



Каспийский Трубопроводный Консорциум



СОГЛАСОВАНО/AGREED

В.А. Шмаков/V. Shmakov  
Генеральный менеджер  
по эксплуатации/  
General Operation Manager

«03» 07 2017

А.Б. Муравьев/A. Muraviev  
Главный механик / Head Mechanic

«03» 07 2017 года

УТВЕРЖДАЮ/APPROVED

Д. Фэйи/D. Fahy  
Департамент по эксплуатации/  
Operations Department

«04» 07 2017

**АРМАТУРА РЕГУЛИРУЮЩАЯ  
С НОМИНАЛЬНЫМ ДИАМЕТРОМ DN ОТ 50 ДО 800 И  
НОМИНАЛЬНЫМ ДАВЛЕНИЕМ PN ОТ 1,6 ДО 10,0 МПА  
И ИХ ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЕ МЕХАНИЗМЫ**

**Общие технические требования**

ОТТ 05.07.2017

Версия 1.0

Дата введения 10.07.2017

Разработан  
ООО «НИИ Транснефть»

Распоряжение № О.И.О-ОПР-0369-2017 от 06.07.2017  
№ О.И.О-ОПР-0254-2017 от 06.07.2017

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

## Содержание

1 Область применения .....	1
2 Нормативные ссылки .....	1
3 Термины и определения .....	3
4 Обозначения и сокращения .....	6
5 Общие требования.....	7
6 Основные параметры и характеристики (свойства) .....	8
6.1 Требования назначения .....	8
6.2 Конструктивные требования .....	11
6.3 Требования надежности .....	16
6.4 Требования стойкости к внешним воздействиям и живучести.....	17
6.5 Требования эргономики .....	18
6.6 Требования к изготовлению .....	18
6.7 Требования к соединению с трубопроводом .....	21
7 Требования безопасности .....	25
7.1 Требования безопасности при эксплуатации .....	25
7.2 Требования безопасности при транспортировании и хранении .....	26
8 Требования охраны окружающей среды .....	26
9 Требования к сырью, материалам, покупным изделиям .....	26
9.1 Требования к материалам .....	26
9.2 Требования к наружному защитному покрытию .....	29
9.3 Требования к электроприводу .....	30
10 Комплектность.....	30
11 Маркировка.....	31
12 Упаковка.....	32
13 Правила приемки.....	33
13.1 Общие требования .....	33
13.2 Виды испытаний .....	35
13.3 Требования к испытательному оборудованию .....	39
13.4 Условия и порядок окончательного забракования .....	39
14 Методы контроля .....	40
14.1 Контроль при изготовлении.....	40
14.2 Пробные вещества .....	48
14.3 Проверка сопроводительной документации .....	48
14.4 Визуальный контроль.....	50

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

14.5 Испытания на прочность и плотность корпусных деталей, герметичность по разъемным соединениям относительно внешней среды.....	50
14.6 Испытания на работоспособность.....	51
14.7 Испытания на герметичность затвора .....	52
14.8 Испытания на герметичность уплотнения шпинделя (вала) .....	52
14.9 Проверка качества наружного антикоррозионного покрытия .....	52
15 Транспортирование и хранение .....	54
16 Указания по эксплуатации .....	55
17 Гарантии изготовителя .....	56
Приложение А (рекомендуемое) Форма опросного листа .....	57
Приложение Б (обязательное) Форма паспорта .....	64
Приложение В (обязательное) Форма акта приемо-сдаточных испытаний .....	79
Библиография .....	82

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

## Введение

Настоящий документ разработан на основе положений действующих стандартов, сводов правил, строительных норм и правил, правил безопасности, определяющих требования к трубопроводной арматуре на объектах магистральных трубопроводов, правила ее приемки и методы контроля, включая СП 86.13330.2014 Свод правил «СНиП III-40-80\* «Магистральные трубопроводы», ГОСТ 12.2.063-2015 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности».

При разработке настоящего документа учтен опыт проектирования, изготовления и эксплуатации арматуры регулирующей на объектах магистральных трубопроводов.

## 1 Область применения

1.1 Настоящий документ устанавливает требования к регулирующей арматуре, предназначенной для строительства новых, реконструкции и капитального ремонта существующих объектов магистральных трубопроводов.

1.2 Настоящий документ распространяется на регулирующую арматуру номинальным диаметром от  $DN$  50 до  $DN$  800 на номинальное давление  $PN$  от 1,6 до 10,0 МПа.

1.3 Настоящий документ предназначен для всеми организациями, осуществляющими конструирование, изготовление, монтаж, наладку, ремонт, техническое диагностирование, эксплуатацию, проектирование узлов регулирования давления и разработку заказных спецификаций на поставку регулирующей арматуры.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем документе использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 9.014-78 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования

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

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

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

ГОСТ 1778-70 Сталь. Металлографические методы определения неметаллических включений

ГОСТ 2405-88 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры. Общие технические условия

ГОСТ 2999-75 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Виккерсу

ГОСТ 4666-2015 Арматура трубопроводная. Требования к маркировке

ГОСТ 5639-82 Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна

ГОСТ 5640-68 Сталь. Металлографический метод оценки микроструктуры листов и ленты

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод

ГОСТ 8233-56 Сталь. Эталоны микроструктуры

ГОСТ 8479-70 Поковки из конструкционной углеродистой и легированной стали. Общие технические условия

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 10354-82 Пленка полиэтиленовая. Технические условия

ГОСТ 12971-67 Таблички прямоугольные для машин и приборов. Размеры

ГОСТ 14192-96 Маркировка грузов

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 18442-80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования

ГОСТ 18829-73 Кольца резиновые уплотнительные круглого сечения для гидравлических и пневматических устройств. Технические условия

ГОСТ 21120-75 Прутки и заготовки круглого и прямоугольного сечения. Методы ультразвуковой дефектоскопии

ГОСТ 21752-76 Система «Человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования

ГОСТ 22727-88 Прокат листовой. Методы ультразвукового контроля

ГОСТ 24297-2013 Верификация закупленной продукции. Организация проведения и методы контроля

ГОСТ 24507-80 Контроль неразрушающий. Поковки из черных и цветных металлов. Методы ультразвуковой дефектоскопии

ГОСТ 24856-2014 Арматура трубопроводная. Термины и определения

ГОСТ 25573-82 Стропы грузовые канатные для строительства. Технические условия

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

ГОСТ 30631-99 Общие требования к машинам, приборам и другим техническим изделиям в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам при эксплуатации

ГОСТ 30852.5-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения

ГОСТ 30852.9-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон

ГОСТ 30852.11-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам

ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования

ГОСТ Р 8.568-97 Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения

ГОСТ Р 54786-2011 Крепежные изделия для разъемных соединений атомных энергетических установок. Технические условия

ГОСТ Р 55508-2013 Арматура трубопроводная. Методика экспериментального определения гидравлических и кавитационных характеристик

ГОСТ Р 56512-2015 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Типовые технологические процессы

ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

ПБ 03-273-99 Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

ПБ 03-440-02 Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля  
Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издания шестое и седьмое  
РД 03-495-02 Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства  
РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю  
РД 03-613-03 Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов  
РД 03-614-03 Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов  
РД 03-615-03 Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов  
РД-10-33-93 Стропы грузовые общего назначения. Требования к устройству и безопасной эксплуатации  
ТР ТС 010/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»  
ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»  
СТ ЦКБА 025-2006 Арматура трубопроводная. Сварка и контроль качества сварных соединений. Технические требования  
СТ ЦКБА 040-2006 Арматура регулирующая. Методика выбора системы автоматического регулирования  
MSK-64. Шкала сейсмической интенсивности MSK-1964

Примечание – При пользовании настоящим нормативным документом целесообразно проверить действие ссылочных документов в соответствии с действующим «Перечнем законодательных актов и основных нормативных и распорядительных документов, действующих в сфере магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов». Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим нормативным документом следует руководствоваться заменяющим (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 документе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 безотказность:** Свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки (по ГОСТ 27.002).

