места их дислокации определяются зоной обслуживания и объемом работ с учетом обеспечения прибытия бригады АДС к месту аварии за 40 мин.

При извещении о взрыве, пожаре, загазованности помещений аварийная бригада должна выехать в течение 5 мин.

По аварийным заявкам организаций, имеющих собственную газовую службу, **АДС газораспределительных организаций оказывают практическую и методическую помощь по локализации и ликвидации аварийных ситуаций по договору и согласованному плану взаимодействия.**

Разрабатывается план взаимодействия служб различных ведомств для аварийных бригад по локализации и ликвидации аварий.

Планы взаимодействия служб различных ведомств согласовываются с территориальными органами Ростехнадзора.

Ответственность за составление планов, утверждение, своевременность внесения в них дополнений и изменений, пересмотр (не реже одного раза в 3 года) несет технический руководитель организации — собственника опасного производственного объекта.

В АДС должны проводиться тренировочные занятия с оценкой действий персонала:

- по планам локализации и ликвидации аварий (для каждой бригады) — не реже одного раза в 6 мес;
- по планам взаимодействия служб различного назначения — не реже одного раза в год.

Тренировочные занятия проводятся на полигонах (рабочих местах) в условиях, максимально приближенных к реальным.

Проведение тренировочных занятий регистрируется в специальном журнале.

Все заявки в АДС регистрируются с отметкой времени ее поступления, времени выезда и прибытия на место аварийной бригады, характером повреждения к перечню выполненной работы. Заявки, поступающие в АДС, должны записываться на магнитную ленту. Срок хранения записей должен быть не менее 10 сут.

Допускается регистрация и обработка поступающих аварийных заявок на персональном компьютере при условии ежедневной архивации полученной информации с жесткого диска на другие носители (дискеты и др.).

Своевременность выполнения аварийных заявок и объем работ контролируются руководителями газораспределительной организации.

Ежемесячно производится анализ поступивших заявок.

При получении заявки о наличии запаха газа диспетчер обязан проинструктировать заявителя о мерах безопасности.

Аварийная бригада должна выезжать на специальной автомашине, оборудованной радиостанцией, сиреной, проблесковым маячком и укомплектованной инструментом, материалами, приборами контроля, оснасткой и приспособлениями для своевременной ликвидации аварий.

При выезде по заявке для ликвидации аварий на наружных газопроводах бригада АДС должна иметь исполнительно-техническую документацию или планшеты (маршрутные карты).

Ответственность за своевременное прибытие аварийной бригады на место аварии и выполнение работ в соответствии с планом локализации и ликвидации аварий несет ее руководитель.

Бригады АДС в случае обнаружения объемной доли газа в подвалах, туннелях, коллекторах, подъездах, помещениях первых этажей зданий более 1 % отключают газопроводы от системы газоснабжения и принимают меры по эвакуации людей из опасной зоны.

Ликвидация утечки газа (временная) допускается с помощью банджа, хомута или бинта из мешковины с шамотной глиной, наложенных на газопровод. За этим участком организуется ежедневное наблюдение.

Продолжительность эксплуатации внутреннего газопровода с банджом, хомутом или бинтом из мешковины с шамотной глиной не должна превышать одной смены.

Поврежденные сварные стыки (разрывы, трещины), а также механические повреждения тела стальной трубы (пробоины, вмятины) должны ремонтироваться врезкой катушек или установкой лепестковых муфт.

Сварные стыки с другими дефектами (шлаковые включения, непровар и поры сверхдопустимых норм), а также каверны на теле трубы глубиной свыше 30 % толщины стенки могут усиливаться установкой муфт с гофрой или лепестковых с последующей их опрессовкой.

При механических повреждениях стальных подземных газопроводов со смещением их относительно основного положения как по горизонтали, так и по вертикали одновременно с проведением работ по устранению утечек газа должны вскрываться и проверяться неразрушающими методами по одному ближайшему стыку в обе стороны от места повреждения.

При обнаружении в них разрывов и трещин, вызванных повреждением газопровода, должен дополнительно вскрываться и проверяться радиографическим методом следующий стык.

В случае выявления непровара, шлаковых включений, пор производится усиление сварного стыка.

Сварные стыки и участки труб полиэтиленовых газопроводов, имеющих дефекты и повреждения, вырезаются и заменяются врезкой катушек с применением муфт с закладными нагревателями. Допускается сварка встык при 100 %-ном контроле стыков ультразвуковым методом.

Узлы неразъемных соединений и соединительные детали, не обеспечивающие герметичность, должны вырезаться и заменяться новыми.

Допускается ремонтировать точечные повреждения полиэтиленовых газопроводов при помощи специальных полумуфт с закладными нагревателями.

Поврежденные участки газопроводов, восстановленные синтетическим тканевым шлангом, заменяются врезкой катушки с использованием специального оборудования для проведения работ на газопроводах без снижения давления.

Допускается осуществлять ремонт таких газопроводов аналогично стальным газопроводам.

Работы по окончательному устранению утечек газа могут передаваться эксплуатационным службам после того, как АДС будут приняты меры по локализации аварии и временному устранению утечки газа.

Не допускается прямое воздействие открытого пламени горелки при резке стальной оболочки газопровода, реконструированного полимерными материалами

В крупных предприятиях газового хозяйства диспетчерская и аварийная службы могут быть организованы отдельно на правах отделов. В производственных объединениях газового хозяйства и межрайгазах АДС является самостоятельным структурным подразделением, находится в непосредственном подчинении главного инженера и возглавляется начальником службы, который несет полную ответственность за выполнение возложенных на АДС задач.

Деятельность АДС распространяется на всю зону деятельности предприятия газового хозяйства, которому она подчинена. Структура и численность персонала АДС устанавливаются штатными расписаниями в зависимости от объема газового хозяйства (числа газифицированных квартир, протяженности газопроводов и др.) и трудоемкости аварийного обслуживания отдельных элементов.

К работе в АДС допускаются наиболее подготовленные инженерно-технические работники и рабочие не моложе 18 лет, имеющие стаж работы в газовом хозяйстве не менее двух лет и допуск к выполнению газоопасных работ; слесари и шоферы АДС должны иметь высокую квалификацию (слесари — не ниже IV разряда, шоферы — не ниже II класса).

Аварийно-диспетчерская служба выполняет следующие работы:

- регулирует режимы приема газа от поставщиков и распределение его потребителям;
- формирует баланс поступления и расхода газа;
- контролирует обеспечение поставщиками договорных условий поставки газа в части подачи запланированного объема газа и соблюдение установленных режимов давления;
- регулирует режимы работы газовых сетей как в нормальных, так и в особых условиях, в частности при дефиците газа, при аварийных режимах, при выполнении ремонтных и аварийно-восстановительных работ, при вводе в эксплуатацию новых объектов (газопроводов, ГРП, крупных потребителей), а также в других особых условиях, вызывающих необходимость регулирования потоков и давления газа в сети;
- анализирует сложившиеся режимы давления и расхода газа на всех участках системы газоснабжения, увязывает эти режимы с интересами отдельных потребителей и системы в целом;

разрабатывает и внедряет новые, более рациональные режимы работы газовых сетей; разрабатывает методику (планы) регулирования режимов для отдельных участков и системы в целом;

- отключает и включает буферные потребители и другие крупные промышленные объекты в соответствии с графиком газоснабжения в период дефицита газа;

- составляет карты распределения давления газа в сетях в периоды максимальных и минимальных расходов; определяет зоны действия ГРП и их нагрузки;

- отключает отдельные участки газовых сетей или снижает давление в них при присоединении новых газопроводов (врезке), выполнении ремонтных работ и при авариях на газопроводах;

- участвует в работах по включению в эксплуатацию законченных строительством газопроводов и сооружений, а также после их ремонта;

- эксплуатирует средства телемеханики и автоматизированных систем управления режимами работы газовых сетей, а также средства связи (радио, телефон);

- комплектует, составляет и своевременно корректирует оперативную техническую документацию (карты, схемы, планшеты);

- разрабатывает план предотвращения и ликвидации аварий, систематически совершенствует и уточняет его на основе анализа работы аварийных бригад по предотвращению и ликвидации аварий;

