



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

РЕКОМЕНДАЦИИ ОАО «ГАЗПРОМ»

**Корпоративная система нормативно-методических документов
ОАО «Газпром» в области проектирования, строительства
и эксплуатации объектов ОАО «Газпром»**

**ДОКУМЕНТЫ НОРМАТИВНЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ,
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ
ОАО «ГАЗПРОМ»**

**ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
К ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЕ,
ПОСТАВЛЯЕМОЙ НА ОБЪЕКТЫ
ОАО «ГАЗПРОМ»**

СТО Газпром 2-4.1-212-2008

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

**ООО «Информационно-рекламный центр
газовой промышленности»**

Москва 2008

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**ДОКУМЕНТЫ НОРМАТИВНЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ,
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ОАО «ГАЗПРОМ»**

**ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
К ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЕ,
ПОСТАВЛЯЕМОЙ НА ОБЪЕКТЫ ОАО «ГАЗПРОМ»**

СТО Газпром 2-4.1-212-2008

Издание официальное

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Ассоциация «Высоконадежный трубопроводный транспорт»

**Закрытое акционерное общество «Научно-производственная фирма
«Центральное конструкторское бюро арматуростроения»**

Дочернее открытое акционерное общество «Оргэнергогаз»

**Общество с ограниченной ответственностью
«Информационно-рекламный центр газовой промышленности»**

Москва 2008

Предисловие

- 1 РАЗРАБОТАН Ассоциацией «Высоконадежный трубопроводный транспорт»,
ЗАО «Научно-производственная фирма «Центральное
конструкторское бюро арматуростроения»,
ДОО «Оргэнергогаз»
- 2 ВНЕСЕН Управлением по транспортировке газа и газового конденсата
Департамента по транспортировке, подземному хранению и
использованию газа ОАО «Газпром»
- 3 УТВЕРЖДЕН И
ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Распоряжением ОАО «Газпром» от 30 ноября 2007 г. № 426
с 14 июня 2008 г.
- 4 ВЗАМЕН ОТС ЗРА-98 «Общая техническая спецификация.
Запорно-регулирующая арматура»

© ОАО «Газпром», 2008

© Разработка Ассоциация «ВНТТ», ЗАО «НПФ «ЦКБА»,
ДОО «Оргэнергогаз», 2007

© Оформление ООО «ИРЦ Газпром», 2008

*Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с действующим
законодательством и с соблюдением правил, установленных ОАО «Газпром»*

Содержание

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Термины и определения	6
4 Обозначения и сокращения	10
5 Условия эксплуатации арматуры	11
6 Основные показатели арматуры	12
6.1 Показатели назначения	12
6.2 Показатели надежности	13
6.3 Назначенные показатели (технич-эксплуатацтонные характеристики)	14
6.4 Критерии предельных состояний и возможные отказы арматуры	14
7 Технические требования к арматуре	15
7.1 Требования к материалам арматуры	15
7.1.1 Требования в зависимости от характеристик рабочей среды, параметров и условий эксплуатации	15
7.1.2 Требования по термической обработке заготовок и деталей	16
7.1.3 Требования к материалам под приварку, сварочным и наплавочным материалам	17
7.2 Требования к конструкции арматуры	17
7.2.1 Общие положения	17
7.2.2 Основные параметры и размеры арматуры	20
7.2.3 Требования устойчивости к внешним воздействиям	21
7.3 Специальные требования к конструкции запорной арматуры	22
7.3.1 Требования к конструкции кранов	22
7.3.2 Требования к конструкции задвижек	27
7.3.3 Требования к конструкции клапанов	28
7.4 Специальные требования к конструкции регулирующих клапанов	29
7.5 Специальные требования к конструкции обратной арматуры	31
7.6 Специальные требования к конструкции предохранительных клапанов	34
7.7 Требования к приводам запорной арматуры	36
7.7.1 Общие требования	36
7.7.2 Требования к приводам кранов	37
7.8 Требования к приводам (исполнительным механизмам) регулирующих клапанов	51
7.8.1 Общие требования	51

7.8.2 Требования к исполнительным механизмам с узлами контроля (управления) и позиционирования	53
8 Требования к изготовлению арматуры	55
8.1 Общие требования	55
8.2 Правила приемки арматуры	57
8.2.1 Общие требования	57
8.2.2 Требования к приемо-сдаточным испытаниям	58
8.2.3 Требования к периодическим испытаниям	62
8.2.4 Требования к типовым испытаниям	63
8.2.5 Требования к испытательному оборудованию	63
8.3 Методы контроля	64
8.3.1 Контроль материалов	64
8.3.2 Контроль сварных соединений, наплавки уплотнительных и трущихся поверхностей твердыми износостойкими материалами	64
8.3.3 Проверка эксплуатационной и разрешительной документации	65
8.3.4 Визуальный и инструментально-измерительный контроль арматуры в сборе	65
8.3.5 Испытания на прочность материала корпусных деталей и сварных соединений арматуры в сборе	66
8.3.6 Испытания на плотность материала корпусных деталей и сварных соединений арматуры в сборе	68
8.3.7 Испытания арматуры (кроме предохранительных клапанов) на герметичность затвора	68
8.3.8 Испытания на герметичность сальниковых уплотнений, мест других разъемных соединений и верхнего уплотнения	69
8.3.9 Испытания на работоспособность	70
8.3.10 Контроль свойств защитного покрытия арматуры	72
8.4 Требования к маркировке	72
8.5 Комплектность поставки	74
8.6 Требования к упаковке, транспортированию и хранению	75
8.7 Гарантийные обязательства	76
9 Требования безопасности	76
9.1 Требования безопасности, предъявляемые к конструкции	76
9.2 Требования безопасности при транспортировании и хранении	76
10 Требования охраны окружающей среды	77
Приложение А (справочное) Условные обозначения арматуры	78
Приложение Б (справочное) Требования к эксплуатационной документации	81
Библиография	83

**СТАНДАРТ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА
«ГАЗПРОМ»**

**ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЕ,
ПОСТАВЛЯЕМОЙ НА ОБЪЕКТЫ ОАО «ГАЗПРОМ»**

Дата введения – 2008-06-14

1 Область применения

Настоящий Стандарт устанавливает общие требования к трубопроводной арматуре при ее проектировании, изготовлении, приемке, испытаниях, транспортировке и хранении.

Настоящий Стандарт распространяется на запорную, регулирующую, предохранительную и обратную арматуру с номинальными диаметрами от 50 до 1400 мм, на номинальные давления по ГОСТ 26349-84: 1,0 (10); 1,6 (16); 2,5 (25); 4,0 (40); 6,3 (63); 8,0 (80); 10,0 (100); 12,5 (125); 16,0 (160); 20,0 (200); 25,0 (250); 32,0 (320); 40,0 (400) МПа (кгс/см²), с защитным покрытием нормального и усиленного типа, предназначенную для использования на трубопроводах, емкостях и другом оборудовании промышленных и газосборных пунктов, газоперерабатывающих заводов, подземных хранилищ газа, линейной части магистральных газопроводов, технологических обвязок компрессорных, дожимных, газораспределительных и газоизмерительных станций ОАО «Газпром».

2 Нормативные ссылки

В настоящем Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:
ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

СТО Газпром 2-4.1-212-2008

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.063-81 Система стандартов безопасности труда. Арматура промышленная трубопроводная. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.085-2002 Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности

ГОСТ 12.2.101-84 Система стандартов безопасности труда. Пневмоприводы. Общие требования безопасности к конструкции

ГОСТ 12.3.009-76 Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.3.019-80 Система стандартов безопасности труда. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности

ГОСТ 15.311-90 Система разработки и постановки продукции на производство. Постановка на производство продукции по технической документации иностранных фирм

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 27.003-90 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности

ГОСТ 263-75 Резина. Метод определения твердости по Шору А

ГОСТ 356-80 Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные и рабочие. Ряды

ГОСТ 2789-73 Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики

ГОСТ 3326-86 Клапаны запорные, клапаны и затворы обратные. Строительные длины

ГОСТ 3706-93 Задвижки. Строительные длины

ГОСТ 4666-75 Арматура трубопроводная. Маркировка и отличительная окраска

ГОСТ 5761-74 Клапаны на условное давление $P_u \leq 25$ МПа (250 кгс/см²). Общие технические условия

ГОСТ 5762-2002 Арматура трубопроводная промышленная. Задвижки на номинальное давление не более PN 250. Общие технические условия

ГОСТ 8908-81 Основные нормы взаимозаменяемости. Нормальные углы и допуски углов

ГОСТ 9013-59 (ИСО 6508-86) Металлы. Метод измерения твердости по Роквеллу

ГОСТ 9150-2002 (ИСО 68-1-98) Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба метрическая. Профиль

ГОСТ 9399-81 Фланцы стальные резьбовые на P_u 20–100 МПа (200–1000 кгс/см²). Технические условия

ГОСТ 9454-78 Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах

ГОСТ 9466-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки сталей и наплавки. Классификация и общие технические условия

ГОСТ 9544-93 Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 9697-87 Клапаны запорные. Основные параметры

ГОСТ 9698-86 Задвижки. Основные параметры

ГОСТ 9702-87 Краны конусные и шаровые. Основные параметры

ГОСТ 10051-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой наплавки поверхностных слоев с особыми свойствами. Типы

ГОСТ 10549-80 Выход резьбы. Сбеги, недорезы, проточки и фаски

ГОСТ 12815-80 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на P_u от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см²). Типы. Присоединительные размеры и размеры уплотнительных поверхностей

ГОСТ 12819-80 Фланцы литые стальные на P_u от 1,6 до 20,0 МПа (от 16 до 200 кгс/см²). Конструкция и размеры

ГОСТ 12820-80 Фланцы стальные плоские приварные на P_u от 0,1 до 2,5 МПа (от 1 до 25 кгс/см²). Конструкция и размеры

ГОСТ 12821-80 Фланцы стальные приварные встык на P_u от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см²). Конструкция и размеры

ГОСТ 12893-83 Клапаны регулирующие односедельные, двухседельные и клеточные. Общие технические условия

ГОСТ 13252-91 Затворы обратные на номинальное давление $P_N \leq 25$ МПа (250 кгс/см²). Общие технические условия

СТО Газпром 2-4.1-212-2008

- ГОСТ 14187-84 Краны конусные. Строительные длины
- ГОСТ 14192-96 Маркировка грузов
- ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)
- ГОСТ 15150-69 Машины и приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды
- ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры
- ГОСТ 16093-2004 (ИСО 965-1:1998, ИСО 965-3:1998) Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба метрическая. Допуски. Посадки с зазором
- ГОСТ 16118-70 Пружины винтовые цилиндрические сжатия и растяжения из стали круглого сечения. Технические условия
- ГОСТ 16587-71 Клапаны предохранительные, регулирующие и регуляторы давления
Строительные длины
- ГОСТ 17433-80 Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязненности
- ГОСТ 21130-75 Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры
- ГОСТ 21345-78 Краны конусные, шаровые и цилиндрические на условное давление $P_u \leq 25$ МПа ($P_u \leq 250$ кгс/см²). Общие технические условия
- ГОСТ 22445-88 Затворы обратные. Основные параметры
- ГОСТ 23055-78 Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля
- ГОСТ 23866-87 Клапаны регулирующие односедельные, двухседельные и клеточные. Основные параметры
- ГОСТ 24054-80 Изделия машиностроения и приборостроения. Методы испытаний на герметичность. Общие требования
- ГОСТ 24643-81 Основные нормы взаимозаменяемости. Допуски формы и расположения поверхностей. Числовые значения
- ГОСТ 24705-2004 (ИСО 724:1993) Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба метрическая. Основные размеры
- ГОСТ 26349-84 Соединения трубопроводов и арматура. Давления номинальные (условные). Ряды
- ГОСТ 28338-89 Соединения трубопроводов и арматура. Проходы условные (размеры номинальные). Ряды

ГОСТ 28343-89 (ИСО 7121) Краны шаровые стальные фланцевые. Технические требования

ГОСТ 28908-91 Краны шаровые и затворы дисковые. Строительные длины

ГОСТ 30546.1-98 Общие требования к машинам, приборам и другим техническим изделиям и методы расчета их сложных конструкций в части сейсмостойкости.

ГОСТ 30546.2-98 Испытания на сейсмостойкость машин, приборов и других технических изделий. Общие положения и методы испытаний.

ГОСТ 30893.1-2002 (ИСО 2768-1-89) Основные нормы взаимозаменяемости. Общие допуски. Предельные отклонения линейных и угловых размеров с неуказанными допусками

ГОСТ 30893.2-2002 (ИСО 2768-2-89) Основные нормы взаимозаменяемости. Общие допуски. Допуски формы и расположения поверхностей, не указанные индивидуально

ГОСТ Р 15.201-2000 Система разработки и постановки продукции на производство. Продукция производственно-технического назначения. Порядок разработки и постановки продукции на производство

ГОСТ Р 50753-95 Пружины винтовые цилиндрические сжатия и растяжения из специальных сталей и сплавов. Общие технические условия

ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ Р 51232-98 Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества

ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0:1998) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования

ГОСТ Р 52720-2007 Арматура трубопроводная. Термины и определения

СТО Газпром 2-2.2-130-2007 Технические требования к наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытиям труб заводского нанесения для строительства, реконструкции и капитального ремонта подземных, морских трубопроводов с температурой эксплуатации до 80 °С

Примечание – При пользовании настоящим Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем Стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 трубопроводная арматура (арматура): Техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах и емкостях, предназначенное для управления (перекрытия, регулирования, распределения, смешивания, фазоразделения) потоком рабочей среды (жидких, газообразных, газожидкостных, порошкообразных, суспензий и т.п.) путем изменения площади проходного сечения.

[ГОСТ Р 52720-2007, статья 2.1]

3.2 восстанавливаемый объект: Объект, для которого в рассматриваемой ситуации проведение восстановления работоспособного состояния предусмотрено в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации

[ГОСТ 27.002-89, статья 5.6]

3.3 невозстанавливаемый объект: Объект, для которого в рассматриваемой ситуации проведение восстановления работоспособного состояния невозможно или не предусмотрено в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

[ГОСТ 27.002-89, статья 5.7]

3.4 запорная арматура: Арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью.

[ГОСТ Р 52720-2007, статья 3.1]

3.5 предохранительная арматура: Арматура, предназначенная для автоматической защиты оборудования и трубопроводов от недопустимого превышения давления посредством сброса избытка рабочей среды.

[ГОСТ Р 52720-2007, статья 3.2]

3.6 регулирующая арматура: Арматура, предназначенная для регулирования параметров рабочей среды посредством изменения расхода.

[ГОСТ Р 52720-2007, статья 3.3]

3.7 обратная арматура: Арматура, предназначенная для автоматического предотвращения обратного потока рабочей среды.

[ГОСТ Р 52720-2007, статья 3.5]

3.8 задвижка: Тип арматуры, у которой запирающий или регулирующий элемент перемещается перпендикулярно к оси потока рабочей среды.

[ГОСТ Р 52720-2007, статья 4.1]

3.9 **кран:** Тип арматуры, у которой запирающий или регулирующий элемент перемещается параллельно оси потока рабочей среды.

[ГОСТ Р 52720-2007, статья 4.2]

3.10 **кран:** Тип арматуры, у которой запирающий или регулирующий элемент, имеющий форму тела вращения или его части, поворачивается вокруг собственной оси, произвольно расположенной по отношению к направлению потока рабочей среды.

[ГОСТ Р 52720-2007, статья 4.3]

3.11 **затвор дисковый:** Тип арматуры, в котором запирающий или регулирующий элемент имеет форму диска, поворачивающегося вокруг оси, перпендикулярной или расположенной под углом к направлению потока рабочей среды.

[ГОСТ Р 52720-2007, статья 4.4]

3.12 **цикл:** Перемещение запирающего элемента из исходного положения «открыто» («закрыто») в противоположное и обратно, связанное с выполнением основной функции данного вида арматуры.

[ГОСТ Р 52720-2007, статья 2.23]

3.13 **герметичность:** Способность арматуры и отдельных ее элементов и соединений препятствовать газовому или жидкостному обмену между разделенными средами.

[ГОСТ Р 52720-2007, статья 6.23]

3.14 **герметичность затвора:** Свойство затвора препятствовать газовому или жидкостному обмену между средами, разделенными затвором.

[ГОСТ Р 52720-2007, статья 6.24]

3.15 **номинальное давление P_N :** Наибольшее избыточное рабочее давление, выраженное в кгс/см², при температуре рабочей среды 293 К (20 °С), при котором обеспечивается заданный срок службы (ресурс) корпусных деталей арматуры, имеющих определенные размеры, обоснованные расчетом на прочность при выбранных материалах и характеристиках прочности их при температуре 293 К (20 °С).

[ГОСТ Р 52720-2007, статья 6.1]

3.16 **рабочее давление $P_{раб}$:** Наибольшее избыточное давление, при котором возможна длительная работа арматуры при выбранных материалах и заданной температуре.

[ГОСТ Р 52720-2007, статья 6.3]

3.17 **расчетное давление P_r :** Избыточное давление, на которое производится расчет прочности арматуры.

[ГОСТ Р 52720-2007, статья 6.4]

3.18 **номинальный диаметр DN** : Параметр, применяемый для трубопроводных систем в качестве характеристики присоединяемых частей арматуры.

Примечание – Диаметр номинальный приблизительно равен внутреннему диаметру присоединяемого трубопровода, выраженному в мм и соответствующему ближайшему значению из ряда чисел, принятых в установленном порядке.

[ГОСТ Р 52720-2007, статья 6.2]

3.19 **исправное состояние (исправность)**: Состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

[ГОСТ 27.002-89, статья 2.1]

3.20 **неисправное состояние (неисправность)**: Состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

[ГОСТ 27.002-89, статья 2.2]

3.21 **неработоспособное состояние (неработоспособность)**: Состояние объекта, при котором значения хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации.

[ГОСТ 27.002-89, статья 2.4]

3.22 **работоспособное состояние (работоспособность)**: Состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации.

[ГОСТ 27.002-89, статья 2.3]

3.23 **предельное состояние**: Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

[ГОСТ 27.002 -89, статья 2.5]

3.24 **критерий предельного состояния**: Признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией.

[ГОСТ 27.002-89, статья 2.6]

3.25 **отказ**: Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта.

[ГОСТ 27.002 -89, статья 3.3]

3.26 **критичность отказа:** Совокупность признаков, характеризующих последствие отказа.
[ГОСТ 27.002 -89, статья 3.7]

3.27 **назначенный ресурс:** Суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния.
[ГОСТ 27.002-89, статья 4.9]

3.28 **назначенный срок службы:** Календарная продолжительность эксплуатации, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния.

[ГОСТ 27.002-89, статья 4.10]

Примечание – По истечении назначенного срока службы (ресурса), в зависимости от назначения объекта, особенности эксплуатации, технического состояния и других факторов, объект может быть списан, направлен в средний или капитальный ремонт, передан для применения не по назначению, или может быть принято решение об установлении нового назначенного срока (ресурса) и о продолжении эксплуатации.

[ГОСТ 27.002-89, Приложение, пояснение к статьям 4.9 и 4.10]

3.29 **восстановление:** Процесс перевода объекта в работоспособное состояние из неработоспособного состояния.

[ГОСТ 27.002-89, статья 5.2]

3.30 **ремонт:** Комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и восстановлению ресурсов изделий или их составных частей.

[ГОСТ 18322-78, статья 5.3]

3.31 **ресурс:** Суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

[ГОСТ 27.002-89, статья 4.5]

3.32 **срок службы:** Календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

[ГОСТ 27.002-89, статья 4.6]

3.33 **средний ресурс:** Математическое ожидание ресурса.

[ГОСТ 27.002-89, статья 6.16]

3.34 **средний срок службы:** Математическое ожидание срока службы.

Примечание к терминам 3.33, 3.34 – При использовании показателей долговечности следует указывать начало отсчета и вид действий после наступления предельного состояния (например, средний срок службы от второго капитального ремонта до списания). Показатели долговечности, отсчитываемые от ввода объекта в эксплуатацию до окончательного снятия с эксплуатации, называются «средний полный ресурс» (срок службы).

[ГОСТ 27.002-89, статья 6.18]

3.35 средняя наработка на отказ (наработка на отказ): Отношение суммарной наработки восстанавливаемого объекта к математическому ожиданию числа его отказов в течение этой наработки.

[ГОСТ 27.002-89, статья 6.11]

3.36 вероятность безотказной работы: Вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ объекта не возникнет.

[ГОСТ 27.002-89, статья 6.8]

3.37 среднее время восстановления: Математическое ожидание времени восстановления работоспособного состояния объекта после отказа.

[ГОСТ 27.002-89, статья 6.21]

3.38 средняя трудоемкость восстановления: Математическое ожидание трудоемкости восстановления объекта после отказа.

[ГОСТ 27.002-89, статья 6.23]

4 Обозначения и сокращения

В настоящем Стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

ААЗК: Автомат аварийного закрытия крана.

ВБР: Вероятность безотказной работы.

ГИС: Газоизмерительная станция.

ГПА: Газоперекачивающий агрегат.

ГРС: Газораспределительная станция.

ДКС: Дожимная компрессорная станция.

ИМ: Исполнительный механизм.

K_v (C_v): Коэффициент пропускной способности регулирующего клапана.

КД: Конструкторская документация.

КС: Компрессорная станция.

ЛРГ: Линия рециркуляции газа.

ЛЧ МГ: Линейная часть магистрального газопровода.

НД: Нормативная документация.

ОТК: отдел технического контроля.