**3.2 вероятность безотказной работы:** Вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ объекта не возникнет (по ГОСТ 27.002).

**3.3 давление номинальное:** 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) (по ГОСТ 24856).

**3.4 давление пробное:** Избыточное давление, при котором следует проводить гидравлическое испытание арматуры на прочность и плотность водой при температуре не менее 278 К (5 °С) и не более 343 К (70 °С), если в документации не указана другая температура (по ГОСТ 24856).

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

**3.5 диаметр номинальный:** Параметр, применяемый для трубопроводных систем в качестве характеристики присоединяемых частей арматуры (по ГОСТ 24856).

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

**3.6 диапазон регулирования:** Отношение условной пропускной способности регулирующей арматуры к ее минимальной пропускной способности, при которой сохраняется вид пропускной характеристики в допустимых пределах (по ГОСТ 24856).

**3.7 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 (по ГОСТ 24856).

**3.8 долговечность:** Свойство объекта сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта (по ГОСТ 27.002).

**3.9 запорная арматура:** Арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью (по ГОСТ 24856).

**3.10 запорно-регулирующая арматура:** Арматура, совмещающая функции запорной и регулирующей арматуры (по ГОСТ 24856).

**3.11 затвор:** Совокупность подвижных (золотник, диск, клин, шибер, плунжер и др.) и неподвижных (седло) элементов арматуры, образующих проходное сечение и соединение, препятствующее протеканию рабочей среды (по ГОСТ 24856).

**3.12 клапан:** Тип арматуры, у которой запирающий или регулирующий элемент перемещается параллельно оси потока рабочей среды (по ГОСТ 24856).

**3.13 коэффициент кавитации:** Безразмерный параметр, обуславливающий при заданной температуре рабочей среды перепад давления на регулирующей арматуре, при котором начинается отклонение расходной характеристики  $Q = f \cdot (\sqrt{\Delta P})$  от линейной зависимости (по ГОСТ 24856).

**Примечание** –  $Q$  – объемный расход среды;  $\Delta P$  – перепад давления на клапане.

**3.14 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 (по ГОСТ 24856).

**3.15 критерий отказа:** Признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации (по ГОСТ 27.002).

**3.16 линейная пропускная характеристика:** Пропускная характеристика регулирующей арматуры, при которой приращение относительной пропускной способности пропорционально относительному ходу и имеет математическое выражение  $\Phi = \Phi_0 + m h_i$ , где  $\Phi = K_{vi}/K_{vy}$ ;  $\Phi_0 = \Phi = K_{v0}/K_{vy}$  ( $m$  – коэффициент пропорциональности;  $h_i$  – относительный ход) (по ГОСТ 24856).

**3.17 назначенный ресурс:** Суммарная наработка, при достижении которой механо-технологическое оборудование подлежит замене или техническому освидетельствованию.

**3.18 назначенный срок службы:** Календарная продолжительность эксплуатации, при достижении которой оборудование подлежит замене или техническому освидетельствованию.

**Примечание** – При достижении объектом назначенного срока службы, в зависимости от назначения объекта, особенности эксплуатации, технического состояния и других факторов объект может быть списан, направлен в средний или капитальный ремонт или может быть принято решение о продлении его эксплуатации.

**3.19 основные детали:** Детали арматуры, разрушение которых может привести к нарушению герметичности затвора и герметичности относительно внешней среды.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

Примечание – К основным деталям относятся: корпусные детали, шток (вал, шпиндель), регулирующий элемент, основной расчетный крепеж, ответные фланцы.

**3.20 отказ:** Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта (по ГОСТ 27.002).

**3.21 относительная утечка:** Количественный критерий негерметичности в затворе, представляющий собой отношение расхода (в м<sup>3</sup>/ч), среды, плотностью 1000 кг/м<sup>3</sup>, протекающей через закрытый номинальным усилием затвор регулирующей арматуры при перепаде давления на нем 0,1 МПа (1,0 кгс/см<sup>2</sup>), к условной пропускной способности (по ГОСТ 24856).

**3.22 перепад рабочего давления на затворе:** Разность значений рабочих давлений до и после затвора.

**3.23 полный ресурс:** Суммарная наработка, в том числе с учетом продлеваемых сроков безопасной эксплуатации, при достижении которой эксплуатация оборудования должна быть прекращена независимо от его технического состояния.

**3.24 полный срок службы:** Календарная продолжительность эксплуатации, в том числе с учетом продлеваемых сроков безопасной эксплуатации, при достижении которой эксплуатация оборудования должна быть прекращена независимо от его технического состояния.

**3.25 предельное состояние:** Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно (по ГОСТ 27.002).

**3.26 пропускная минимальная способность:** Наименьшая пропускная способность, при которой сохраняется пропускная характеристика в допускаемых пределах (по ГОСТ 24856).

**3.27 пропускная начальная способность:** Пропускная способность, задаваемая для построения пропускной характеристики при ходе, равном нулю (по ГОСТ 24856).

**3.28 пропускная относительная способность:** Отношение пропускной способности на текущем ходе к условной пропускной способности (по ГОСТ 24856).

**3.29 пропускная способность:** Величина, численно равная расходу рабочей среды с плотностью 1000 кг/м<sup>3</sup>, протекающей через арматуру, при перепаде давлений 0,1 МПа (по ГОСТ 24856).

**3.30 пропускная характеристика:** Зависимость пропускной способности от хода арматуры (по ГОСТ 24856).

**3.31 равнопроцентная пропускная характеристика:** Пропускная характеристика регулирующей арматуры, при которой приращение относительной пропускной способности по ходу пропорционально текущему значению относительной пропускной способности и имеет математическое выражение  $\Phi = \Phi_0^{l-hi}$  (по ГОСТ 24856).

**3.32 расчетный показатель кавитации:** Безразмерный параметр, определяющий устойчивую бескавитационную работу регулятора в заданном технологическом режиме, зависящий от давления до и после регулятора и давления насыщенных паров перекачиваемой среды.

**3.33 регулирующая арматура:** Арматура, предназначенная для регулирования параметров рабочей среды посредством изменения расхода (по ГОСТ 24856).

**3.34 ремонтпригодность:** Свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта (по ГОСТ 27.002).

**3.35 сейсмостойкость:** Способность изделия сохранять работоспособность, прочность и герметичность относительно внешней среды во время и после землетрясения (сейсмических воздействий).

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

**3.36 сохраняемость:** Свойство объекта сохранять в заданных пределах значения параметров, характеризующих способности объекта выполнять требуемые функции, в течение и после хранения и (или) транспортирования (по ГОСТ 27.002).

**3.37 строительная длина:** Линейный размер арматуры между наружными торцевыми плоскостями ее присоединительных частей (по ГОСТ 24856).

**3.38 трубопроводная 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 (по ГОСТ 24856).

**3.39 условная пропускная способность:** Пропускная способность при условном ходе (по ГОСТ 24856).

**3.40 условный ход:** Номинальное значение полного хода регулирующего элемента.

**3.41 ход арматуры:** Перемещение запирающего или регулирующего элемента, исчисленное от закрытого положения затвора (по ГОСТ 24856).

Примечание – Для регулирующих клапанов ходом является линейное (мм) перемещение, а для дисковых затворов регулирующих и кранов шаровых регулирующих – угол поворота запирающего или регулирующего элемента.

**3.42 цикл:** Перемещение запирающего элемента из исходного положения «открыто» («закрыто») в противоположное и обратно, связанное с выполнением основной функции данного вида арматуры (по ГОСТ 24856).