- участвует в разработке плана взаимодействия служб различных ведомств (милиции, пожарной охраны, скорой помощи, организаций электроснабжения, связи, водоканала) по предотвращению и ликвидации аварий; проводит контрольные вызовы представителей ведомственных служб в соответствии с планом взаимодействия служб различных ведомств по предотвращению и ликвидации аварий;

- обучает персонал АДС и районных эксплуатационных участков, выполняющих аварийные работы, правилам выполнения операций, предусмотренных планом предотвращения и ликвидации аварий с проведением практических тренировочных занятий;

- обеспечивает круглосуточный прием заявок о неисправностях элементов систем газоснабжения (газопроводов, арматуры, приборов и др.);

- выполняет аварийные заявки, в том числе заявки, поступающие от районных эксплуатационных участков, персонал которых осуществляет основной объем аварийно-диспетчерских работ в сельской местности;
- направляет аварийную бригаду (или персонал районного эксплуатационного участка, выполняющего аварийные работы в сельской местности) на аварийные объекты в срок, не превышающий 5 мин с момента получения заявки;
- проводит учет поступающих заявок о неисправностях отдельных элементов систем газоснабжения; разрабатывает предложения, направленные на сокращение этих неисправностей;
- инструктирует население и других потребителей газа о необходимости немедленной информации АДС о появившихся неисправностях элементов систем газоснабжения и обнаружении запаха газа;
- координирует работы, выполняемые совместно с персоналом районных эксплуатационных участков, по приему и выполнению аварийных заявок, поступающих от населения и других потребителей газа, расположенных в зоне их деятельности, в соответствии с планом предотвращения ликвидации аварий;
- контролирует и осуществляет техническое руководство аварийно-диспетчерскими работами, выполняемыми персоналом районных эксплуатационных участков;
- оказывает этому персоналу методическую помощь, организывает для него техническую учебу, обеспечивает участки технической документацией, формами учета и отчетности, относящимися к выполнению аварийно-диспетчерских работ;
- координирует аварийные работы на ГНС, выполняемые АДС совместно с персоналом ГНС;
- организывает четкое взаимодействие со всеми смежными службами управления газового хозяйства; контролирует степень одоризации поступающего в систему газа.

В своей деятельности АДС руководствуется Правилами безопасности в газовом хозяйстве Ростехнадзора, приказами и указаниями вышестоящих организаций, должностными инструкциями для персонала АДС, планом предотвращения и ликвидации аварий, планом взаимодействия служб различных ведомств (пожарной охраны, скорой помощи, милиции, электроснабжения, связи, водоканала и др.).

Работа АДС производится круглосуточно без выходных и праздничных дней. Дежурство аварийных бригад в смене организуется по графику, составленному в соответствии с объемом поступления аварийных заявок по часам суток.

При приеме-сдаче смены аварийных бригад опробывают на работоспособность все машины и механизмы, проверяют наличие (в достаточном количестве) инструмента, запасных частей, горючесмазочных и других материалов в соответствии с утвержденным табелем. В журнале приема - сдачи производится отметка об их наличии и исправном состоянии.

9.2 Оснащение аварийно-диспетчерской службы

АДС должна быть оснащена надежными средствами связи и информации (в зависимости от объема и конкретных особенностей газовых хозяйств), а именно:

- многономерной (городской) телефонной связью, используемой главным образом для приема информации (заявок) о неисправностях элементов системы газоснабжения со всей зоны обслуживания (рекомендуется иметь не менее двух телефонных аппаратов с открытым номером и один аппарат — с закрытым);
- внутренней связью для сообщения между диспетчерской и другими служебными помещениями АДС, осуществляемой через усилительное устройство, а также посредством звуковой и световой сигнализации;
- прямой телефонной связью с пожарной охраной и поставщиками газа;
- двусторонней радиосвязью с аварийными бригадами, выполняющими аварийные заявки;
- средствами телемеханики для получения оперативной информации о состоянии системы газоснабжения и режимах ее работы.

Для быстрой и правильной ориентации при выполнении диспетчерских и аварийных работ, а также для повышения оперативности и качества этих работ АДС должны иметь следующую техническую документацию:

- карту-схему газовых сетей в зоне деятельности службы с указанием на трассе газопроводов, основных отключающих устройств, ГРС, ГРП и крупных предприятий;
- планшеты в масштабе 1:500, содержащие сведения о всех подземных и надземных коммуникациях, строениях и сооружениях;

- проект и исполнительные чертежи (план и профиль) каждого наружного (подземного и надземного) газопровода, находящегося в эксплуатации; по подземным газопроводам — кроме этого, схемы сварных стыков;
- план ликвидации и предотвращения аварий и несчастных случаев;
- план взаимодействия служб различных ведомств (пожарной охраны, скорой помощи, милиции, организации кабельных линий и водоканала);
- должностные инструкции, инструкции по технике безопасности и др.

Условия и порядок систематического обеспечения АДС необходимой исполнительно-технической документацией определяются особым приказом или инструкцией по предприятию тазового хозяйства.

Для регистрации и описания событий, относящихся к деятельности АДС (аварий, несчастных случаев, повреждений газопроводов и других сооружений, нарушений нормальных режимов давлений, отключений, подключений, врезок и др.), **а также для учета аварийных и диспетчерских работ в АДС ведутся журналы:**

- приема-сдачи дежурств диспетчером и аварийными бригадами;
- регистрации аварийных заявок;
- регистрации аварий и несчастных случаев;
- режимов газоснабжения и регистрации расхода и давления газа по ГРС, ГРП, крупным потребителям и контрольным точкам газовых сетей;
- учета теоретических и учебно-тренировочных занятий с работниками АДС и ее филиалов, а также с персоналом районных эксплуатационных участков, выполняющим аварийно-спасательные работы в сельской местности;
- регистрации ремонтных и других работ, выполняемых на объектах газового хозяйства эксплуатационным персоналом.

Кроме того, АДС должна располагать следующими материально-техническими средствами, необходимыми для выполнения аварийных работ (примерный перечень):

- специальными аварийными автомашинами, оборудованными радиостанцией, сиреной и проблесковым маячком и оснащенными техническими средствами (рекомендуемый тип — оперативная аварийная газовая машина (АГМ) на шасси «Москвич-434», ИЖ-2715, ВАЗ-2102, АГМ-3 на шасси УАЗ-4520, УАЗ-451М или ЕРАЗ-

762; аварийно-ремонтная газовая машина (АРГМ) на шасси ЗИЛ-131 или ГАЗ-53А; ранее выпускавшиеся АГМ-1 на шасси ГАЗ-51 и АГМ-2 на шасси ГАЗ-66-05 или ГАЗ-51 А);

- передвижной компрессорной станцией (ПКС-5, ЗИЛ-55);
- вентиляционной инжекционной установкой (УИВ-08);
- насосами для откачки воды с ручным и механическим приводом (НШН-600М, УД-2М, мотопомпа);
- насосом для откачки конденсата (мотоперфоратор С-359М);

- установкой-приспособлением для ликвидации снежно-ледяных и кристаллогидратных пробок и др.;

- приборами, в том числе газоанализатором (ПГФ 2М-И1А, ПГФ 2М-ИЗГ), квартирным и подвальный сигнализаторами утечки метана (СКМ-1 и СПМ-1), высокочувствительным трассоискателем (ВТР-1), высокочувствительным газоанализатором (ВТИ-2, «Газохром», «Универсал», и др.), металлоискателем без гальванической связи (МИ-2), манометрами пружинными и жидкостными на 3 и 6 кПа, электромегафоном переносным (ПЭМ-5) и др.;

- инструментом, в том числе гаечными и трубными ключами, слесарными молотками (обыкновенными, а также из цветного металла или омедненными), лопатами, кирками, топорами и пилами, слесарными тисками, труборезами, резьбонарезным инструментом, крючками для открывания крышек колодцев, напильниками, зубилами, отвертками, пассатижами, стальными щетками, мерным инструментом, ножовочным станком с полотнами и др.;

- материалами, арматурой, соединительными частями, в том числе кранами, фитингами, стонами, деревянными, резиновыми и металлическими пробками, крепежными изделиями, уплотнительными материалами (прокладками, сальниковыми набивками, суриком, цинковыми белилами, трепаным льном), смазочными материалами, полихлорвиниловой изоляционной лентой, запасными частями к бытовым газовым приборам и др.;

- инвентарем, средствами защиты, в том числе инвентарными щитами ограждения, сигнальными знаками, предупредительными табличками и подставками к ним, веревками из лубяных волокон с флажками длиной 100 м, переносными светильниками во взрывозащищенном исполнении (Б-Ю-СЭГ), прожектором заливающего света, карманным светосигнальным фонарем, раздвижной металлической лестницей длиной 4—6 м, бандажами для труб диаметром 50—700 мм, резиновыми шлангами диаметром 8—25 мм, котелком для разогрева битума вместимостью 20 л, домкратом,

спецодеждой (хлопчатобумажными костюмами, оранжевыми жилетами, куртками и ватными брюками, рукавицами, диэлектрическими перчатками, защитными касками), шланговыми противогазами (ПШ-1 и ПШ-2), средствами и медикаментами первой доврачебной помощи (медицинскими носилками, простынями, перевязочными средствами, йодом, винным и нашатырным спиртом, медицинским кислородом, каплями Зеленина или валериановой настойкой, гидрокарбонатом натрия, борной кислотой), противопожарными средствами (листовым асбестом, пожарными ведрами, баграми, углекислотными огнетушителями ОУ-2, ОУ-5).