ППП: пневмогидравлический привод.

ПХГ: Подземное хранилище газа.

P_p : Давление рабочее.

РЭ: Руководство по эксплуатации.

УРГ: Узел редуцирования газа.

ЦПДУ: Центральное производственно-диспетчерское управление.

ЭГК: Электрогидроклапан.

ЭГП: Электрогидравлический привод.

ЭПК: Электропневмоклапан.

ЭПУУ: Электропневматический узел управления.

DN: Диаметр номинальный.

PN: Давление номинальное.

5 Условия эксплуатации арматуры

5.1 Рабочая среда – неагрессивный природный газ, содержащий жидкие углеводороды, этиленгликоль, турбинные масла, углекислый газ, метанол (CH_3OH), воду и механические примеси в следующих количествах:

- влага и конденсат – до 1500 мг/м^3 ;
- механические примеси – до 10 мг/м^3 ,
- размер отдельных частиц в примеси – до 1 мм;
- сероводород (H_2S) – не более 1 мг/м^3 ;
- натрий и калий (в сумме) – не более 1 мг/м^3 .

Примечание – Рабочая среда для арматуры объектов газовых промыслов (ДКС, ПХГ и др.) может дополнительно содержать диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, сероводород – более 1 мг/м^3 , кислород – до 1 %.

5.2 Точка росы газа по воде при давлении 5,5 МПа: зимой – минус $5 \text{ }^\circ\text{C}$; летом – $0 \text{ }^\circ\text{C}$.

Примечание – Для объектов газовых промыслов (ДКС, ПХГ и др.) содержание влаги в паровой фазе:

- зимой – до $89,77 \text{ мг/м}^3$;
- летом – до $125,19 \text{ мг/м}^3$.

5.3 Температура потока рабочей среды:

- для арматуры подземной установки – от $-10 \text{ }^\circ\text{C}$ до $+50 \text{ }^\circ\text{C}$;
- для арматуры наземной установки – от $-10 \text{ }^\circ\text{C}$ до $+80 \text{ }^\circ\text{C}$, кратковременно до $100 \text{ }^\circ\text{C}$.

Примечание – Температура потока рабочей среды для арматуры объектов газовых промыслов (ПХГ, ДКС и др.) может быть выше $100 \text{ }^\circ\text{C}$.

5.4 Арматура, установленная под открытым небом, подвержена воздействию климатических явлений: дождь, град, снег, пыль, гроза, паводок, солнечное излучение, ветровые и снеговые нагрузки, сейсмическое воздействие.

5.5 Температура окружающей среды в соответствии с ГОСТ 15150:

- для районов с теплым климатом от - 29 °С до + 55 °С;
- для районов с умеренным климатом от - 40 °С до + 50 °С;
- для районов с холодным климатом от - 60 °С до + 45 °С.

5.6 Сейсмичность районов эксплуатации по 12-балльной шкале сейсмической интенсивности MSK-64 – по ГОСТ 30546.1:

- до 6 баллов;
- свыше 6 – до 9 баллов.

5.7 Относительная влажность окружающего воздуха 100 % при температуре 25 °С.

6 Основные показатели арматуры

В конструкторской и эксплуатационной документации указывают показатели, характеризующие арматуру и определяющие технические требования к ней.

Основные показатели трубопроводной арматуры включают:

- показатели назначения;
- показатели надежности;
- назначенные показатели.

В конструкторской и эксплуатационной документации указывают возможные отказы арматуры и критерии ее предельных состояний, с учетом которых устанавливаются номенклатура и значения основных показателей арматуры.

6.1 Показатели назначения

Основные показатели назначения арматуры включают:

- а) вид арматуры (функциональное назначение) – запорная, регулирующая, обратная, предохранительная и т.д.;
- б) диаметр номинальный DN;
- в) давление номинальное PN;
- г) наименование и параметры рабочей среды:
 - 1) химический состав и фазовое (агрегатное) состояние;
 - 2) диапазон температур;
- д) климатическое исполнение (с параметрами окружающей среды);
- е) категорию взрывобезопасности;
- ж) виды и параметры внешних воздействий (в том числе: сейсмическое, огневое);
- и) параметры возможных воздействий арматуры на окружающую среду (в том числе герметичность по отношению к внешней среде);

к) дополнительные показатели применительно к конкретным видам арматуры (например, давление настройки и коэффициент расхода – для предохранительных клапанов; время срабатывания – для защитной арматуры; условная пропускная способность и вид пропускной характеристики – для регулирующей арматуры и т.д.);

л) тип привода и его характеристики.

Условные обозначения арматуры приведены в приложении А.

6.2 Показатели надежности

6.2.1 Обязательная номенклатура показателей надежности арматуры включает:

- показатели долговечности:

а) средний срок службы до списания (полный), (средний срок службы до капитального ремонта);

б) средний ресурс до списания (полный), (средний ресурс до капитального ремонта);

- показатели безотказности:

а) средняя наработка на отказ или

б) вероятность безотказной работы в течение определенной наработки (исчисленная по всем отказам);

- комплексный показатель (для арматуры опасных объектов, работающей в режиме ожидания) – коэффициент оперативной готовности по критическому отказу, связанному с невыполнением функции «открытие» или «закрытие», исходя из предназначения арматуры.

6.2.2 Дополнительная номенклатура показателей надежности может включать:

- показатели ремонтпригодности:

а) среднее время восстановления;

б) среднюю трудоемкость восстановления;

- показатель сохраняемости – средний срок сохраняемости.

6.2.3 Для арматуры, применяемой на опасных производственных объектах, допускается только регламентированная дисциплина восстановления.

6.2.4 Для арматуры, совершающей в процессе эксплуатации циклы «открыто–закрыто», показатели долговечности (ресурс) и показатель безотказности (наработка на отказ) устанавливаются в часах и циклах. Для регулирующей арматуры эти показатели устанавливаются в часах.

6.2.5 Количественные значения показателей долговечности (среднего срока службы (ресурса) до списания, среднего срока службы (ресурса) до капитального ремонта) и безотказности (наработки на отказ, вероятности безотказной работы) принимают, исходя из результатов поверочных расчетов (при проведении ремонта – кроме того, исходя из остаточного

ресурса арматуры, результатов технического освидетельствования) и данных эксплуатационной статистики.

6.2.6 Общие правила задания требований по надежности и их состав — в соответствии с ГОСТ 27.003.

6.3 Назначенные показатели (техничко-эксплуатационные характеристики)

6.3.1 Назначенные показатели арматуры включают:

- назначенный срок службы (в годах);
- назначенный ресурс (в часах и/или циклах).

6.3.2 Правильность установления назначенных показателей подтверждают расчетом соответствующих им показателей надежности. Значение вероятности безотказной работы, рассчитанное по отношению к потенциально возможным критическим отказам для назначенного срока службы (ресурса), должно быть близким к единице и удовлетворять требованиям заказчика.

6.3.3 При достижении назначенных показателей эксплуатацию арматуры прекращают независимо от ее технического состояния и дальнейшая ее эксплуатация возможна только по решению комиссии, в установленном технической документацией на арматуру порядке.

6.3.4 Если в конструкторской документации отсутствуют назначенные показатели, их устанавливает исполнитель работ по оценке остаточного ресурса и показателей надежности арматуры (разработчик ремонтной конструкторской документации) на основании диагностирования технического состояния, данных эксплуатационной статистики, испытаний или расчета аналогичной арматуры.

При отсутствии в сопроводительной документации на арматуру назначенных показателей их значения устанавливают экспертным путем.

6.4 Критерии предельных состояний и возможные отказы арматуры

6.4.1 Предельные состояния арматуры предшествуют ее отказам. К критериям предельного состояния, являющимся общими для всех типов арматуры, относятся:

- начальная стадия нарушения целостности корпусных деталей (газовая течь);
- изменение геометрических форм поверхностей корпусных деталей свыше допустимых как следствие эрозионного и коррозионного разрушений, препятствующее нормальному функционированию арматуры.

Критерии предельного состояния, характерные для конкретного типа арматуры, указывают в ТУ на арматуру.

6.4.2 К возможным отказам, характерным для всех типов арматуры, относятся:

- потеря герметичности по отношению к внешней среде по корпусным деталям, связанная с разрушением;
- потеря герметичности по отношению к внешней среде по прокладочным соединениям, уплотнениям и в трубной обвязке;
- невыполнение функций «открытия–закрытия»;
- потеря герметичности в затворе (сверх допустимых пределов, указанных в эксплуатационной документации).

Возможные отказы, характерные для конкретного типа арматуры, указывают в ТУ на арматуру.

Критическим отказом арматуры является отказ, который может привести на месте эксплуатации арматуры к нанесению вреда жизни или здоровью персонала (например, потеря герметичности арматуры под давлением по отношению к внешней среде по корпусным деталям, связанная с разрушением), существенным экономическим потерям (например, невыполнение функций «закрытия» краном линейной части магистрального газопровода при разрыве газопровода).

7 Технические требования к арматуре

7.1 Требования к материалам арматуры

7.1.1 Требования в зависимости от характеристик рабочей среды, параметров и условий эксплуатации

7.1.1.1 Материал деталей арматуры и сварные соединения, находящиеся под давлением и соприкасающиеся с рабочей средой, в пределах установленных показателей долговечности и назначенных показателей, удовлетворяют следующим требованиям:

- а) обеспечивают допустимый запас прочности;
- б) обладают достаточной коррозионной стойкостью к рабочей и окружающей среде;
- в) не содержат внутренних и внешних дефектов, влияющих на безопасность;
- г) подбираются с учетом исключения взаимного химического воздействия при соединении различных материалов.

7.1.1.2 При выборе материалов для деталей арматуры учитывают заданные условия эксплуатации:

- а) расчетное давление;
- б) минимальную температуру окружающей среды;

в) максимальную температуру рабочей среды;

в) химический состав и свойства рабочей (взрывоопасность, наличие примесей, приводящих к эрозионному износу) и окружающей среды (коррозионная активность).

7.1.1.3 При выборе материалов для деталей арматуры, предназначенной для установки на открытой площадке или в неотапливаемых помещениях, за расчетную минимальную температуру окружающей среды принимают среднюю температуру наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 (в степени 0,92) по СНиП 23.01-99 [1], если температура стенки корпуса, находящегося под давлением, положительная, и абсолютную минимальную температуру данного района, если температура стенки корпуса может стать отрицательной.

7.1.1.4 Соударяющиеся в процессе работы детали арматуры и приводных устройств изготавливают из материалов, не допускающих искрообразования при ударе. Соприкасающиеся в процессе работы детали арматуры не должны приводить к накоплению статического электричества, или в конструкции арматуры предусматривают устройство для его снятия (например, для снятия статического электричества с шаровой пробки крана).

7.1.1.5 Материалы для изготовления арматуры и ее комплектующих элементов выбирают в соответствии с нормативными документами, согласованными с Ростехнадзором, с учетом характеристик рабочей среды, параметров и условий эксплуатации, указанных в разделе 5, и имеющих соответствующие сертификаты.

7.1.1.6 Применение марок материалов, не указанных в нормативной документации, а также расширение параметров применения для материалов допускаются при положительном заключении специализированной (экспертной) организации, согласовании их применения с ОАО «Газпром» и Ростехнадзором.

7.1.1.7 При применении в конструкции арматуры (по требованию заказчика) огнестойких уплотнительных материалов их огнестойкость подтверждается сертификатами пожарной безопасности.

7.1.2 Требования по термической обработке заготовок и деталей

7.1.2.1 Детали из углеродистых и низколегированных марганцовистых и марганцево-кремнистых сталей, изготовленные с применением штамповки или вальцовки, подлежат обязательной термообработке, если:

- детали предназначены для эксплуатации в средах, вызывающих коррозионное растрескивание;

- детали штампуются (вальцуются) при температуре окончания штамповки (вальцовки) ниже 700 °С;

- детали изготавливаются холодной штамповкой.

Конструкционные легированные стали следует применять только после улучшающей термической обработки.

7.1.2.2 Детали арматуры, изготовленные из аустенитных сталей холодной штамповкой или вальцовкой, подвергают термообработке. Допускается не подвергать термической обработке горячедеформированные стали с отношением внутреннего диаметра обечайки к толщине стенки более 28, если они не предназначены для работы в средах, вызывающих коррозионное растрескивание (сероводород и др.). Для деталей из аустенитных хромоникелевых сталей, штампуемых (вальцуемых) при температуре не ниже 850°C, термическая обработка не требуется.

7.1.3 Требования к материалам под приварку, сварочным и наплавочным материалам

7.1.3.1 Материалы патрубков арматуры (ответных фланцев) под приварку удовлетворяют требованиям по величине эквивалента углерода [С]э. Величина эквивалента углерода для материалов патрубков арматуры (ответных фланцев) под приварку не превышает: 0,43 – для неагрессивного газа и 0,38 – для агрессивного газа.

Фактическое значение углеродного эквивалента указывают на патрубках арматуры любым способом, обеспечивающим сохранность маркировки (например, несмываемой краской), а также указывают в паспорте.

7.1.3.2 Сварочные материалы, применяемые при изготовлении и ремонте арматуры, должны удовлетворять требованиям соответствующих стандартов и иметь сертификат.

7.1.4.3 Наплавочные материалы для наплавки уплотнительных и трущихся поверхностей удовлетворяют требованиям ГОСТ 10051, ГОСТ 9466 и имеют сертификат соответствия требованиям указанных документов.

7.2 Требования к конструкции арматуры

7.2.1 Общие положения

7.2.1.1 Арматура соответствует требованиям настоящего стандарта и КД на конкретный вид и тип арматуры. КД по заявке ОАО «Газпром» разрабатывают с учетом настоящего стандарта.

7.2.1.2 Арматуру на ЛЧ МГ (линейную, охранную и на перемычках), а также арматуру узлов подключения КС (обводного, входного и выходного газопроводов) оснащают системами дистанционного и местного управления, резервирования управляющего (импульсного) газа, техническими манометрами для измерения давления газа до и после арматуры, трубопроводной обвязкой.

При отсутствии системы дистанционного управления линейную арматуру оснащают автоматом аварийного закрытия.

7.2.1.3 Конструкция арматуры обеспечивает:

а) надежность функционирования и безопасность для персонала в рабочих условиях;
б) заданную прочность корпуса, в том числе при перепадах давления на затворе, указанных в п. 7.7.2.5, при выполнении функций открытия и закрытия. Прочность корпуса подтверждают расчетом;

в) плотность материала корпусных деталей и сварных швов;

г) отсутствие утечек во внешнюю среду;

д) требуемую герметичность затвора;

е) исключение недопустимых ударов при открывании и закрывании;

ж) открытие – вращением рукоятки или маховика ручного привода арматуры против часовой стрелки, закрытие – по часовой стрелке, с усилием не более 150 Н, а для страгивания арматуры с закрытого или открытого положения – не более 450 Н.

з) обеспечение требуемых НТД показателей диэлектрических свойств защитного покрытия корпуса (нормального и усиленного типов) и блока управления приводом.

7.2.1.4 Конструкция приводов арматуры обеспечивает:

а) надежность функционирования и безопасность для персонала в рабочих условиях;

б) работоспособность арматуры, в том числе достаточное усилие или крутящий момент и удержание запирающего или регулирующего элемента в требуемом положении;

в) предотвращение чрезмерных усилий на арматуру;

г) электрическую (гальваническую) развязку с блоком управления для обеспечения требуемого НТД показателя сопротивления растеканию постоянного тока арматуры подземного исполнения.

7.2.1.5 На газопроводах применяют, как правило, приварную или фланцевую арматуру. Применение фланцевой арматуры допускается для присоединения арматуры к оборудованию или когда применение сварки невозможно или нецелесообразно. Арматуру менее DN 700 с ручным механическим приводом могут, по требованию заказчика, изготавливать с одним патрубком, имеющим конец под приварку, другой – фланцевый.

7.2.1.6 Тип фланцев и уплотнительной поверхности принимают в соответствии с требованиями ПБ 03-585-03 [2].

7.2.1.7 По требованию заказчика арматура поставляется в надземном или подземном (кроме предохранительной арматуры) исполнении.

7.2.1.8 Подземное исполнение арматуры предусматривает бесколодезную установку. Длина колонны удлинителя шпинделя (расстояние от фланца корпуса арматуры до фланца корпуса привода) арматуры подземного исполнения должна составлять: для DN 1400–1200 – 1,6 м; для DN 1000–700 – 1,8 м; для DN 500–50 – 2,0 м.

По требованию заказчика допускается изготовление колонны удлинителя шпинделя с другими длинами, с соблюдением требований надежности и безопасности конструкции.

На арматуре подземного исполнения верхнее подвижное крепление удлинителя менее прочное, чем нижнее, и рассчитано на момент, развиваемый приводом, но не превышающий допустимый для арматуры.

7.2.1.9 Соединение выходного вала привода со шпинделем (удлинителем шпинделя) затвора арматуры – шпоночное.

7.2.1.10 Соединение фланцевого разъема привода с арматурой или с колонной удлинителя шпинделя (для арматуры подземного исполнения) – штифтовое.

7.2.1.11 Арматура надземного исполнения DN 50 –700 с ручным приводом или электроприводом имеет возможность устанавливаться на вертикальных трубопроводах.

7.2.1.12 Запорную арматуру (запорные клапаны (далее по тексту – клапаны), краны, задвижки) с условным проходом 400 мм и более применяют с механическим приводом (электрическим, пневматическим, гидравлическим или их комбинации, например – пневмогидравлический привод и др.), дистанционным управлением и дублирующим ручным управлением. Выбор типа привода обуславливается соответствующими требованиями технологического процесса и устанавливается проектом трубопровода.

7.2.1.13 При выборе арматуры с приводом, имеющим электрическую часть, руководствуются условиями безопасной работы с электрооборудованием и требованиями по взрывозащищенности.

7.2.1.14 Запорная арматура, предназначенная для эксплуатации на газопроводах, по герметичности затвора соответствует требованиям класса «А» по ГОСТ 9544.

7.2.1.15 Арматура, предназначенная для эксплуатации на объектах газовых промыслов (ДКС, ПХГ и др.) для рабочих сред с повышенным содержанием сероводорода, влаги и при температурах свыше 100 °С, изготавливается по требованию заказчика из материалов для указанных условий эксплуатации. Арматура обеспечивает отсутствие утечек во внешнюю среду, требуемую герметичность затвора и работоспособность основных узлов.

7.2.1.16 На корпусе арматуры массой более 16 кг предусматривают монтажные проушины (рым-болты) для грузоподъемной техники. Арматура DN 300 и более имеет три опорные поверхности (лапы) для установки на фундамент, обеспечивающие устойчивость арматуры.

7.2.1.17 По требованию заказчика арматура может быть спроектирована и испытана в соответствии с нормами API-6D [3]. Требования НД заказчик предоставляет разработчику и (или) изготовителю арматуры.

7.2.2 Основные параметры и размеры арматуры

7.2.2.1 Давления номинальные (условные) – по ГОСТ 26349.

7.2.2.2 Проходы условные (размеры номинальные) – по ГОСТ 28338.

7.2.2.3 Давления пробные и рабочие – по ГОСТ 356. Величина пробного давления приводится в технических требованиях чертежей деталей (сборочных единиц) и сборочного чертежа арматуры.

7.2.2.4 Строительные длины:

- для клапанов запорных, клапанов и затворов обратных – по ГОСТ 3326;
- для задвижек – по ГОСТ 3706;
- для кранов конусных – по ГОСТ 14187;
- для клапанов предохранительных, регулирующих и регуляторов давления – по ГОСТ 16587;
- для кранов шаровых и затворов дисковых – по ГОСТ 28908;
- для кранов шаровых стальных фланцевых – по ГОСТ 28343.

По согласованию с заказчиком арматура может изготавливаться с нестандартной строительной длиной.

7.2.2.5 Конструкция и размеры фланцев:

- литых стальных на R_u от 1,6 до 20,0 МПа (от 16 до 200 кгс/см²) – по ГОСТ 12819;
- стальных плоских приварных на R_u от 0,1 до 2,5 МПа (от 1 до 25 кгс/см²) – по ГОСТ 12820;
- стальных плоских приварных встык на R_u от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см²) – по ГОСТ 12821.

7.2.2.6 Присоединительные размеры и размеры уплотнительных поверхностей фланцев на номинальное давление до PN 200 включительно – по ГОСТ 12815, фланцев на номинальное давление более PN 200 – по ГОСТ 9399.

При поставке арматуры с ответными фланцами в комплект поставки входят прокладки и крепеж.

При отсутствии нормативной документации на фланцы конструкция фланцевого соединения согласовывается с заказчиком.

7.2.2.7 Концы патрубков под приварку к трубопроводу и технология сварки – по ГОСТ 16037, РД 558-97 [4] и нормативным документам, утвержденным ОАО «Газпром».

По требованию заказчика размеры концов под приварку могут быть изменены в зависимости от сортамента применяемых труб.

7.2.2.8 Для сопрягаемых поверхностей подвижных и неподвижных соединений руководствуются следующими стандартами:

- допуски формы и расположения поверхностей – по ГОСТ 24643;
- неуказанные допуски формы и расположения поверхностей – по ГОСТ 30893.2;
- параметры и характеристики; шероховатость поверхности – по ГОСТ 2789;
- нормальные углы и допуски углов – по ГОСТ 8908;
- предельные отклонения размеров с неуказанными допусками – по ГОСТ 30893.1.

Отклонения геометрических параметров приводятся в КД на арматуру.