**3.43 шаровой кран:** Кран, запирающий или регулирующий элемент которого имеет сферическую форму (по ГОСТ 24856).

## 4 Обозначения и сокращения

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

ЗИП – запасные части, инструменты, принадлежности и материалы;

КД – конструкторская документация;

НД – нормативный документ;

ОТК – отдел технического контроля;

РЭ – руководство по эксплуатации;

САР – система автоматического регулирования;

ТРГ – терморасширенный графит;

ТУ – технические условия;

УРД – узел регулирования давления;

$DN$  – номинальный диаметр;

$h$  – ход арматуры, мм;

$h_y$  – условный ход, мм;

$K_C$  – коэффициент кавитации;

$K_{CS}$  – расчетный показатель кавитации;

$K_v$  – пропускная способность, м<sup>3</sup>/ч;

$K_{v0}$  – пропускная начальная способность, м<sup>3</sup>/ч;

$K_{vi}/K_{vy}$  – пропускная относительная способность;

$K_{vmin}$  – пропускная минимальная способность, м<sup>3</sup>/ч;

$K_{vy}$  – условная пропускная способность, м<sup>3</sup>/ч;

$L$  – строительная длина, мм;

$PN$  – номинальное давление, МПа;

$P_{пр}$  – пробное давление, МПа;

$\Delta P$  – перепад рабочего давления на затворе, МПа;

$\delta_{зам}$  – относительная утечка, %.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

## 5 Общие требования

5.1 Регулирующая и запорно-регулирующая арматура (далее – регуляторы) предназначена для применения в составе САР параметров технологического процесса таких как, давление, расход, содержание серы, температура и т. д. Регулирование параметров технологического процесса происходит путем дросселирования потока рабочей среды.

5.2 Регуляторы должны изготавливаться по ТУ, соответствующим требованиям настоящего документа.

5.3 Регуляторы должны изготавливаться для надземной установки на открытом воздухе без защитных сооружений от атмосферных воздействий.

5.4 Заказ регуляторов следует осуществлять на основании опросного листа, разработанного и утвержденного проектной организацией.

5.5 Опросные листы должны быть разработаны в соответствии с требованиями настоящего документа.

5.6 Выбор требуемых характеристик регуляторов должен проводиться изготовителем регуляторов по опросным листам.

5.7 Опросный лист должен включать в себя:

- технические требования к регулятору и приводу;
- возможные варианты схем обвязки узла регулирования;
- параметры режимов узла регулирования давления в зависимости от схем обвязки.

5.8 Рекомендуемая форма опросного листа приведена в приложении А.

5.9 На основании данных, представленных в опросном листе, изготовитель должен заполнить соответствующие графы опросного листа, представить графики или таблицы зависимости пропускной способности  $K_V$  и коэффициента начала кавитации  $K_C$  от положения регулирующего элемента и дать заключение об оптимальной схеме обвязки узла регулирования, обеспечивающей наилучшие параметры регулирования.

5.10 По решению проектной организации количество и типы вариантов схем обвязки узла регулирования давления, приведенные в приложении А, могут быть изменены или дополнены.

5.11 Оптимальная схема обвязки узла регулирования давления должна приниматься исходя из технико-экономической оценки вариантов обвязки с учетом стоимости предлагаемых изготовителем к установке регуляторов.

5.12 При выборе характеристик регулятора, помимо обеспечения требуемых параметров, заказчик и изготовитель регуляторов должны руководствоваться следующими принципами:

- обеспечение бескавитационного режима работы регулятора;
- нахождение регулирующих элементов в рабочем диапазоне регулирования (для всех режимов, на которых требуется регулирование);
- допустимый уровень шума не должен превышать значений, указанных в 7.1.7.
- максимально допустимое виброускорение не должно превышать значений, указанных в 7.1.5.

5.13 Допускается наличие кавитационных явлений на следующих режимах, при условии не превышения предельных значений вибрации и шума, указанных в 7.1.5 – 7.1.7 и наличия гарантий изготовителя о работоспособности регулятора и электропривода на данных режимах:

- переходные процессы длительностью меньше времени перехода регулятора из одного крайнего положения в другое;
- при перемещении регулирующего элемента из крайнего положения «закрыто» в положение регулирования;
- при перемещении регулирующего элемента из положения регулирования в крайнее положение «закрыто».

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

5.14 Схема условного обозначения регулятора приведена на рисунке 5.1.

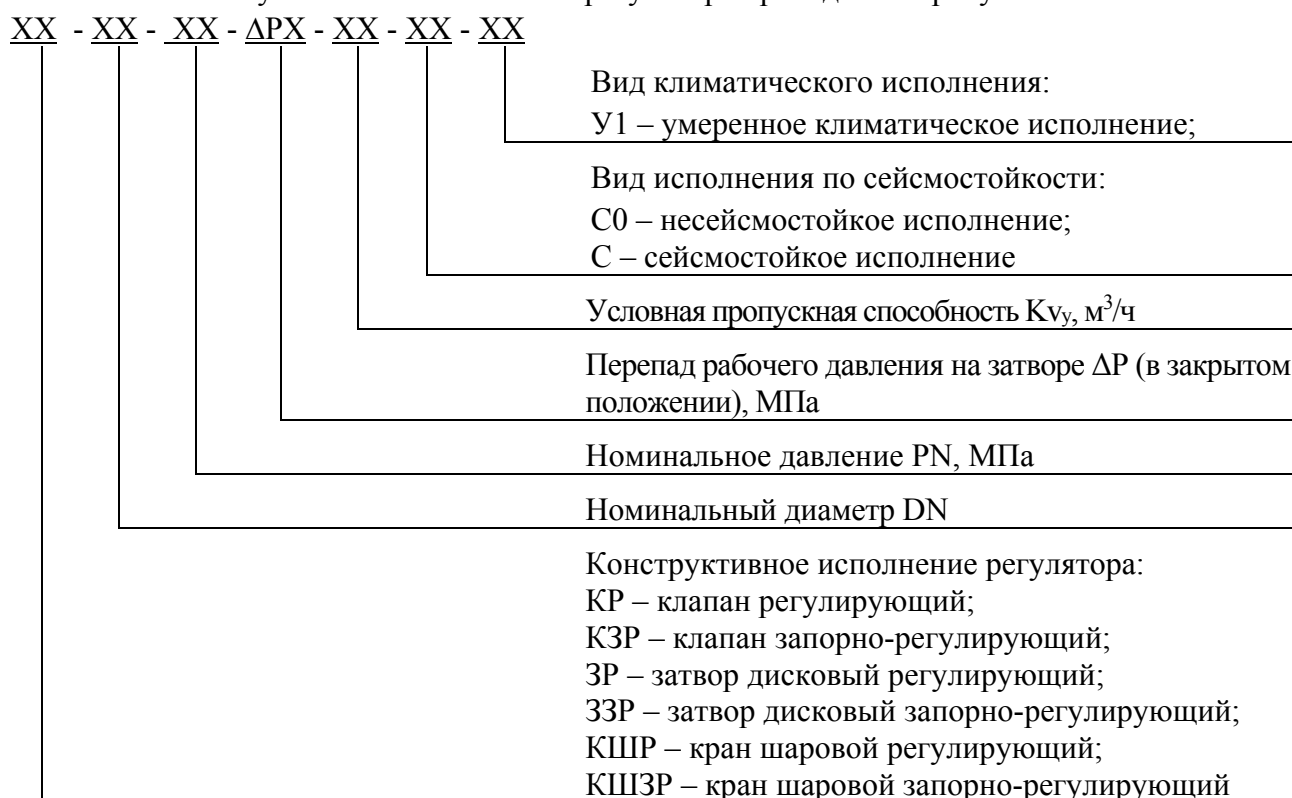


Рисунок 5.1 – Схема условного обозначения регулятора

5.15 Пример записи при заказе регулятора – клапан запорно-регулирующий, с номинальным диаметром  $DN$  500, номинальным давлением  $PN$  6,3 МПа, с перепадом рабочего давления на затворе  $\Delta P$  3,0 МПа, с условной пропускной способностью 5000 м³/ч, несейсмостойкого исполнения, устанавливаемый в районе с сейсмичностью до 6 баллов включительно, для макроклиматических районов с умеренным климатом с размещением на открытой площадке. Опросный лист № ....

