



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

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

**ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ
ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ
И РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДНОЙ
АРМАТУРЫ**

СТО Газпром 2-2.3-385-2009

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

Москва 2010

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ
ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА
ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ**

СТО Газпром 2-2.3-385-2009

Издание официальное

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

**Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт экономики и организации управления
в газовой промышленности – НИИГазэкономика»**

Дочернее открытое акционерное общество «Оргэнергогаз»

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром экспо»

Москва 2010



Предисловие

1 РАЗРАБОТАН

Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт экономики и организации управления в газовой промышленности», дочерним открытым акционерным обществом «Оргэнергогаз» при участии Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром»

2 ВНЕСЕН

Департаментом по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

распоряжением ОАО «Газпром» от 5 октября 2009 г. № 325

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© ОАО «Газпром», 2009
© Разработка ООО «НИИгазэкономика»,
ДАО «Оргэнергогаз», 2009
© Оформление ООО «Газпром экспо», 2010

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

Содержание

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	2
3 Термины и определения	3
4 Обозначения и сокращения	8
5 Общие положения	9
6 Организационно-технические мероприятия	10
7 Основные требования по вводу в эксплуатацию	11
7.1 Общие положения	11
7.2 Предмонтажные работы и испытания	11
7.3 Монтажные и пусконаладочные работы	13
7.4 Входной контроль	14
7.5 Проверка комплектности	14
7.6 Визуальный осмотр	16
8 Комплекс операций по обслуживанию	18
8.1 Периодический осмотр ТО-1	18
8.2 Сезонное обслуживание ТО-2	18
8.3 Текущий ремонт	20
8.4 Техническое диагностирование	22
8.5 Средний и капитальный ремонты	23
8.6 Обслуживание при хранении	24
8.7 Обслуживание при консервации объекта	25
9 Требования к техническому контролю после проведения капитального ремонта	25
10 Требования безопасности при эксплуатации	26
Приложение А (обязательное) Периодичность проведения комплекса операций по обслуживанию арматуры	29
Библиография	30

Введение

Настоящий стандарт разработан на основании следующих документов ОАО «Газпром»:

- Перечень приоритетных научно-технических проблем ОАО «Газпром» на 2002—2006 гг., утвержденный 15.04.2002 г.;

- Программа работ по совершенствованию системы технического обслуживания и ремонта технологического оборудования и развитию мощностей ремонтных производств ОАО «Газпром», утвержденная 10.07.2003 г.;

- Программа научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ ОАО «Газпром» на 2004 г., утвержденная 13.09.2004 г.

В разработке настоящего стандарта участвовали О.Ф. Карченко, Е.В. Варфоломеев, Л.В. Власов (ООО «НИИгазэкономика») при участии А.З. Шайхутдинова, А.Н. Колотовского, А.М. Волошина (Департамент по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром»); И.Ф. Егоров, Н.Ф. Муталлим-Заде, А.А. Сухолитко (ДООАО «Оргэнергогаз»).

СТАНДАРТ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

**ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ
И РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ**

Дата введения — 2010-05-20

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает общие требования к организации, содержанию и объему выполнения работ при вводе в эксплуатацию и при проведении технического обслуживания, диагностирования и ремонта трубопроводной арматуры (ТПА) объектов добычи, переработки, транспортировки, подземного хранения и использования газа ОАО «Газпром».

1.2 Настоящий стандарт распространяется на трубопроводную арматуру, которая в соответствии с общими техническими требованиями, установленными в СТО Газпром 2-4.1-212, поставляется на объекты ОАО «Газпром».

1.3 Положения настоящего стандарта применяются для арматуры импортного и отечественного производства с номинальными диаметрами от DN 50 до DN 1400, следующих основных видов и типоразмеров (при номинальных давлениях PN не более 25 МПа из ряда нормативных номинальных давлений по ГОСТ 356):

- запорная арматура (шаровые и конусные краны, клапаны, задвижки);
- регулирующая арматура (шаровые краны, клапаны);
- предохранительная арматура (клапаны);
- обратная арматура (затворы, клапаны).

1.4 Требования, установленные в настоящем стандарте, обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ОАО «Газпром», а также специализированными организациями, выполняющими эксплуатацию, обслуживание и техническое диагностирование трубопроводной арматуры.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

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

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

ГОСТ 356-80 (СТ СЭВ 253-76) Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные и рабочие. Ряды

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

ГОСТ 5761-2005 Клапаны на номинальное давление не более PN 250. Общие технические условия

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

ГОСТ 9544-2005 Арматура трубопроводная запорная. Классы и 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 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12893-2005 Клапаны регулирующие односедельные, двухседельные и клеточные. Общие технические условия

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

ГОСТ 16587-71 Клапаны предохранительные, регулирующие и регуляторы давления. Строительные длины

ГОСТ 18322-78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 21345-2005 Краны шаровые, конусные и цилиндрические на номинальное давление не более PN 250. Общие технические условия

ГОСТ 22445-88 Затворы обратные. Основные параметры

ГОСТ 23866-87 Клапаны регулирующие односедельные, двухседельные и клеточные. Основные параметры

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 7121-86) Краны шаровые стальные фланцевые. Технические требования

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

ГОСТ Р 52760-2007 Арматура трубопроводная. Требования к маркировке и отличительной окраске

СТО Газпром 2-3.5-045-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Порядок продления срока безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-3.5-046-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Порядок экспертизы технических условий на оборудование и материалы, аттестации технологий и оценки готовности организаций к выполнению работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-4.1-212-2008 Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром»

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 по ГОСТ 18322, ГОСТ 20911, ГОСТ Р 52720, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 техническое обслуживание (ТО): Комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании.

[ГОСТ 18322, п. 1]

3.2 система технического обслуживания и ремонта техники: Совокупность взаимосвязанных средств, документации технического обслуживания и ремонта и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления качества изделий, входящих в эту систему.

[ГОСТ 18322, п. 3]

3.3 периодичность технического обслуживания (ремонта): Интервал времени или нагрузка между данным видом технического обслуживания (ремонта) и последующим таким же видом или другим, большей сложности.

[ГОСТ 18322, п. 5]

3.4 текущий ремонт (ТР): Ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и/или восстановлении отдельных частей.

[ГОСТ 18322-78 (СТ СЭВ 5151-85), стр. 1]

3.5 техническое диагностирование: Определение технического состояния объекта.

[ГОСТ 20911, п. 4]

3.6 техническое состояние объекта: Состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды значениями параметров, установленных технической документацией на объект.