7.2.2.9 Основные размеры:

- метрической резьбы – по ГОСТ 24705;
- профиль – по ГОСТ 9150;
- допуски посадок с зазором – по ГОСТ 16093;
- сбеги, недорезы, проточки и фаски – по ГОСТ 10549.

7.2.2.10 Технические требования к винтовым пружинам – по ГОСТ Р 50753 и ГОСТ 16118.

7.2.3 Требования устойчивости к внешним воздействиям

7.2.3.1 Арматуру, в зависимости от сейсмичности района размещения (по шкале MSK-64), изготавливают в двух исполнениях:

- несейсмостойком – для районов с сейсмичностью до 6 баллов;
- сейсмостойком – для районов с сейсмичностью свыше 6 баллов – до 9 баллов.

Комплектная арматура (с приводом) обеспечивает работоспособность в условиях заданной сейсмичности, что должно подтверждаться расчетами и испытаниями в соответствии с ГОСТ 30546.1 и ГОСТ 30546.2.

7.2.3.2 Арматура предусматривается в соответствующем климатическом исполнении для условий эксплуатации, указанных в разделе 5.

Арматура предусматривает в соответствующем исполнении защитного покрытия – нормального и усиленного типов.

7.2.3.3 Арматура для подземной и полузаглубленной установки (кроме предохранительных клапанов) предусматривается без сооружения колодцев и с засыпкой в траншеи. Арматура для наземной установки на открытом воздухе – с защитным покрытием от атмосферных воздействий. При любом способе установки арматура защищена от коррозии.

7.2.3.4 Выбор покрытий проводят по НД, согласованной с ОАО «Газпром», – в зависимости от условий прокладки и эксплуатации трубопровода. Защитное покрытие арматуры по своим характеристикам соответствует защитному покрытию труб.

7.2.3.5 Надземную часть арматуры защищают от коррозионного воздействия внешней среды климатически стойким покрытием, подземную часть – от грунтовой коррозии – полимерным защитным покрытием. Конструкция арматуры обеспечивает соответствие диэлектрических свойств защитного покрытия корпуса арматуры, наносимого в заводских условиях, и газопровода. Материалы и технология нанесения защитного покрытия арматуры обеспечивают защиту в течение всего срока эксплуатации газопровода.

7.2.3.6 Если арматура подземного исполнения подключается к системе электрохимической защиты объекта установки, то электрические заземленные узлы (датчики, блоки конечных выключателей, узлы управления) гальванически разъединяют с арматурой и газопроводом для обеспечения требуемого нормативного показателя сопротивления растеканию постоянного тока.

7.2.3.7 Все виды покрытий наносит на арматуру в заводских условиях предприятие-изготовитель.

7.2.3.8 Арматура, укомплектованная приводом, при огневом воздействии температурой 750–1000 °С и продолжительностью 30 мин, обеспечивает работоспособность и герметичность затвора не ниже класса «В» – по ГОСТ 9544.

7.3 Специальные требования к конструкции запорной арматуры

7.3.1 Требования к конструкции кранов

7.3.1.1 Краны по типу запорного органа должны быть шаровыми или конусными. Основные параметры кранов – по ГОСТ 9702. Общие технические условия – по ГОСТ 21345.

7.3.1.2 Краны обеспечивают герметичность затвора в любом направлении потока газа.

Шаровой кран

Корпус крана

7.3.1.3 Конструкция корпуса шарового крана одна из следующих:

- разъемный корпус, состоящий из двух или трех частей, соединенных болтовыми вертикальными фланцевыми соединениями;
- цельносварной корпус сферического или цилиндрического типа;
- разъемный корпус, состоящий из двух частей, соединенных болтовым горизонтальным фланцевым соединением (кран с верхним разъемом).

7.3.1.4 Корпус крана выдерживает усилия растяжения и осевое усилие сжатия (равно расчетному давлению в максимальном проходе крана) без :

- деформации корпуса под нагрузкой и воздействия на свободное движение шара;
- воздействия на уплотнение между шаром и седлами.

Данное условие подтверждается расчетами по требованию заказчика.

Узел затвора

7.3.1.5 Шаровые краны по типу исполнения запорного органа могут быть как с шаровой пробкой, установленной между уплотнительными кольцами (с плавающей пробкой), так и с шаровой пробкой в опорах (верхней и нижней цапфах). Для $PN \geq 25$, $DN \geq 200$ рекомендуется применение кранов с пробкой в опорах. Для $PN < 25$, $DN < 200$ рекомендуется применение кранов с плавающей пробкой.

7.3.1.6 Шаровые краны полнопроходные, при этом конструкция проточной части затвора не препятствует пропуску очистных и диагностических устройств.

7.3.1.7 Седло шарового крана с пробкой в опорах обеспечивает требуемую герметичность при перепаде давления на закрытом затворе от 0,6 МПа до 1,1 PN.

Для обеспечения гарантированной герметичности при низких давлениях седло затвора предварительно поджимают к пробке посредством пружин. Для уплотнения при высоких перепадах давления на затворе седло обеспечивает герметичность затвора давлением среды в трубопроводе.

Конструкция каждого седла должна обеспечивать уплотнение затвора в двух направлениях потока.

7.3.1.8 Седло затвора шарового крана с плавающей пробкой имеет следующие конструкции:

- седло жестко заделано в корпус;
- седло поджато пружинами или упругими элементами к пробке и может перемещаться в осевом направлении.

7.3.1.9 Конструкция седла обеспечивает достаточную жесткость, чтобы выдерживать напор среды в момент перекрытия затвора.

7.3.1.10 Уплотнение затвора выполняют из материала (полимерного, эластомерного, металлического или другого), удовлетворяющего условиям эксплуатации, а также обладающего высокой износостойкостью.

7.3.1.11 Сферическая поверхность шаровой пробки имеет защитное износостойкое покрытие (никель, хром). Твердость покрытия – не ниже 900 HV, толщина покрытия – не менее 25 мкм для неагрессивной среды и не менее 75 мкм для агрессивной.

Допускаются другие покрытия (например, покрытие методом пиролитического карбидохромирования) с твердостью покрытия не ниже 900 HV, обеспечивающие достаточную защиту от эрозии, коррозии и износостойкость.

7.3.1.12 Конструкция шарового крана предусматривает антистатическое устройство для отвода статического электричества от шаровой пробки на корпус.

Шпиндель и удлинитель шпинделя крана

7.3.1.13 Конструкция шпиндельного узла крана антивибросная и обеспечивает возможность безопасной замены уплотнения при закрытом затворе и наличии давления на действующем газопроводе.

7.3.1.14 На шпинделе и корпусе крана имеются метки для определения точного положения шарового затвора в открытом и закрытом состоянии без разборки крана или трубопровода (указатель положения затвора).

7.3.1.15 Краны, устанавливаемые на подземных трубопроводах, имеют удлинитель шпинделя, который находится внутри цилиндрической колонны. Колонна соединяется с краном и приводом фланцевым соединением. Размеры удлинителя шпинделя согласовываются с заказчиком.

Фланцевое соединение колонны с краном герметично от грунтовых вод. Уплотнение фланцевого соединения обеспечивают неразрезным кольцом из эластомера.

В верхней части колонны предусматривают устройство для вентиляции, которое исключает попадание газа в корпус привода или редуктора.

7.3.1.16 Сальник шпинделя крана имеет не менее двух уплотнительных элементов и систему ввода уплотнительной смазки между ними.

Ввод уплотнительной смазки

7.3.1.17 Конструкция кранов DN 100–1400 предусматривает возможность принудительного подвода уплотнительной смазки (пасты) в зону уплотнения седел и шпинделя в случае потери герметичности. Подача смазки осуществляется через быстросъемные фитинги (например, типа «хамлет») для подсоединения набивочного устройства.

7.3.1.18 На кранах подземного исполнения трубки подвода уплотнительной смазки в седла имеют двойную блокировку обратными клапанами. Один клапан находится в фитинге подсоединения устройства для набивки, второй – в корпусе крана или в бобышке для приварки трубки подвода смазки в корпус крана. На трубопроводе подачи смазки в сальник шпинделя устанавливают обратный клапан в фитинге подсоединения устройства для набивки. Диаметры трубок подвода смазки указаны в таблице 7.2.

На кранах надземного исполнения подачу уплотнительной смазки в седла и сальник шпинделя осуществляют через фитинги, установленные на корпусе крана.

Количество точек подвода смазки в седла крана дано в таблице 7.1.

Краны DN 300–500 подземного исполнения имеют один фитинг с трубкой, объединяющий две трубки подвода смазки в корпус, расположенные на точках 3 и 9 (по часовому циферблату). Краны DN 700–1400 подземного исполнения имеют два фитинга с трубками,

Таблица 7.1 – Количество точек (фитингов) подвода смазки в седла крана

Для кранов DN	Количество точек подвода смазки в одно седло	Количество фитингов для ввода смазки в одно седло (для кранов подземного исполнения)
100–250	1	1
300–500	2	1
700–1400	4	2

объединяющие четыре трубки подвода смазки в корпус, расположенные на точках 1³⁰ и 4³⁰; 7³⁰ и 10³⁰.

7.3.1.19 Конструкция седел кранов с пробкой в опорах обеспечивает ввод уплотнительной смазки по всему периметру седла, а также предусматривает наличие уплотнений, препятствующих проходу уплотнительной смазки между седлом и корпусом крана.

7.3.1.20 Фитинги для ввода уплотнительной смазки имеют конструкцию и единые присоединительные размеры, обеспечивающие быстросъемное подсоединение набивочного устройства. Конструкция фитингов и обратных клапанов не препятствует проходу твердых наполнителей уплотнительных паст. Фитинги закрывают резьбовой травмобезопасной крышкой.

Давление уплотнительной смазки на выходе из набивочного устройства не превышает 50,0 МПа. Фитинги и трубки подвода смазки рассчитывают на избыточное давление не менее 50,0 МПа.

Дренаж

7.3.1.21 В нижней части корпуса крана предусматривают дренажное отверстие для сброса из корпуса воды и конденсата. Дренажные линии шаровых кранов DN 150–1400 подземного исполнения и DN 700–1000 надземного исполнения представляют собой бобышку с запорным устройством (открытым при нормальном режиме работы крана) и трубкой для отвода продукта дренажа, которая заканчивается шаровым краном с DN, соответствующим диаметру дренажной трубки (см. таблицу 7.2). На кранах DN 50–500 надземного исполнения дренажное отверстие оснащают травмобезопасным запорным устройством.

7.3.1.22 В верхней части корпуса крана предусматривают травмобезопасную пробку-заглушку для спуска воздуха из полости крана при гидроиспытаниях.

7.3.1.23 Краны подземного исполнения DN 300–1400 с пневмогидроприводом имеют трубки отбора управляющего газа с обеих сторон затвора, если не предусмотрен иной способ подачи управляющего газа. Трубки отбора управляющего газа имеют в верхней части запорные устройства. В качестве запорных устройств на трубках отбора управляющего газа над поверхностью земли устанавливают шаровые краны.

По требованию заказчика краны могут быть изготовлены без отверстий в корпусе крана для отбора управляющего газа.

Трубопроводы обвязки крана

7.3.1.24 Внутренние диаметры трубопроводов обвязки крана представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Внутренние диаметры трубопроводов обвязки крана, мм

DN	Трубопровод * управляющего газа	Трубопровод подвода смазки	Трубопровод* дренажа
100–250	8	10	20
300–700	8	12	32
1000–1400	10	20	40

* Толщина стенок трубок должна выбираться исходя из условия обеспечения прочности при номинальном давлении арматуры.

7.3.1.25 На кранах подземного исполнения трубки отборов управляющего газа, подвода уплотнительной смазки и дренажа присоединены к корпусу крана через специальные бобышки с запорным устройством при помощи сварки. Трубки отборов управляющего газа имеют изолирующие вставки перед узлами управления арматурой.

7.3.1.26 Трубопроводы обвязки шаровых кранов, располагаемые вдоль корпуса крана и колонны удлинителя, закрепляют на колонне съемными кронштейнами, а подземную часть закрывают съемными металлическими кожухами для защиты от механических повреждений, в том числе при осевых перемещениях крана с магистральным трубопроводом.

Конусный кран

7.3.1.27 Конструкция корпуса конусных кранов, как правило, литая.

7.3.1.28 Корпус крана выдерживает усилия растяжения и осевое усилие сжатия (равно расчетному давлению в максимальном проходе крана) без деформации корпуса под нагрузкой и воздействия на свободное движение пробки. Данное условие, по требованию заказчика, подтверждают расчетами.

7.3.1.29. Уплотнение крышек и корпуса осуществляют при помощи уплотнительных элементов из эластомеров.

7.3.1.30 Краны обеспечивают герметичность затвора в любом направлении потока газа. Затвор крана обеспечивает требуемую герметичность в диапазоне давлений от 0,6 МПа до 1,1 РN.

7.3.1.31 Конструкция кранов предусматривает возможность принудительного подвода уплотнительной смазки (пасты) в затвор крана и уплотнения шпинделя.

7.3.1.32 Трубопроводы обвязки крана соответствуют требованиям пп. 7.3.1.1, 7.3.1.2, 7.3.1.20 и 7.3.1.24.

7.3.1.33 Конструктивное исполнение кранов с конусным затвором предусматривает наличие в пробке разгрузочных отверстий (не соединяющихся со смазочными каналами), предназначенных для обеспечения баланса нагрузок на пробку от действия давления среды.

7.3.1.34 Конструкция крана обеспечивает возможность двухстороннего перемещения конусного затвора (пробки) вдоль его оси вращения.

7.3.1.35 Поверхности сопряжения конусного затвора и корпуса крана выполняют из антифрикционных материалов или с антифрикционным покрытием.

Надежность кранов

7.3.1.36 Количественные значения показателей надежности и назначенных показателей кранов определяются ТУ на краны, согласованными ОАО «Газпром», и удовлетворяют следующим требованиям:

- срок службы до списания не менее 40 лет. Срок службы крана соответствует сроку службы трубопровода, на котором устанавливается кран;
- ресурс до списания – не менее 320 000 часов или
 - для DN 50–200 не менее 4000 циклов;
 - для DN 300–1000 не менее 2000 циклов;
 - для DN 1200–1400 не менее 500 циклов;
- вероятность безотказной работы – не менее 0,95 за назначенный ресурс;
- коэффициент оперативной готовности в течение назначенного ресурса для кранов линейной части магистральных газопроводов – не менее 0,9999;
- назначенный срок службы – 30 лет;
- назначенный ресурс:
 - для DN 50–200 – 3000 циклов;
 - для DN 300–1000 – 1500 циклов;
 - для DN 1200–1400 – 300 циклов.

7.3.2 Требования к конструкции задвижек

7.3.2.1 Задвижки соответствуют требованиям ГОСТ 5762 и ГОСТ 9698.

7.3.2.2 Задвижки обеспечивают двухстороннее направление движения транспортируемой среды. Конструкция полнопроходных задвижек обеспечивает свободный проход механических очистных и диагностических устройств.

7.3.2.3 Задвижки имеют местный указатель для визуального контроля положения запорного органа и указатель направления его движения при открытии и закрытии.

7.3.2.4 Замена сальниковой набивки в условиях эксплуатации технологически возможна без демонтажа привода.

7.3.2.5 Задвижки имеют верхнее уплотнение шпинделя, обеспечивающее герметичность относительно внешней среды при принудительном поджатии и позволяющее производить замену или поднабивку сальника при наличии давления среды в полости корпуса.

7.3.2.6 Конструкция задвижки позволяет производить без демонтажа с трубопровода восстановительный ремонт (зачистку, притирку, замену) уплотнительных поверхностей седел корпуса в заданном диапазоне ремонтных размеров.

7.3.2.7 Задвижки, по требованию заказчика, предусматривают с устройством сброса давления из корпуса. Клапан для сброса давления из корпуса срабатывает от превышения давления в корпусе более 1,33 РN.

7.3.2.8 Количественные значения показателей надежности и назначенных показателей задвижек определяются ТУ на задвижки, согласованными ОАО «Газпром», и удовлетворяют следующим требованиям:

- срок службы до списания не менее 40 лет. Срок службы задвижки соответствует сроку службы трубопровода, на котором устанавливается задвижка;
- ресурс до списания – не менее 320 000 часов (2 000 циклов);
- назначенный срок службы – 30 лет;
- назначенный ресурс – 1500 циклов;
- вероятность безотказной работы – не менее 0,95 за назначенный ресурс.

7.3.3 Требования к конструкции клапанов

7.3.3.1 Клапаны соответствуют требованиям ГОСТ 5761.

7.3.3.2 Клапаны на рабочее давление 6,3 МПа и выше, как правило, имеют кованный корпус и подачу среды под золотник для уменьшения воздействия давления на сальниковое уплотнение.

7.3.3.3 Конструкция клапана, устанавливаемого в помещениях, исключает утечки газа во внешнюю среду (например, за счет использования сильфонного уплотнения с дублирующим сальником).

7.3.3.4 Конструкция клапана позволяет установку на горизонтальных, наклонных и вертикальных трубопроводах.

7.3.3.5 Основные параметры клапанов – по ГОСТ 9697.

7.3.3.6 Количественные значения показателей надежности и назначенных показателей клапанов определяются ТУ на клапаны, согласованными ОАО «Газпром», и удовлетворяют следующим требованиям:

- срок службы до списания – не менее 40 лет. Срок службы клапана соответствует сроку службы трубопровода, на котором устанавливается клапан;
- ресурс до списания – не менее 320 000 часов (3 000 циклов);
- назначенный срок службы – 30 лет;
- назначенный ресурс – 3 000 циклов;
- вероятность безотказной работы – не менее 0,95 за назначенный ресурс.

7.4 Специальные требования к конструкции регулирующих клапанов

7.4.1 Клапаны соответствуют требованиям ГОСТ 12893.

7.4.2 Выбор типа и номинального диаметра регулирующего клапана проводится в соответствии с требованиями к его максимальной расчетной пропускной способности (K_v) (для импортной арматуры – C_v) и необходимостью обеспечения заданных условий регулирования. Максимальная расчетная пропускная способность обеспечивается при степени открытия клапана не более чем на 80 %.

Во избежание возникновения вибрации присоединительных трубопроводов и для устойчивой работы клапанов при расчетах следует не допускать скоростей газа на выходе из клапана более 0,3 числа Маха.

Исходные величины расходов и перепадов давления указываются в опросном листе заказчика.

7.4.3 Регулирующий клапан обеспечивает:

- автоматическое позиционное регулирование (изменение положения) регулирующего элемента;
- возможность остановки регулирующего элемента в любом промежуточном положении в течение неограниченного промежутка времени и последующее движение от исполнительного механизма в любом направлении;
- работоспособность – после воздействия на закрытый затвор максимального перепада давления, указанного заказчиком.

7.4.4 При скоростях газа до 75 м/с клапан не является источником повышенного шума и вибрации:

- уровень звукового давления на расстоянии 2 м от клапана не превышает 80 дБА (ГОСТ 12.1.003);
- виброскорость не превышает 7 мм/с в диапазоне частот от 1 Гц до 60 Гц.

7.4.5 В закрытом положении регулирующие клапаны обеспечивают герметичность затвора в соответствии с ГОСТ 23866.

7.4.6 На корпус регулирующего клапана наносится маркировка, указывающая направление движения потока газа.

7.4.7 Конструкция проточной части клапана обеспечивает прямолинейную, симметричную, максимально исключаящую резкие изменения направления траекторию потока газа (предпочтителен принцип осевого потока).

В качестве регулирующего элемента предпочтительно клапан, имеющий плунжерный затвор, перемещаемый вдоль продольной оси осевой линии клапана и разгруженный от действия дифференциального (перепада) давления на клапане.

7.4.8 Конструкция проточной части регулирующих клапанов имеет возможность установки различных типов сепараторов в зависимости от технологических условий и требований заказчика к пропускной способности, потерям давления и уровню звукового давления.

Пропускная характеристика регулирующих клапанов – зависимость пропускной способности от хода регулирующего элемента в диапазоне от 10 % до 90 % линейная (по ГОСТ 12893).

7.4.9 Конструкция регулирующего клапана предусматривает возможность принудительного подвода уплотнительной смазки в зону уплотнения (сальника) шпинделя.

7.4.10 Регулирующие клапаны поставляют с приводом (исполнительным механизмом), оснащенным узлом контроля и позиционирования, обеспечивающим автоматическое регулирование положения регулирующего элемента от полностью открытого до полностью закрытого. Клапаны имеют местный указатель положения регулирующего элемента в процентах (100 % – клапан полностью открыт).

7.4.11 Система управления клапанами обеспечивает точность поддержания давления с отклонением менее 0,5 %, чувствительность регулирования по давлению с отклонением менее 0,2 %, время реагирования на управляющий сигнал – не более 0,2 с.

7.4.12 Регулирующие клапаны, обеспечивающие параметры непрерывного технологического процесса, снабжены обводной линией с соответствующими запорными устройствами.

7.4.13 Регулирующие клапаны узлов редуцирования газа на перемычках между газопроводами и газопроводах-отводах имеют следующие способы управления:

- автоматический (с возможностью дистанционного изменения установки давления (расхода) после клапана);
- ручным дублером (для аварийного управления клапаном).

7.4.14 Регулирующие клапаны линий рециркуляции газа компрессорных станций и антипомпажного регулирования газоперекачивающих агрегатов дополнительно удовлетворяют следующим требованиям.

7.4.15 Регулирующие клапаны ЛРГ обеспечивают возможность плавного регулирования объемного расхода газа, подаваемого нагнетателем ГПА (группой нагнетателей) в трубопровод.