9.3 Выполнение аварийных работ. Планы по предотвращению и ликвидации аварий.

Деятельность АДС по предотвращению и ликвидации аварийных ситуаций определяется Планом взаимодействия служб различных ведомств (пожарной охраны, скорой помощи, милиции, организации по эксплуатации кабельных линий и водоканала), который разрабатывается каждой АДС с учетом местных условий.

9.3.1 Сетевая модель работ по ликвидации аварии «Утечка газа из подземного газопровода»

План взаимодействия служб различных ведомств по предотвращению и ликвидации аварий предусматривает следующее:

- охват всех возможных аварийных ситуаций, опасных для здоровья и жизни людей, а также для сохранности материальных ценностей;
- по каждому виду аварийных ситуаций — мероприятия по предупреждению и ликвидации аварий с четким описанием действий персонала АДС при выполнении работ по этим мероприятиям;
- мероприятия по спасению людей и материальных ценностей;
- порядок передачи аварийно-восстановительных работ (после устранения персоналом АДС непосредственной опасности от создавшейся аварийной ситуации) для их выполнения в соответствующие службы предприятия газового хозяйства;
- способы и средства для предупреждения утечки газа, быстрого проветривания помещений и выполнения других мероприятий по предупреждению взрыва или загорания газа;

- способы и средства для тушения пожара и выполнения других мероприятий, направленных на максимально возможное уменьшение ущерба от аварий;
- условия взаимодействия с другими службами газового хозяйства, а также с организациями других ведомств (милицией, пожарной охраной, скорой помощью, организациями электроснабжения, водоснабжения, связи и др.).

В деятельности аварийных бригад особое значение имеет четкость, последовательность проведения операций и т. д. Поэтому типовой план каждого мероприятия разрабатывают заранее с учетом всех факторов, которые необходимо учесть при его осуществлении. Наиболее совершенной формой такого плана является **сетевая модель. Образцы сетевых моделей, разработанных** Гипрониигазом (г. Саратов), приведены на рис. 9.1—9.3.

Для безопасного пуска газопроводов и газового оборудования после проведения аварийных работ в Плане по предотвращению и ликвидации аварий предусматривается:

- порядок проверки системы газоснабжения (после устранения аварийной ситуации) с целью установления полного соответствия всех ее элементов требованиям безопасной эксплуатации;
- порядок включения газопроводов и газового оборудования в эксплуатацию после устранения аварии
- порядок оформления установленной документации и разрешения на пуск газа и дальнейшую эксплуатацию газопроводов и оборудования объектов после устранения аварии.

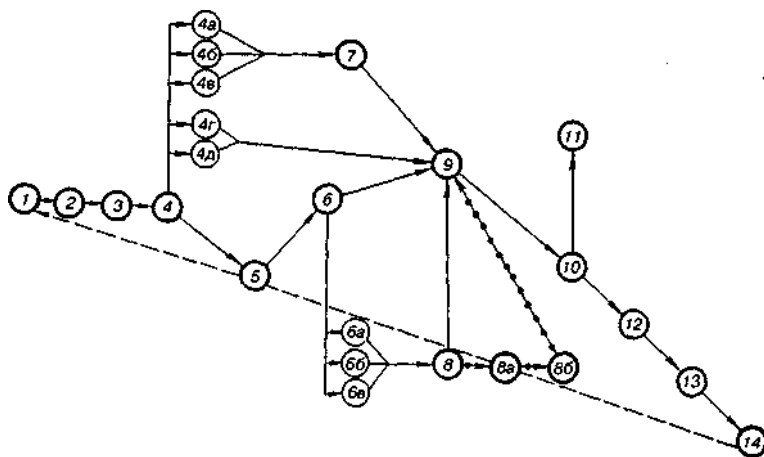


Рис. 9.1. Сетевая модель работ по ликвидации аварии «Утечка газа из подземного газопровода»

- 1—2 — поступление заявки; 2—3 — инструктаж заявителя;
 3—4 — выезд на место аварии, изучение ситуационного плана на планшете; 4а—4д — оповещение и вызов представителей владельцев смежных коммуникаций и сообщение об аварии руководству управления и Госгортехнадзору; 4—5 — прибытие на место аварии, оценка обстановки и принятие решений по ликвидации аварии;
 5—6 — определение зоны загазованности и естественная вентиляция колодцев; 6а—6в — вызов необходимых механизмов и исполнительной документации; 7—9 — уточнение с прибывшими представителями расположения смежных коммуникаций; 6—9 — проверка на загазованность всех смежных коммуникаций, изучение исполнительной документации; 8—9 — установка механизмов (воздуходувок, компрессоров, электростанций и др.), принудительная вентиляция колодцев и контроль загазованности: 8— 8а — отключение от системы газоснабжения ближайшего участка газопровода;
 8а—8б — принудительная вентиляция сооружений; 8б—9 — окончательный контроль за наличием газа в коммуникациях (работы 8— 8а—8б—9 выполняются в том случае, если принудительная вентиляция подземных сооружений не дает положительного результата);
 9—10 — определение наиболее вероятных мест проникновения газа в подземные коммуникации; 10—11—вызов ремонтной бригады (при необходимости); 10—12 — бурение с целью определения места утечки газа; 12—13 — рытье котлована и ликвидация утечки газа;
 13—14 — изоляция места ремонта и засыпка котлована;
 14—1 — доклад о ликвидации аварии и возвращение в службу

9.3.2 Сетевая модель работ по ликвидации аварии «Взрыв газа в подвале газифицированного жилого дома»

План предотвращения и ликвидации аварий разрабатывается ежегодно пересматривается комиссией в составе главного инженера, начальника АДС, начальников основных эксплуатационных служб. Утверждает план главный инженер предприятия газового хозяйства

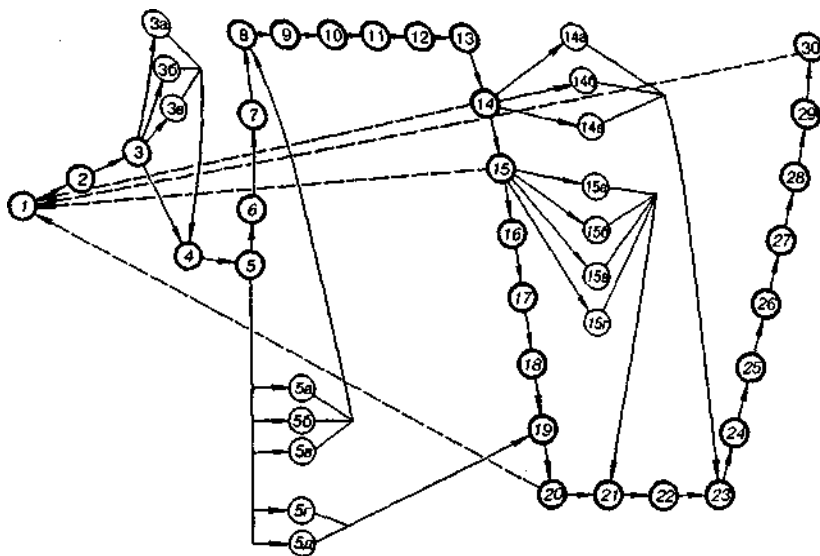


Рис. 9.2. Сетевая модель работ по ликвидации аварии «Взрыв газа в подвале газифицированного жилого дома»