[ГОСТ 20911, п. 2]

3.7 средний ремонт (СР): Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделий с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемом в объеме, установленном в нормативно-технической документации.

[ГОСТ 18322-78 (СТ СЭВ 5151-85), стр. 1]

3.8 капитальный ремонт (КР): Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей включая базовые.

[ГОСТ 18322-78 (СТ СЭВ 5151-85), стр. 1]

3.9 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]

3.10 вид арматуры: Классификационная единица, характеризующая функциональное назначение арматуры.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 2.7]

3.11 тип арматуры: Классификационная единица, характеризующаяся направлением перемещения запирающего или регулирующего элемента относительно потока рабочей среды и определяющая основные конструктивные особенности арматуры.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 2.8]

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

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 3.1]

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

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 3.3]

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

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 3.5]

3.15 клапан: Тип арматуры, у которой запирающий или регулирующий элемент перемещается параллельно оси потока рабочей среды.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 4.2]

3.16 регулирующий клапан: Регулирующая арматура, конструктивно выполненная в виде клапана с исполнительным механизмом или ручным управлением.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 5.41]

3.17 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.

Примечание — Повороту запирающего или регулирующего элемента может предшествовать его возвратно-поступательное движение.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 4.3]

3.18 шаровой кран: Кран, запирающий или регулирующий элемент которого имеет сферическую форму.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 5.49]

3.19 конусный кран: Кран, запирающий или регулирующий элемент которого имеет форму конуса.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 5.50]

3.20 дисковый затвор: 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, п. 4.4]

3.21 обратный затвор: Дисковый затвор, предназначенный для предотвращения обратного потока рабочей среды.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 5.27]

3.22 номинальное давление PN, кгс/см²: Наибольшее избыточное рабочее давление 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, п. 6.1]

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

Примечание — Номинальный диаметр приблизительно равен внутреннему диаметру присоединяемого трубопровода, выраженному в миллиметрах и соответствующему ближайшему значению из ряда чисел, принятых в установленном порядке.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 6.2]

3.24 характеристики технические: Информация, приводимая в технических документах на арматуру, содержащая сведения о номинальном диаметре, номинальном или рабочем давлении, температуре рабочей среды, параметрах окружающей среды, габаритных размерах, массе, показателях надежности и других показателях, характеризующих применимость арматуры в конкретных эксплуатационных условиях.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 2.10]

3.25 срок службы: Календарная продолжительность эксплуатации арматуры от ее начала или возобновления после ремонта до наступления предельного состояния.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 2.25]

3.26 ресурс: Суммарная наработка арматуры от начала эксплуатации или ее возобновления после ремонта до наступления предельного состояния.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 2.26]

3.27 предельное состояние: Состояние арматуры, при котором ее дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление ее работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 2.28]

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

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 6.23]

3.29 утечка: Проникание вещества из герметизированного изделия через течи под действием перепада полного или парциального давления.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 6.44]

3.30 корпусные детали: Детали арматуры (как правило, корпус арматуры и крышка), которые удерживают рабочую среду внутри арматуры.

Примечание — Долговечностью корпусных деталей, как правило, определяется срок службы арматуры.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 7.1]

3.31 основные детали: Детали арматуры, разрушение которых может привести к разгерметизации арматуры по отношению к окружающей среде.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 7.2]

3.32 запирающий элемент: Подвижная часть затвора, связанная с приводом, позволяющая при взаимодействии с седлом осуществлять управление потоком рабочих сред путем изменения проходного сечения и обеспечивать определенную герметичность.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 7.5]

3.33 затвор: Совокупность подвижных (золотник, диск, клин, шибер, плунжер и др.) и неподвижных (седло) элементов арматуры, образующих проходное сечение и соединение, препятствующее протеканию рабочей среды.

Примечание — Перемещением подвижных элементов затвора достигается изменение проходного сечения и, соответственно, пропускной способности.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 7.3]

3.34 седло: Неподвижный или подвижный элемент затвора, установленный или сформированный в корпусе арматуры.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 7.4]

3.35 привод: Устройство для управления арматурой, предназначенное для перемещения запирающего элемента, а также для создания в случае необходимости усилия для обеспечения требуемой герметичности в затворе.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 7.14]

3.36 уплотнение: Совокупность сопрягаемых элементов арматуры, обеспечивающих необходимую герметичность подвижных или неподвижных соединений деталей (узлов) арматуры.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 7.19]

3.37 ручной дублер: Устройство, предназначенное для ручного управления арматурой с приводом, в случаях когда последний не используется по каким-либо причинам.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 7.17]

3.38 шпиндель: Кинематический элемент арматуры, осуществляющий передачу крутящего момента от привода или исполнительного механизма к запирающему или регулируемому элементу арматуры.

[ГОСТ Р 52720-2007, п. 7.23]

3.39 специализированная организация: Организация, допущенная в установленном порядке к выполнению подрядных работ на объектах магистральных газопроводов ОАО «Газпром».

3.40 эксплуатирующая организация: Юридическое лицо, осуществляющее эксплуатацию объектов ОАО «Газпром».

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие обозначения и сокращения:

DN (D_y) — диаметр номинальный, мм;

$P_{пр}$ — давление пробное, МПа;

$P_{раб}$ — давление рабочее, МПа;

PN (P_y) — давление номинальное, МПа;

ГПА — газоперекачивающий агрегат;

ЗИП — запасные части, инструменты и принадлежности;

КД — конструкторская документация;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

КС – компрессорная станция;

ЛЧ МГ – линейная часть магистрального газопровода;

МГ – магистральный газопровод;

НТД – нормативно-техническая документация;

ПНР – пусконаладочные работы;

ПОЭ – производственный отдел по эксплуатации;

РЭ – руководство по эксплуатации;

ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;

ТПА – трубопроводная арматура;

ТУ – технические условия.

5 Общие положения

5.1. Трубопроводная арматура является одним из видов оборудования ОАО «Газпром», на котором в соответствии с требованиями нормативной документации предусматривается выполнение ТОиР.

5.2 Система технического обслуживания и ремонта обеспечивает своевременное и качественное выполнение работ, направленных на поддержание исправного состояния, безопасной и надежной эксплуатации трубопроводной арматуры.

5.3 Система ТОиР трубопроводной арматуры включает, наряду с техническим обслуживанием и ремонтом, мероприятия по вводу в эксплуатацию (входной контроль, проверку комплектности, визуальный осмотр и т.д.), а также периодическую техническую диагностику оборудования.

5.4 ТОиР осуществляется по утвержденным планам-графикам, с учетом технического состояния арматуры. Обслуживание арматуры проводится в соответствии с РЭ и данным стандартом.