7.4.16 Регулирующие клапаны имеют следующие способы управления:

- дистанционный (задействованный в алгоритм загрузки, разгрузки и антипомпажной защиты нагнетателя ГПА, КС);

- ручной дублер (для аварийного управления клапаном).

7.4.17 Антипомпажный регулирующий клапан ЛРГ обеспечивает быстрое действие при открытии регулирующего элемента. Время полного хода регулирующего элемента клапана на открытие не превышает 2 с и на закрытие – 3 с.

7.4.18 Регулирующий клапан ЛРГ обеспечивает двухстороннюю герметичность (в обоих направлениях).

7.4.19 Количественные значения показателей надежности и назначенных показателей клапанов определяются ТУ на клапаны, согласованными ОАО «Газпром», и удовлетворяют следующим требованиям:

- срок службы до списания – не менее 40 лет. Срок службы клапана соответствует сроку службы трубопровода, на котором устанавливается клапан;

- ресурс до списания – не менее 240 000 часов;

- назначенный срок службы – 30 лет;

- назначенный ресурс – 240 000 часов;

- вероятность безотказной работы – не менее 0,95 за назначенный ресурс.

7.5 Специальные требования к конструкции обратной арматуры

7.5.1 На газопроводах в качестве обратной арматуры применяют обратные клапаны и обратные затворы. Обратная арматура соответствует требованиям ГОСТ 13252 и ГОСТ 22445.

7.5.2 На корпус арматуры наносится маркировка, указывающая направление технологического потока рабочей среды.

7.5.3 Арматура обеспечивает герметичность закрытого запирающего элемента в направлении, противоположном технологическому потоку газа, в соответствии с нормами, приведенными в таблице 7.3 (или по требованию заказчика – в соответствии с нормами стандарта API 598 [5]).

Таблица 7.3 – Нормы герметичности запирающего элемента обратной арматуры

Давление номинальное PN	Для DN пропуск газа в дм ³ /мин, не более							
	50	80 и 100	150	200 и 250	300–400	500–700	800–1000	≥1200
< 40	2	6	10	15	25	45	80	150
≥ 40	1	3	5	7	12	20	40	80

7.5.4 В закрытом положении затвора арматура выдерживает дифференциальное давление, равное PN.

7.5.5 Начало открытия запирающего элемента обеспечивается при дифференциальном давлении газа на нем не более 0,01 МПа в положении, соответствующем установке арматуры на горизонтальном трубопроводе, и не более 0,03 МПа – в положении, соответствующем установке на вертикальном трубопроводе, при скорости потока газа, близкой к нулю. Для фазы открытия затвора, обратного потери давления на затворе, при скорости потока в диапазоне от 0,7 м/с до 3,0 м/с – не более 0,02 МПа.

7.5.6 Закрытие запирающего элемента происходит автоматически при изменении направления потока газа (снижении скорости технологического потока газа до 0).

Время закрытия, исчисляемое от момента начала движения обратного потока рабочей среды до полного закрытия, оговаривает заказчик при оформлении договоров на поставку.

7.5.7 В дополнение к п.7.5.6, конструкция обратного затвора для фазы закрытия удовлетворяет следующим требованиям:

1) обеспечивает возможность демпфирования с различных начальных углов закрытия диска.

2) имеет дроссель, позволяющий регулировать время закрытия запорного органа.

В эксплуатационной документации на обратные затворы (паспорт, руководство по эксплуатации) приводят диапазон, в рамках которого регулируется время закрытия.

7.5.8 Арматура сохраняет работоспособность после кратковременного помпажного режима ГПА при колебаниях давления транспортируемого газа с амплитудой до 1,0 МПа и частотой колебаний от 2 до 10 Гц.

7.5.9 Конструкция запорного органа обеспечивает динамическую устойчивость при пульсациях расхода и давления газа.

7.5.10 Конструкция запорного органа исключает возможность перехода в режим автоколебания во всем диапазоне рабочих режимов.

7.5.11 Предпочтительно конструктивное исполнение арматуры с осевым перемещением запорного органа.

7.5.12 Конструкция арматуры с поворотным запорным органом максимально защищена от механического износа элементов подвески запорного органа и исключает заклинивание.

7.5.13 Гидравлические потери давления в арматуре на номинальных режимах работы ГПА не превышают 0,01 МПа, в том числе при скоростях потока газа на входе в арматуру — не более 10,0 м/с.

7.5.14 Конструкция арматуры обеспечивает возможность замены элементов проточной части.

7.5.15 По требованию заказчика затворы обратные изготавливают с устройствами демпфирования.

Арматура DN 300 и более, во избежание больших ударных нагрузок при быстром открытии и закрытии запорного органа, имеет демпфирующие устройства. Нарушение работы демпфирующих устройств и крепления элементов арматуры должно своевременно распознаваться и не создавать аварийных ситуаций на трубопроводе.

7.5.16 Демпфирующие устройства обеспечивают плавное открытие и закрытие, гашение колебаний затвора, а также безударную работу арматуры в конечных положениях запорного органа.

7.5.17 Конструкция внешних пневматических демпферов исключает возможность демонтажа разъемных крышек при наличии в демпферах давления газа. Рекомендуемые типы демпфирующих устройств:

- поршневой, соединяемый с осями подвески диска с помощью кулисного механизма;
- лопастной (роторного типа), размещаемый на осях подвески диска.

7.5.18 В гидравлических демпферах применяют жидкость, не агрессивную к материалам мягких уплотнений.

7.5.19 Арматуру оснащают указателем положения запирающего элемента.

7.5.20 Количественные значения показателей надежности и назначенных показателей обратных клапанов (затворов) определяются ТУ на клапаны (затворы), согласованными ОАО «Газпром», и удовлетворяют следующим требованиям:

- срок службы до списания — не менее 40 лет. Срок службы клапана (затвора) соответствует сроку службы трубопровода, на котором устанавливается клапан (затвор);
- ресурс до списания — не менее 240 000 часов (3 000 циклов);
- назначенный срок службы — 30 лет;
- назначенный ресурс — 3 000 циклов;
- вероятность безотказной работы — не менее 0,95 за назначенный ресурс.

7.6 Специальные требования к конструкции предохранительных клапанов

7.6.1 Размеры предохранительных клапанов, устанавливаемых на сосуде (газопроводе), их пропускную способность и количество выбирают так, чтобы в сосуде не могло создаваться давление, превышающее расчетное давление более чем на 15 % — для сосудов с давлением свыше 0,3 до 6,0 МПа и на 10 % — для сосудов с давлением свыше 6,0 МПа.

7.6.2 Для предохранения сосуда (газопровода) от превышения максимально допустимого давления могут применяться блоки предохранительных клапанов, включающие несколько клапанов, в том числе находящихся в едином корпусе. Клапаны в блоке могут предусматриваться как в качестве запасных, применяемых в случае ремонта других клапанов блока, так и в качестве резервных, срабатывающих автоматически при отказе основных клапанов блока.

7.6.3 Предохранительные клапаны выбирают так, чтобы их пропускная способность при параметрах эксплуатации не превышала более чем на 40 % аварийный расход, который они должны сбросить.

7.6.4 Нормы превышения давления на входе в клапан над давлением настройки при полном открытии клапана и расчет пропускной способности клапанов — по ГОСТ 12.2.085.

В технически обоснованных случаях давление полного открытия устанавливается по согласованию с заказчиком или в соответствии с отраслевыми требованиями.

Пропускная способность предохранительной арматуры определяется расчетным путем по методикам, приведенным в специальных технических регламентах, или по другим методикам, утвержденным в установленном порядке (верифицированным).

7.6.5 Конструкция предохранительного клапана обеспечивает его закрытие при давлении не менее 95 % давления настройки.

7.6.6 Для клапанов полного подъема коэффициент расхода — не менее 0,8 при площади в седле клапана не менее 0,65 % площади входного патрубка.

7.6.7 Для предохранительных клапанов предусматривают устройство для проверки исправности действия клапана в рабочем состоянии путем принудительного его открытия. Возможность принудительного открытия обеспечивается при давлении, равном 80 % давления настройки.

7.6.8 Уплотнение узла ручного подрыва клапана герметично, с обеспечением герметичности клапана по данному узлу относительно внешней среды.

7.6.9 Пружины предохранительных клапанов защищены от недопустимого нагрева (охлаждения) и непосредственного воздействия рабочей среды, если она оказывает вредное воздействие на материал пружины.

7.6.10 Конструкция клапана предусматривает возможность поднастройки пружины (при необходимости) в пределах +7 % от давления настройки (рабочего давления). При выполнении поднастройки пружины клапан не находится под давлением.

7.6.11 Предохранительные клапаны, приводимые в действие с помощью клапанов управления, конструируют так, чтобы при отказе любого управляющего или регулирующего органа или при прекращении подачи энергии на клапан управления была сохранена функция защиты сосуда от превышения давления путем дублирования или иных мер.

7.6.12 Конструкцией предохранительного клапана, приводимого в действие с помощью клапана управления, предусмотрена возможность управления им вручную или дистанционно.

7.6.13 Предохранительные клапаны, приводимые в действие с помощью электроэнергии, снабжают двумя независимыми друг от друга источниками питания. В электрических схемах, где отключение энергии вызывает импульс, открывающий клапан, допускается один источник питания.

7.6.14 При хранении и эксплуатации конструкцией клапана исключается возможность произвольного изменения его настройки без распломбирования и разборки.

7.6.15 Седла клапанов допускается выполнять заодно с корпусом либо вставными (с креплением запрессовкой, сваркой и другими методами).

7.6.16 Для обеспечения предварительного натяга пружины при сборке клапана и для безопасной разборки применяют удлиненные шпильки.

7.6.17 При установке группы предохранительных устройств и запорной арматуры перед (за) ними предусматривают блокировку (переключающее устройство), исключающую возможность одновременного отключения предохранительных устройств. Блокировку выполняют таким образом, чтобы при любом, предусмотренном проектом, варианте отключения клапанов остающиеся включенными предохранительные устройства имели суммарную пропускную способность, предусмотренную п. 7.6.1.

Переключающее устройство не оставляют в промежуточном положении, когда все клапаны отключены.

7.6.18 Количественные значения показателей надежности и назначенных показателей предохранительных клапанов определяются ТУ на клапаны, согласованными ОАО «Газпром», и удовлетворяют следующим требованиям:

- срок службы до списания – не менее 30 лет. Срок службы клапана должен соответствовать сроку службы оборудования (агрегата), на котором устанавливается клапан;
- ресурс до списания – не менее 240 000 часов (1 500 циклов);

- назначенный срок службы – 20 лет;
- назначенный ресурс – 1 000 циклов;
- вероятность безотказной работы – не менее 0,95 за назначенный ресурс;
- коэффициент оперативной готовности – не менее 0,9999 за назначенный ресурс.

7.7 Требования к приводам запорной арматуры

7.7.1 Общие требования

7.7.1.1 Для управления запорной арматурой применяют:

- поршневые приводы (пневматический, пневмогидравлический и электрогидравлический);
- пневматические приводы со струйным двигателем;
- электрические приводы с механическим редуктором;
- ручные приводы с механическим редуктором;
- ручки (рычаги), маховики.

7.7.1.2 Система управления приводом обеспечивает дистанционное и местное управление, в том числе:

- закрытие и открытие арматуры, остановку запорного устройства в любом промежуточном положении с пульта дистанционного и местного управления;
- автоматическое размыкание электрической цепи путевыми выключателями при достижении запорным устройством крайних положений;
- исключение самопроизвольного перемещения запорного устройства под влиянием рабочей среды.

7.7.1.3 Пневматические и пневмогидравлические приводы функционируют от энергии давления транспортируемого газа либо от энергии давления газа или воздуха из автономной системы, а также от ручного дублера.

7.7.1.4 Приводы с электрогидравлической системой управления функционируют от энергии давления гидравлической жидкости:

- накопленной в аккумуляторной емкости;
- создаваемой электрогидронасосом;
- создаваемой насосом ручного дублера.

7.7.1.5 Электроприводы функционируют от трехфазного переменного тока напряжением 380 В, 50 Гц, однофазного тока напряжением 220 В, 50 Гц (или другого – по требованию заказчика) и ручного дублера.

7.7.1.6 Электрические части приводов всех типов выполняют во взрывозащищенном исполнении класса 1ExdIIВТ3 по ГОСТ Р 51330.0 со степенью защиты оболочки не ниже

IP 66 (IP 55 для соленоидов, помещенных в герметичном кожухе) по ГОСТ 14254, с двойным уплотнением и изолированным блоком клемм. Электрооборудование работоспособно при относительной влажности окружающего воздуха 100 %, при температуре 25 °С.

7.7.1.7 Привод, при указании в заказе, работает в системах автоматического управления (системы SCADA) , в том числе с использованием микропроцессорной техники.

7.7.1.8 Приводы и редукторы имеют присоединительные размеры к кранам по ISO 5211:2001 [6], к задвижкам и клапанам по ISO 5210:1991 [7].

7.7.1.9 Корпус привода герметичен относительно внешней среды.

7.7.1.10 Электроприводы и узлы управления подлежат заземлению в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок [13].

7.7.1.11 Внутрикорпусные детали привода, подлежащие смазке, обрабатываются смазочными материалами и имеют устройство доступа к ним для контроля и смазки в период эксплуатации без демонтажа привода.

7.7.1.12 На приводе имеются устройства (проушины, рым-болты и т.д.) для его строповки при монтаже на арматуре. Если привод поставляется установленным на арматуре, то устройства для строповки рассчитывают на полный вес арматуры с приводом. Схема строповки и монтажа входит в комплект поставки. Схема строповки привода или арматуры в сборе с приводом исключает возможность повреждения стропами узлов, деталей и трубной обвязки арматуры и привода.

При поставках привод устанавливается на арматуре, если это позволит ее транспортировку. При отдельной поставке поставщик обязан предоставить подробную инструкцию по монтажу привода и системы управления.

7.7.2 Требования к приводам кранов

7.7.2.1 Приводы и ручные редукторы (рычаги) обеспечивают поворот затвора крана на 90°. Приводы и редукторы имеют регулируемые механические упоры (ограничители) крайних положений затвора, если затвор крана не имеет собственных упоров крайних положений. Ограничители выполняют регулировку в пределах $\pm 2,5^\circ$.

Ограничители имеют заводскую маркировку и опломбированы.

Закрытие крана производится по часовой стрелке, а открытие – против часовой стрелки.

7.7.2.2 Приводы имеют следующие способы управления:

- дистанционный;
- местный;
- ручной дублер.

Краны DN 300–1400, при указании в заказе, поставляют с приводами, оснащенными автоматом аварийного закрытия крана.

7.7.2.3 Приводы и редукторы имеют местный указатель положения затвора крана. На кранах подземного исполнения указатель заметен с высоты 100 м. На кранах наземного исполнения указатель виден с площадки обслуживания. Указатель устанавливают на детали привода, непосредственно связанной со шпинделем (удлинителем) крана, и он четко указывает открытое и закрытое положение пробки.

7.7.2.4 Для пробковых и шаровых клапанов рукоятка и/или указатель положения располагают вдоль оси трубопровода, когда кран открыт, и поперек – когда кран закрыт. Конструкция указателя такая, чтобы детали указателя или рукоятки при монтаже не могли показывать ложное положение крана.

7.7.2.5 Приводы и редукторы обеспечивают крутящий момент:

- для кранов DN 50–400 – позволяющий производить полное открытие при одностороннем дифференциальном давлении газа на шаровом затворе, равном PN;

- для кранов DN 500–1400 – позволяющий производить полное открытие при одностороннем дифференциальном давлении на шаровом затворе, равном 2,0 МПа;

- для кранов DN 50–1400 – позволяющий производить открытие при наличии дифференциальных давлений газа, равных PN на обоих седлах одновременно.

7.7.2.6 Время перестановки затвора крана приводом – в пределах, указанных в таблице 7.4.

Таблица 7.4

DN	50–100	150	200	300	400	500	600	700	1000	1200	1400
Время перестановки затвора крана, не более, с	6	9	12	18	24	30	36	42	60	72	84

Указанное в таблице 7.4 время перестановки обеспечивают для температуры воздуха 0 °С, при других температурах воздуха время перестановки не изменяется более чем на 20 %.

7.7.2.7 Максимальный крутящий момент привода – не менее чем в 2 раза больше максимального расчетного крутящего момента управления краном для рабочего давления эксплуатации.

7.7.2.8 Время перестановки крана при помощи ручного редуктора или ручного дублера не превышает для кранов:

DN 50–150	– 1 мин;	DN 1000	– 15 мин;
DN 200–400	– 3 мин;	DN 1200	– 18 мин;
DN 500–700	– 10 мин;	DN 1400	– 20 мин.

Усилия при перестановке – не более 150 Н; в начале движения допускается увеличение нагрузки до 450 Н.

Ручные редукторы

7.7.2.9 Редукторы устанавливаются на краны начиная с DN 150, PN 64 и DN 100, PN 160. На краны меньших диаметров и давлений устанавливают рукоятки, при этом усилие на рукоятке не превышает 150 Н в момент движения и 450 Н – в момент срыва и начала движения.

7.7.2.10 Редуктор имеет следующие типы конструкции:

- червячный редуктор;
- спироидный редуктор;
- кулисно-винтовой редуктор;
- рычажно-винтовой редуктор.

В качестве дополнительного, возможно применение цилиндрического или планетарного редуктора.

7.7.2.11 Редуктор находится в герметичном корпусе, и внутренние детали смазаны консистентной смазкой или залиты маслом.

7.7.2.12 Редуктор имеет механическую передачу с самоблокировкой.

7.7.2.13 Редуктор имеет регулируемые упоры крайних положений затвора крана, если затвор не имеет собственных упоров крайних положений.

Пневмоприводы

7.7.2.14 Пневмоприводы поршневые, используемые для управления шаровыми кранами, могут быть следующих типов:

- поршневой двойного действия;
- поршневой с пружиной возврата;
- струйный;
- поворотный (лопастной).

7.7.2.15 Пневмопривод крана работает от давления управляющего газа, находящегося в газопроводе или подготовленного на специальном оборудовании.

7.7.2.16 Привод обеспечивает открытие и закрытие кранов минимальным давлением управляющего газа для:

PN 63	– 1,5 МПа;
PN 80;100	– 2,5 МПа;
PN 160	– 3,5 МПа;
PN 250	– 4,5 МПа;
PN420	– 8,0 МПа.

7.7.2.17 Трубную обвязку привода выполняет и монтирует на приводе в заводских условиях его изготовитель.

7.7.2.18 Трубопроводы пневмосистемы и гидросистемы управления приводом изготавливают из нержавеющей стали. Соединение трубопроводов выполняют при помощи ниппельного соединения или соединения с врезающимся кольцом.

7.7.2.19 Приводы оснащают ручным дублером для перекрытия кранов при отсутствии управляющего газа или если давление управляющего газа недостаточно.

В качестве ручного дублера следует применять ручку или редуктор. Усилие на рукоятке для перестановки затвора крана ручным дублером не превышает 150 Н, при этом длина рукоятки – не более 800 мм.

На струйных приводах отключение ручного дублера происходит автоматически при включении турбины.

7.7.2.20 Пневмосистема включает:

- два соленоидных электропневмоклапана управления;
- фильтр-осушитель управляющего газа, установленный до электропневмоклапанов управления;
- манометр для контроля давления управляющего газа, установленный до электропневмоклапанов управления.

7.7.2.21 Пневмосистема имеет устройство для регулирования скорости перестановки затвора крана.

7.7.2.22 Газовые полости приводов находятся под давлением газа только во время перестановки шарового затвора, по окончании поворота затвора узел управления обеспечивает автоматический сброс давления из газовой полости. Сброс давления «отработавшего» газа осуществляют через специальное устройство, обеспечивающее оператору безопасное управление приводом.

7.7.2.23 Фильтр-осушитель обеспечивает:

- очистку газа от механических примесей;
- осушку от влаги, содержащейся в газе, без регенерации адсорбента – не менее 200 циклов во всем диапазоне температур.

Конструкция фильтра-осушителя обеспечивает возможность дренирования влаги, удаления механических примесей и замены патрона с адсорбентом на действующем кране.

7.7.2.24 По требованию заказчика пневмоприводы комплектуются ресиверами газа с объемом, достаточным для не менее трех перестановок крана. Входным устройством ресивера является обратный клапан.

Поршневые пневмогидравлические приводы

7.7.2.25 Поршневой пневмогидравлический привод (ПГП) крана имеет конструкцию безбаллонного типа (с демпферной гидрожидкостью) и работает от давления управляющего газа, находящегося в газопроводе или подготовленного на специальном оборудовании. ПГП в качестве приводного устройства используют кулисный механизм.

7.7.2.26 ПГП имеют на цилиндрах устройства для спуска воздуха (в верхней точке) и дренирования отстоя демпферной жидкости (в нижней точке). Дренирование отстоя демпферной жидкости обеспечивается также с нижних точек трубной обвязки и насоса.

7.7.2.27 Привод обеспечивает открытие и закрытие кранов минимальным давлением управляющего газа в трубопроводе, на котором установлены краны для:

PN 63	– 1,5 МПа;	PN 250	– 4,5 МПа;
PN 80;100	– 2,5 МПа;	PN 420	– 8,0 МПа.
PN 160	– 3,5 МПа;		

7.7.2.28 Внутренние поверхности цилиндров и штоки имеют антикоррозионное износостойкое покрытие.

7.7.2.29 Сопряженная поверхность поршня с цилиндром и сопряженная поверхность втулки сальника со штоком выполнены из антифрикционного материала.

7.7.2.30 Конструкция уплотнительных элементов на поршне и в сальнике соответствует максимальному давлению управляющего газа.