1—2 — поступление заявки; 2—3 — инструктаж заявителя;
 3а—3в — подготовка документации, проверка приборов, инструмента, машин и др.; 3—4 — выезд бригады на аварию; 4—5 — изучение ситуационного плана-планшета; 5а—5д — оповещение по телефону из аварийной службы: пожарной охраны, скорой помощи, милиции, начальника (главного инженера) управления; 5—6 — прибытие аварийной машины на место аварии; 6—7 — оценка происшедшего и сообщение в аварийную службу; 7—8 — отключение поврежденного газопровода; 8—9 — прибытие на место аварии пожарной охраны, скорой помощи, милиции; 9—10 — эвакуация жильцов и оцепление места аварии; 10—11 — проверка на загазованность уцелевших подъездов дома, подвалов близлежащих домов и подземных коммуникаций в 15-метровой зоне; 11—12 — доклад о результатах проверки на загазованность в 15-метровой зоне; 12—13 — проверка на загазованность подвалов домов и колодцев подземных коммуникаций в 50-метровой зоне; 13—14 — доклад

мастеру о результатах проверки на загазованность в 50-метровой зоне;
 14—15 — обеспечение необходимыми механизмами (компрессором, экскаватором, передвижной электростанцией) и исполнительной документацией; 15—16 — вызов через аварийную службу представителей теплосети, энергохозяйства, водоканала, связи и др.;
 16—17— вентиляция загазованных подъездов и каналов;
 17—18— эвакуация жителей из загазованных домов;
 18—19 — отключение от системы газоснабжения объектов (в зависимости от сложившейся ситуации); 19—20 — прибытие на место аварии руководителей управления; 20—21 — оповещение об аварии Госгортехнадзора; 21—22 — прибытие представителей смежных служб;
 22—23 — буровой осмотр газопровода с целью обнаружения утечки газа; 23—24 — прибытие механизмов на место аварии; 24—25 — производство земляных работ; 25—26 — обнаружение места утечки газа; 26—27 — устранение утечки газа; 27—28 — организация круглосуточного дежурства на месте аварии; 28—29 — окончательная ликвидация аварии силами ремонтной бригады; 29—30 — засыпка шурфов (приямков);
 30— 1 — доклад об окончании работы по ликвидации аварии

9.3.3 Сетевая модель работ по ликвидации аварии «Утечка газа в кране на вводе»

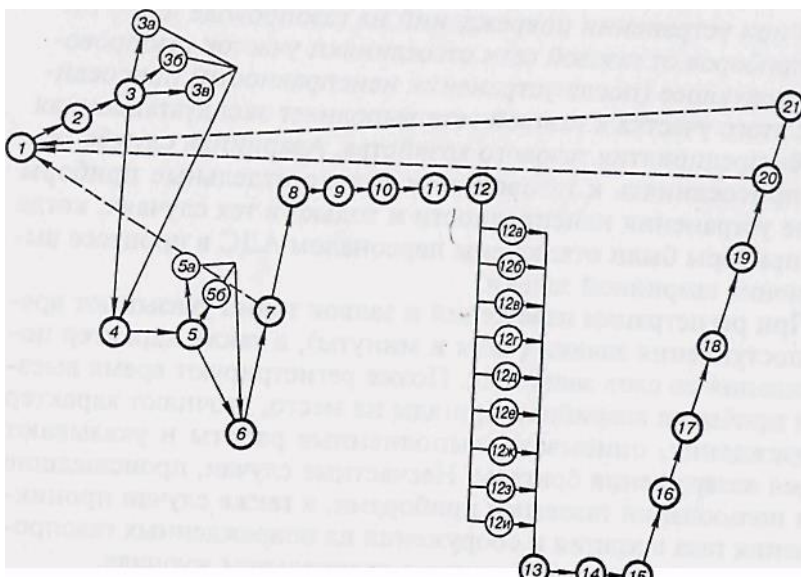


Рис. 9.3. Сетевая модель работ по ликвидации аварии «Утечка газа в кране на вводе»

1—2 — поступление заявки; 2—3 — инструктаж заявителя;
 3—4 — подготовка бригады к выезду на аварию (проверка документации приборов, инструмента, машины); 4—5 — выезд на аварию;
 5—6 — оповещение по телефону руководителя службы или управления;
 6—7 — прибытие на место аварии бригады; 7—8 — оценка места происшествия и подтверждение по радию в аварийную службу характера заявки (сломан хвостовик крана на вводе); 8—9 — перекрытие крана на вводе и кранов на стояках; 9—10 — естественная вентиляция подъезда и отбор проб на анализ; 10—11 — предупреждение абонентов о перекрытии кранов на приборы; 11—12 — подготовка нового крана;
 12—13 — замена крана на вводе, 12а—12и — открыть наружную дверь тамбура и закрыть внутреннюю, разогнать сгон, снять кран, вставить пробку в трубу, очистить резьбу, нанести на резьбу уплотнительный материал, вынуть пробку из трубы, навернуть кран, проверить на плотность соединения; 13—14 — сборка сгона; 14—15 — пуск газа в стояк; 15—16 — контрольная опрессовка; 16—17 — продувки газопровода; 17—18 — пуск газа на приборы (в квартирах);
 18—19 — сбор инструмента; 19—20 — Оформление документации;
 20—21 — доклад в аварийную службу о ликвидации аварии (прием возможной заявки); 21— 1 — возвращение в службу (выезд по очередной заявке)

План предотвращения и ликвидации аварий разрабатывается с учетом фактического состояния АДС (в отношении технической оснащённости, укомплектованности кадрами и др.) и самого газового хозяйства (в отношении его объема, рассредоточенное™, технического состояния газопроводов, оборудования и др.) и постоянно совершенствуется.

Выявляемые в процессе работы неточности и несоответствия отдельных положений плана найденным (в результате анализа случаев выполнения аварийных заявок) более рациональным решениям устраняются в течение суток внесением в план изменений и дополнений, содержание которых немедленно доводится до сведения персонала АДС.

АДС и другие подразделения предприятий газового хозяйства принимают извещения об авариях, утечках газа (запах газа), повреждениях газопроводов и газового оборудования от всех потребителей (абонентов) независимо от их ведомственной принадлежности. Аварийные заявки (извещения) должны приниматься круглосуточно. Предприятия газового хозяйства сообщают населению и другим потребителям газа номера телефонов, по которым принимаются извещения об авариях, утечках и неисправностях газопроводов, арматуры и газовых приборов.

Дежурный диспетчер АДС, принявший аварийную заявку, инструктирует заявителя о принятии первых неотложных мер по предупреждению и ликвидации опасности и высылает на объект аварийную бригаду.

Работы по ликвидации аварии до устранения прямой угрозы людям и материальным ценностям могут производиться без наряда. После устранения непосредственной опасности аварийно-восстановительные работы по приведению газопроводов и газового оборудования в технически исправное состояние должны выполняться по наряду. Если аварию с начала и до конца ликвидирует аварийная бригада АДС, составление наряда не требуется.

9.3.4 Основные меры по предотвращению аварий и несчастных случаев

Первоочередными мерами по предотвращению аварий и несчастных случаев являются:

- отключение от действующей газовой сети поврежденного участка;
- естественное вентилирование (проветривание) помещений, загазованных природным газом, и принудительное вентилирование помещений, загазованных сжиженными газами, с помощью вытяжного вентилятора во взрывобезопасном исполнении или прекращение доступа в них воздуха; обесточивание электрической сети;
- запрещение курить, зажигать спички, включать и выключать электролампы и другие электроприборы, пользоваться нагревательными приборами с открытым пламенем, печами, керосинками и т. д.;
- охрана входа в помещение, чтобы не допустить внесения открытого огня;
- эвакуация жителей (в необходимых случаях) из загазованных помещений. При аварийных вызовах «запах газа в квартире или на лестничной клетке» аварийная бригада по прибытии на место проверяет наличие газа в помещениях, указанных заявителем, и устраняет утечку. После устранения утечки и проветривания помещения проверяют повторно и в случае наличия газа проверяют соседние помещения и подвалы здания.