5.5 Виды работ по обслуживанию арматуры:

- плановый осмотр (ТО-1);
- сезонное обслуживание (ТО-2);
- текущий ремонт (ТР);
- техническое диагностирование (ТД);
- средний ремонт (СР);
- капитальный ремонт (КР);
- обслуживание при хранении (ТО при хранении);
- обслуживание при консервации объекта (ТО при консервации).

Система ТОиР не предусматривает внеплановые работы, связанные с аварийными ситуациями.

5.6 Информация о техническом состоянии арматуры вносится в базу данных информационной системы ССД «Инфотех» ОАО «Газпром» в соответствии с Регламентом [1].

5.7 Комплекс операций по обслуживанию арматуры определяется разделом 8 настоящего стандарта. Периодичность их проведения — в соответствии с приложением А.

6 Организационно-технические мероприятия

6.1 Техническое и методическое руководство эксплуатацией арматуры осуществляется производственными отделами по эксплуатации (ПОЭ) эксплуатирующих организаций по направлениям деятельности.

6.2 Начальники ПОЭ эксплуатирующей организации несут ответственность за организацию и выполнение работ по техническому обслуживанию, диагностированию и ремонту арматуры и осуществляют ведение эксплуатационной документации.

6.3 В эксплуатирующих организациях разрабатываются необходимые для выполнения ТОиР нормативные документы (руководства, инструкции и т.д.) с учетом специфики эксплуатации арматуры и в соответствии с настоящим стандартом.

6.4 Эксплуатирующие организации разрабатывают план по ТОиР трубопроводной арматуры, который согласовывается и утверждается в соответствии с установленным в ОАО «Газпром» порядком.

6.5 Для проведения работ по ТОиР, связанных с полной остановкой производственных объектов, изменением объемов производства, в эксплуатирующей организации разрабатывается сводный годовой план-график вывода объектов в ремонт, который согласовывается с заинтересованными структурными подразделениями ОАО «Газпром» в установленном порядке.

6.6 Формирование заявок и обоснование лимитов на выполнение работ по ТОиР и обеспечение материально-техническими ресурсами осуществляется в соответствии с установленным в ОАО «Газпром» порядком.

6.7 Стоимость работ по ТОиР арматуры определяется в соответствии с прейскурантами, утвержденными ОАО «Газпром». По работам, на которые отсутствуют прейскуранты, до их утверждения стоимость обосновывается на основании нормативных документов ОАО «Газпром».

6.8 ТОиР арматуры проводится в зависимости от выбранной филиалом эксплуатирующей организации формы обслуживания: эксплуатационными службами, выделенными структурными подразделениями или специализированными организациями, имеющими соответствующее разрешение на производство работ в соответствии с законодательными актами РФ и нормативными документами.

6.9 Специализированная организация, проводящая техническое обслуживание или диагностирование арматуры, должна пройти процедуру оценки готовности к выполнению работ в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-046 и должна быть включена в реестр организаций ОАО «Газпром», допущенных к выполнению работ.

6.10 Работы, выполняемые специализированными организациями, осуществляются по соответствующим договорам.

6.11 Работы по ТОиР арматуры проводятся с применением материалов и оборудования, включенных в реестр ОАО «Газпром».

6.12 По завершении работ по ТОиР составляется акт сдачи-приемки выполненных работ с указанием использованных материально-технических ресурсов.

7 Основные требования по вводу в эксплуатацию

7.1 Общие положения

7.1.1 На объектах добычи, переработки, транспортировки, подземного хранения и использования газа эксплуатируется трубопроводная арматура, разрешенная к применению в ОАО «Газпром».

7.1.2 Арматура эксплуатируется в строгом соответствии с ее назначением в части рабочих параметров, сред, условий эксплуатации и характеристик надежности.

7.1.3 Согласно требованиям СТО Газпром 2-4.1-212 арматура, установленная в технологических обвязках, обеспечивает:

- надежность функционирования и безопасность для персонала в рабочих условиях;
- заданную прочность корпуса при выполнении функций открытия и закрытия;
- достаточное усилие или крутящий момент и удержание запирающего или регулирующего элемента в требуемом положении;
- плотность материала корпусных деталей и сварных швов;
- отсутствие утечек во внешнюю среду;
- исключение недопустимых ударов при открытии и закрытии;
- обеспечение требуемых НТД показателей диэлектрических свойств защитного покрытия корпуса (нормального и усиленного типов) и блока управления приводом;
- требуемую герметичность затвора.

7.2 Предмонтажные работы и испытания

7.2.1 Предмонтажные работы проводятся на строительной площадке МГ перед врезкой арматуры в трубопровод.

7.2.2 При проведении предмонтажных работ необходимо:

- освободить арматуру от транспортной упаковки и снять заглушки с патрубков;
- расконсервировать и очистить корпусные детали от смазки и грязи;
- проверить затяжку резьбовых соединений корпуса, колонны-удлинителя и привода, болтовых и ниппельных соединений и при необходимости подтянуть их;
- проверить надежность крепления трубопроводов обвязки, расположенных вдоль корпуса и колонны удлинителя, съемных металлических кожухов для защиты от механических повреждений;
- проверить уровень демпферной технической жидкости в приводах и заправить, в случае если произошла ее утечка или это не сделано производителем арматуры;

Примечание — Гидросистемы пневмо- и электрогидравлических приводов арматуры производитель заправляет демпферной жидкостью с указанием марки заправленной демпферной жидкости на гидроцилиндре. При эксплуатации допускают применение аналогов демпферных жидкостей, разрешенных к применению в ОАО «Газпром». При замене демпферной жидкости гидросистему опорожняют полностью и промывают, попадание воды в системы пневмогидравлического управления в процессе эксплуатации не допускают. Марку заправленной демпферной жидкости заносят в журнал технического обслуживания и ремонта, технический паспорт и при изменении марки меняют надпись на гидроцилиндре привода.

- проверить работоспособность ручного дублера, наличие утечек демпферной жидкости и регулировку упоров на приводах по конечным положениям затвора (муфты крутящего момента или осевого усилия проверяют на значение крутящего момента или осевого усилия, указанного в эксплуатационной документации);

- дозаполнить смазкой систему уплотнения затвора и шпинделя смазкой;

Примечание — Для смазки, промывки, восстановления герметичности уплотнений в запорной арматуре применяют консистентные смазки, промывочные составы и герметизирующие пасты, разрешенные к применению в ОАО «Газпром».

- обеспечить защиту внутренних полостей арматуры от попадания шлака, окалины и других предметов.