7.7.2.31 Трубную обвязку привода выполняет и монтирует на приводе в заводских условиях его изготовитель.

7.7.2.32 Трубопроводы пневмосистемы и гидросистемы управления приводом изготавливают из нержавеющей стали. Соединение трубопроводов выполняют при помощи ниппельного соединения или соединения с врезающимся кольцом.

7.7.2.33 В гидросистеме ПГП применяют демпферную жидкость, не агрессивную к материалам уплотнений, применяемых в приводе. Вязкость демпферной жидкости при температуре минус 60 °С не превышает 600 сСт. Данные характеристики жидкости сохраняют не менее 10 лет.

7.7.2.34 Гидросистема имеет устройство для регулирования скорости перестановки.

7.7.2.35 Конструкция ПГП имеет расширительный бак с указателем уровня жидкости. Конструкцию бака рассчитывают на рабочее давление управляющего газа.

7.7.2.36 Объем бака достаточен для условий температурного расширения демпферной жидкости с учетом годового максимального перепада температур плюс солнечная радиация. В верхней части бак имеет соединение с атмосферой.

7.7.2.37 В гидросистеме привода устанавливают трехходовой распределительный клапан переключения на местное и дистанционное управление. При установке на местное управление привод переставляется от ручного дублера. Указатель клапана при местном управлении указывает направление перестановки на открытие или закрытие крана.

7.7.2.38 Приводы оснащают ручным дублером для перекрытия кранов при отсутствии управляющего газа или если его давление недостаточно для перекрытия.

В качестве ручного дублера следует применять гидронасос. Усилие на рукоятке насоса для перестановки затвора крана ручным дублером не превышает 150 Н, при этом ее длина — не более 800 мм.

7.7.2.39 Пневмосистема ПГП включает:

- два входных шаровых крана с резьбовым муфтовым присоединением;
- двухходовой клапан переключения на максимальное давление управляющего газа;
- фильтр-осушитель газа;
- манометр для контроля давления управляющего газа, установленный до клапанов управления;
- соленоидные электропневмоклапаны управления.

7.7.2.40 Газовые полости приводов находятся под давлением газа только во время перестановки шарового затвора, по окончании поворота затвора узел управления обеспечивает автоматический сброс давления из газовой полости. Сброс давления «отработавшего» газа осуществляют через специальное устройство, обеспечивающее безопасность оператора при управлении приводом.

7.7.2.41 Пневмосистему ПГП надземного и подземного исполнения кранов оснащают фильтрами-осушителями управляющего газа, устанавливаемыми до электропневмоклапанов управления приводом.

7.7.2.42 Фильтр-осушитель обеспечивает:

- очистку газа от механических примесей;
- осушку от влаги, содержащейся в газе, без регенерации адсорбента не менее 200 циклов во всем диапазоне температур.

Конструкция фильтра-осушителя обеспечивает возможность дренирования влаги, удаления механических примесей и замены патрона с адсорбентом на действующем кране.

7.7.2.43 Пневмосистему ПГП оснащают манометром для контроля давления управляющего газа.

7.7.2.44 ПГП, по требованию заказчика, комплектуют ресиверами газа с объемом, достаточным для не менее трех перестановок крана. Входным устройством ресивера является обратный клапан.

Электропневматическая система управления пневмо- и пневмогидроприводами

7.7.2.45 Электропневматическая система управления обеспечивает перестановку пневмоприводом, пневмогидроприводом затвора крана при дистанционном и местном управлении, а также сигнализирует на пульт управления о положении затвора крана.

При дистанционном управлении электрический сигнал поступает на один из электропневмоклапанов, соленоид которого открывает клапан, и управляющий газ поступает в цилиндр привода для перестановки затвора.

При местном управлении рукой нажимается рычаг управления электропневмоклапана и газ поступает в цилиндр привода.

7.7.2.46 Электропневматическая система управления приводами может состоять как из единого блока управления, в котором объединены система управления (блок управления подачей управляющего газа в цилиндры привода) и электрический блок сигнализации о положении затвора крана (блок конечных выключателей), так и с отдельной их установкой.

7.7.2.47 Блок конечных выключателей устанавливаются на приводе и непосредственно механически связывают со шпинделем крана.

Блок управления приводом может быть установлен как на приводе, так и на отдельной, удаленной от крана панели, при этом трубки подачи газа в цилиндры обеспечивают расход газа, достаточный для времени перестановки затвора крана.

7.7.2.48 Блок конечных выключателей сигнализирует на пульт управления о достижении затвором крайних положений. Он имеет возможность регулировки срабатывания конечных выключателей в крайних положениях затвора крана.

7.7.2.49 Конструкция системы управления приводом обеспечивает подключение по следующим схемам:

- ЭПК включены последовательно с конечными выключателями, при этом отключение напряжения с соленоида клапана при перестановке происходит при срабатывании конечного выключателя и сигнализации на пульте управления о достижении затвором конечного положения;

- ЭПК и конечные выключатели гальванически развязаны и работают независимо.

7.7.2.50 ЭПК при нормальных условиях (температура 0 °С, относительная влажность до 80 %) имеет следующие параметры:

- номинальное напряжение (по требованию заказчика) 24 В, 110 В, 220 В постоянного тока либо 220 В переменного тока с частотой 50 Гц, с предельными отклонениями напряжения от -15 до + 10 %;

- режим работы электромагнита – длительный ПВ – 100 % (период включения – непрерывный);

- срабатывание клапана происходит при напряжении управляющего сигнала, составляющем не менее 75 % номинального;

- ток отпущения электромагнитов – не менее 8 мА.

При температуре и влажности окружающей среды, отличающихся от нормальных, указанные параметры не изменяются более чем на 10 % от номинальных значений.

7.7.2.51 В закрытом положении ЭПК обеспечивают полную герметичность (утечка не допускается).

Конструкция блока управления обеспечивает замену ЭПК без демонтажа других элементов конструкции и вскрытия соединительной коробки узла.

Рычаги местного управления ЭПК защищают от случайного воздействия на них.

7.7.2.52 Концевые выключатели электропневматических и электрогидравлических узлов управления имеют разрывную мощность контактов не менее 60 Вт при индуктивности в цепи 3 Гн и коммутационном напряжении 250 В постоянного тока.

7.7.2.53 Клеммная коробка имеет вводы и электрические соединения (под винт) между ЭПК и конечными выключателями. Кабельные вводы имеют уплотнения, рассчитанные на подключение внешних цепей бронированным кабелем с наружным диаметром от 14 до 20 мм (по броневаой защите) и от 8 до 14 мм (при снятой броне).

7.7.2.54 Электрическая изоляция между электрически не связанными цепями, а также между электрическими цепями и металлическими токоведущими частями электрооборудования выдерживает в течение одной минуты испытательное напряжение 2 000 В переменного тока с частотой 50 Гц при нормальных условиях.

7.7.2.55 Электрическое сопротивление изоляции при нормальных условиях составляет не менее 20 МОм между изолированными цепями и металлическими нетоковедущими частями электрооборудования.

7.7.2.56 Узел управления рекомендуется оснащать манометром для контроля давления управляющего газа.

7.7.2.57 По требованию заказчика электрическую систему управления и сигнализации гальванически развязывают (изолируют) от корпуса привода.

Электропневматическая система управления пневмогидроприводами для шаровых кранов «нормально открытые» или «нормально закрытые»

7.7.2.58 Электропневматическая система управления пневмогидроприводами для шаровых кранов «нормально открытые» или «нормально закрытые» соответствует требованиям пп. 7.7.2.45–7.7.2.57.

7.7.2.59 Приводы функционируют от энергии давления транспортируемого по трубопроводу газа или от энергии давления газа из автономной системы. Приводы оснащают ресивером, обеспечивающим перестановку затвора крана не менее 2 раз.

7.7.2.60 Система управления приводом обеспечивает местное и дистанционное управление приводом. Система управления приводом (постоянно находится под напряжением) срабатывает (на открытие или на закрытие крана) без дополнительных команд (местных или дистанционных) в случае отключения электропитания.

Шаровые краны «нормально открытые» устанавливаются в положение «открыто» независимо от первоначального положения.

Шаровые краны «нормально закрытые» устанавливаются в положение «закрыто» независимо от первоначального положения.

7.7.2.61 Дистанционное управление краном осуществляется электропневматическим блоком управления посредством не менее двух ЭПК. Соленоид одного ЭПК постоянно находится под напряжением и, в случае снятия напряжения, должен обеспечить подачу управляющего давления газа в газовую полость цилиндра привода для перестановки затвора в соответствующее открытое или закрытое положение. Соленоид другого ЭПК открывает его только при подаче напряжения на соленоид.

При достижении затвором крана крайнего положения подача управляющего газа в полость цилиндра привода прекращается и производится сброс давления «отработавшего» газа.

Установка привода при дистанционном управлении в «нормальное положение» осуществляется снятием напряжения с системы управления, а установка в другое положение путем подачи напряжения на соленоиды обоих клапанов.

7.7.2.62 Соленоидные ЭПК при нормальных условиях (температура 0 °С, относительная влажность 80 %) имеют следующие параметры:

- номинальное напряжение 24 В постоянного тока с предельными отклонениями напряжения от –15 % до +10 %;
- потребляемая мощность при нормальных условиях работы и номинальном напряжении – не более 20 Вт;
- режим работы электромагнита – длительный ПВ – 100 % (период включения непрерывный);
- срабатывание клапана происходит при напряжении управляющего сигнала, составляющем не менее 75 % от номинального;
- ток опускания электромагнитов – не менее 8 мА.

При температуре и влажности окружающей среды, отличающихся от нормальных, указанные параметры не должны изменяться более чем на 10 % от нормальных значений.

Поршневые электрогидравлические приводы

7.7.2.63 Электрогидравлический привод состоит из следующих узлов:

- кулисного гидропривода;
- электронасоса;
- электрогидравлической системы управления;
- пневмогидравлического аккумулятора;
- ручного насоса;
- бака для гидрожидкости.

Все элементы привода смонтированы на одной раме и представляют собой законченное изделие.

7.7.2.64 Приводы функционируют от энергии давления гидравлической жидкости:

- накопленной в аккумуляторе;
- создаваемой электронасосом;
- создаваемой насосом ручного дублера.

7.7.2.65 Приводы функционируют от силового напряжения электропитания:

- трехфазного переменного тока напряжением 400 В, 50 Гц;
- однофазного переменного тока напряжением 230 В, 50 Гц;
- постоянного тока 24 В, 220 В.

7.7.2.66 Конструкция кулисного гидропривода соответствует требованиям пп. 7.7.2.28–7.7.2.38.

7.7.2.67 В качестве рабочей среды в аккумуляторе используют инертный газ. В процессе эксплуатации имеется возможность контроля давления и дозаправки аккумулятора газом.

7.7.2.68 Запас энергии, накопленной в аккумуляторе, обеспечивает совершение не менее чем трех перестановок затвора «открыть — закрыть — открыть» без его перезарядки.

7.7.2.69 Полная зарядка гидрожидкостью аккумулятора до максимального давления происходит не более чем за следующее время для кранов:

DN 1000, 1200, 1400	— 15 мин;	DN 400, 500	— 7 мин;
DN 700	— 10 мин;	DN 300 и менее	— 5 мин.

7.7.2.70 В гидросистему устанавливают манометр для контроля давления управляющей гидравлической жидкости в аккумуляторе.

7.7.2.71 Приводы оснащают ручным дублером для перекрытия кранов при отсутствии давления жидкости в аккумуляторной емкости и электропитания.

В качестве ручного дублера следует применять гидронасос. Усилие на рукоятке для перестановки затвора крана ручным дублером не превышает 150 Н, при этом ее длина – не более 800 мм.

7.7.2.72 Приводы имеют кнопки (рычаги) местного управления – для управления приводом при отсутствии электропитания. Кнопки местного управления защищают от случайного воздействия на них.

7.7.2.73 Местное и дистанционное управление ЭГП осуществляется системой управления посредством двух соленоидных электрогидроклапанов.

Электрогидравлическая система управления приводом

7.7.2.74 Электрогидравлическая система управления обеспечивает перестановку приводом затвора крана при дистанционном и местном управлении, а также сигнализирует на пульт управления о положении затвора крана.

При дистанционном управлении электрический сигнал поступает на ЭГК «на открытие» или «на закрытие», соленоид которого открывает клапан и жидкость из аккумулятора под давлением поступает в цилиндр привода для перестановки затвора.

При местном управлении обеспечивается следующее управление:

- вручную нажимается рычаг управления ЭГК на открытие или закрытие и жидкость из аккумулятора поступает в цилиндр привода;

- при отсутствии давления жидкости в аккумуляторе включается электронасос и рукой нажимается рычаг управления ЭГК на открытие или закрытие – жидкость из бака под давлением поступает в цилиндр привода;

- при отсутствии давления жидкости в аккумуляторе и отсутствии электропитания перекрытие осуществляется ручным насосом, при этом жидкость перекачивается из бака в цилиндр открытия или закрытия для перестановки затвора крана.

7.7.2.75 Блок конечных выключателей устанавливаются на приводе и непосредственно механически связывают со шпинделем крана. Он имеет возможность регулировки срабатывания конечных выключателей в крайних положениях затвора крана.

Блок конечных выключателей сигнализирует на пульт управления о достижении затвором крайних положений.

7.7.2.76 Рычаги местного управления ЭГК защищают от случайного воздействия на них.

7.7.2.77 ЭГК при нормальных условиях работы (температура 0 °С, относительная влажность до 80 %) имеют следующие параметры:

- номинальное напряжение (по требованию заказчика) 24 В, 110 В, 220 В постоянного тока, либо 220 В переменного тока с частотой 50 Гц, с предельными отклонениями напряжения от -15 до + 10 %;

- режим работы электромагнита – ПВ –25 %;
- срабатывание клапана происходит при напряжении управляющего сигнала, составляющем не менее 75 % номинального;
- ток отпущения электромагнитов – не менее 8 мА.

При температуре и влажности окружающей среды, отличающихся от нормальных, указанные параметры не изменяются более чем на 10 % от номинальных значений.

7.7.2.78 Концевые выключатели имеют разрывную мощность контактов не менее 60 Вт при индуктивности в цепи 3 Гн и коммутационном напряжении 250 В постоянного тока. При указанных параметрах контакты конечных выключателей в течение срока службы обеспечивают не менее 10 000 срабатываний.

7.7.2.79 Клеммная коробка имеет кабельные вводы с уплотнением, рассчитанные на подключение внешних цепей бронированным кабелем с наружным диаметром от 14 до 20 мм (по броневаой защите) и от 8 до 14 мм (при снятой броне).

7.7.2.80 Электрическое сопротивление изоляции при нормальных условиях составляет не менее 20 МОм между изолированными цепями и металлическими нетоковедущими частями электрооборудования.

Электроприводы

7.7.2.81 Электроприводы шаровых кранов могут состоять из единого четвертьоборотного электропривода или многооборотного электропривода и четвертьоборотного редуктора.

7.7.2.82 Редуктор, как правило, имеет следующие конструкции:

- червячный редуктор;
- спироидный редуктор;
- кулисно-винтовой редуктор.

Возможно применение цилиндрических или планетарных редукторов.

Редуктор помещают в герметичном корпусе и его внутренние детали смазывают консистентной смазкой или заливают маслом.

Редуктор имеет механическую передачу с самоблокировкой.

7.7.2.83 Электроприводы имеют регулируемые механические упоры крайних положений затвора крана и электрические конечные выключатели крайних положений затворов крана. Электроприводы автоматически отключают электродвигатель при достижении затвором крана крайних положений и сигнализируют на щит управления электроприводом.

7.7.2.84 Конечные выключатели электропривода имеют две отдельные пары контактов для обеспечения в крайних положениях запорного органа следующих операций:

- прекращения подачи электрического сигнала на электродвигатель или размыкания электрической цепи питания пускателя электродвигателя – первая пара контактов;

- подачи дистанционного электрического сигнала об окончании перестановки запорного органа из одного крайнего положения в другое – вторая пара контактов.

Конечные выключатели электропривода обеспечивают надежную коммутацию цепей управления электродвигателем или, когда в цепи питания предусмотрен выключатель, – непосредственно цепей питания электродвигателя.

7.7.2.85 Электроприводы имеют механические или (и) электрические ограничители крутящего момента. Установка предельных значений крутящего момента имеет возможность настройки. Электроприводы отключают электродвигатель при превышении на выходном валу предельных значений крутящего момента в любой момент движения и в крайних положениях и сигнализируют об отключении на щит управления электроприводом.

Электроприводы обеспечивают защиту от движения в том же направлении, которое вызвало отключение электродвигателя при достижении предельного значения крутящего момента.

7.7.2.86 Электрическая схема управления электроприводом предусматривает блокировку, исключающую самопроизвольный повторный запуск двигателя.

7.7.2.87 Электроприводы имеют указатели положения затвора крана:

- на редукторе (указатель должен быть механически связан со шпинделем крана);
- на указателе положения многооборотного электропривода.

7.7.2.88 Максимальная температура поверхности оболочек электротехнических устройств электропривода не превышает 200 °С (температурный класс Т3 по ГОСТ Р 51330.0). Режим работы электроприводов – повторно-кратковременный, не ниже S4, с продолжительностью включения (ПВ) не менее 25 % по ГОСТ 183.

7.7.2.89 Электроприводы работают от трехфазного переменного тока напряжением 380 В, 50 Гц. По требованию заказчика возможна поставка электроприводов с другими параметрами (от 200 до 660 В, 50 Гц).

Кабельный ввод электроприводов осуществляется через сальниковое или штепсельное устройство.

7.7.2.90 Электроприводы осуществляют энергонезависимое отслеживание перемещений путевого и моментного датчиков при отсутствии силового питания (например, при работе с ручным дублером).

7.7.2.91 Электроприводы имеют элементы для заземления по ГОСТ 12.2.007.0, выполненные в соответствии с ГОСТ 21130. Заземляющие зажимы снабжают устройством против самоотвинчивания. Сопротивление между элементами заземления и доступными металлическими нетоковедущими частями электроприводов, которые могут оказаться под напряжением, не превышает 0,1 Ом.

7.7.2.92 Электрическая изоляция между электрически не связанными цепями, а также между электрическими цепями и металлическими токоведущими частями электрооборудования выдерживает в течение одной минуты испытательное напряжение 2 000 В переменного тока с частотой 50 Гц при нормальных условиях.

7.7.2.93 Электроприводы сохраняют работоспособность в любом пространственном положении.

7.7.2.94 Величина уровня шума при работе электропривода вхолостую не превышает 65 дБ на расстоянии 1 м.

7.7.2.95 По требованию заказчика электроприводы должны иметь следующие функции:

- автоматическая коррекция фаз;
- система установки затвора крана электропривода в аварийной ситуации в заданное положение;
- интерфейс с промышленными сетями.

7.7.2.96 Ручной дублер механически не зависим и воздействует непосредственно на редуктор. Муфта сцепления располагается на ведущем вале редуктора. Рычаг управления сцеплением блокируется в положении «Ручное» и «Автоматическое». В качестве управления ручным дублером рекомендуется применять штурвал. Ручной дублер автоматически отключается при запуске электродвигателя.

Автомат аварийного закрытия крана

7.7.2.97 По требованию заказчика приводы кранов DN 300–1400, предназначенных для установки на линейной части магистральных газопроводов, оснащают автоматами аварийного закрытия крана, которые подают сигнал в систему управления краном для его закрытия при разрыве газопровода.

7.7.2.98 В качестве входного сигнала для срабатывания ААЗК принимают скорость падения давления газа в газопроводе в диапазоне (для рабочих давлений 3,5–8,5 МПа) от 0,1 до 0,35 МПа в минуту.

7.7.2.99 Выходной сигнал для пневмогидравлических приводов — пневматический. Энергия давления выходного сигнала воздействует на пневмогидравлическую систему управления привода для закрытия крана. Выходной сигнал для электрических и электрогидравлических приводов электрический.

7.7.2.100 ААЗК срабатывает при разрыве газопровода до или после крана.

7.7.2.101 Разброс срабатываний ААЗК не превышает 6 % от настроенного значения скорости падения давления в диапазоне расчетных температур.

7.7.2.102 ААЗК не должен срабатывать при значении скорости падения давления, составляющей 97 % от настроенного значения.

7.7.2.103 Регулируемое время задержки срабатывания ААЗК с момента появления входного сигнала (аварийной скорости падения давления) составляет не более 1 минуты.

7.7.2.104 Время активного функционирования (выдачи выходного сигнала) ААЗК обеспечивает возможность перестановки затвора крана из полностью открытого положения в полностью закрытое.

7.7.2.105 Действие ААЗК не препятствует возможности дистанционного, местного и ручного управления краном.

7.7.2.106 В конструкции ААЗК предусматривают возможность его блокировки, настройки и технического обслуживания.

7.7.2.107 Работоспособность узла измерения (скорости падения давления) ААЗК не зависит от качества транспортируемого газа и условий окружающей среды.

7.7.2.108 Система управления привода (с ААЗК) устойчива к воздействию вибрации в диапазоне от 5 до 80 Гц:

- с амплитудой смещения 0,1 мм для частоты до 60 Гц,
- с амплитудой ускорения 9,8 м/с² для частоты выше 60 Гц.

7.8 Требования к приводам (исполнительным механизмам) регулирующих клапанов

7.8.1 Общие требования

7.8.1.1 Исполнительные механизмы обеспечивают крутящий момент (усилие), позволяющий производить открытие регулирующих клапанов DN 50—400 при перепаде давления газа на закрытом затворе, равном PN, и клапанов DN 500—1400 при перепаде давления газа на закрытом затворе, равном 0,5 PN.