Если при вызове «запах газа» наличие газа в помещениях, указанных заявителем, не обнаружено, проверяют его на лестничной клетке и в подвале здания. Пробы воздуха отбирают из верхних зон при природном газе и из нижних зон — при сжиженном газе.

Если газ в помещение проник из подземного газопровода (ввода или распределительного газопровода), аварийная бригада тщательно обследует все прилегающие к месту утечки подземные сооружения и здания (прежде всего подвальные этажи), расположенные в радиусе 50 м от места утечки, с целью выявления наличия в них газа. Место повреждения газопровода определяют в соответствии с планом предотвращения и ликвидации аварий. Наличие газа в загазованных помещениях, а также зданиях и подземных сооружениях в радиусе 50 м проверяют периодически в течение всего времени ликвидации аварии.

Все старшие начальники, прибывшие на место аварии, могут давать технические указания о способе и характере работ по ликвидации аварии только через руководителя работ, но ни в коем случае не должны вмешиваться в оперативное руководство работами.

По прибытии для устранения аварийной ситуации очередной смены АДС руководитель работ информирует вновь поступающего на смену руководителя о характере аварии, о принятых решениях по ликвидации и о выполненных работах.

По распоряжению руководства предприятия газового хозяйства к работам по ликвидации аварий на подземных газопроводах могут привлекаться и эксплуатационные службы.

Работы по ликвидации аварии считаются законченными после устранения утечки газа из газопроводов и сооружений на них и исключения возможности проникновения газа в помещения и сооружения. Производство восстановительных работ на газопроводах после устранения аварийной ситуации передается эксплуатационным службам.

Если при устранении, повреждений на газопроводе или у газовых приборов от газовой сети, отсоединяют участок газопровода, последующее (после устранения неисправности) присоединение этого участка к газовой сети выполняет эксплуатационная служба предприятия газового хозяйства. Аварийная служба может присоединять к газовой сети только отдельные приборы после устранения неисправности и только в тех случаях, когда эти приборы были отключены персоналом АДС в процессе выполнения аварийной заявки.

При регистрации извещений и заявок точно указывают время поступления заявки (часы и минуты), а также характер повреждения со слов заявителя. Позже регистрируют время выезда и прибытия аварийной бригады на место, уточняют характер поврежде-

ния, описывают выполненные работы и указывают время возвращения бригады. Несчастные случаи, происшедшие при пользовании газовыми приборами, а также случаи проникновения газа в здания и сооружения из поврежденных газопроводов и приборов регистрируют в специальном журнале.

Аварийные работы в системах газоснабжения сельских населенных пунктов в основном выполняются силами персонала эксплуатационных газовых участков. Аварийную бригаду АДС вызывают туда в отдельных случаях, когда персонал участка не может своими силами и средствами выполнить аварийные работы.

Аварийные работы в системах газоснабжения предприятий, где эксплуатация этих систем осуществляется собственной газовой службой, выполняются силами и средствами самих предприятий. В этом случае АДС только отключает предприятие от системы газоснабжения города (района, поселка), оказывает предприятию методическую помощь и контролирует ход выполнения аварийных работ.

АДС газового хозяйства систематически (ежемесячно) анализирует все аварийные заявки, поступившие за истекший месяц, причины неисправностей на газопроводах, арматуре и оборудовании, а также причины аварий и несчастных случаев, обобщает опыт устранения аварийных ситуаций и на основе этого корректирует план предотвращения и ликвидации аварий, разрабатывает мероприятия по совершенствованию системы газоснабжения и устранению причин, вызывающих возникновение аварийных ситуаций.

Учебно-тренировочные занятия с персоналом АДС проводятся по графику, утвержденному главным инженером предприятия газового хозяйства. Контрольные вызовы проводятся руководством предприятия газового хозяйства не реже 1 раза в 3 мес. Результаты учебно-тренировочных и контрольных вызовов оформляются протоколом.

При эксплуатации систем газоснабжения в особых условиях (на подрабатываемых территориях, в сейсмических районах и т. п.) в каждом или на несколько межрайгазов создаются специализированные аварийные бригады, которые при предотвращении и ликвидации аварий работы производят совместно с местной

9.4 Расследование, учет и оформление аварий и несчастных случаев

О каждом несчастном случае, связанном с использованием газа, а также об авариях на газовых объектах администрация газового хозяйства, предприятия или другой организации немедленно сообщает местному органу Ростехнадзора.

До начала расследования комиссией или прибытия участкового газотехнического инспектора для участия в расследовании несчастного случая или аварии администрация газового хозяйства, предприятия, организации *обеспечивает сохранность всей обстановки несчастного случая (аварии), если это не вызывает опасности для жизни людей и не нарушает порядка работы газового хозяйства, предприятия, организации.*

В процессе расследования несчастного случая ***устанавливают его причины***, намечают мероприятия по предупреждению аварий и случаев травматизма и выявляют виновных лиц. Недобросовестное расследование аварий, несчастных случаев, происшествий и сокрытие причин, способствовавших их возникновению, рассматриваются как должностные преступления; виновные такого расследования привлекаются к административной или служебной ответственности. Контроль за правильным и своевременным расследованием и учетом аварий, несчастных случаев, происшествий в газовом хозяйстве, а также своевременным выполнением мероприятий по устранению их причин осуществляют газовые технические инспекции местных органов Ростехнадзора.

Аварии, несчастные случаи и происшествия классифицируются следующим образом:

аварии — повреждения газовых сетей и сооружений на них (подземных, наружных и внутриобъектных), в результате чего полностью прекратилась подача газа потребителям на время более 3 ч; взрывы газозооушной смеси и пожары, разрывы баллонов и цистерн для сжиженного газа, газопроводов и газгольдеров высокого давления, которые вызвали несчастные случаи с людьми или разрушения конструкций несущих элементов зданий (перекрытий, стен) и промышленных агрегатов (котлов, печей и др.);

несчастные случаи — отравления, удушья или ожоги со смертельным исходом; отравления или ожоги, вызвавшие временную потерю трудоспособности, продолжавшуюся не менее одного дня; травмы со смертельным исходом или травмы, вызвавшие временную нетрудоспособность, продолжавшуюся не менее одного дня;

происшествия — взрывы и вспышки газовой смеси, вызвавшие повреждения газовых приборов и газоиспользующих агрегатов (например, котлов) без несчастных случаев с людьми; угорания, ожоги и травмы без потери трудоспособности; повреждения и неисправности газопроводов, сооружений на них и газовых приборов со значительными утечками газа.

Аварии, несчастные случаи и происшествия классифицируются еще в зависимости от виновника их возникновения.

Они происходят: по вине производственного персонала, который непосредственно занимается эксплуатацией газового хозяйства; по вине персонала, производившего монтаж; по вине завода-изготовителя газовых приборов, арматуры и труб; по вине потребителей газа; по ошибкам проектирования; по другим причинам (например, повреждение газового оборудования посторонними лицами, стихийное бедствие и др.).

О каждой аварии, несчастном случае и происшествии в газовом хозяйстве аварийная служба обязана немедленно сообщить диспетчерской службе объединения, областной газовой технической инспекции, руководству управления и по указанию начальника (главного инженера) всем вышестоящим организациям города (района). Получив сообщение от управлений газовых хозяйств, диспетчер объединения немедленно сообщает начальнику (главному инженеру) объединения, областной газовой технической инспекции и по дополнительному указанию всем вышестоящим организациям области. Несвоевременное извещение о происшедшей аварии или несчастном случае рассматривается как сокрытие факта.

Расследованию подлежат все аварии и несчастные случаи в газовом хозяйстве. Результаты расследования оформляются актами.

Аварии, несчастные случаи и происшествия расследуются комиссиями в составе представителя областной газовой технической инспекции (председатель), главного инженера управления газового хозяйства, представителя областного объединения газового хозяйства, технического инспектора профсоюза (если случай связан с работниками газового хозяйства), представителя аварийной службы управления, представителя владельца объекта с привлечением (в необходимых случаях) соответствующих специалистов.

Расследование аварий и несчастных случаев и составление акта начинается немедленно после получения соответствующих

сообщений. Полное расследование и составление акта заканчивается не позднее чем в 5-дневный срок. К акту расследования в необходимых случаях прилагают фотографии, показания очевидцев, результаты анализов, показания приборов и другие материалы, относящиеся к аварии или несчастному случаю и причинам их возникновения.