7.2.3 Поставка арматуры производится узлами максимальной готовности. Арматура $DN \geq 700$ может поставляться отдельно, после врезки узла корпуса проводят монтаж привода, удлинителя и колонны согласно маркировке (порядковому номеру), нанесенной на этих узлах.

7.2.4 По результатам предмонтажной подготовки оформляется акт о проведенных работах и проверках.

7.2.5 Арматура, на которой невозможно проведение гидравлических испытаний в составе трубопровода, подвергается гидравлическим испытаниям на прочность и плотность материала корпусных деталей и сварных швов на специализированном участке. Испытания

проводятся по утвержденной методике испытаний. В случае появления при гидравлических испытаниях течи 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. По результатам испытаний оформляется акт, претензии по качеству предъявляются изготовителю арматуры.

7.2.6 После гидравлических испытаний производят удаление воды из корпуса арматуры.

7.2.7 Арматура с истекшим сроком хранения перед монтажом в газопровод подвергается ревизии, испытанию на работоспособность и герметичность затвора. Проверка проводится по утвержденной методике испытаний. По результатам работ оформляется акт.

7.3 Монтажные и пусконаладочные работы

7.3.1 Монтаж арматуры проводится в соответствии с РЭ и проектной документацией. Установочное положение должно соответствовать требованиям стандартов и ТУ.

7.3.2 Установленная в соответствии с проектом арматура не должна испытывать нагрузок от трубопровода (при изгибе, сжатии, растяжении, кручении, перекосах, вибрации, неравномерности затяжки крепежа и т.д.).

7.3.3 Строповка арматуры осуществляется за специально сделанные проушины, рым-болты, элементы конструкции или места крепления, указанные в эксплуатационной или конструкторской документации.

7.3.4 При приварке арматуры к трубопроводам принимаются меры, исключаяющие попадание во внутренние полости корпуса сварного грата и окалины, а также обеспечивается температура нагрева патрубков арматуры в соответствии с РЭ.

7.3.5 Арматура размещается в местах, доступных для удобного и безопасного обслуживания и ремонта. Штурвал или рукоятка ручного привода арматуры располагается на высоте не более 1,6 м.

7.3.6 В местах установки арматуры массой более 50 кг, требующей периодической разборки, предусматриваются переносные или стационарные средства механизации для монтажа и демонтажа.

7.3.7 Электроприводы, установленные на открытой площадке, должны быть защищены от прямого воздействия атмосферных осадков.

7.3.8 Электроприводы и узлы управления арматурой заземляются в соответствии с проектом. Эксплуатация заземляющих устройств осуществляется в соответствии с требованиями Правил [2].

7.3.9 Работы по наладке и пуску арматуры выполняются после завершения строительно-монтажных работ, испытаний технологических трубопроводов и передачи арматуры в ПНР с оформлением акта.

7.3.10 Пусконаладочные работы на арматуре проводятся в соответствии с действующей в ОАО «Газпром» нормативно-технической документацией, которая предусматривает выполнение работ, необходимых для проведения испытаний отдельных узлов, деталей и механизмов арматуры, с целью подготовки к комплексному опробованию.

7.3.11 До проведения комплексного обследования все неполадки и замечания устраняются организацией, выполняющей пусконаладочные работы, и оформляется акт рабочей комиссии о приемке арматуры после индивидуальных испытаний.

7.3.12 При вводе арматуры в эксплуатацию проводится ее комплексное опробование в течение 72 часов (при наличии давления технологического и импульсного газа), обеспечивающее совместную взаимосвязанную работу арматуры и оборудования в предусмотренном проектом технологическом процессе на холостом ходу, с последующим переводом оборудования на работу под нагрузкой и выводом на устойчивый проектный технологический режим эксплуатации.

7.3.13 Пусконаладочные работы завершаются составлением и утверждением акта рабочей комиссии о приемке арматуры в эксплуатацию.

7.4 Входной контроль

7.4.1 Входной контроль проводится после проведения монтажных или пусконаладочных работ на арматуре. Входной контроль арматуры осуществляется с привлечением обученных и аттестованных специалистов.

7.4.2 При проведении входного контроля необходимо:

- проверить комплектность в соответствии с 7.5;
- провести визуальный осмотр в соответствии с 7.6.

7.4.3 Передача арматуры от одной организации другой осуществляется при наличии актов приема-передачи и актов проведения входного контроля или дефектной ведомости о ненадлежащем качестве, некомплектности, нарушении правил маркировки и т.д.

7.4.4 Арматура, не прошедшая входной контроль, в эксплуатацию не допускается.

7.5 Проверка комплектности

7.5.1 В комплект поставки должны входить:

- арматура с приводом в соответствии со спецификацией;
- комплект быстро изнашиваемых 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;

- эксплуатационная и сопроводительная документация (паспорт; схемы управления приводами; документация на систему контроля и позиционирования, автомат аварийного закрытия крана; руководство по монтажу, наладке, эксплуатации и технологическому обслуживанию; разрешение Федеральной службы по технологическому, экологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) на применение; сертификат соответствия системы сертификации ГОСТ Р 52760-2007; упаковочный лист).

Вся документация на русском языке.

7.5.2 В паспорте арматуры должно быть указано:

- полное наименование арматуры;
- код по общероссийскому классификатору продукции;
- документ, по которому выпускается трубопроводная арматура;
- технические характеристики (DN; PN; основные геометрические и присоединительные размеры арматуры; 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 приемосдаточных 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; показатели надежности; срок хранения);
- марки материалов основных деталей и крепежа;
- сведения о наплавочных материалах, химическом составе и механической прочности материалов, примененных при изготовлении корпусных деталей, оси и узла затвора;
- сведения о сварных соединениях (швах) и методах контроля;
- сведения, подтверждающие проведение неразрушающего контроля детали сборочного узла или зоны, обозначенной в КД на изделие (акты по результатам контроля);
- свидетельства о приемке;
- свидетельство о консервации;
- гарантии организации-изготовителя;
- вид исполнения, дата выпуска и серийный номер.

7.5.3 В руководстве по монтажу, наладке, эксплуатации и технологическому обслуживанию арматуры указывают:

- основные показатели назначения;
- пояснение информации, включенной в маркировку арматуры;
- перечень материалов основных деталей арматуры;

- 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;

- 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;

- объем входного контроля перед монтажом арматуры;

- объем наладочных работ (при необходимости);

- методику проведения контрольных испытаний (проверок) арматуры и ее основных узлов, порядок технического обслуживания, ремонта и диагностирования;

- перечень возможных отказов и критерии предельных состояний элементов арматуры, а также перечень деталей и комплектующих изделий, требующих периодической замены в течение срока службы арматуры;

- порядок и правила транспортировки, хранения и утилизации арматуры;

- меры безопасности при эксплуатации, невыполнение которых может привести к опасным последствиям для жизни, здоровья человека и окружающей среды.