КЗР-500-6,3-  $\Delta P$ 3,0-Л  $K_{vy}$  5 000 -С0-У1».

## 6 Основные параметры и характеристики (свойства)

### 6.1 Требования назначения

6.1.1 Регуляторы должны изготавливаться в исполнении У1 по ГОСТ 15150 для эксплуатации в макроклиматическом районе с умеренным климатом на открытом воздухе.

6.1.2 В зависимости от сейсмостойкости района размещения по шкале MSK-64 0 регуляторы должны изготавливаться в следующих исполнениях:

- несейсмостойкое исполнение для районов с сейсмичностью до 6 баллов включительно (С0);
- сейсмостойкое исполнение для районов с сейсмичностью свыше 6 до 9 баллов включительно (С).

Показатели сейсмостойкости регуляторов должны соответствовать требованиям, указанным в 6.4.2.

6.1.3 В зависимости от назначения регуляторы должны изготавливаться в следующих исполнениях по герметичности затвора:

- регулирующие;
- запорно-регулирующие.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

6.1.4 В зависимости от конструктивного исполнения регулятора по 6.2.5 герметичность затвора регуляторов в регулирующем исполнении должна соответствовать следующим требованиям:

- для клапанов регулирующих и кранов шаровых регулирующих – по ГОСТ 9544 с классом герметичности I – IV;
- для затворов дисковых регулирующих утечки в затворе в положении «закрыто» – не более 3 % от  $K_{Iy}$ ;
- для запорно-регулирующей арматуры – по ГОСТ 9544 с классом герметичности A, B, C.

6.1.5 Максимально допустимые утечки в затворе клапанов регулирующих, соответствующие каждому классу герметичности по ГОСТ 9544, приведены в таблице 6.1.

Т а б л и ц а 6.1 – Максимально допустимые утечки в затворе регулирующих клапанов

№ п/п	Класс герметичности по ГОСТ 9544	Относительная утечка в затворе (по воде) $\delta_{зат}$ , % от $K_{Iy}$ для класса герметичности
1	2	3
1	I	По требованию заказчика
2	II	0,50
3	III	0,10
4	IV	0,01

6.1.6 Максимально допустимые значения утечек в затворе запорно-регулирующей арматуры, соответствующие каждому классу герметичности, приведены в таблице 6.2.

Т а б л и ц а 6.2 – Максимально допустимые утечки в затворе запорно-регулирующей арматуры

№ п/п	Класс герметичности по ГОСТ 9544	Допустимые утечки, см <sup>3</sup> /мин
1	2	3
1	A	Нет видимых утечек
2	B	$0,0006 \cdot DN$
3	C	$0,0018 \cdot DN$

6.1.7 Конкретные значения допускаемых утечек в затворе должны быть указаны в эксплуатационных документах на регуляторы.

6.1.8 Регулятор должен иметь наружное антикоррозионное покрытие, выполненное в заводских условиях. Требования к покрытию установлены в 9.2.

6.1.9 Установочное положение регуляторов – на горизонтальном трубопроводе с отклонением от горизонтальной оси до 4°. Отклонение вертикальной или горизонтальной оси вала (шпинделя)<sup>1)</sup> от вертикальной или горизонтальной оси соответственно, расположенной в вертикальной плоскости, перпендикулярной оси трубопровода – не более 4°.

6.1.10 Регуляторы должны иметь фланцевое присоединение к трубопроводу.

6.1.11 Регулятор должен обеспечивать открытие и закрытие при максимальном перепаде рабочего давления на затворе  $\Delta P$ , который указывается при заказе регулятора в опросном листе.

6.1.12 Регуляторы должны быть предназначены для применения во взрывоопасных зонах класса 1 по ГОСТ 30852.9, в которых возможно образование взрывоопасных смесей категории ПА по ГОСТ 30852.11 температурного класса ТЗ по ГОСТ 30852.5, а также согласно ПУЭ (глава 7.3).

<sup>1)</sup> Расположение вала (шпинделя) определяется изготовителем и указывается в эксплуатационных документах.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

6.1.13 Регуляторы предназначены для эксплуатации в рабочей среде – нефть с параметрами:

- плотность – от 700 до 900 кг/м<sup>3</sup>;
- давление насыщенных паров – не более 500 мм рт. ст.;
- вязкость – от  $0,5 \cdot 10^{-4}$  до  $1,0 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с;
- концентрация хлористых солей – до 900 мг/дм<sup>3</sup>;
- массовая доля воды до – 1,0 % (в отдельных случаях до 5,0 %);
- массовая доля механических примесей – до 0,1 % (в отдельных случаях при поступлении парафинистой пробки с механическими примесями до 0,83%);
- максимальный размер механических примесей твердостью до 7 по шкале Мооса – 6,0 мм;
- массовая доля серы – до 3,5 %;
- массовая доля метил-этилмеркаптанов – до 20млн<sup>-1</sup> (ppm);
- массовая доля парафина – до 6,0 % (в отдельных случаях до 44 %);
- температура застывания парафина – до плюс 50 °С;
- температура плавления парафина – до плюс 90 °С;
- температура перекачиваемой среды – до 60 °С.

6.1.14 Класс опасности рабочей среды – 3 по ГОСТ 12.1.007.

6.1.15 Регуляторы в зависимости от *PN* должны быть предназначены для испытаний на прочность, плотность и герметичность относительно внешней среды испытательными давлениями, приведенными в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Значение давлений при испытаниях регуляторов на прочность, плотность и герметичность относительно внешней среды

В мегапаскалях

№ п/п	Давление номинальное <i>PN</i>	Пробное давление <i>P<sub>пр</sub></i> при испытаниях на прочность и плотность	Давление при испытаниях на герметичность относительно внешней среды
1	2	3	4
1	1,6	2,4	1,8
2	2,5	3,8	2,8
3	4,0	6,0	4,4
4	6,3	9,5	7,0
5	8,0	12,0	8,8
6	10,0	15,0	11,0
7	12,5	19,0	13,8

6.1.16 Минимальное и максимальное время совершения полного хода и время хода в рабочем диапазоне регулирования должно соответствовать требованиям опросного листа.

6.1.17 Номинальный диаметр регуляторов в составе узла регулирования определяется с учетом требуемой пропускной способности УРД, с учетом схемы соединения регуляторов в составе УРД, а также для обеспечения параметров регулирования узла регулирования согласно опросному листу.

6.1.18 Параметры регулирования должны обеспечиваться работой регуляторов в составе УРД в рабочем диапазоне регулирования согласно опросному листу.

6.1.19 Рабочий диапазон регулирования должен быть подтвержден расчетным или экспериментальным методом.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

6.1.20 Изготовителем регуляторов должны быть определены пропускные характеристики в зависимости от положения регулирующего элемента (смещение штока для регулирующих клапанов или угол поворота вала дисковых затворов и кранов шаровых).

6.1.21 В ТУ и эксплуатационной документации на регулятор должны быть указаны:

- рабочий диапазон регулирования;
- ограничения по скорости движения продукта до и после регулятора;
- требования к наличию и протяженности прямолинейных участков до и после регулятора;
- время совершения регулятором полного хода и в рабочем диапазоне регулирования;
- расходная характеристика (линейная, равнопроцентная);
- минимальная пропускная способность;
- кавитационная характеристика регулятора;
- графики зависимости пропускной способности от положения регулирующего элемента (хода арматуры).