Акт расследования рассылают республиканской газовой технической инспекции, руководству профсоюза (если пострадавшие — работники газового хозяйства), управлению газового хозяйства, областному объединению газового хозяйства и соответствующему ведомству.

9.5 Правила техники безопасности при ликвидации аварий

Работы по ликвидации аварий относятся к газоопасным. Поэтому следует соблюдать ***технику безопасности при выполнении газоопасных работ.***

При ремонтных работах в загазованной среде при ликвидации аварий следует применять инструмент из цветного металла, ***исключающий искробразование.***

Рабочая часть инструмента из черного металла должна обильно смазываться солидолом или другой аналогичной смазкой. Использование электрических инструментов, дающих искрение, не допускается.

Обувь у лиц, выполняющих газоопасные работы в колодцах, помещениях ГРП, ГРПБ, ГРУ, не должна иметь стальных подковок и гвоздей.

При выполнении газоопасных работ следует использовать переносные светильники во взрывозащищенном исполнении с напряжением 12 В

Выполнение сварочных работ и газовой резки на газопроводах в колодцах, туннелях, коллекторах, технических подпольях, помещениях ГРП, ГРПБ и ГРУ вез их отключения, продувки воздухом или инертным газом и установки заглушек не допускается.

До начала работ по сварке (резке) газопровода, а также замене арматуры, компенсаторов и изолирующих фланцев в колодцах, туннелях, коллекторах следует снять (демонтировать) перекрытия.

Перед началом работ проводится проверка воздуха на загазованность. Объемная доля газа в воздухе не должна превышать

20 % нижнего концентрационного предела распространения пламени. Пробы должны отбираться в наиболее плохо вентилируемых местах.

Газовая резка и сварка на действующих газопроводах допускается при давлении газа 0,0004—0,002 МПа. Во время выполнения работы следует осуществлять постоянный контроль за давлением газа в газопроводе. При снижении давления газа в газопроводе ниже 0,0004 МПа или его превышении свыше 0,002 МПа работы следует прекратить.

Присоединение газопроводов без снижения давления следует производить с использованием специального оборудования, обеспечивающего безопасность работ.

Производственная инструкция на проведение работ по присоединению газопроводов без снижения давления должна учитывать рекомендации изготовителя оборудования и содержать технологическую последовательность операций.

Производственная инструкция утверждается и согласовывается с территориальным органом Ростехнадзора. Давление газа в газопроводе при проведении работ следует контролировать по специально установленному манометру. Допускается использовать манометр, установленный не далее 100 м от места проведения работ.

Работы по присоединению газового оборудования к действующим внутренним газопроводам с использованием сварки (резки) следует производить с отключением газопроводов и их продувкой воздухом или инертным газом.

Снижение давления газа в действующем газопроводе следует производить при помощи отключающих устройств или регуляторов давления. Во избежание превышения давления газа в газопроводе избыточное давление следует сбрасывать на свечу, используя имеющиеся конденсатосборники, или на свечу, специально установленную на месте работ. Сбрасываемый газ следует по возможности сжигать.

Способы присоединения вновь построенных газопроводов к действующим определяются газораспределительной организацией в соответствии с действующими нормами.

Проверка герметичности газопроводов, арматуры и приборов открытым огнем не допускается. Присутствие посторонних лиц, применение источников открытого огня, а также курение в местах проведения газоопасных работ не допускается. Места проведения работ следует ограждать.

Котлованы должны иметь размеры, удобные для проведения работ и эвакуации рабочих. Вблизи мест проведения газоопасных работ вывешиваются или выставляются предупредительные знаки «Огнеопасно — газ».

При газовой резке (сварке) на действующих газопроводах во избежание большого пламени места выхода газа затираются шамотной глиной с асбестовой крошкой.

Снятие заглушек, установленных на ответвлениях к потребителям (вводах), производится по указанию лица, руководящего работами по пуску газа, после визуального осмотра и опрессовки газопровода.

Газопроводы при пуске газа должны продуваться газом до вытеснения всего воздуха.

Окончание продувки должно устанавливаться путем анализа или сжиганием отобранных проб. Объемная доля кислорода не должна превышать 1 % по объему, а сгорание газа должно происходить спокойно, без хлопков.

Газопроводы при освобождении от газа должны продуваться воздухом или инертным газом. Объемная доля газа в пробе воздуха (инертного газа) не должна превышать 20 % нижнего концентрационного предела распространения пламени.

При продувке газопроводов запрещается выпускать газоздушную смесь в помещения, вентиляционные и дымоотводящие системы, а также в места, где существует возможность попадания ее в здания или воспламенения от источника огня.

Отключаемые участки наружных газопроводов, а также внутренних при демонтаже газового оборудования должны обрезаться, освобождаться от газа и завариваться наглухо в месте ответвления.

При внутреннем осмотре и ремонте котлы или другие газоиспользующие установки должны отключаться от газопровода с помощью заглушек-Спуск в колодцы (без скоб), котлованы должны осуществляться по металлическим лестницам с закреплением их у края колодца (котлована). Они должны иметь резиновые «башмаки».

В колодцах и котлованах должны работать не более двух человек в спасательных поясах и противогазах. Снаружи с наветренной стороны должны находиться два человека для страховки работающих и недопущению к месту работы посторонних лиц.

Разборка (замена) установленного на наружных и внутренних газопроводах оборудования должна производиться на отключенном участке газопровода с установкой заглушек.

Набивка сальников запорной арматуры, разборка резьбовых соединений конденсатосборников на наружных газопроводах среднего и высокого давлений допускается при давлении газа не более 0,1 МПа.

Замена прокладок фланцевых соединений на наружных газопроводах допускается при давлении газа в газопроводе 0,0004--0,002 МПа.

Разборка фланцевых, резьбовых соединений и арматуры на внутренних газопроводах любого давления должна производиться на отключенном и заглушенном участке газопровода.

При ремонтных работах на газопроводах и оборудовании в загазованных помещениях должно обеспечиваться наблюдение за работающими и предотвращение внесения источников огня. Перед началом ремонтных работ на подземных газопроводах, связанных с разъединением газопровода (замена задвижек, снятие и установка заглушек, прокладок и др.), необходимо отключить имеющуюся защиту от электрохимической коррозии и установить на разъединяемых участках газопровода перемычку (если нет стационарно установленных перемычек) в целях предотвращения искрообразования.

Устранение в газопроводах ледяных, смоляных, нафталиновых и других закупорок путем шуровки (металлическими шомполами), заливки растворителей или подачи пара разрешается при давлении газа в газопроводе не более 0,005 МПа.

Применение открытого огня для отогрева наружных полиэтиленовых, стальных санированных и внутренних газопроводов запрещается.

При устранении закупорок в газопроводах должны приниматься меры, максимально уменьшающие выход газа из газопровода. Работы должны проводиться в шланговых или кислородно-изолирующих противогазах. Выпуск газа в помещение запрещается.

При прочистке газопроводов потребители должны быть предупреждены о необходимости отключения газоиспользующих установок до окончания работ.

Резьбовые и фланцевые соединения, которые разбирались для устранения закупорок в газопроводе, после сборки проверяются на герметичность.

Ответственным за наличие у рабочих средств индивидуальной защиты, их исправность и применение является руководитель работ, а при выполнении работ без технического руководства — лицо, выдавшее задание.

При организации работ руководитель обязан предусмотреть возможность быстрого вывода рабочих из опасной зоны.

Каждый участвующий в газоопасных работах должен иметь подготовленный к работе шланговый или кислородно-изолирующий противогаз. Применение фильтрующих противогазов не допускается.

При работе в кислородно-изолирующем противогазе необходимо следить за остаточным давлением кислорода в баллоне противогаза, обеспечивающем возвращение работающего в незагазованную зону. Продолжительность работы в противогазе без перерыва не должна превышать 30 мин. Время работы в кислородно-изолирующем противогазе записывается в его паспорт.

Воздухозаборные патрубки шланговых противогазов должны располагаться с наветренной стороны и закрепляться.

При отсутствии принудительной подачи воздуха вентилятором длина шланга не должна превышать 15 м. Шланг не должен иметь перегибов и защемлений.

Противогазы проверяют на герметичность перед выполнением работ.