7.6 Визуальный осмотр

7.6.1 При проведении визуального осмотра необходимо проверить:

- маркировку в соответствии с 7.5.2—7.5.6;

- состояние лакокрасочного покрытия корпуса, основных узлов и деталей;

- отсутствие протечек в соединениях;

- отсутствие на корпусе и торцах вмятин, задиров, механических повреждений, коррозии;

- состояние сварных швов.

7.6.2 Арматура DN 50 и более должна иметь следующую маркировку:

- наименование или товарный знак организации-изготовителя (на корпусе и табличке);

- логотип сертификационного органа, выдавшего сертификат соответствия (на табличке);

- марку или условное обозначение материала корпуса (на корпусе);

- марку 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);
- стрелку, указывающую 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 «открыто», «закрыто»;
- массу, кг (на корпусе);
- клеймо отдела технического контроля (на корпусе);
- фактическое значение эквивалента углерода $[C]_9$ 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.

На кранах надземного исполнения табличка с маркировкой крепится на лицевую сторону фланца или на корпус крана, на кранах подземного исполнения табличку с маркировкой дублировать на верхней части колонны.

7.6.3 На боковой части привода (со стороны насоса) должна быть прикреплена табличка из нержавеющей стали, на которой должны быть нанесены следующие сведения о приводе:

- 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.

7.6.4 Способ нанесения маркировки:

- для литой арматуры — литьем, ударным способом;
- для штамповарной и кованосварной арматуры — ударным способом;
- для транспортной тары — краской.

7.6.5 Арматура номинальным диаметром менее DN 50 должна иметь маркировку, когда это определено стандартом (ТУ, КД) на конкретное изделие.

7.6.6 Организация-изготовитель арматуры может вводить дополнительную маркировку по ГОСТ Р 52760 и другие знаки, если это не противоречит стандартам, ТУ и КД на конкретное изделие.

8 Комплекс операций по обслуживанию

8.1 Периодический осмотр ТО-1

8.1.1 При проведении периодического осмотра проверяется:

- наличие заводской маркировки, надписи технологического номера и указателя положения затвора;
- комплектность и целостность основных узлов и деталей;
- герметичность резьбовых, сварных и фланцевых соединений основных узлов и деталей: корпуса, колонны-удлинителя шпинделя, привода, редуктора, демпфирующего устройства (амортизатора), трубок и фитингов подвода смазки в уплотнения седел и шпинделя, трубной обвязки гидросистемы, трубок импульсного газа, блока управления, гидроцилиндров и гидробаллонов, ручного насоса, расширительного бака, автомата аварийного закрытия;
- оборудование КИПиА: состояние и дата поверки манометров, надежность крепления и целостность кабельных вводов, отсутствие обрывов заземления блока управления, целостность клеммных коробок и взрывонепроницаемых оболочек, наличие маркировок по взрывозащите;
- целостность и правильность положений рукояток распределителей ручных насосов, вентилей отборов газа, переключателей режима работ и дросселей-регуляторов расхода демпферной жидкости;
- работоспособность арматуры (осуществляется маневрированием ручным насосом или штурвалом на $5-10^\circ$).

8.1.2 Результаты проведения периодического осмотра заносятся в журнал ремонтных работ и паспорт на арматуру.

8.2 Сезонное обслуживание ТО-2

8.2.1 Сезонное обслуживание ТО-2 проводится при подготовке арматуры к осенне-зимнему и летнему периодам эксплуатации.

8.2.2 Работы по ТО-2 проводятся также перед проведением на объектах добычи, переработки, транспортировки, подземного хранения и использования газа ремонтных работ, связанных с отключением участка магистрального газопровода.

8.2.3 При проведении сезонного обслуживания проводятся работы по ТО-1, а также проверяется:

а) для шаровых и конусных кранов:

1) уровень демпферной жидкости (со сливом отстоя) в баллонах пневмогидравлического привода, наличие смазки в подшипниках, трущихся поверхностях винторычажных деталей и кулисного механизма привода;

- 2) герметичность уплотнений поршней и штоков силовых цилиндров пневмогидравлического привода;
 - 3) правильность установки затвора в крайнем положении;
 - 4) работоспособность и регулировку дросселей-регуляторов расхода демпферной жидкости для перестановки затвора;
 - 5) работоспособность и герметичность реверсивных, перепускных и обратных клапанов систем управления приводом;
 - 6) работоспособность ручного насоса-дублера и переключателей режима работ;
 - 7) наличие воздуха в гидросистеме привода;
 - 8) наличие влаги и конденсата в зашаровой полости (через дренажную линию);
 - 9) срабатывание и настройка конечных выключателей;
 - 10) наличие смазки в системе уплотнения затвора и шпинделя в закрытом положении;
 - 11) работоспособность крана проведением полного цикла перестановки затвора арматуры дистанционным управлением;
 - 12) работоспособность системы управления (линейной телемеханики) и системы резервирования импульсного газа;
- б) для задвижек:**
- 1) наличие смазки в трущихся поверхностях;
 - 2) срабатывание путевых выключателей и настройка муфты ограничения крутящего момента;
 - 3) защита электродвигателя от перегрузок и перекоса фаз;
 - 4) наличие влаги в подшиберном пространстве задвижек и колонне-удлинителе шпинделя;
 - 5) работоспособность задвижки дистанционным управлением, осуществляемая перестановкой затвора дистанционно от системы телемеханики в «открытое — закрытое» положение, с проверкой прямолинейности выдвижной части и отсутствия повреждений резьбы шпинделя;
- в) для регулирующей арматуры:**
- 1) уровень демпферной жидкости в маслобаке блока регулирования, наличие смазки в трущихся поверхностях кулисного механизма привода;
 - 2) давление газа в поршневом аккумуляторе;
 - 3) наличие смазки в подшипниках электродвигателя масляного насоса блока электрогидравлического управления;
 - 4) электрические параметры электродвигателя масляного насоса;

- 5) работоспособность нагревательной ленты;
- 6) работоспособность ручного насоса-дублера;
- г) для предохранительной и обратной арматуры:**

1) уровень демпферной жидкости и работоспособность регулировочного вентиля перепускной линии демпфирующих устройств (амортизаторов) обратных затворов;

2) работоспособность предохранительного клапана, осуществляемая открытием устройства проверки исправности действия клапана (возможность принудительного открытия обеспечивается при давлении, равном 80 % давления настройки).