6.1.22 Для определения возможности возникновения кавитации в регуляторе изготовителю в опросном листе представляется информация о значении расчетного показателя кавитации  $K_{CS}$  регулятора в требуемых технологических условиях (для всех режимов), рассчитываемого по формуле

$$K_{CS} = \frac{\Delta P}{P_{ex} - P_s + P_{атм}}, \quad (1)$$

где  $\Delta P$  – перепад давления на регуляторе, Па;

$P_{ex}$  – избыточное давление до регулятора, Па;

$P_s$  – абсолютное давление насыщенных паров жидкости при температуре на входе в регулятор, Па;

$P_{атм}$  – атмосферное давление (физическая атмосфера), равное 101325 Па.

6.1.23 При подборе параметров регулятора изготовителем заданный заказчиком расчетный показатель кавитации  $K_{CS}$  сравнивается с безразмерным коэффициентом начала кавитации  $K_C$ , экспериментально или расчетно определенным изготовителем для каждого типа арматуры (для этого используется кавитационная характеристика арматуры – зависимость значения коэффициента начала кавитации от относительной пропускной способности). Условием бескавитационной работы регулятора является непревышение показателя кавитации над коэффициентом начала кавитации в рабочих условиях (для всех режимов):

$$K_{CS} < K_C. \quad (2)$$

6.1.24 Методика экспериментального определения гидравлических и кавитационных характеристик регуляторов приведена в ГОСТ Р 55508.

6.1.25 Методика расчета гидравлических и кавитационных характеристик регуляторов, обеспечивающих бескавитационный режим работы, приведена в СТ ЦКБА 040-2006.

## 6.2 Конструктивные требования

6.2.1 При изготовлении регуляторов должны применяться следующие типы корпусов:

- полностью литые;
- лито-сварные;
- штамповые.

6.2.2 Полностью литой регулятор должен иметь корпусные детали, полностью изготовленные методом литья.

6.2.3 Лито-сварной регулятор должен иметь корпус, изготовленный методом сварки из литых деталей. Допускается изготовление корпусных деталей из штамповок или поковок.

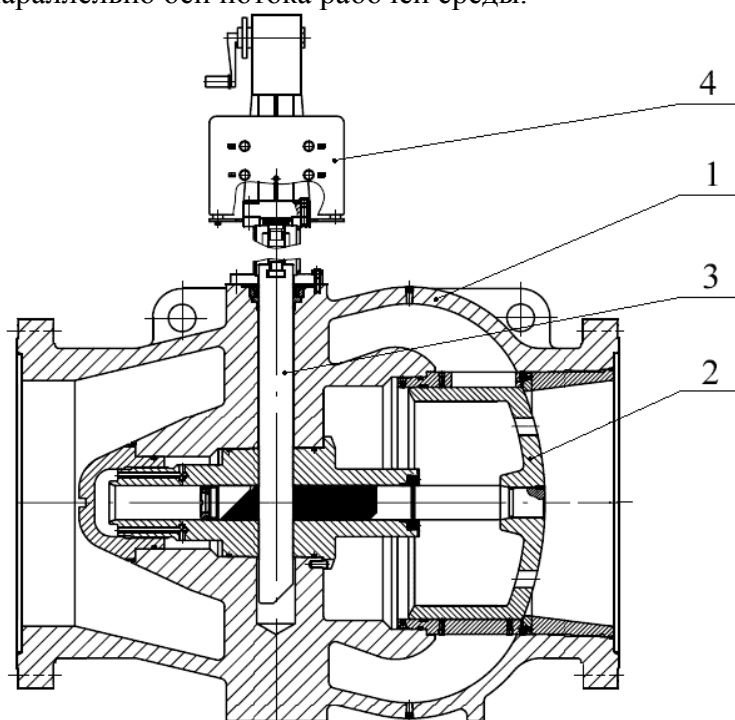
Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

6.2.4 Штампосварной регулятор должен иметь корпус, изготовленный методом сварки из деталей, полученных методомковки или штамповки.

6.2.5 В зависимости от конструкции запорного элемента регуляторы могут быть следующих типов:

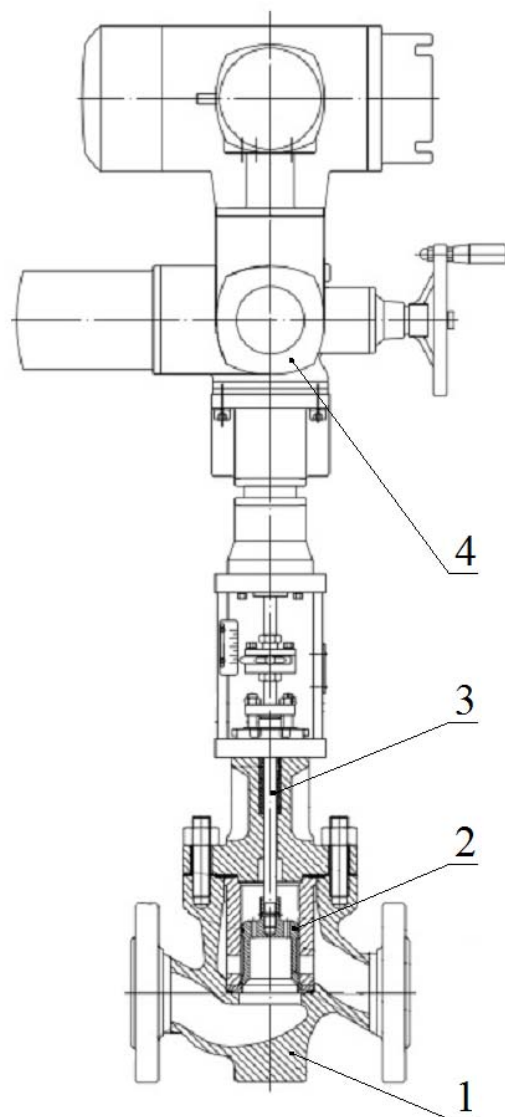
- регулирующие клапаны (осесимметричные, клеточные);
- регулирующие дисковые затворы;
- краны шаровые регулирующие.

6.2.6 Общий вид регулирующего клапана приведен на рисунке 6.1. Регулирующий клапан должен иметь конструкцию, в которой регулирующий элемент перемещается параллельно оси потока рабочей среды.



- 1 – корпус;  
2 – регулирующий элемент (плунжер);  
3 – шток;  
4 – электропривод

а) клапан регулирующий осесимметричный



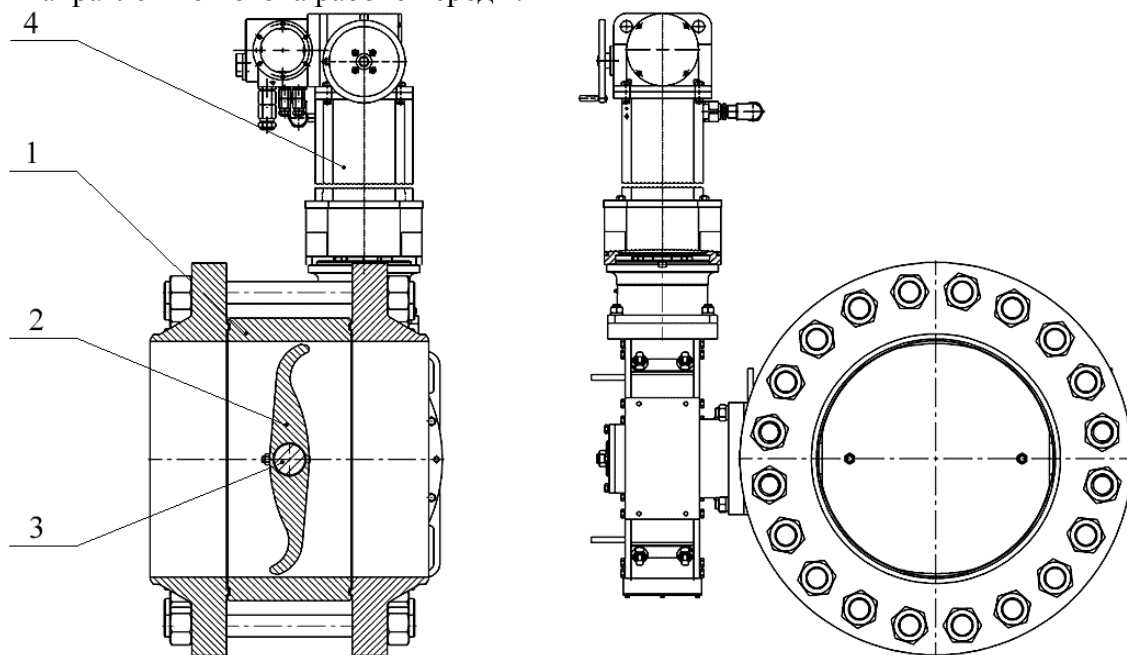
- 1 – корпус;  
2 – регулирующий элемент (плунжер);  
3 – шток;  
4 – электропривод