Спасательные пояса с кольцами для карабинов испытываются застегнутыми на обе пряжки с грузом массой 200 кг в подвешенном состоянии в течение 5 мин.

Карабины испытываются грузом массой 200 кг с открытым затвором в течение 5 мин.

Спасательные пояса должны иметь наплечные ремни с кольцом для крепления веревки на уровне лопаток (спины). Применение поясов без наплечных ремней запрещается.

Спасательные веревки должны быть длиной не менее 10 м и испытаны грузом массой 200 кг в течение 15 мин.

Испытание спасательных поясов с веревками и карабинов должно проводиться не реже одного раза в 6 мес. Результаты испытаний оформляются актом или записью в специальном журнале.

Перед выдачей поясов, карабинов и веревок должен производиться их наружный осмотр. Пояса и веревки должны иметь инвентарные номера.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО К ТЕМЕ №6

Приложение N 2
к техническому регламенту Таможенного
союза "О безопасности оборудования,
работающего под избыточным давлением"
(ТР ТС 032/2013)

ТРЕБОВАНИЯ
К БЕЗОПАСНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ
(ПРОЕКТИРОВАНИИ), ИЗГОТОВЛЕНИИ (ПРОИЗВОДСТВЕ)

1. При разработке (проектировании) оборудования рассчитывается его прочность с учетом прогнозируемых нагрузок, которые могут возникнуть в процессе его эксплуатации, транспортировки, перевозки, монтажа и прогнозируемых отклонений от таких нагрузок. При этом учитываются следующие факторы:
 - а) нагрузки, действующие на внутреннюю и наружную поверхности оборудования;
 - б) температура окружающей среды и температура рабочей среды;
 - в) статическое давление в рабочих условиях и давление в условиях испытания от веса содержимого в оборудовании;
 - г) инерционные нагрузки при движении, ветровые и сейсмические воздействия;
 - д) реактивные усилия (противодействия), которые передаются от опор, креплений, трубопроводов;
 - е) усталость при переменных нагрузках;
 - ж) эрозионные и коррозионные воздействия среды, в том числе эрозионно-коррозионный износ;
 - з) химические реакции из-за нестабильности перерабатываемых сред и технологического процесса;
 - и) изменения механических свойств материалов в процессе эксплуатации.
2. Оборудование должно исключать возможность причинения вреда в случаях:
 - а) закрывания и открывания люков либо устройств контроля состояния оборудования;
 - б) выполнения технологических операций, связанных с постановкой оборудования под давление, вводом оборудования в рабочий режим, а также со сбросом давления;
 - в) выполнения технологических операций, связанных с риском падения персонала с рабочей площадки для обслуживания оборудования;
 - г) возникновения внутри оборудования избыточного давления или вакуума при нахождении внутри этого оборудования людей;
 - д) возникновения недопустимой температуры внешних поверхностей;
 - е) разложения нестабильных рабочих сред.
3. Оборудование проектируется с учетом обеспечения возможности проведения проверок, необходимых для подтверждения его соответствия требованиям безопасности.
4. Проектом оборудования определяются его границы (пределы).
5. Проект в зависимости от назначения оборудования должен предусматривать его оснащение:
 - а) предохранительными устройствами;
 - б) средствами измерения уровня жидкой рабочей среды;
 - в) средствами измерения давления;
 - г) средствами измерения температуры рабочей среды;
 - д) запорной и регулирующей арматурой;
 - е) питательными устройствами;
 - ж) устройствами для контроля тепловых перемещений.
6. Конструкция оборудования должна обеспечивать безопасный доступ персонала к приборам безопасности и приборам контроля параметров рабочей среды оборудования.
7. Проект оборудования должен предусматривать применение:
 - а) средств контроля и измерений, погрешность которых в рабочих условиях не превышает предельно допустимое отклонение контрольного параметра;
 - б) средств измерений в соответствии с условиями эксплуатации оборудования.
8. Проектом должно быть предусмотрено оснащение оборудования устройствами дренирования среды и удаления воздуха, позволяющими:
 - а) избежать гидравлического удара, вакуумного разрушения, коррозии или возникновения неконтролируемых химических реакций (при этом должны учитываться процессы эксплуатации и испытаний);
 - б) обеспечить безопасные очистку, контроль и техническое обслуживание.
9. Проект оборудования должен предусматривать обеспечение безопасности процессов заполнения или слива оборудования в случае:
 - а) переполнения или превышения давления, а также при необходимости работы оборудования под давлением, возникающим периодически при заполнении оборудования;
 - б) неконтролируемого слива рабочей среды при сливе оборудования;
 - в) опасности, связанной с присоединением к источнику давления и отсоединением от него при заполнении или сливе оборудования.
10. В целях предупреждения коррозии, эрозионно-коррозионного износа или другого химического

воздействия рабочей среды в процессе эксплуатации и защиты от них оборудования обеспечивается:

- а) минимизация этих воздействий за счет конструктивного исполнения;
- б) возможность замены элементов оборудования, которые могут подвергаться этому воздействию.

11. В случае необходимости оборудование оснащается устройствами, обеспечивающими минимизацию последствий при внешнем возгорании.

Необходимо предусмотреть дополнительное освещение для безопасной эксплуатации оборудования. Внутренние части и области оборудования, требующие частого осмотра, настройки и технического обслуживания, должны иметь освещение, обеспечивающее безопасность.

12. В оборудовании, для которого существует опасность перегрева, исключаются или сводятся к минимуму факторы, возникающие в результате перегрева оборудования и снижающие его безопасность. В этих целях предусматриваются:

- а) устройства для ограничения подачи или отвода тепла, ограничения уровня рабочей среды в целях исключения местного или общего перегрева металла;
- б) места отбора проб рабочей среды в целях оценки ее воздействия на образование отложений примесей и (или) коррозионных повреждений;
- в) меры по предотвращению повреждений, связанных с отложениями примесей;
- г) устройства для безопасного удаления остаточного или излишнего тепла после отключения оборудования;
- д) меры по исключению образования взрывопожароопасных смесей, а также распространения пламени (огнепреградители, пламяотсекатели, гидравлические затворы).

13. Оценка прочности оборудования основывается на методах расчета или на результатах экспериментальных испытаний без расчета, применяемых в случаях, если произведение значения максимально допустимого рабочего давления и значения вместимости оборудования составляет менее $0,6 \text{ МПа} \cdot \text{м}^3$ или если произведение значения максимально допустимого рабочего давления и значения номинального диаметра составляет менее $300 \text{ МПа} \cdot \text{мм}$.

14. Для расчета на прочность оборудования применяются следующие методы расчета, которые могут дополнять друг друга:

- а) при помощи формул, приведенных в нормах расчета на прочность оборудования;
- б) на основании численного анализа напряженного состояния;
- в) на основании рассмотрения предельных состояний и механики разрушения.

15. При расчете на прочность учитываются все возможные нагрузки и факторы и вероятность их одновременного возникновения, все возможные механизмы разрушения (вязкое или хрупкое, ползучесть материалов, усталость материалов, коррозионное растрескивание) в соответствии с назначением оборудования и процессами его эксплуатации.

16. Для обеспечения прочности оборудования необходимы следующие условия:

а) величина расчетного давления должна быть не менее максимально допустимого рабочего давления, для которого предназначено оборудование. Величина расчетного давления учитывает статический напор и динамические нагрузки рабочей среды, повышение давления из-за нестабильности рабочих сред и технологических процессов. Для оборудования, состоящего из нескольких камер, работающих с разными величинами давления, за расчетное давление принимается либо каждое давление в отдельности, либо давление, которое требует большей толщины стенки рассчитываемого элемента оборудования;

б) расчетные температуры предусматривают безопасные пределы применения материалов и оборудования;

в) оборудование и материалы, из которых изготавливается (производится) оборудование, применяются в диапазоне расчетных температур;

г) учитываются все возможные сочетания давления, температуры и других нагрузок, возникающие в процессе эксплуатации, транспортировки, перевозки и испытаний оборудования.