7.8.1.2 ИМ имеют возможность соединяться с регулирующим клапаном через удлинитель (при подземной установке). Конструкция ИМ предусматривает их работоспособность на открытом воздухе.

7.8.1.3 По требованию заказчика ИМ для регулирующих клапанов узлов редуцирования газа (УРГ) могут быть: электрические или электрогидравлические.

7.8.1.4 При исчезновении энергии приводы регулирующих клапанов УРГ выполняют одну из следующих функций:

- полностью закрыть регулирующий клапан;
- не изменять положения регулирующего клапана имевшегося до исчезновения энергии.

Данный критерий указывается в опросном листе заказчика.

7.8.1.5 По требованию заказчика ИМ регулирующих клапанов линий рециркуляции газа в зависимости от назначения могут быть: пневматические, электрические или электрогидравлические.

7.8.1.6 ИМ регулирующих клапанов для ЛРГ компрессорных станций – электрические.

7.8.1.7 ИМ антипомпажных регулирующих клапанов могут быть пневматические либо электрогидравлические.

7.8.1.8 При исчезновении энергии ИМ регулирующего клапана ЛРГ обеспечивает полное открытие клапана.

7.8.1.9 Все типы ИМ оснащают ручным дублером. На ИМ предусматривают возможность отключения автоматического управления при переходе на местное или ручное управление. Время, затрачиваемое на полное открытие или закрытие клапана ручным дублером, не превышает для клапанов:

DN 50–200	–	1 мин;	DN 1000	–	15 мин;
DN 300–400	–	3 мин;	DN 1200	–	18 мин;
DN 500–700	–	10 мин;	DN 1400	–	20 мин.

7.8.1.10 Пневматические ИМ функционируют от энергии давления транспортируемого газа (газа из трубопровода) либо от энергии давления газа или воздуха из автономной системы. Приводы оснащают фильтрами-осушителями управляющего газа, обеспечивающими без регенерации сорбента не менее 400 циклов срабатывания во всем диапазоне температур. Конструкция фильтра обеспечивает возможность дренирования влаги и замены патрона с адсорбентом на действующем клапане. Патрон фильтра-осушителя оснащают визуальным индикатором состояния (насыщения) адсорбента. Применяемый адсорбент имеет возможность регенерации в условиях КС.

7.8.1.11 Электрические части ИМ выполняют во взрывозащищенном исполнении, класс 1ExdПВТЗ по ГОСТ Р51330.0, с защитной оболочкой не ниже IP 66 (IP 55 для соленоидов, помещенных в герметичном кожухе) по ГОСТ 14254 с двойным уплотнением, изолированным блоком клемм. Электрооборудование выдерживает воздействие относительной влажности окружающего воздуха до 100 % при температуре + 25 °С.

7.8.1.12 Электрические ИМ функционируют от трехфазной сети напряжением 380 В, частотой тока 50 Гц, и их оснащают:

- трехфазным электродвигателем;
- пусковым блоком;
- редуктором; ручным дублером;
- ограничителем крутящего момента;
- концевыми (путевыми) выключателями;
- указателем положения затвора;
- пультом местного управления.

7.8.1.13 Электродвигатель трехфазный, короткозамкнутый, с предохранительным термостатом (перегрузки), встроенным в обмотку.

7.8.1.14 Контактёр, пусковое устройство и переключатель электрически и механически взаимоблокированы.

7.8.1.15 Электроприводы и узлы управления подлежат заземлению в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок [13].

7.8.1.16 Ручной дублер механически не зависим и воздействует непосредственно на редуктор. Муфта сцепления располагается на ведущем вале редуктора. Рычаг управления сцеплением блокируется в положении «Ручное» и «Автоматическое». В качестве управления ручным дублером рекомендуется применять штурвал.

7.8.1.17 Блок выключателей обеспечивает установку вращения вала двигателя в любую сторону.

7.8.1.18 Электрогидравлические ИМ функционируют от энергии давления транспортируемого газа или сжатого воздуха, передаваемой в гидросистему, либо от энергии давления масла, создаваемой электрическим насосом в гидроаккумуляторе. Величина управляющего напряжения для насоса, по требованию заказчика:

- 220 В (+10 % ÷ -15 %) переменного тока, частота тока 50 Гц;
- 24 В, 110 В; 220 В постоянного тока.

7.8.1.19 В гидросистеме электрогидравлических ИМ применяют жидкость, не агрессивную к материалам мягких уплотнений. Вязкость жидкости при температуре минус 60 °С не превышает 600 сСт. Данные характеристики сохраняются не менее 10 лет.

7.8.1.20 Коробка концевых выключателей электрогидравлических ИМ имеет электрическое устройство, непрерывно показывающее положение клапана на щите управления. Кабельные вводы имеют уплотнения, рассчитанные на подключение внешних цепей бронированным кабелем с наружным диаметром от 14 до 20 мм (по броневаой защите) и от 8 до 14 мм (при снятой броне).

7.8.2 Требования к исполнительным механизмам с узлами контроля (управления) и позиционирования

7.8.2.1 ИМ регулирующего клапана УРГ оснащают электронным узлом контроля и позиционирования на микропроцессоре, входной сигнал от наружного датчика давления (преобразователя) 4–20 мА.

7.8.2.2 Узел контроля и позиционирования обеспечивает:

- перемещение и остановку затвора клапана в требуемом промежуточном положении в зависимости от величины установки заданного давления (расхода) газа после клапана;

- плавность регулирования давления (расхода) газа после клапана;
- визуальный контроль положения регулирующего клапана;
- защиту от превышения предельной величины давления на выходе;
- возможность дистанционного изменения величины установки заданного давления (расхода) газа после регулирующего клапана;

- требуемое положение затвора клапана при исчезновении энергии;
- дистанционный контроль положения клапана.

7.8.2.3 Узел контроля и позиционирования включает:

- преобразователь давления (расхода);
- блок оценки преобразованного сигнала;
- блок управления ИМ (по требованию заказчика, напряжение 220 В переменного тока, 50 Гц; 24 В, 110 В; 220 В постоянного тока);
- блок оценки положения регулирующего клапана;
- блок защиты ИМ;
- блок защиты от превышения предельной величины давления после клапана;
- дисплей индикации положения клапана и выходного давления.

7.8.2.4 ИМ регулирующего клапана ЛРГ оснащают узлом управления и позиционирования (входной сигнал 4–20 мА).

7.8.2.5 Узел управления и позиционирования обеспечивает:

- перемещение и остановку запирающего элемента клапана в требуемом промежуточном положении в зависимости от величины входного управляющего сигнала;
- плавность регулирования расхода газа после клапана;
- визуальный контроль положения регулирующего элемента (100 % – клапан полностью открыт);
- открытое положение клапана при исчезновении энергии.

7.8.2.6 Узел управления и позиционирования включает:

- блок оценки входного управляющего сигнала;
- блок управления ИМ (по требованию заказчика: напряжение 220 В, 50 Гц; 24 В, 110 В; 220 В постоянного тока);
- блок оценки положения регулирующего клапана;
- блок защиты ИМ.

7.8.2.7 Блок управления электрическим ИМ (ЭИМ) обеспечивает:

- реверсивное управление электродвигателем от кнопочных выключателей;
- защиту электродвигателя и цепей управления от токов короткого замыкания и аварийных перегрузок;

- отключение электродвигателя в крайних положениях затвора регулирующего клапана;
- невозможность случайного запуска электродвигателя при аварийном срабатывании муфты до ликвидации причины, вызвавшей аварию;
- невозможность запуска двигателя в ту же сторону, куда он вращался ранее, если затвор клапана уже достиг крайнего положения.

7.8.2.8 Блок управления электрогидравлическим ИМ обеспечивает:

- включение и отключение электронасоса для поддержания требуемого давления в гидросистеме;
- управление соленоидными распределителями давления гидрожидкости.

7.8.2.9 Работоспособность ИМ с узлом контроля (управления) и позиционирования регулирующего клапана обязательно не должна зависеть от качества транспортируемого газа и условий окружающей среды.

7.8.2.10 Блоки электропитания выдерживают колебания напряжения переменного тока 220 В в пределах $+10 \div -15 \%$. Предпочтительно применение блоков питания, выдерживающих колебания напряжения до 25 %.

7.8.2.11 Электрическая изоляция между электрически не связанными цепями, а также между электрическими цепями и металлическими токоведущими частями привода выдерживает в течение одной минуты испытательное напряжение 2 000 В переменного тока с частотой 50 Гц. Электрическое сопротивление изоляции при нормальных условиях составляет не менее 20 МОм между изолированными цепями и металлическими нетокведущими частями.

7.8.2.12 Привод с узлом контроля (управления) и позиционирования устойчив к воздействию вибрации в диапазоне от 5 до 80 Гц:

- с амплитудой смещения 0,1 мм – для частоты до 60 Гц,
- с амплитудой ускорения $9,8 \text{ м/с}^2$ – для частоты выше 60 Гц.

8 Требования к изготовлению арматуры

8.1 Общие требования

8.1.1 Разработка и постановка на производство новых конструкций и типоразмеров арматуры производится в соответствии с ГОСТ Р 15.201. Постановку на производство продукции по технической документации иностранных фирм осуществляют по ГОСТ 15.311 с учетом требований ГОСТ Р 15.201.

При разработке новых конструкций и типоразмеров арматуры проводят приемочные испытания опытных образцов. Допускается по согласованию с заказчиком проводить приемочные испытания на отдельных типоразмерах одного класса давлений и распространять их

на другие типоразмеры. При постановке на производство новых конструкций и типоразмеров арматуры проводят квалификационные испытания опытных образцов.

8.1.2 Арматуру, прошедшую этап постановки на производство и предназначенную для реализации, изготавливают в соответствии с согласованными, по результатам приемочных испытаний, ТУ и технической документацией.

8.1.3 При изготовлении арматуры должна быть обеспечена и документально подтверждена реализация всех требований технической (конструкторской) документации и настоящего Стандарта в части применяемых материалов и их свойств, требований к сварным соединениям, геометрическим размерам и допускам узлов и деталей, требований к объему неразрушающего и разрушающего контроля отдельных деталей и узлов, приемо-сдаточных испытаний арматуры в организации-изготовителе с участием представителей технического надзора.

8.1.4 Перед изготовлением арматуры осуществляют контроль соответствия заготовок из проката, поковок и штамповок, а также литых деталей требованиям нормативной документации и требованиям, указанным на чертежах.

8.1.5 Изготовитель должен осуществлять подготовку элементов, узлов трубопроводной арматуры таким образом, чтобы они не были склонны к дефектам, растрескиванию и изменению механических характеристик. Необходимая термообработка материалов должна быть произведена на соответствующей стадии изготовления.

8.1.6 Изготовление трубопроводной арматуры должно осуществляться обученным персоналом необходимой квалификации, с соблюдением требований проектной документации, охраны труда и техники безопасности. Для трубопроводной арматуры, подлежащей сертификации, сварщики и технология сварки должны быть аттестованы специализированной организацией.

8.1.7 При изготовлении арматуры осуществляют контроль технологического процесса и соблюдения мер безопасности.

8.1.8 Отклонения от проекта при изготовлении трубопроводной арматуры должны быть согласованы с разработчиком (проектировщиком) арматуры. Уровень безопасности такой трубопроводной арматуры не должен быть снижен.

8.1.9 Выполнение требований конструкторской документации к технологическим процессам, контролю, обеспечению установленных показателей безотказности изготовитель должен подтвердить системой производственного контроля и испытаниями.

8.1.10 Испытания проводят по соответствующим программам и методикам испытаний. Программа и методика испытаний должны определять условия испытаний и критерии для оценки качества изготовления.

8.1.11 Арматура должна быть сертифицирована на соответствие требованиям промышленной безопасности и требованиям нормативных документов по стандартизации организациями, аккредитованными в соответствии с действующим законодательством.

8.1.12 На основании результатов проведенных приемочных испытаний и сертификата соответствия требованиям промышленной безопасности Ростехнадзор выдает разрешение на применение конкретного вида (типа) арматуры в соответствии с Правилами применения технических устройств на опасных производственных объектах [8].

8.1.13 Арматура, подлежащая эксплуатации на объектах ОАО «Газпром», дополнительно должна пройти приемочные испытания на специализированном стенде ОАО «Газпром». Испытания проводятся постоянно действующей комиссией ОАО «Газпром» по приемочным испытаниям запорно-регулирующей арматуры.

8.2 Правила приемки арматуры

8.2.1 Общие требования

8.2.1.1 Приемка и контроль качества отдельных операций, деталей, сборок, арматуры и приводов в целом должны производиться органами технического контроля организации-изготовителя согласно требованиям технической (конструкторской) документации. Каждая единица арматуры, сборка, деталь предъявляются органам технического контроля. При положительных результатах приемки на детали, сборке, арматуре и приводах ставится клеймо ОТК и в паспорте – штамп ОТК с подписью.

8.2.1.2 К изготовлению и сборке допускают материалы и детали, качество которых отвечает требованиям технической документации и которые приняты органами технического контроля организации – изготовителя арматуры.

8.2.1.3 Организация – изготовитель арматуры и приводов должна проводить на испытательных стендах следующие виды испытаний:

- приемо-сдаточные;
- периодические;
- типовые.

8.2.1.4 Если при испытаниях будет обнаружено несоответствие арматуры и приводов хотя бы по одному из проверяемых параметров, то они бракуются до выявления причин возникновения несоответствий и их устранения.

8.2.1.5 После устранения обнаруженных несоответствий арматура и привод должны подвергаться повторным испытаниям по всем параметрам.

При положительных результатах повторных испытаний арматура и привод считаются принятыми.

8.2.1.6 Если при повторных испытаниях вновь будет обнаружено несоответствие арматуры и приводов хотя бы по одному из проверяемых параметров, то они окончательно бракуются.

8.2.1.7 После завершения испытаний каждая единица арматуры и привод покрывают защитным покрытием.

Общие требования к защите от коррозии – в соответствии с разделом 7.2.3 настоящего Стандарта. Приводы покрывают климатически стойким покрытием. Кромки под приварку должны быть чистыми от защитного покрытия и покрыты на период транспортировки и хранения консервационными составами.

8.2.1.8 Арматура надземного исполнения имеет следующую отличительную окраску:

- запорная арматура:

а) для районов с теплым климатом – желтую;

б) для районов с умеренным климатом – светло-серую;

в) для районов с холодным климатом – светло-синюю;

- регулирующая арматура – зеленую;

- предохранительная арматура – красную.

Приводы рекомендуется окрашивать в светлый цвет. Изменение цвета окраски согласовывается с заказчиком.

8.2.1.9 Арматура имеет маркировку, соответствующую данным в паспорте.

8.2.1.10 Арматура, изготовленная по зарубежным стандартам, может подвергаться приемке по параметрам (характеристикам) и методикам, представленным заказчиком.

8.2.2 Требования к приемо-сдаточным испытаниям

Арматура

8.2.2.1 Приемо-сдаточные испытания проводят с целью контроля соответствия арматуры требованиям КД и настоящих ОТТ для определения возможности приемки арматуры.

8.2.2.2 Приемо-сдаточные испытания арматуры проводят в соответствии с требованиями ТУ, согласованными и утвержденными в установленном порядке, по Программе-методике приемо-сдаточных испытаний, которую разрабатывает изготовитель арматуры.

8.2.2.3 Приемо-сдаточным испытаниям подвергаются каждая единица арматуры и ее комплектующие до консервации и нанесения антикоррозионного покрытия.

8.2.2.4 Раздел ТУ на арматуру «Правила приемки и методы испытаний» и Программа-методика приемо-сдаточных испытаний включают:

а) проверку эксплуатационной и разрешительной документации;

б) визуальный и инструментально-измерительный контроль;

в) гидравлические испытания:

- испытания на прочность и плотность материала корпусных деталей и сварных швов;
- испытание на герметичность арматуры относительно внешней среды;
- испытание на работоспособность;
- испытание на герметичность затвора;

г) испытания свойств защитного покрытия:

- контроль прочности защитного покрытия;
- контроль адгезии защитного покрытия;
- контроль переходного сопротивления защитного покрытия.

Арматуру, кроме гидравлических испытаний, по требованию заказчика дополнительно испытывают на плотность материала сварных швов, герметичность затвора, прокладочных соединений и сальниковых уплотнений воздухом (пневматические испытания).

8.2.2.5 Арматуру испытывают на стендах с использованием контрольно-измерительных средств, обеспечивающих заданные в ТУ условия испытаний и погрешности измерений параметров.

8.2.2.6 При гидравлических испытаниях обеспечивают вытеснение воздуха из внутренних полостей испытываемых деталей.

Жидкую среду, оставшуюся после гидравлических испытаний, удаляют.

8.2.2.7 Испытательные среды: вода – по ГОСТ Р 51232, воздух – по ГОСТ 17433, класс 7.

При отсутствии в ТУ указания о состоянии рабочей среды испытательную среду выбирает изготовитель.

8.2.2.8 Допускается испытаниям на прочность и плотность материала подвергать изделия как в собранном виде, так и отдельные детали, с соблюдением требований безопасности.

8.2.2.9 Детали и сборки сильфонной арматуры подвергают испытаниям на прочность и плотность до сборки арматуры. Сильфон при испытании предохраняют от сжатия.

8.2.2.10 Гидравлические испытания проводят до нанесения антикоррозионного покрытия. Грунтовка, наносимая для исключения образования ржавчины, не считается защитным окрасочным слоем.

8.2.2.11 В составе приемо-сдаточных испытаний, в том числе, проводят испытания:

- на герметичность сильфонных сборок и верхнего уплотнения (при их наличии), если требование к их герметичности оговорено в ТУ на арматуру;

- для предохранительных клапанов при испытаниях на работоспособность – контроль давления закрытия (P_z), хода запорного органа и эффективной площади при давлении полного открытия (P_{no}), герметичности затвора при давлении, на которое настраивается клапан (P_n).

По согласованию с заказчиком и в соответствии с ТУ допускается при установившемся серийном производстве контролировать на каждом предохранительном клапане только герметичность при давлении настройки P_n , давление закрытия P_z и давление начала открытия $P_{но}$, определенное при испытаниях опытных образцов и подтверждаемое при периодических испытаниях серийных клапанов. В этом случае ход запорного органа или коэффициент расхода и эффективная площадь при $P_{но}$ контролируются только при периодических и квалификационных испытаниях.

8.2.2.12 При испытании запорной арматуры в сборе на работоспособность открытия и закрытия производятся приводом и ручным дублером при дифференциальных давлениях на затворе, указанных выше. В процессе испытания производится измерение:

- крутящего момента, потребляемого арматурой;
- крутящего момента, создаваемого приводом;
- давления управляющего газа для пневмоприводов и пневмогидроприводов при перестановке затвора;
- усилия на ручном приводе или ручном дублере.

8.2.2.13 Испытания на работоспособность регулирующего клапана в сборе производятся открытием и закрытием клапана от основного источника энергии и от ручного дублера.

8.2.2.14 Проверка работоспособности узла контроля (управления) и позиционирования для регулирующих клапанов производится путем изменения входного сигнала в течение трех циклов (открыт—закрыт) с остановкой затвора клапана через каждые 5 % хода.

Проверка работоспособности узла управления и позиционирования для пневмо- и пневмогидроприводов производится наработкой не менее 3 циклов при максимальном и минимальном давлениях.

8.2.2.15 При проверке на работоспособность перемещение затвора арматуры должно происходить плавно, без рывков и заеданий.

8.2.2.16 Если при приемо-сдаточных испытаниях будет обнаружено несоответствие арматуры хотя бы по одному пункту программы приемо-сдаточных испытаний, то она бракуется до выявления причин возникновения несоответствий и их устранения.

8.2.2.17 После устранения обнаруженных несоответствий арматуру подвергают повторным испытаниям по всем параметрам.

8.2.2.18 При положительных результатах повторных приемо-сдаточных испытаний арматура считается принятой ОТК.

8.2.2.19 Результаты приемо-сдаточных испытаний указывают в паспорте арматуры.

Приводы

8.2.2.20 Приемно-сдаточные испытания приводов проводят с целью контроля их соответствия требованиям КД и настоящего стандарта.

8.2.2.21 Приемно-сдаточные испытания приводов проводят в соответствии с требованиями ТУ и КД, согласованными и утвержденными в установленном порядке, по программно-методике приемно-сдаточных испытаний, которую разрабатывает изготовитель приводов.

8.2.2.22 Приемно-сдаточным испытаниям подвергается каждый привод.

8.2.2.23 Раздел ТУ на арматуру «Правила приемки и методы испытаний» и Программно-методика приемно-сдаточных испытаний, в том числе, включает:

а) проверку эксплуатационной и разрешительной документации;
б) визуальный и инструментально-измерительный контроль;
в) гидравлические испытания (для приводов, имеющих пневмо- и гидросистемы управления):

- испытания на прочность пневмо- и гидроцилиндров;
- испытание на герметичность уплотнений привода;
- испытание на работоспособность;

г) электрические испытания (для приводов, имеющих электрические системы управления):

- проверку сопротивления изоляции;
- проверку сопротивления заземления;
- испытание на работоспособность.

8.2.2.24 При гидравлических испытаниях обеспечивают вытеснение воздуха из внутренних полостей испытываемых деталей.

Жидкую среду, оставшуюся после гидравлических испытаний, если она не используется как рабочая, удаляют.

8.2.2.25 Испытательные среды: вода – по ГОСТ Р 51232, воздух – по ГОСТ 17433, класс 7, или рабочая жидкость гидропривода.