б) клапан регулирующий клеточный

Рисунок 6.1 – Регулирующий клапан

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

6.2.7 Общий вид регулирующего дискового затвора приведен на рисунке 6.2. Регулирующий дисковый затвор должен иметь конструкцию, в которой регулирующий элемент имеет форму диска, поворачивающегося вокруг оси, перпендикулярной или расположенной под углом к направлению потока рабочей среды.

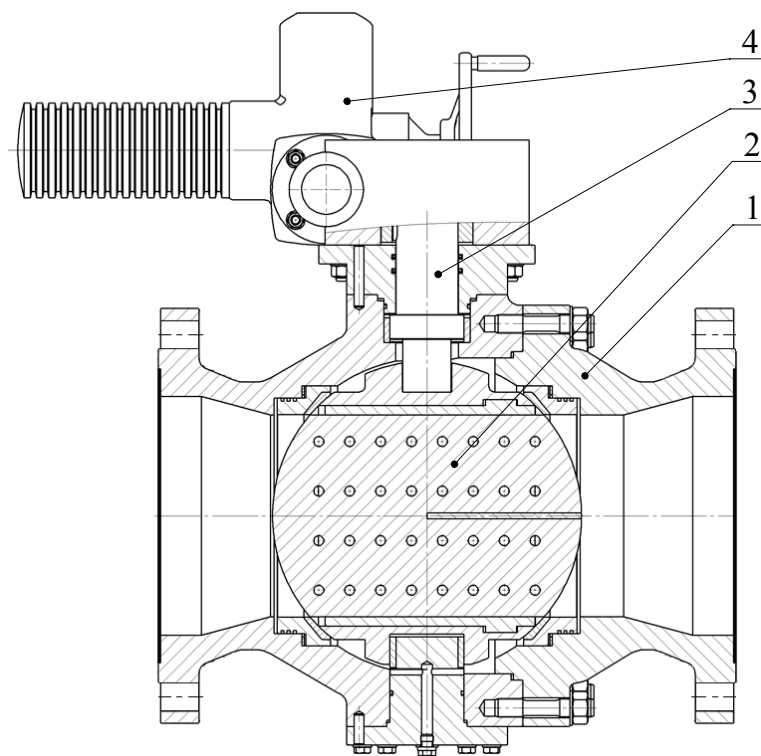


1 – корпус; 2 – регулирующий элемент (диск); 3 – вал; 4 – электропривод

Рисунок 6.2 – Регулирующий дисковый затвор

6.2.8 Общий вид регулирующего крана шарового приведен на рисунке 6.3. Регулирующий кран шаровой должен иметь конструкцию, в которой регулирующий элемент, имеющий сферическую форму, поворачивается вокруг оси, перпендикулярной к направлению потока рабочей среды.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--



1 – корпус; 2 – регулирующий элемент (шар); 3 – вал; 4 – электропривод

Рисунок 6.3 – Регулирующий кран шаровой

6.2.9 Строительные длины регуляторов должны соответствовать КД, утвержденной в установленном порядке.

6.2.10 Для установки регуляторов на трубопроводе, имеющем номинальный диаметр больше чем номинальный диаметр регулятора, должны применяться переходы концентрические.

6.2.11 Присоединительные размеры, тип и размеры уплотнительных поверхностей фланцев регуляторов должны соответствовать исполнению F по ГОСТ 33259 (фланец с впадиной).

Присоединительные размеры, тип и размеры уплотнительных поверхностей ответных фланцев должны соответствовать исполнению E по ГОСТ 33259 (фланец с выступом).

6.2.12 Допускается изготовление регуляторов с фланцами, соответствующими исполнению B по ГОСТ 33259 (фланцы с соединительным выступом), при применении спирально навитых прокладок из ТРГ с ограничительными кольцами.

6.2.13 Применение фланцев по международным стандартам допускается при условии согласования с заказчиком и проектной организацией, а также включения в поставку комплекта ответных фланцев с крепежными деталями и прокладками.

6.2.14 Регуляторы DN 300 и выше должны иметь опорные поверхности для установки на фундаменте.

6.2.15 Регуляторы DN 200 и более должны иметь элементы для строповки.

Грузоподъемность каждого стропового устройства должна превышать силы, действующей на регулятор при минимальном количестве строповых устройств, одновременно участвующих в подъеме регулятора не менее чем в 1,5 раза.

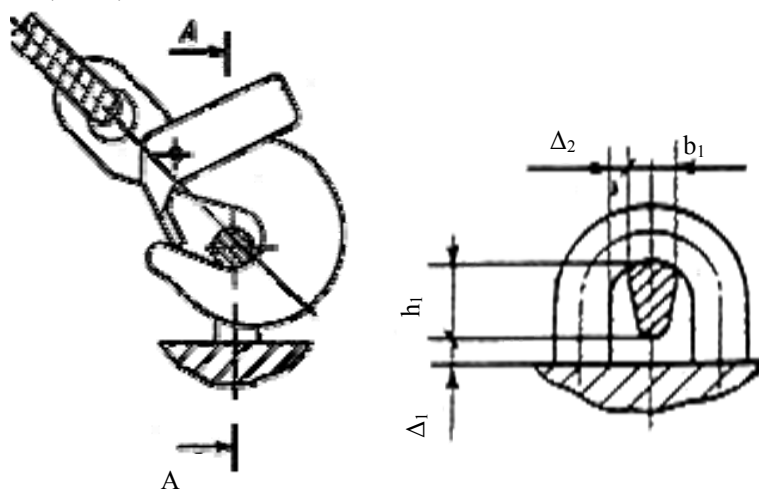
6.2.16 Конструкция элементов для строповки должна обеспечивать строповку крюками по ГОСТ 25573 и в соответствии с требованиями РД-10-33-93 (приложение 3, рисунок П.3.6).

Конструкция элементов для строповки приведена на рисунке 6.4.

Величины зазоров между крюком и поверхностями элемента для строповки должны отвечать следующим требованиям:

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

- $\Delta_1$  не менее  $0,07 \cdot h_1$ , но не менее 3 мм;
- $\Delta_2$  не менее  $0,1 \cdot b_1$ , но не менее 3 мм.



$h_1, b_1$  – размеры крюка по ГОСТ 25573 (2.1.1);  
 $\Delta_1$  и  $\Delta_2$  – размеры между крюком и строповочным элементом

Рисунок 6.4 – Конструкция строповочного элемента

6.2.17 Конструкция, места расположения строповых устройств должны быть установлены в КД. Конструкция и размещение строповых устройств должны обеспечивать исключение контакта строповых тросов с поверхностью регулятора при осуществлении погрузочно-разгрузочных работ с целью сохранения антикоррозионного покрытия.