17. При расчете на прочность учитывают следующие характеристики материалов:

а) предел текучести, условные пределы текучести при 0,2 процента и 1 проценте остаточной деформации при нормальной и расчетной температурах;

б) временное сопротивление (предел прочности) на растяжение при нормальной и расчетной температурах;

в) предел длительной прочности или предел ползучести при расчетной температуре и заданном количестве часов;

г) характеристика малоциклового прочностии или усталости при заданном числе циклов и уровне напряжений;

д) модуль продольной упругости (модуль Юнга) при нормальной и расчетной температурах;

е) значения пластической деформации при разрыве стандартных образцов;

ж) ударная вязкость;

з) вязкость разрушения (коэффициент интенсивности напряжений).

18. Расчеты на прочность производятся с учетом коэффициентов прочности сварных соединений, значения которых зависят от свариваемых материалов, технологии сварки (пайки), формы соединения, метода и объема неразрушающего контроля и процессов эксплуатации оборудования. Элементы оборудования, работающие под внешним давлением или испытывающие сжимающие напряжения от других нагрузок, должны быть проверены на устойчивость формы.

19. При расчете оборудования на прочность учитываются прогнозируемые отклонения рабочих параметров в процессе его эксплуатации, допускаемые неточности изготовления (производства), возможные отклонения механических характеристик применяемых материалов.

Приложение N 3
к техническому регламенту Таможенного
союза "О безопасности оборудования,
работающего под избыточным давлением"
(ТР ТС 032/2013)

ТРЕБОВАНИЯ К ОТЛИЧИТЕЛЬНОЙ ОКРАСКЕ И ИДЕНТИФИКАЦИОННОЙ ИНФОРМАЦИИ

I. Баллоны

Наименование газа	Окраска баллонов	Текст надписи	Цвет надписи	Цвет полосы
1	2	3	4	5
Азот	черная	азот	желтый	коричневый
Аммиак	желтая	аммиак	черный	-
Аргон сырой	черная	аргон сырой	белый	белый
Аргон технический	черная	аргон технический	синий	синий
Аргон чистый	серая	аргон чистый	зеленый	зеленый
Ацетилен	белая	ацетилен	красный	-
Бутилен	красная	бутилен	желтый	черный
Нефтегаз	серая	нефтегаз	красный	-
Бутан	красная	бутан	белый	-
Водород	темно-зеленая	водород	красный	-
Воздух	черная	сжатый воздух	белый	-
Гелий	коричневая	гелий	белый	-
Закись азота	серая	закись азота	черный	-
Кислород	голубая	кислород	черный	-
Кислород медицинский	голубая	кислород медицинский	черный	-
Сероводород	белая	сероводород	красный	красный
Сернистый ангидрид	черная	сернистый ангидрид	белый	желтый
Углекислота	черная	углекислота	желтый	-

Фосген	защитная	-	-	красный
Фреон-11	алюминиевая	фреон-11	черный	синий
Фреон-12	алюминиевая	фреон-12	черный	-
Фреон-13	алюминиевая	фреон-13	черный	2 красные
Фреон-22	алюминиевая	фреон-22	черный	2 желтые
Хлор	защитная	-	-	зеленый
Циклопропан	оранжевая	циклопропан	черный	-
Этилен	фиолетовая	этилен	красный	-
Все другие	красная	наименование	белый	-
горючие газы		газа		
Все другие	черная	наименование	желтый	-
негорючие газы		газа		

Примечания: 1. Надпись наносится по окружности баллона на длину не менее 1/3 окружности, а полоса - по всей окружности. При этом высота букв на баллонах вместимостью более 12 л должна быть 60 мм, а ширина полосы - 25 мм. На баллонах вместимостью до 12 л размеры букв и полос должны определяться в зависимости от величины боковой поверхности баллонов.

2. Допускается окраска в серый или желтый цвет малолитражных баллонов (до 12 л) для дыхательных аппаратов и самоспасателей со сжатым воздухом.

II. Автоцистерны для транспортировки сжиженных углеводородных газов

Наружная поверхность автоцистерн для транспортировки сжиженных углеводородных газов окрашивается в светло-серый цвет. На обе боковые стороны сосуда наносится отличительная полоса красного цвета шириной не менее 200 мм с надписью черного цвета над ней "Пропан - огнеопасно". На заднее днище сосуда наносится надпись черного цвета "огнеопасно".

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Основная литература.

1. Кязимов К.Г. Гусев.Е.В. «Основы газового хозяйства». Учебник.: М., Академия, 2000.- 462 с.
2. Баясанов Д.Б., Ионин А.А. Распределительные системы газоснабжения. – М.: Стройиздат, 1977
3. В.А.Жила Газовые сети и установки: М.-2003.
4. А.А.Ионин Газоснабжение.- М. Стройиздат, 1981
5. Данилов А.А., Петров А.И. Газораспределительные станции. – СПб.: Недра, 1997. – 240 с.
6. Земенков Яковлев Е.И. Газовые сети и газохранилища. – М.: Недра, 1991
7. О.Н.Брюханов, А.И.Плужников Основы эксплуатации оборудования и систем газоснабжения. М.- Инфра-М, 2005г.
8. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (охрана труда). П. П. Кукин, В. Л. Лапин, Е. А. Подгорных и др.-М.: Высшая школа, 1999.-318 с.
9. Безопасность жизнедеятельности. Учебник под ред. С.В. Белова. М., Высшая школа, 1999.- 448 с.
10. Русак О.Н. Безопасность жизнедеятельности. Учебное пособие. С-П. 2000.- 448с.

Дополнительная литература.

11. С.В.Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и другие. Под общ. Ред. С.В. Белова. - Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов/ М: Высшая школа, 1999-448с.
12. Хенли Д.Э., Кумамото Х. Надежность технических систем и оценка риска. – М.: Машиностроение, 1985. – 448 с.
13. Богуславский Е.И. Безопасность жизнедеятельности. Производственная безопасность человека. Учеб. пособие для студ. по напр. «Строительство».Ч1.-2000.
14. Зотов Б. И Безопасность жизнедеятельности на производстве. Учеб. для студентов вузов -2003
15. Учебник под ред. Юдина Е.Я. и Белова С.В. Охрана труда в машиностроении. М.: Машиностроение, 1983.-432с.
16. Арустамов.Э.А. Безопасность жизнедеятельности. М.: Издательство Дом «Дашко и компания» , 2000.-678с.

Нормативная и методическая литература:

17. Федеральный закон от 21 июля 1997 года **№116-ФЗ** О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изм. на 13.07.2015 г)
18. СП 62.13330.2011 с изм. №1. Газораспределительные системы. Актуализированная редакция **СНиП 42-01-2002**. Утв. приказом Минрегиона РФ от 27.12.2010 №780.
19. ФНП "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением" Утв. Приказом РТН от 25.03..2014 №116 (**взамен ПБ 10-573-03, ПБ 10-574-03, ПБ 10-575-03**)
20. ФНП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" Утв. Приказом РТН от 12.03.2013 №101 (взамен ПБ 08-624-03) с изм. от 12.01.2015.
21. ФНП "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления" Утв. Приказом РТН от 15.11.2013 **№542 (взамен ПБ 12-529-03)**
22. **РД 03-14-2005 от 29 ноября 2005 года** Приказ Ростехнадзора от 29 ноября 2005 года №893 «Об утверждении Порядка оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечня включаемых в нее сведений» (с изменениями на 18 ноября 2014 года)
23. **РД 03-357-00** Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта
24. **Приказ РТН №188** от 13.05.2015 г. Об утверждении Руководства по безопасности (РБ) "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на ОПО" (**взамен РД 03-418-01** Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов).
25. **РД 03-496-02** Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах
26. **Приказ РТН от 20.04.2015 г. №159** Об утверждении Руководства по безопасности (РБ) "Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей" (взамен **РД 03-409-01** Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей (с изменениями и дополнениями))

27. **РД 52.04.253-90** «Методика прогнозирования масштабов заражения сильнодействующими ядовитыми веществами при авариях (разрушениях) на химически опасных объектах и транспорте.
28. Методическими указаниями к выполнению **курсового проекта** «Анализ и оценка промышленной безопасности объекта газоснабжения».
29. Методические указания **«Практикум** по дисциплине «Травмобезопасность в газовом хозяйстве и сосудов под давлением»
30. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов
31. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов
32. ВРД 39-1.10-069-2002 Правила технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов
33. СТО Газпром 2-2.3-351-2009 Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО Газпром.
34. СТО Газпром 2-2.3-400-2009 Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО Газпром