При отсутствии в ТУ указания о состоянии среды – ее выбирает организация-изготовитель.

8.2.2.26 Допускается подвергать испытаниям на прочность и плотность материала изделия как в собранном виде, так и отдельные детали, с соблюдением требований безопасности.

8.2.2.27 Гидравлические испытания проводятся до нанесения антикоррозионного покрытия.

8.2.2.28 При испытании привода на работоспособность при открытии и закрытии производится измерение крутящего момента, создаваемого приводом:

- для пневмо- и пневмогидроприводов при минимальном и максимальном давлениях не менее чем в 3 точках: начало движения, конец движения, точка с минимальным моментом;
- для электропривода – максимальный и минимальный крутящий момент;
- для редукторов проверяют фактический коэффициент усиления редуктора.

8.2.2.29 Проверку работоспособности привода выполняют совместно с системой управления приводом и производится наработка не менее 3 циклов.

Для пневмо- и пневмогидроприводов проверка работоспособности выполняется при максимальном и минимальном давлениях.

8.2.2.30 При проверке работоспособности перемещения деталей привода должны происходить плавно, без рывков и заеданий.

8.2.2.31 Если при приемо-сдаточных испытаниях будет обнаружено несоответствие привода хотя бы по одному пункту программы приемо-сдаточных испытаний, то он бракуется до выявления причин возникновения несоответствий и их устранения.

8.2.2.32 После устранения обнаруженных несоответствий привод подвергают повторным испытаниям по всем параметрам.

8.2.2.33 При положительных результатах повторных приемо-сдаточных испытаний привод считается принятым ОТК.

8.2.2.34 Результаты приемо-сдаточных испытаний указывают в паспорте привода.

8.2.3 Требования к периодическим испытаниям

8.2.3.1 Периодические испытания проводятся с целью контроля стабильности качества продукции и возможности продолжения ее выпуска.

8.2.3.2 Периодические испытания проводят не реже одного раза в три года.

8.2.3.3 Объем выборки для проведения испытаний, порядок проведения периодических испытаний – в соответствии со стандартами организации-изготовителя, программой и методикой периодических испытаний, утвержденной в установленном порядке.

8.2.3.4 Программу и методику периодических испытаний разрабатывает организация – разработчик арматуры или привода и согласовывает ее с заказчиком.

8.2.3.5 Программа и методика периодических испытаний должны содержать все виды испытаний, соответствующих приемочным испытаниям (по ГОСТ 15.201), а также другие испытания и проверки, позволяющие достигнуть цели периодических испытаний.

8.2.4 Требования к типовым испытаниям

8.2.4.1 Типовые испытания проводят с целью оценки эффективности и целесообразности предлагаемых изменений в конструкции или технологии изготовления, которые могут повлиять на технические характеристики арматуры, связанные с безопасностью для жизни, здоровья или имущества граждан, либо могут повлиять на эксплуатацию арматуры, в том числе на важнейшие потребительские свойства или на соблюдение условий охраны окружающей среды.

8.2.4.2 Программу и методику типовых испытаний разрабатывает организация—изготовитель (поставщик) арматуры (привода) или иная организация по договору с ним.

8.2.4.3 Программа и методика типовых испытаний должны содержать:

- необходимые проверки из состава приемо-сдаточных и периодических испытаний;
- требования по количеству образцов, необходимых для проведения типовых испытаний (один образец каждого конструктивного типа арматуры);
- указания об использовании образцов, подвергнутых типовым испытаниям.

8.2.4.4 В программу и методику типовых испытаний, при необходимости, допускается включать сравнительные испытания арматуры, изготовленной без учета и с учетом предлагаемых изменений.

8.2.4.5 Результаты типовых испытаний считаются положительными, если полученные фактические данные по всем видам проверок, включенных в программу типовых испытаний, свидетельствуют о достижении требуемых значений показателей арматуры (технологического процесса изготовления арматуры), оговоренных в программе и методике, и достаточны для оценки эффективности (целесообразности) внесения изменений в конструкцию арматуры.

8.2.5 Требования к испытательному оборудованию

8.2.5.1 Испытательные устройства, в том числе установленные на них контрольно-измерительные приборы, должны обеспечить условия испытаний, регламентированные настоящим стандартом.

8.2.5.2 При всех способах испытаний на прочность, плотность и проверке на герметичность применяют проверенные, опломбированные и имеющие паспорт манометры класса точности не ниже 1,5. Проверяемые величины должны находиться в пределах второй трети шкалы показаний манометра. Погрешность измерения давления не должна превышать + 5 % номинального значения давления испытаний.

8.2.5.3 На арматуру, со стороны испытательных устройств, должны быть исключены механические воздействия, не предусмотренные эксплуатационной документацией.

8.3 Методы контроля

8.3.1 Контроль материалов

8.3.1.1 Отливки корпусных деталей арматуры (корпусов, крышек и фланцев), предназначенной для работы на трубопроводах при $P_N > 6,4$ МПа (64 кгс/см²), подлежат обязательному неразрушающему контролю (радиография, УЗД или другой равноценный метод). Контроль и нормы оценки годности отливок при радиографическом и ультразвуковом контроле (далее – УЗК) – по ПНАЭ Г-7-025-90 [9] или другим нормативным документам.

Обязательному контролю подлежат также концы патрубков литой приварной арматуры независимо от давления согласно КД.

8.3.1.2 Поковки, штамповки и заготовки из проката, предназначенные для изготовления деталей арматуры, работающей при P_N более 10 МПа (100 кгс/см²), подлежат обязательному контролю УЗК в объеме 100 %, а при P_N – 10 МПа (100 кгс/см²) и менее УЗК производится по требованию КД.

8.3.1.3 Испытаниям на ударный изгиб подвергают материалы деталей, находящихся под давлением или воспринимающих силовые нагрузки при перестановке затворов, а также обеспечивающих сейсмочпрочность изделия. В ТУ и КД указывают детали, материал которых необходимо подвергать контролю ударной вязкости. Испытания на ударный изгиб проводят при минимальной температуре эксплуатации (минус 29 °С, минус 40 °С или минус 60 °С) на образцах типа КСУ или КСV. Значения ударной вязкости при всех температурах испытаний для КСУ должны быть не менее 30 Дж/см² ($3,0$ кгс·м/см²), для КСV – не менее 25 Дж/см² ($2,5$ кгс·м/см²). Метод испытания на ударный изгиб приведен в ГОСТ 9454.

8.3.1.4. При проверке качество материалов для нанесения защитного покрытия контролируется:

- соответствие данных, указанных в сертификате на защитное покрытие, требованиям, указанным в ТУ к материалу защитного покрытия арматуры;
- вязкость защитного покрытия – в соответствии с НТД на конкретный тип покрытия.

8.3.2 Контроль сварных соединений, наплавки уплотнительных и трущихся поверхностей твердыми износостойкими материалами

8.3.2.1 Сварка и контроль качества сварных соединений производятся в соответствии с требованиями НД на сварку.

В сварных соединениях не допускаются дефекты:

- трещины всех видов и направлений;
- свищи;
- прожоги;

- незаваренные кратеры;
- непровары (несплавления), расположенные в сечении сварного соединения;
- поры и шлаковые включения, выявленные радиографическим или ультразвуковым методом, выходящие за пределы норм, установленных ГОСТ 23055.

Методы и объем контроля сварных соединений устанавливаются разработчиком КД.

8.3.2.2 Наплавка и контроль качества наплавленного металла уплотнительных и трущихся поверхностей производятся по РД РТМ 26-07-246-80 [10].

8.3.2.3 В процессе изготовления присоединительные концы патрубков, сварные швы корпусных деталей подвергают 100 %-ному визуально-измерительному контролю, 100 %-ному контролю ультразвуковым методом, радиографией и капиллярной дефектоскопией для обнаружения недопустимых дефектов.

8.3.2.4 Исправление дефектов на одном и том же участке сварного соединения допускается проводить один раз.

8.3.2.5 При изготовлении арматуры проводят измерение твердости материала уплотнительных поверхностей запорного органа и седла корпуса на соответствие конструкторско-технологической документации на арматуру.

8.3.2.6 При уплотнении «металл по металлу» измерение твердости материала уплотнительных поверхностей проводят в соответствии с требованиями ГОСТ 9013 твердомерами с диапазоном измерения 20–70 HRC.

8.3.2.7 Измерение твердости уплотнений кольцевых (вставок) из эластомеров проводят в соответствии с требованиями ГОСТ 263 твердомерами с диапазоном измерения 0–100 Sh A (единиц по Шору А).

8.3.2.8 Материал сварочных швов, находящихся под давлением, подвергают контролю ударной вязкости. Испытания на ударный изгиб проводят при минимальной температуре эксплуатации (минус 29 °С, минус 40 °С или минус 60 °С) на образцах типа KCU или KCV. Значения ударной вязкости при всех температурах испытаний для KCU должны быть не менее 30 Дж/см² (3,0 кгс·м/см²), для KCV – не менее 25 Дж/см² (2,5 кгс·м/см²).

8.3.3 Проверка эксплуатационной и разрешительной документации

В состав эксплуатационной и разрешительной документации входят документы, приведенные в 8.5 настоящего стандарта.

8.3.4 Визуальный и инструментально-измерительный контроль арматуры в сборе

8.3.4.1 Визуальный контроль.

При визуальном контроле арматуры проверяют:

- комплектность (по паспорту);

- наличие заглушек, обеспечивающих защиту кромок под сварку;
- маркировку (по 8.4);
- отсутствие на корпусе и торцах вмятин, задигов, механических повреждений, коррозии;
- отсутствие расслоений любого размера на торцах патрубков.

8.3.4.2 Инструментально-измерительный контроль.

Контроль размеров, указанных на сборочном чертеже, производят с помощью универсального или специального измерительного инструмента.

При инструментально-измерительном контроле проверяют:

- диаметр проходного сечения;
- строительную длину арматуры;
- разделку кромок под приварку (внутренний диаметр и толщину стенок), она должна быть в соответствии с КД или (и) заказными спецификациями на арматуру;
- косину реза торцов патрубков;
- размеры и параллельность фланцев, а также расположение отверстий;
- толщины стенки корпусных деталей в контрольных точках согласно РД-08.00-29.13.00-КТН-012-1-05 [11]. На основе замеров толщин стенок выполняют эскиз корпуса арматуры, с указанием точного положения мест замера. Эскиз прилагают к паспорту арматуры.

8.3.4.3 Соответствие материалов требованиям настоящего Стандарта, ТУ и КД подтверждают сертификатами организаций-поставщиков и протоколами испытаний организации-изготовителя по методике, предусмотренной нормативной документацией на соответствующий материал.

8.3.5 Испытания на прочность материала корпусных деталей и сварных соединений арматуры в сборе

8.3.5.1 До проведения испытаний арматуры в сборе, все детали и сборки, работающие под давлением, испытывают на прочность, в соответствии с указаниями на чертежах.

8.3.5.2 Испытания на прочность проводят водой пробным давлением ($P_{пр}$). Направление подачи воды производится в соответствии с указаниями в КД и ТУ.

8.3.5.3 Величины пробных давлений устанавливаются в соответствии с ГОСТ 356, указываются на чертежах и в ТУ.

8.3.5.4 При гидравлических испытаниях необходимо обеспечить вытеснение воздуха из внутренних полостей арматуры, пневмо- и гидропривода и других узлов. Воду, оставшуюся после испытаний, удаляют.

8.3.5.5 Гидравлические испытания производят:

- для запорной и регулирующей арматуры путем подачи давления воды P_{np} в корпус при полуоткрытом положении затвора;
- для обратных клапанов и обратных затворов путем подачи воды P_{np} в один патрубок под запорный орган при заглушенном другом патрубке;
- для предохранительных клапанов путем подачи давления воды P_{np} попеременно во входной и выходной патрубков в соответствии с указаниями в КД и ТУ;
- для гидро- и пневмоприводов путем подачи давления воды P_{np} в рабочие полости (полость) в соответствии с указаниями КД и ТУ.

Допускается проводить испытания на прочность, кроме воды, другими средами по согласованию с заказчиком и с соблюдением требований безопасности.

8.3.5.6 Измерение давления производят по двум манометрам, один из которых должен быть контрольным. Давление должно повышаться плавно, с выдержками и проверками плотности соединений и видимых деформаций при промежуточных и рабочих давлениях. Количество остановок и величины промежуточных давлений устанавливаются инструкцией, разрабатываемой предприятием-изготовителем. При этом, если рабочее давление превышает 5 кгс/см^2 , обязательно проводится проверка при промежуточном давлении, равном половине рабочего, а при рабочем давлении свыше 100 кгс/см^2 остановки и проверки проводятся через каждые 50 кгс/см^2 .

8.3.5.7 Время выдержки арматуры под давлением P_{np} указывают в ТУ, и оно составляет не менее 10 мин (в зависимости от DN и PN). После выдержки давление гидравлических испытаний плавно снижают до значения PN или P_p и производят осмотр арматуры в течение времени, необходимого для осмотра.

8.3.5.8 Материал деталей считается прочным, если не обнаружено механических разрушений или видимых остаточных деформаций. Контроль визуальный.

8.3.5.9 В случае появления при гидравлических испытаниях на прочность течи испытательной среды или «потения» через металл, а также поломок, трещин, остаточных деформаций в виде выпучивания, увеличения диаметров и других дефектов, определяемых визуально, арматура считается не выдержавшей испытания.

8.3.5.10 Детали, в которых течь или «потение» через металл, выявленные при испытании, исправлены заваркой, повторно подвергают испытанию на прочность.

8.3.6 Испытания на плотность материала корпусных деталей и сварных соединений арматуры в сборе

8.3.6.1 Испытания на плотность материала деталей, сварных соединений и арматуры в сборе проводят после испытаний на прочность.

8.3.6.2 Испытательная среда – вода. По требованию заказчика арматуру дополнительно испытывают на плотность материала и сварных швов воздухом. Давление испытаний – P_p .

8.3.6.3 При испытаниях продолжительность выдержки при установившемся рабочем давлении составляет: не менее 2 мин – для арматуры до DN 100, 3 мин – для DN 100–300 и не менее 5 мин – для DN свыше 300.

8.3.6.4 Направление подачи рабочей среды производится в соответствии с указаниями в КД и ТУ.

8.3.6.5 При испытании водой материал деталей и сварные швы считают плотными, если не обнаружено течи, «потения» (появления нестекающих капель).

Метод контроля – гидростатический, компрессионным способом по ГОСТ 24054.

8.3.6.6 При испытании воздухом контроль плотности материала деталей и сварных швов проводится пузырьковым методом, способ реализации метода – компрессионный либо обмыливанием по ГОСТ 24054.

Арматура считается выдержавшей испытания, если нарушения герметичности (появление пузырьков воздуха) не обнаружено.

8.3.6.7 Наличие неотрывающихся пузырьков при контроле в ванне с водой или нелоплющихся пузырьков – при контроле обмазыванием мыльной пеной не считается браковочным признаком.

8.3.6.8 Детали, в которых течь или «потение» через металл или сварные швы, выявленные при испытании, исправлены заваркой, повторно подвергают испытаниям.

8.3.7 Испытания арматуры (кроме предохранительных клапанов) на герметичность затвора

8.3.7.1 Испытания арматуры на герметичность затвора проводят подачей воды давлением 1,1 P_p или воздуха давлением $0,6 \pm 0,05$ МПа ($6 \pm 0,5$ кгс/см²) при закрытом затворе (с соответствующей регулировкой усилия посадки затвора).

8.3.7.2 Направление подачи давления среды:

- для клапанов – во входной патрубке с выдержкой не менее 3 мин;
- для задвижек, шаровых кранов с плавающей пробкой и конусных кранов – поочередно с каждой стороны с выдержкой не менее 5 мин. Замер герметичности из противоположного подаче давления патрубка;

- для шаровых кранов с пробкой в опорах – поочередно в каждый патрубок с замером герметичности из корпуса; в корпус и патрубок с замером герметичности в выходном патрубке. Выдержка не менее 5 мин;

- для обратной арматуры – на затвор с выдержкой не менее 5 мин.

8.3.7.3 Испытания на герметичность затвора кранов проводят в соответствии с методами, указанными в технических условиях на краны конкретных типов конструктивного исполнения.

8.3.7.4 Испытание на герметичность затвора клапанов должно производиться при расположении шпинделя (горизонтальном, наклонном или вертикальном), указанном в ТУ на клапан.

8.3.7.5 Испытание проводят при двукратном подъеме и опускании затвора. При повторении испытания проводится перестановка затвора после каждого испытания.

8.3.7.6 При испытании смазка уплотнительных поверхностей затвора не допускается, если это не предусмотрено при эксплуатации.

8.3.7.7 Арматура, которая требует определенного усилия закрытия затвора для обеспечения его герметичности, должна быть закрыта усилием или крутящим моментом, указанным в конструкторской документации.

8.3.7.8 Метод контроля при испытании воздухом: путем отвода трубки из полости арматуры в емкость с водой.

8.3.7.9 Герметичность должна соответствовать указанной в ТУ.

8.3.7.10 Контроль герметичности затвора предохранительных клапанов проводится при испытаниях на работоспособность.

8.3.8 Испытания на герметичность сальниковых уплотнений, мест других разъемных соединений и верхнего уплотнения

8.3.8.1 Испытания на герметичность сальниковых уплотнений, мест разъемных соединений и верхнего уплотнения проводят водой и, по требованию заказчика, воздухом. Давление испытаний – 1,1 *P_p*.

8.3.8.2 При испытании сальникового уплотнения производится перекрытие затвора на весь рабочий ход. Если это невозможно, то перед испытанием необходимо выполнить перестановку затвора не менее чем на 1 полный цикл.

8.3.8.3 Испытания на герметичность верхнего уплотнения в задвижках проводят после проверки работоспособности арматуры. При испытании на герметичность верхнего уплотнения производится двукратное перекрытие затвора.

8.3.8.4 Испытания приводной арматуры проводят штатным приводом, указанным в конструкторской документации. Допускается при поставке арматуры под конкретный тип привода и установке его заказчиком проводить испытания технологическим приводом или тарированным ключом.

8.3.8.5 Испытание на герметичность уплотнений привода следует проводить в соответствии с ТУ на привод.

8.3.9 Испытания на работоспособность

8.3.9.1 Испытания на работоспособность арматуры, кроме предохранительной и обратной, выполняется наработкой циклов «открыто—закрыто», включающей:

- 1 полный цикл без давления;
- не менее 2 циклов при рабочем перепаде давления с каждой стороны;
- 1 цикл при перепаде давления, равном PN, на двух седлах одновременно (выполняется обязательно, если позволяет конструкция затвора арматуры).

Каждое закрытие арматуры производится с применением крутящего момента, не более расчетного.

При наличии в арматуре с приводом ручного дублера следует провести дополнительную наработку двух циклов «открыто—закрыто» от ручного дублера. Для арматуры DN 400 и более — 1 цикл.

Испытание на работоспособность арматуры с гидро- или пневмоприводом следует проводить подачей управляющей среды в привод с фиксацией давления срабатывания привода. Перед испытанием должна быть установлена на приводе и отрегулирована система управления приводом.

8.3.9.2 Испытания клапанов (затворов) обратных на работоспособность осуществляются механическим перемещением запорного органа на полный ход или на расходном стенде.

Испытания повторить 3 раза, подвижные части должны перемещаться плавно, без рывков и заеданий.

Испытания на работоспособность предохранительных клапанов

8.3.9.3 Испытания на работоспособность предохранительных клапанов содержат проверку соответствия заданным значениям следующих параметров:

- эффективной площади или коэффициента расхода при давлении полного открытия (при испытаниях на расходном стенде);
- давления закрытия;
- величины протечки среды в затворе при давлении настройки, а также проверку плавности хода при трехкратном срабатывании от давления среды при сохранении настройки и герметичности в затворе после срабатываний.

8.3.9.4 Испытания на герметичность затвора и работоспособность клапанов производят воздухом, после проведения испытаний на прочность и плотность.

8.3.9.5 Перед испытаниями на работоспособность клапан настраивается на требуемое давление настройки (P_n). Для этого, изменяя степень поджатия пружины и положение регулировочного кольца, установленного на седле (при его наличии в конструкции), и подавая воздух во входной патрубок клапана, следует добиться совершения полного хода запорного органа при давлении, не превышающем давление полного открытия (P_{no}), с последующим обеспечением давления закрытия (P_z), не менее указанного в КД. Замерить величину хода или расхода клапана в установившемся режиме работы при давлении P_{no} .

Полный ход запорного органа должен соответствовать указанному на сборочном чертеже (или расход при его замере – указанному в КД).

По окончании настройки во входной патрубок клапана подается воздух давлением P_n и замеряется величина протечки через затвор. Протечка не должна превышать величины, указанной в КД.

Продолжительность выдержки при установившемся давлении: 2 мин – для клапанов до DN 100 (включительно), 3 мин – для клапанов свыше DN 100.

8.3.9.6 Производят наработку клапаном трех циклов «открыто–закрыто».

Клапан должен открываться при плавном повышении давления до величины P_{no} , закрытие должно происходить при давлении не ниже P_z . При дальнейшем повышении давления до P_n требуемая герметичность затвора должна сохраняться (величина протечки в затворе – не более указанной в КД).

Величина протечки воздуха в затворе для клапанов закрытого типа измеряется через заглушку с трубкой, которые устанавливаются на выходном фланце посредством мензурки и емкости с водой.

Для клапанов открытого типа отбор протечки производится с помощью специальных приспособлений, предусмотренных КД на конкретный клапан или технологической документацией.