6.2.18 Если при проведении грузоподъемных работ схема строповки предусматривает применение дополнительных грузозахватных приспособлений (такелажные скобы, рым-болты и т. д.), изготовителю необходимо обеспечить комплектование регуляторов данными грузозахватными приспособлениями.

6.2.19 Схема строповки арматуры не должна предполагать применение специального грузоподъемного оборудования, такого как траверсы, захваты и т. д.

6.2.20 Управление регулятором должно осуществляться электроприводом.

6.2.21 Выбор электропривода должен осуществляться на основании технических данных, приведенных в ТУ на электроприводы для регуляторов.

6.2.22 Конструкция узла затвора регулятора должна обеспечивать исключение самохода регулирующего элемента регулятора при прекращении подачи напряжения питания на электропривод.

6.2.23 При отключении электропривода регулирующий элемент регулятора должен сохранять свое положение.

6.2.24 Уплотнение разъема «корпус – крышка» должно состоять не менее чем из двух уплотнительных колец из маслобензозаморозостойких эластомеров или ТРГ.

6.2.25 Регуляторы должны иметь местный указатель для визуального контроля положения регулирующего элемента и указатель направления перемещения запорного элемента при открытии и закрытии.

6.2.26 Конструкция регулятора должна обеспечивать свободный доступ к указателю визуального контроля положения регулирующего элемента, указателю направления движения регулирующего элемента при открытии и закрытии.

6.2.27 В верхней части корпуса шарового регулирующего крана DN 150 и более должно быть предусмотрено спускное отверстие с заглушкой, предназначенное для полного

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

вытеснения воздуха из внутренней полости регулятора при заполнении испытательной средой при проведении гидравлических испытаний.

6.2.28 В нижней части корпуса шарового регулирующего крана DN 150 и более должно быть предусмотрено дренажное отверстие с заглушкой, предназначенное для дренажа испытательной среды из внутренней полости регулятора после проведения гидравлических испытаний.

6.2.29 Конструкция бугельного узла регуляторов должна предусматривать болт для крепления клеммы заземления.

### 6.3 Требования надежности

6.3.1 Регуляторы относятся к изделиям конкретного назначения, обслуживаемым и восстанавливаемым с назначенной продолжительностью эксплуатации.

6.3.2 Надежность регуляторов в условиях эксплуатации, установленных в настоящем документе, должна характеризоваться следующими показателями надежности:

а) показатель безотказности. Вероятность безотказной работы в течение полного ресурса – не менее 0,99;

б) показатели долговечности:

- назначенный срок службы – не менее 30 лет;
- назначенный ресурс – не менее 240 000 ч;
- назначенный срок службы выемных частей (подшипники бугельного узла, уплотнения шпинделя (вала), седла, уплотнение разъема «корпус-крышка») и комплектующих изделий – не менее 15 лет;

в) показатель сохраняемости. Срок сохраняемости без переконсервации – не менее 24 мес.

6.3.3 Отказами регуляторов при эксплуатации являются:

а) потеря герметичности по отношению к окружающей среде:

- потеря герметичности по корпусным деталям;
- потеря герметичности по уплотнению шпинделя (вала);
- потеря герметичности по неподвижным соединениям;

б) потеря герметичности в затворе (наличие утечек в затворе, превышающих установленные нормы);

в) нарушение работоспособности:

- невыполнение функции «закрыто»;
- невыполнение функции «открыто»;
- несоответствие времени совершения полного хода (открытие, закрытие).
- несоответствие гидравлических и гидродинамических характеристик регуляторов.

6.3.4 Критериями предельных состояний регуляторов являются:

- достижение назначенных в перечислении б) 6.3.2 показателей;
- начальная стадия нарушения цельности корпусных деталей (потение, капельная течь);
- разрушение основных деталей и сварных соединений корпусных деталей;
- утечка через уплотнение шпинделя (вала), не устранимая подтяжкой, и поднабивкой уплотнителей;

- необходимость приложить превышающий предельную расчетную величину крутящий момент затяжки фланцевого прокладочного соединения для достижения герметичности последнего;

- увеличение крутящего момента на закрытие или открытие регулятора более допустимой величины, приведенной в эксплуатационных документах на регулятор и приводящее к срабатыванию муфт ограничения крутящих моментов электропривода;

- дефекты шпинделя (вала), которые могут привести к его разрыву (трещины всех видов и направлений);

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

- превышение значений норм (по количеству, взаимному расположению, размерам и другим параметрам) предельно допустимых дефектов металла корпусных деталей и сварных швов при контроле методами неразрушающего контроля;
- несоответствие твердости металла корпусных деталей, сварных соединений и заводских ремонтных наплавки требованиям ТУ на изготовление регулятора;
- невыполнение условий прочности по результатам проведения расчетов при проведении технического диагностирования (освидетельствования);
- изменение геометрических размеров и состояния поверхностей внутренних деталей, в том числе корпусных, влияющих на функционирование регулятора, в результате эрозионного, коррозионного и кавитационного разрушений.

6.3.5 В ТУ на регулятор, а также в эксплуатационных документах (РЭ, паспорт) на регулятор, должны быть приведены перечень отказов и критерии предельных состояний.

6.3.6 Регуляторы должны быть ремонтпригодны и обеспечивать в условиях эксплуатации текущее обслуживание, текущий ремонт и средний ремонт с заменой деталей, сборочных единиц и комплектующих изделий как быстроизнашиваемых, так и имеющих ограниченный срок службы.

Все узлы и детали, срок службы которых равен назначенному сроку службы регулятора, должны быть ремонтпригодны.

Детали, сборочные единицы и комплектующие изделия, имеющие срок службы меньше, чем назначенный срок службы регулятора, должны быть приведены в эксплуатационных документах на регулятор и в ведомости ЗИП.

6.3.7 При отказах, указанных в 6.3.3, и достижении критериев предельных состояний, указанных в 6.3.4, должен осуществляться ремонт регуляторов.

## **6.4 Требования стойкости к внешним воздействиям и живучести**

### **6.4.1 Климатические воздействия**

6.4.1.1 Значения температуры окружающего воздуха при транспортировании, хранении, монтаже и эксплуатации регуляторов от минус 40 °С до 40 °С.

6.4.1.2 Для наружной поверхности регуляторов верхнее рабочее значение температуры должно приниматься выше на 30 °С.

6.4.1.3 При транспортировании, хранении, монтаже и эксплуатации регуляторы должны выдерживать колебания температур окружающего воздуха. Величина изменения температуры окружающего воздуха за 8 ч – до 40 °С.

### **6.4.2 Сейсмостойкость**

6.4.2.1 Регуляторы должны сохранять работоспособность, прочность, герметичность затвора и герметичность по отношению к окружающей среде во время и после сейсмического воздействия:

- до 6 баллов включительно по шкале MSK-64 для регуляторов несейсмостойкого исполнения (C0);
- до 9 баллов включительно по шкале MSK-64 для регуляторов в сейсмостойком исполнении (C).

6.4.2.2 Сейсмостойкость регуляторов должна подтверждаться расчетом и экспериментальными исследованиями (испытаниями).

6.4.2.3 Расчетам и испытаниям на сейсмостойкость должно предшествовать определение собственных частот колебаний регулятора.

6.4.2.4 Низшая собственная частота колебаний должна рассчитываться по верифицированным методикам по схеме жесткого крепления регуляторов за патрубки и должна подтверждаться экспериментально. Нижнее значение собственной частоты колебаний регуляторов должна быть не ниже 20 Гц.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

6.4.2.5 На сейсмостойкость должны быть рассчитаны корпусные детали, разъемные соединения, патрубки, а также другие ответственные элементы конструкции, повреждение, смещение или деформация которых может привести к разрушению, отказу регулятора или к снижению его эксплуатационных качеств.

6.4.2.6 Расчеты и испытания на сейсмостойкость должны выполняться на сочетание сейсмических и эксплуатационных нагрузок.