8.2.4 Результаты проведения сезонного обслуживания заносятся в журнал ремонтных работ и паспорт на арматуру.

8.3 Текущий ремонт

8.3.1 Текущий ремонт проводится по результатам ТО-1, ТО-2.

8.3.2 При проведении текущего ремонта проводится:

а) для шаровых и конусных кранов:

1) зачистка, грунтовка и окраска лакокрасочных поверхностей корпуса, колонны-удлинителя и привода, которые подверглись коррозии;

2) подтяжка всех резьбовых соединений корпуса, колонны-удлинителя, привода и навесного оборудования;

3) чистка фильтров-осушителей и замена адсорбента с последующей его регенерацией;

4) ревизия гидросистемы привода путем удаления воздуха из гидроцилиндров, влаги и шлама из трубок и баллонов;

5) замена демпферной жидкости гидросистемы привода;

6) ревизия системы уплотнения седел затвора и шпинделя: трубок, фитингов и мультипликаторов смазки;

7) набивка очистительной и герметизирующей смазки в седла затвора, шпиндель;

8) ревизия ручного насоса-дублера и переключателей режима работ;

9) ревизия винторычажных деталей редуктора, поворотного-шатунного, реечного или кулисного механизма привода;

10) ревизия системы подачи импульсного газа с настройкой сбросных и перепускных клапанов;

11) ревизия оборудования КИПиА, измерение сопротивления изоляции и заземления;

б) для задвижек:

1) зачистка, грунтовка и окраска лакокрасочных поверхностей корпуса, колонны-удлинителя и привода, которые подверглись коррозии;

- 2) подтяжка всех резьбовых соединений корпуса и колонны-удлинителя;
 - 3) ревизия, набивка сальникового уплотнения и нажимной втулки;
 - 4) прогонка шпинделя по гайке на всю рабочую длину;
 - 5) нанесение защитной смазки на шпиндель;
 - 6) подтяжка контактных соединений электропривода и восстановление изоляции выходных концов проводов;
 - 7) ревизия уплотнителей взрывозащиты подшипников электродвигателя;
 - 8) проверка правильности посадки крыльчатки вентилятора электродвигателя;
 - 9) ревизия подшипникового узла штока после его фиксации;
 - 10) регулировка конечных выключателей и муфты ограничения крутящего момента на отключение по допустимым значениям;
 - 11) ревизия оборудования КИПиА, измерение сопротивления изоляции и заземления;
- в) для регулирующей арматуры:**
- 1) зачистка, грунтовка и окраска лакокрасочных поверхностей корпуса, колонны-удлинителя и привода, которые подверглись коррозии;
 - 2) подтяжка всех резьбовых соединений корпуса, колонны-удлинителя, привода и навесного оборудования;
 - 3) чистка фильтров-осушителей и замена адсорбента с последующей его регенерацией, сброс влаги и твердых частиц из конденсационного сепаратора;
 - 4) ревизия гидросистемы привода путем удаления воздуха из гидроцилиндров, влаги и шлама из трубок и баллонов;
 - 5) регулировка каналов измерений давления газа P1 (вход газа на регулятор, при наличии), P2 (выход газа из регулятора);
 - 6) ревизия ручного насоса-дублера;
 - 7) настройка программного обеспечения блока управления крана-регулятора, ревизия исполнительного механизма и регулирующего устройства крана-регулятора;
 - 8) подзарядка аккумулятора в электронном блоке управления;
 - 9) настройка концевых выключателей;
 - 10) ревизия оборудования КИПиА, измерение сопротивления изоляции и заземления;
- г) для предохранительной и обратной арматуры:**
- 1) зачистка, грунтовка и окраска лакокрасочных поверхностей корпуса, которые подверглись коррозии;
 - 2) ревизия демпфирующего устройства (амортизатора), замена демпферной жидкости и регулирование вентиля перепускной линии обратного затвора;

3) ревизия и ремонт обратного затвора с разборкой, в ходе которой проверяются состояние уплотнительных колец и прокладок, внутренней поверхности, целостность крепежа и установки шплинтов в соединениях, требуемые зазоры и плавность перемещения затвора;

4) настройка пружины предохранительного клапана в пределах плюс 7 % от давления настройки (рабочего давления).

8.3.3 Результаты проведения текущего ремонта заносятся в журнал ремонтных работ и паспорт на арматуру.

8.4 Техническое диагностирование

8.4.1 Техническое диагностирование проводится периодически, каждые 10 лет эксплуатации, а также в случаях если:

- в результате проведения технического обслуживания выявлено неудовлетворительное состояние отдельных узлов и деталей (негерметичность, заклинивание или длительное время перестановки затвора, стуки, прогрессирующий коррозионный износ, трещинообразование и т.д.), которое может привести к критическим отказам, или имели место неоднократно повторяющиеся отказы;

- эксплуатация осуществлялась при воздействии факторов, превышающих расчетные параметры (температура, давление и внешние силовые нагрузки), или подвергалась аварийным воздействиям (пожар, замерзание воды в корпусе, сейсмическое воздействие и др.);

- выработан срок службы (ресурс), установленный конструкторской и нормативно-технической документацией или срок эксплуатации превышает 30 лет (в случае если в технической документации отсутствуют сведения о назначенных показателях);

- проводится реконструкция, модернизация или капитальный ремонт магистрального трубопровода.

8.4.2 Техническое диагностирование проводится по методикам, утвержденным в установленном порядке. Оценку ресурса арматуры выполняют, как правило, в рамках проведения экспертизы промышленной безопасности, проводимой в соответствии с РД 03-484-02 [3], ПБ 03-246-98 [4] и СТО Газпром 2-3.5-045.

8.4.3 К основным видам работ при проведении технического диагностирования арматуры относятся:

- анализ, обработка и экспертиза комплекта нормативно-технической документации (паспорта, РЭ, планы-графики, журналы учета ТОиР, акты и др.);
- визуальный и инструментально-измерительный контроль основных узлов и деталей;
- контроль работоспособности (функционирования) привода;
- контроль герметичности затвора;

- контроль состояния металла и сварных соединений корпуса неразрушающими методами (при продлении ресурса);

- оценка технического состояния (с выдачей заключения о возможности продления срока безопасной эксплуатации или установлении нового назначенного срока (ресурса) эксплуатации, замены, ремонта, демонтажа отдельных узлов и т.д.).

8.4.4 Результаты проведения технического диагностирования заносятся в журнал ремонтных работ и паспорт на арматуру.