8.3.9.7 При отсутствии в опросном листе на арматуру указания о конкретном давлении настройки клапан сначала настраивается на максимальное давление диапазона настройки комплектующей его пружины с проверкой работоспособности и герметичности в затворе, затем – на минимальное давление диапазона настройки этой же пружины с проверкой работоспособности и герметичности в затворе. В этом случае клапан поставляется настроенным на минимальное давление диапазона настройки пружины. При этом на стендах заказчика (организации-потребителя) осуществляется поднастройка клапана на необходимое давление с

последующим опломбированием пломбой организации-потребителя (соединения корпуса с винтом стопорным, колпака со стаканом и т.п.) и с соответствующей отметкой в паспорте клапана.

Испытания на работоспособность по согласованию с организацией – разработчиком клапана допускается производить на расходах, обеспечиваемых стендами организации-изготовителя.

8.3.9.8 Проверка срабатывания от устройства для принудительного открытия производится трехкратным принудительным подъемом рычага (усилие на рычаге – не более 20 кгс) при наличии давления $(0,8-1)P_n$ во входном патрубке клапана. Клапан должен открываться рычагом и закрываться под действием пружины. После срабатываний при повышении давления до P_n протечки в затворе не должны превышать величины, указанной в КД.

8.3.10 Контроль свойств защитного покрытия арматуры

8.3.10.1 После нанесения антикоррозионного покрытия на арматуру проводится его контроль с оформлением протокола испытаний антикоррозионного покрытия.

8.3.10.2 Контроль антикоррозионного покрытия арматуры производят по нормативным документам на покрытия.

8.3.10.3 При проверке качества антикоррозионного покрытия на соответствие техническим требованиям осуществляют:

- измерение длины неизолированных концов изделий (проводят на каждом изделии);
- контроль угла скоса покрытия к металлической поверхности (проводят на каждом изделии);
- контроль внешнего вида покрытия (проводят на каждом изделии);
- измерение толщины покрытия (проводят на каждом изделии);
- измерение диэлектрической сплошности покрытия (проводят на каждом изделии);
- контроль переходного сопротивления покрытия (проводят на каждом изделии);
- контроль прочности покрытия при ударе (проводят выборочно, на одном изделии от партии);
- измерение адгезии покрытия к стали (проводят на каждом изделии).

8.4 Требования к маркировке

8.4.1 Маркировка арматуры – по ГОСТ 4666.

8.4.2 Арматура с DN50 и более имеет следующую маркировку:

- наименование или товарный знак организации-изготовителя (на корпусе и табличке);
- логотип сертификационного органа, выдавшего сертификат соответствия (на табличке);
- марка или условное обозначение материала корпуса (на корпусе);

- марка или условное обозначение материала концов под приварку (на концах под приварку или табличке);
- заводской номер и год изготовления (на корпусе и табличке);
- обозначение арматуры (на корпусе и табличке);
- давление номинальное PN (на корпусе и табличке);
- диаметр номинальный (проход условный) DN (на корпусе и табличке);
- климатическое исполнение и категория размещения (на корпусе и табличке);
- монтажный номер арматуры – при дополнительном указании в заказе (на табличке);
- сейсмостойкость (на корпусе);
- стрелки, указывающие направление рабочей среды, – для арматуры, предназначенной для одностороннего направления рабочей среды (на корпусе);
- стрелки на маховиках управления арматурой, указывающие направление вращения, и буквы «О» и «З» или слова «откр», «закр».
- масса, кг (на корпусе);
- клеймо ОТК (на корпусе);
- фактическое значение эквивалента углерода $[C]_E$ материала патрубков должно быть нанесено на внутренней или наружной поверхности патрубков корпуса любым способом, обеспечивающим сохранность маркировки;
- на запорной арматуре должна быть маркировка положения (указатели положения) затвора.

Табличка с маркировкой крепится на лицевую сторону фланца корпуса.

8.4.3 На приводе должна быть прикреплена табличка из нержавеющей стали, на которой должны быть нанесены следующие сведения:

- фирменный знак или название организации-изготовителя;
- типовое обозначение привода;
- заводской порядковый номер привода;
- монтажный номер привода при указании в опросном листе на арматуру;
- год выпуска.

8.4.4 Маркировку запасных частей располагают непосредственно на деталях (запасных частях) либо на прикрепленных к ним бирках с обозначением изделия, которое они комплектуют. Маркировка должна содержать данные, необходимые для идентификации конкретной запасной части.

8.4.5 Маркировка транспортной тары – по ГОСТ 14192.

На торцевой и боковой поверхности транспортной тары наносят следующую маркировку:

- адрес получателя;
- адрес отправителя;
- обозначение арматуры в сочетании со словом «изделие»;
- масса изделия с тарой (брутто);
- манипуляционные знаки «БЕРЕЧЬ ОТ ВЛАГИ», «ВЕРХ, НЕ КАНТОВАТЬ»

На ящик (крышке, на передней и боковой стенках), в который упаковывается ремонтный и групповой ЗИП, наносят следующую маркировку:

- адрес получателя;
- адрес отправителя;
- обозначение арматуры в сочетании со словом «ЗИП изделия»;
- количество комплектов ЗИП в ящике;
- номер ящика;
- количество ящиков в партии;
- масса ЗИП с тарой (брутто);
- манипуляционные знаки «БЕРЕЧЬ ОТ ВЛАГИ», «ВЕРХ, НЕ КАНТОВАТЬ».

8.4.6 Способ нанесения маркировки:

- для литой арматуры – литьем, ударным способом;
- для штампованной и кованосварной арматуры – ударным способом;
- для транспортной тары способ маркировки – краской.

8.4.7 Арматура номинальным диаметром менее DN50 должна иметь маркировку, когда это определено стандартом (ТУ, конструкторской документацией) на конкретное изделие.

8.4.8 Организация—изготовитель арматуры может вводить дополнительную маркировку по ГОСТ 4666 и другие знаки, если это не противоречит стандартам, ТУ и конструкторской документации на конкретное изделие.

8.5 Комплектность поставки

8.5.1 В комплект поставки арматуры входят:

- арматура с приводом в соответствии со спецификацией;
- комплект быстроизнашиваемых деталей, инструментов и принадлежностей, деталей и узлов с ограниченным сроком службы, необходимых для эксплуатации и технического обслуживания арматуры, в соответствии с ведомостью ЗИП, оговариваемый при оформлении договора на поставку;
- комплект эксплуатационной и сопроводительной документации.

8.5.2 По условиям, особо оговариваемым договором на поставку, фланцевая арматура поставляется укомплектованной ответными фланцами с крепежными деталями и прокладками.

8.5.3 В комплект эксплуатационной и сопроводительной документации входят:

- паспорт;
- схемы управления (электрические, пневмогидравлические и пневматические) приводами арматуры с подробным описанием их работы;
- документация на систему контроля и позиционирования, автомат АЗК, содержащая пневмогидравлические и электрические схемы, конструктивное исполнение и подробное их описание, а также описание устройства для их настройки в полевых условиях, с графиками или номограммами;
- руководство по монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию;
- разрешение Ростехнадзора на применение;
- сертификат соответствия системы сертификации ГОСТ Р;
- упаковочный лист.

Вся документация, входящая в комплект поставки, должна быть на русском языке.

Содержание паспорта и руководства по эксплуатации в соответствии с приложением Б.

8.5.4 Поставку арматуры $DN \leq 700$ производят узлами максимальной заводской готовности. Арматуру подземного исполнения поставляют совместно со смонтированной колонной шпинделя-удлинителя. Узлы по весу и габаритам должны позволять их транспортировку всеми видами транспорта.

8.5.5 Каналы подвода уплотнительной смазки полностью заполняют консервационной смазкой.

8.5.6 Гидросистемы пневмогидравлических приводов арматуры заправляют демпферной жидкостью. Тип и марку заправленной демпферной жидкости указывают в паспорте привода и несмываемой краской на гидроцилиндре.

8.5.7 Фильтры-осушители на приводах арматуры заправляют адсорбентом.

8.5.8 Электрогидравлические приводы заправляют минимальным рабочим давлением инертного газа.

8.6 Требования к упаковке, транспортированию и хранению

8.6.1 Арматуру подвергают консервации на срок не менее 3 лет (ГОСТ 9.014).

8.6.2 Положение затвора арматуры, подготовленной к отпавке, должно быть в соответствии с указанным в конструкторской документации.

8.6.3 Присоединительные поверхности патрубков закрывают временными заглушками с целью защиты их от повреждений при транспортировке.

8.6.4 Крепежные детали, запасные части и инструменты упаковывают в деревянную тару. Техническую и сопроводительную документацию упаковывают во влагонепроницаемый пакет и помещают внутри деревянной тары.

8.6.5 Арматуру надежно закрепляют от смещений и колебаний на поддонах и упаковывают в деревянные ящики. При поставке арматуры больших диаметров отдельно от приводов на обе упаковки наносят метки для определения соответствующих друг другу частей.

8.6.6 Упаковка арматуры должна позволять ее хранение на открытом воздухе в климатических условиях, указанных в разделе 5 «Условия эксплуатации» настоящего стандарта.

8.6.7 Транспортная тара должна обеспечивать возможность транспортирования арматуры всеми видами транспорта.

8.7 Гарантийные обязательства

8.7.1 Организация-изготовитель (поставщик) должна гарантировать соответствие выпускаемой (поставляемой) арматуры и комплектующих ее изделий требованиям ТУ при соблюдении потребителем условий монтажа, ремонта, эксплуатации, транспортирования и хранения, установленных в РЭ.

8.7.2 Гарантийный срок хранения без переконсервации, гарантийный срок эксплуатации и гарантийную наработку указывают в сопроводительной документации.

9 Требования безопасности

Общие требования безопасности по ГОСТ 12.2.063.

9.1 Требования безопасности, предъявляемые к конструкции

9.1.1 Материалы элементов арматуры должны быть подобраны с учетом параметров и условий эксплуатации.

9.1.2 Для основных элементов конструкции арматуры должен быть проведен расчет на прочность и обеспечены необходимые запасы прочности с учетом возможных нагрузок (сейсмических, от трубопровода, от перепада давления при функционировании).

9.1.3 Арматура должна обеспечивать герметичность относительно внешней среды.

9.1.4 Корпусные детали не должны иметь острых выступающих частей и кромок.

9.1.5 Арматура не должна являться источником шума, вибрации, ультразвуковых колебаний. Требования безопасности в части вибрации – по ГОСТ 12. 1.012.

9.2 Требования безопасности при транспортировании и хранении

9.2.1 Материалы и вещества, применяемые для упаковки и консервации, должны быть безопасными для людей и окружающей среды.

9.2.2 Установка и крепление арматуры на транспортном средстве должны исключать возможность механических повреждений и загрязнений внутренних поверхностей арматуры и концов патрубков, обработанных под приварку к трубопроводу.

10 Требования охраны окружающей среды

10.1 Арматура должна быть герметичной по отношению к внешней среде. Утечки не допускаются.

10.2 Детали, вышедшие из строя и отработавшие свой ресурс, передаются на специализированные предприятия по переработке материалов.

Приложение А

(справочное)

Условные обозначения арматуры

Условное обозначение арматуры (по системе ЦКБА) содержит цифровой и буквенный коды основных данных арматуры (таблица-фигура).

Условное обозначение арматуры включает пять элементов, расположенных последовательно (при отсутствии привода индекс изделия состоит из четырех элементов).

Первые две цифры обозначают тип арматуры (таблица А.1), буквы за ними – материал корпуса (таблица А.2), одна или две цифры после букв – номер модели, при наличии трех цифр: первая из них обозначает вид привода (таблица А.3), а две следующие – номер модели; последние буквы – материал уплотнительных поверхностей (таблица А.4) или способ нанесения внутреннего покрытия корпуса (таблица А.5).

В отдельных случаях после букв, обозначающих материал уплотнительных поверхностей, добавляют цифру, которая обозначает вариант исполнения данного изделия или изготовление его из другого материала.

Изделие без вставных или наплавленных колец, то есть с уплотнительными поверхностями, выполненными непосредственно на корпусе или затворе, обозначается буквами «бк» (без колец).

Например:

15с922нж – Клапан стальной запорный проходной фланцевый с электроприводом,

15 – по таблице 1 – клапан запорный,

с – по таблице 2 – из углеродистой стали,

9 – по таблице 3 – с электроприводом,

22 – номер модели,

нж – по таблице 4 – уплотнительные поверхности, наплавленные.

Для арматуры с электроприводами во взрывозащищенном исполнении в конце условного обозначения добавляют букву Б (например, 30ч906брБ), а в тропическом исполнении – букву Т (например, 30ч906брТ). Буквы Б и Т указывают при заказе.

Таблица А.1

Тип арматуры	Условное обозначение
Кран (пробно-спускной)	10
Кран (для трубопровода)	11
Запорное устройство указателя уровня	12
Клапан (вентиль) запорный	13, 14,15
Клапан отсечной	22,24
Клапан обратный (подъемный и приемный с сеткой)	16
Клапан предохранительный	17
Затвор обратный (клапан обратный поворотный)	
Клапан герметический	19
Клапан перепускной	20
Регулятор давления	18,21
Клапан распределительный	23
Клапан регулирующий	25,26
Клапан смесительный	27
Задвижка	30,31
Затвор поворотный дисковый	32
Задвижка шланговая	33
Элеватор	40
Конденсатоотводчик	45

Таблица А.2

Материал корпуса	Условное обозначение
Углеродистая сталь	с
Легированная сталь	лс
Коррозионно-стойкая (нержавеющая) сталь	нж
Серый чугун	ч
Ковкий чугун	кч
Высокопрочный чугун	вч
Латунь, бронза	Б
Алюминий	а
Монель-металл	мн
Пластмассы (кроме винипласта)	п
Винипласт	вп
Фарфор	к
Титановый сплав	тн
Стекло	ск

Таблица А.3

Привод	Условное обозначение
Под дистанционное управление	0
Механический с червячной передачей	3
То же с цилиндрической зубчатой передачей	4
То же с конической передачей	5
Пневматический	6
Гидравлический	7
Пневмогидравлический	6 (7)
Электромагнитный	8
Электрический	9

Таблица А.4

Материал уплотнительных поверхностей	Условное обозначение
Латунь, бронза	бр
Монель-металл	мн
Коррозионно-стойкая (нержавеющая) сталь	нж
Нитрированная сталь	нт
Баббит	бт
Стеллит	ст
Сормайт	ср
Кожа	к
Эбонит	э
Резина	р
Пластмассы (кроме винипласта)	п
Винипласт	вп
Фторопласт	фт

Таблица А.5

Способ нанесения внутреннего покрытия	Условное обозначение
Гуммирование	гм
Эмалирование	эм
Свинцевание	св
Футерование пластмассой	п
Футерование найритом	н

Приложение Б
(справочное)

Требования к эксплуатационной документации

Б1. В паспорте арматуры указывают:

- 1) полное наименование арматуры;
- 2) код по общероссийскому классификатору продукции;
- 3) документ, по которому выпускается трубопроводная арматура;
- 4) технические характеристики:
 - DN, PN;
 - основные геометрические и присоединительные размеры арматуры (в том числе наружный и внутренний диаметры патрубков и тип разделки кромок патрубков под приварку), если не указываются в руководстве по эксплуатации;
 - вид рабочей среды;
 - максимальная температура рабочей среды;
 - для предохранительных клапанов дополнительно должны быть указаны коэффициенты расхода, а также площадь сечения, к которой они отнесены;
 - результаты приемо-сдаточных испытаний арматуры с результатами испытаний на прочность и плотность материала корпусных деталей и сварных швов, на герметичность относительно внешней среды, на работоспособность, на герметичность запорного органа, испытаний антикоррозионного покрытия;
 - назначенный ресурс, назначенный срок службы, показатели долговечности и безотказности, срок хранения;
- 5) марки материалов основных деталей и крепежа;
- 6) сведения о наплавочных материалах;
- 7) сведения о химическом составе и механической прочности материалов, примененных при изготовлении корпусных деталей, оси и узла затвора;
- 8) сведения о сварных соединениях (швах) и методах контроля;
- 9) сведения, подтверждающие проведение неразрушающего контроля затвора (акты по результатам контроля);
- 10) данные по химическому составу, механическим свойствам, режимам термообработки и результатам контроля качества изготовления неразрушающими методами для запорной и регулирующей арматуры $PN \geq 100$, изготовленной из легированной стали;
- 11) свидетельство о приемке;

- 12) свидетельство о консервации;
- 13) гарантии изготовителя;
- 14) вид исполнения, дата выпуска и серийный номер.

Б2. В руководстве по эксплуатации арматуры указывают:

- 1) основные показатели назначения;
- 2) пояснение информации, включенной в маркировку арматуры;
- 3) перечень материалов основных деталей арматуры;
- 4) основные геометрические и присоединительные размеры арматуры (в том числе наружный и внутренний диаметры патрубков и тип разделки кромок патрубков под приварку), если не указываются в паспорте арматуры;
- 5) информацию о видах опасных воздействий, если арматура может представлять опасность для жизни и здоровья людей или окружающей среды и мерах по их предупреждению и предотвращению;
 - 6) объем входного контроля перед монтажом арматуры;
 - 7) объем наладочных работ (при необходимости);
 - 8) методику проведения контрольных испытаний (проверок) арматуры и ее основных узлов, порядок технического обслуживания, ремонта и диагностирования;
 - 9) перечень возможных отказов и критерии предельных состояний элементов арматуры, а также перечень деталей и комплектующих изделий, требующих периодической замены в течение срока службы арматуры;
 - 10) порядок и правила транспортировки, хранения и утилизации арматуры;
 - 11) меры безопасности при эксплуатации, невыполнение которых может привести к опасным последствиям для жизни, здоровья человека и окружающей среды.

Библиография

- | | |
|---|---|
| [1] Строительные нормы и правила СНиП 23.01-99 | Строительная климатология |
| [2] Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 03-585-03 | Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов |
| [3] Стандарт Американского института нефти API - 6D 22 ¹⁾ | Системы транспортировки при помощи трубопроводов – трубопроводная арматура |
| [4] Руководящий документ РАО Газпром РД 558-97 | Технология сварки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах |
| [5] Стандарт Американского института нефти API 598:2004 ²⁾ | Контроль и испытания арматуры |
| [6] Стандарт Международной организации по стандартизации ISO 5211: 2001/МКС 23.060.01:2003 ³⁾ | Клапаны промышленные. Присоединение приводов с частичным оборотом |
| [7] Стандарт Международной организации по стандартизации ISO 5210: 1991 ⁴⁾ | Промышленная арматура. Установка многооборотного исполнительного механизма на вентилях |
| [8] Правила применения технических устройств на опасных производственных объектах (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 25.12.98 № 1540 в редакции Постановления Правительства Российской Федерации от 01.02.2005 г. № 49) | |
| [9] Правила и нормы в атомной энергетике ПНАЭ Г-7-025-90 | Стальные отливки для атомных энергетических установок. Правила контроля |
| [10] Руководящий документ НПФ «ЦКБА» РД РТМ 26-07-246-80 | Проектирование, изготовление и правила контроля сварных соединений стальной трубопроводной арматуры |

¹⁾ Перевод стандарта можно получить в Научно-промышленной ассоциации арматуростроителей (НПАА).

²⁾ Перевод стандарта можно получить в Научно-промышленной ассоциации арматуростроителей (НПАА).

³⁾ Официальный перевод зарегистрирован ФГУП «Стандартинформ». Номер регистрации: 668/ ISO. Дата регистрации: 29.09.2003 г.

⁴⁾ Перевод стандарта можно получить в Научно-промышленной ассоциации арматуростроителей (НПАА).

СТО Газпром 2-4.1-212-2008

- [11] Руководящий документ Контроль сварных швов и присоединительных концов
ОАО «АК «Транснефть» патрубков
РД-08.00-29.13.00-КТН-012-1-05
- [12] Правила безопасности Правила устройства и безопасной эксплуатации
Госгортехнадзора России сосудов, работающих под давлением
ПБ 03-576-03
- [13] Правила устройства электроустановок (с изменениями: Минэнерго СССР 26.02.74;
09.06.75; 10.06.75; 20.06.75; 18.08.75; 20.11.75; 15.04.76; 16.04.75; 12.05.75; 13.05.76;
14.07.76; 15.02.77; 20.10.77; 30.05.79; 10.12.79; 04.03.80; 05.03.80; 20.05.80; 03.06.80;
12.03.81; Минтопэнерго России 13.07.98; 06.10.99; приказы Минэнерго России
от 08.07.2002 г. № 204; от 09.04.2003 г. № 150; от 20.05.2003 г. № 187,
от 20.06.2003 г. № 242)
- [14] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (утверждены
приказом Минэнерго России от 13.01.2003 г. № 6)
- [15] Правила по охране труда ПОТ Межотраслевые правила по охране труда (правила
РМ-016-2001 безопасности) при эксплуатации электроустановок

ОКС 23.060

Ключевые слова: общие технические требования, арматура трубопроводная, объекты ОАО «Газпром»

Корректурa *А.В. Казаковой*
Компьютерная верстка *Н.О. Поляковой*

Подписано в печать 14.05.2008 г.
Формат 60x84/8. Гарнитура «Ньютон». Тираж 180 экз.
Уч.-изд. л. 6,8. Заказ 141.

ООО «ИРЦ Газпром» 117630, Москва, ул. Обручева, д. 27, корп. 2.
Тел.: (495) 719-64-75, 719-31-17.

Отпечатано в ЗАО «Издательский Дом «Полиграфия»