8.5 Средний и капитальный ремонты

8.5.1 Средний и капитальный ремонт арматуры проводится по результатам технического диагностирования.

8.5.2 Средний ремонт производится без демонтажа с трубопровода. При проведении среднего ремонта арматуры могут быть проведены следующие виды работ:

- модернизация пневмогидравлической системы управления приводом;
- ремонт гидроцилиндров, замена уплотнений поршней;
- замена уплотнения шпинделя, сальника с набивкой герметизирующей смазки;
- ремонт или замена ручного насоса-дублера, вентилей отборов газа, трубок импульсного газа, переключателей режима работ и дросселей-регуляторов расхода демпферной жидкости;
- ремонт или замена трубок, фитингов и мультипликаторов смазки системы уплотнения затвора;
- ремонт или замена винторычажных деталей редуктора, поворотно-шатунного, реечного или кулисного механизма привода;
- замена уплотнения фланцевого соединения корпуса или колонны-удлинителя;
- ремонт или замена подшипника бугельного узла;
- замена электропривода;
- ремонт демпфирующего устройства (амортизатора);
- ремонт или замена оборудования КИПиА;
- другие ремонты.

8.5.3 Капитальный ремонт производится с демонтажем ТПА в условиях специализированной организации.

8.5.4 При капитальном ремонте производят полную разборку и дефектацию всех деталей и узлов, их восстановление или замену пришедших в негодность в результате коррозии, чрезмерного механического износа. Капитальный ремонт арматуры должен обеспечить безопасность ее дальнейшей эксплуатации.

8.5.5 Объем капитального ремонта определяется на основании дефектной ведомости и включает следующие операции:

- восстановление герметичности затвора;
- ремонт корпусных деталей;
- ремонт привода;
- замену дефектных изношенных деталей.

8.5.6 После капитального ремонта арматура, в условиях специализированной организации, подвергается приемосдаточным испытаниям.

8.5.7 При капитальном ремонте соблюдаются требования, предъявляемые к изготовлению арматуры, в части применяемых материалов и конструктивных особенностей. Специализированная организация обязана выполнить весь комплекс мер, обеспечивающих определенный организацией-изготовителем уровень безопасности изделия, оговоренный в нормативно-технической документации. При ремонте обеспечивается возможность контроля выполнения всех технологических операций, от которых зависит безопасность.

8.5.8 Отклонения от проекта при капитальном ремонте арматуры согласуются с организацией-изготовителем. Уровень безопасности такой арматуры не должен быть снижен.

8.5.9 В случае повреждения в процессе ремонта маркировки специализированная организация обязана восстановить ее на корпусе.

8.5.10 Ремонт арматуры осуществляется обученным персоналом необходимой квалификации, изучившим руководство по эксплуатации (ремонтную документацию) с соблюдением требований охраны труда и техники безопасности.

8.5.11 По результатам проведенного капитального ремонта в паспорт арматуры вносятся следующие сведения:

- наименование специализированной ремонтной организации (подразделения);
- объем (состав) ремонта;
- материал введенных в состав арматуры элементов;
- материал наплавки при пайке;
- марка электродов при сварке;
- значения показателей надежности — при их изменении;
- проведенные испытания и их результаты;
- значения назначенных показателей, в случае их продления.

8.6 Обслуживание при хранении

8.6.1 Объемы, условия хранения, порядок использования и обновления ТПА аварийного запаса определяют в соответствии с нормативной документацией. Срок хранения арматуры не должен превышать 5 лет.

8.6.2 При обслуживании арматуры аварийного запаса, находящейся на хранении, проверяют:

- наличие эксплуатационной и сопроводительной документации;
- комплектность по паспорту;
- целостность и плотность крепления заглушек, обеспечивающих защиту стыковых кромок под сварку;
- маркировку;
- отсутствие на корпусе и торцах вмятин, задигов, механических повреждений, коррозии;
- отсутствие расслоений любого размера на торцах патрубков;
- состояние лакокрасочного покрытия корпуса, основных узлов и деталей;
- наличие и уровень демпферной жидкости в гидросистеме привода;
- наличие консервационной смазки на внутренних поверхностях затвора, патрубков и на всех неокрашенных поверхностях шпинделя и привода;
- состояние сварных швов.

8.6.3 Результаты проведения обслуживания заносятся в паспорт на арматуру.

8.7 Обслуживание при консервации объекта

8.7.1 При обслуживании арматуры объекта, находящегося в консервации, проверяют:

- комплектность и целостность основных узлов и деталей;
- герметичность резьбовых, сварных и фланцевых соединений основных узлов и деталей;
- состояние лакокрасочного покрытия корпуса, основных узлов и деталей;
- наличие и уровень демпферной жидкости в гидросистеме привода;
- целостность и правильность положений рукояток распределителей ручных насосов, вентилей отборов газа, переключателей режима работ и дросселей-регуляторов расхода демпферной жидкости.

8.7.2 Результаты проведения обслуживания заносятся в паспорт на арматуру.

9 Требования к техническому контролю после проведения капитального ремонта

9.1 Технический контроль арматуры после проведения капитального ремонта проводится специализированной организацией.

9.2 Технический контроль осуществляется в соответствии с ТУ, разработанными в специализированной организации и согласованными с эксплуатирующей организацией.

9.3 При техническом контроле применяются такие виды и объемы контроля арматуры, которые обеспечили бы ее безопасность, выявление недопустимых дефектов, ее высокое

качество и надежность в эксплуатации. Если после или в процессе капитального ремонта арматуры требуется проведение комплекса испытаний, то они проводятся в полном объеме с выполнением всех требований организации-изготовителя.

10 Требования безопасности при эксплуатации

10.1 Требования, обеспечивающие безопасность при эксплуатации арматуры:

- установка, монтаж, наладка и эксплуатация должны выполняться в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации;
- при эксплуатации арматуры должны проводиться ее техническое обслуживание, диагностирование и ремонт в соответствии с разделом 8;
- к входному контролю, эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту, техническому диагностированию арматуры допускается квалифицированный персонал, изучивший устройство арматуры и эксплуатационную документацию, выполняющий требования ГОСТ 12.2.063, ПБ 03-576-03 [5], ВРД 39-1.10-006-2002 [6] и ПБ 08-624-03 [7], прошедший проверку знаний и допущенный к проведению работ в установленном порядке;
- при эксплуатации эксплуатирующая организация должна принимать организационные и технические меры по предупреждению возможности нанесения ущерба здоровью людей или окружающей среде и проведению необходимых действий при возникновении опасных ситуаций;
- при эксплуатации должен вестись учет наработки, обеспечивающий контроль достижения назначенных показателей и показателей надежности по долговечности;
- эксплуатация арматуры должна быть прекращена при наступлении предельного состояния.

10.2 При эксплуатации арматуры особое внимание обращают:

- на выполнение функции закрытия и открытия;
- герметичность;
- скорость сброса давления;
- температуру поверхности корпусных деталей и рабочей среды.

10.3 Для обеспечения безопасной работы запрещается:

- эксплуатировать арматуру при отсутствии эксплуатационной документации (паспорт, РЭ);
- использовать арматуру для работы в условиях, превышающих указанные в РЭ;
- производить работы по устранению дефектов, подтяжку уплотнения, резьбовых соединений трубной обвязки и фитингов, находящихся под давлением;

- соединять сброс газа из предохранительной арматуры разных потребителей на одну свечу и монтаж запорной арматуры после предохранительной с разным давлением;
- использовать арматуру в качестве опор для оборудования и трубопроводов;
- применять для управления арматурой рычаги, удлиняющие плечо рукоятки или маховика, не предусмотренные инструкцией по эксплуатации;
- применять удлинители к ключам для крепежных деталей;
- вскрывать крышку корпуса конечных выключателей без снятия напряжения с питающей электрической линии;
- эксплуатировать опломбированную арматуру при поврежденных гарантийных пломбах;
- производить перестановку приводов от энергии давления сжатого кислорода;
- стравливать импульсный газ или переставлять арматуру во время грозы;
- дросселирование газа при частично открытом затворе запорной арматуры;

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

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

10.6 При разборке и сборке деталей арматуры необходимо предохранять уплотнительные поверхности от повреждения.

10.7 Проверка технического состояния узлов системы управления производится после отключения линий отбора импульсного газа и стравливания газа из системы управления. При проведении сброса давления газа из системы управления арматуры или корпуса, а также дренировании влаги и конденсата персонал находится в безопасной зоне: в стороне, противоположной направлению струи газа или жидкости.

10.8 Работы выполняются исправным стандартным инструментом (в искробезопасном исполнении), указанным в инструкции для соответствующего типа арматуры.

10.9 При проведении работ по дозаправке гидросистемы арматуры необходимо удалять демпферную жидкость с поверхности привода и корпуса.

10.10 При замерзании затвора арматуры, узла управления, импульсных трубок обогрева производится подогревом воздухом, паром или электротенами (во взрывобезопасном исполнении). Запрещается применение для этих целей устройств с открытым пламенем или взрывоопасных газов.

10.11 Перестановку затворов арматуры на ЛЧ МГ и узлах подключения КС (обводного, входного и выходного газопроводов), за исключением аварийных случаев, осуществляют с разрешения производственно-диспетчерской службы (ПДС) эксплуатирующей организации.

10.12 Арматуру DN 500 и более следует открывать при перепаде давления газа на затворе не более 0,2 МПа.

10.13 Открытие свечной и байпасной арматуры при стравливании и перепуске газа производится без пауз во избежание вибрации трубной обвязки до полного поворота затвора в положение «открыто». При стравливании газа через свечной кран следует убедиться в надежности крепления свечи трубопровода.

10.14 При выполнении работ на арматуре с электроприводом необходимо соблюдать правила безопасности, указанные в эксплуатационной документации на электропривод. Электроприводы должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении.

10.15 Демонтированную арматуру после дефектовки направляют специализированным организациям, либо она подлежит списанию. Детали, вышедшие из строя и отработавшие свой ресурс, передаются на специализированные предприятия по переработке материалов.

Приложение А
(обязательное)

Периодичность проведения комплекса операций по обслуживанию арматуры

Таблица А.1 — Периодичность проведения комплекса операций по обслуживанию арматуры

Наименование ТПА	ТО-1	ТО-2	ТР	ТД	СР и КР	ТО при хранении и консервации
Запорная арматура DN 50–200: - шаровые и конусные краны; - задвижки	1 раз в 3 мес.	1 раз в 6 мес.	По результатам ТО-1, ТО-2	В соответствии с 8.4.1	По результатам ТД	1 раз в 12 мес.
Запорная арматура DN 300–1400: - шаровые и конусные краны; - задвижки	1 раз в 1 мес.	1 раз в 6 мес.	По результатам ТО-1, ТО-2	В соответствии с 8.4.1	По результатам ТД	1 раз в 12 мес.
Регулирующая арматура DN 50–1400: - регулирующие шаровые краны; - регулирующие клапаны	1 раз в 1 мес.	1 раз в 6 мес.	По результатам ТО-1, ТО-2	В соответствии с 8.4.1	По результатам ТД	1 раз в 12 мес.
Предохранительная арматура DN 50–1400: - обратные клапаны; - предохранительные клапаны; - обратные затворы	1 раз в 3 мес.	1 раз в 12 мес.	По результатам ТО-1, ТО-2	В соответствии с 8.4.1	По результатам ТД	1 раз в 12 мес.

Библиография

- | | |
|--|---|
| [1] Регламент сбора, передачи, обработки и хранения данных о технологических объектах добычи, транспорта и подземного хранения газа ЕСГ (ССД «Инфотех») (утвержден распоряжением ОАО «Газпром» от 15.11.2004 г. № 327) | |
| [2] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (утверждены приказом Минэнерго России от 13.01.2003 г. № 6) | |
| [3] Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 03-484-02 | Положение о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах |
| [4] Правила безопасности
Госгортехнадзора России
ПБ 03-246-98 | Правила проведения экспертизы промышленной безопасности |
| [5] Правила безопасности
Госгортехнадзора России
ПБ 03-576-03 | Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением |
| [6] Ведомственный руководящий документ ОАО «Газпром»
ВРД 39-1.10-006-2002 | Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов |
| [7] Правила безопасности
Госгортехнадзора России
ПБ 08-624-03 | Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности |

ОКС 75.200

Ключевые слова: техническое обслуживание, ремонт, диагностирование, эксплуатация, трубопроводная арматура

Корректурa *И.А. Шишковой*

Компьютерная верстка *А.И. Шалобановой*

Подписано в печать 15.02.2010 г.

Формат 60х84/8. Гарнитура «Ньютон». Тираж 250 экз.

Уч.-изд. л. 3,6. Заказ 208.

ООО «Газпром экспо» 117630, Москва, ул. Обручева, д. 27, корп. 2.

Тел.: (495) 719-64-75, (499) 580-47-42.

Отпечатано в ООО «Полиграфия Дизайн»