6.4.2.7 В расчетах и при проведении испытаний необходимо учитывать одновременное воздействие сейсмических ускорений в вертикальном и горизонтальном направлениях, а также расчетное давление и усилие по шпинделю (валу).

6.4.2.8 При выполнении расчетов значения ответных максимальных амплитуд ускорений в горизонтальном направлении принимаются по спектрам ответа по ГОСТ 30546.1 (рисунок 2) по кривой с 2 % относительным демпфированием.

6.4.2.9 При проведении испытаний значения максимальных амплитуд ускорений в горизонтальном направлении на места крепления регуляторов принимаются по спектрам воздействий по ГОСТ 30546.1 (рисунок 1). Значения ускорений в вертикальном направлении составляют 0,7 от соответствующих значений ускорения в горизонтальном направлении.

6.4.2.10 Расчетные сейсмические нагрузки на элементы конструкции регулятора должны определяться умножением эквивалентного расчетного максимального ускорения на инерционные характеристики регулятора.

### **6.4.3 Вибрационные нагрузки**

6.4.3.1 Регулятор должен сохранять работоспособность при следующих параметрах вибрационных воздействий:

а) вибрации (колебания):

- диапазон частот вибраций – от 0,5 до 100 Гц;
- максимальная амплитуда ускорения –  $10 \text{ м} \cdot \text{с}^{-2}$  (1 g);
- степень жесткости – 10а по ГОСТ 30631.

б) удары многократного действия (механические, гидравлические, звуковые):

- пиковое ударное ускорение – до  $30 \text{ м} \cdot \text{с}^{-2}$  (3g);
- длительность действия ударного ускорения – от 2 до 20 мс;
- степень жесткости – 1 по ГОСТ 30631.

6.4.3.2 Группа механического исполнения – М7 по ГОСТ 30631.

## **6.5 Требования эргономики**

6.5.1 Размеры маховиков ручного дублера электропривода регулятора – по ГОСТ 21752.

6.5.2 Максимальная сила, прилагаемая к маховику ручного дублера электропривода регулятора при работе с предельно допустимым усилием тяги или вращающим моментом:

- при перемещении регулирующего элемента – не более 360 Н (36 кгс);
- при отрыве регулирующего элемента при открытии и его дожатии при закрытии – не более 450 Н (45 кгс).

6.5.3 Вращение маховика ручного дублера электропривода регулятора по часовой стрелке должно соответствовать закрытию регулятора, а вращение против часовой стрелки – открытию регулятора.

## **6.6 Требования к изготовлению**

6.6.1 Регуляторы должны изготавливаться в соответствии с требованиями настоящего документа. Допускается при изготовлении регуляторов руководствоваться международными нормативными документами (API, ASME и тд.) регламентирующими требования к изготовлению арматуры, включая требования к применяемым материалам, аттестации персонала, оборудования, технологии и контролю, при условии обеспечения требований не хуже приведенных в настоящем документе.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

6.6.2 Средства измерений, используемые при изготовлении, термической обработке и проведении контроля, должны иметь действующие отметки о поверке.

6.6.3 Учетные копии ТД и КД, регламентирующие процесс выполнения соответствующих технологических операций, должны находиться на месте выполнения данных операций.

Персонал, участвующий в выполнении технологического процесса (операции), должен знать требования и последовательность выполнения работ. Ознакомление с ТД должно подтверждаться подписью на листе ознакомления.

6.6.4 Сварочное оборудование и сварочные материалы, применяемые для изготовления и ремонта, должны соответствовать требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [1] и быть аттестованы в соответствии с РД 03-614-03 и РД 03-613-03 в области нефтегазодобывающего оборудования (запорная арматура при изготовлении и ремонте в заводских условиях).

6.6.5 Сварочное оборудование должно быть оснащено штатными средствами контроля заданных режимов, приведенных в операционных картах.

6.6.6 К руководству и выполнению сварочных работ допускаются лица, отвечающие требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [1] и аттестованные в соответствии с ПБ 03-273-99, РД 03-495-02 в области нефтегазодобывающего оборудования (запорная арматура при изготовлении и ремонте в заводских условиях).

Сварщики и специалисты сварочного производства допускаются к выполнению тех видов деятельности, которые указаны в их аттестационных удостоверениях.

6.6.7 Сварочные работы должны проводиться по технологиям сварки, отвечающим требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [1] и аттестованным в соответствии с РД 03-615-03 в области нефтегазодобывающего оборудования (запорная арматура при изготовлении и ремонте в заводских условиях).

6.6.8 Утвержденная изготовителем ТД на выполнение сварочных работ должна включать в свой состав следующие документы:

а) нормативный документ, регламентирующий общие требования к проведению сварочных работ, включая требования:

- к конструктивным элементам сварных швов;
- к квалификации персонала;
- к применяемым материалам;
- к оборудованию, технологии и режимам сварки;
- к входному контролю сварочных материалов;
- к объему, методам и нормам оценки операционного и неразрушающего контроля;

б) операционные карты, содержащие указания по выполнению процесса сборки и сварки для всех свариваемых элементов затвора и способов сварки.

6.6.9 Сварка должна выполняться после подтверждения правильности сборки и отсутствия (устранения) дефектов на всех поверхностях, подлежащих сварке. Контроль осуществляется ОТК изготовителя с фиксацией результатов в соответствующих документах (журналах) установленной на предприятии формы.

6.6.10 Все сварочные работы должны производиться при положительных температурах в закрытых помещениях.

6.6.11 Сварные соединения корпусных деталей должны подвергаться термообработке.

6.6.12 Количество допустимых полных термических обработок (нормализация или закалка) – не более трех.

Количество отпусков или стабилизирующих отжигов после закалки или нормализации для получения требуемых механических свойств не ограничивается.

6.6.13 При термической обработке в печах необходимо обеспечивать равномерное распределение температуры по всему объему печи и проводить мероприятия, предохраняющие изделия от местных перегревов и деформаций. Для этого не реже одного раза в течение 6

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

месяцев необходимо проводить аттестационные испытания с целью определения фактического распределения температур по рабочим зонам печи, при этом:

- разница показаний рабочих и контрольных термопар – не более 15 °С;
- разница между показаниями рабочих термопар одной печи – не более 30 °С.

Испытания необходимо проводить на режимах, предусмотренных в КД и технологической документацией на регулятор.

6.6.14 Сварные соединения деталей, не подлежащие дальнейшей механической обработке, должны иметь плавный переход от металла детали к металлу шва (высота усиления от 0,5 до 3,5 мм) без наплавлений и непроваров. Для стыковых сварных соединений угол сопряжения между металлом детали и металлом шва – не менее 150°.

При зачистке сварных швов допускается врезка в тело металла детали не более чем на 1 мм.

Допускается механическая обработка сварных швов и околошовной зоны корпусных деталей со снятием корня и усиления сварного шва при условии обеспечения минимальной расчетной толщины стенки.

6.6.15 Выполнение сварочных работ должно соответствовать требованиям СТ ЦКБА 025-2006.

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

6.6.17 Все сварные швы регулятора и места исправления дефектов методом сварки подлежат клеймению, позволяющему установить сварщика, выполнявшего эти швы.

Клеймо должно наноситься на расстоянии от 20 до 50 мм от кромки сварного шва с наружной стороны. Если шов с наружной и внутренней сторон заваривается разными сварщиками, клейма ставятся только с наружной стороны через дробь: в числителе клеймо сварщика с наружной стороны шва, в знаменателе клеймо сварщика с внутренней стороны.

У продольных швов клеймо должно располагаться в начале и в конце шва на расстоянии 100 мм от кольцевого шва. На обечайке с продольным швом длиной менее 400 мм допускается ставить одно клеймо. Для кольцевого шва клеймо выбивается в месте пересечения кольцевого шва с продольным и далее через каждые 2 м, но при этом должно быть не менее двух клейм на каждом шве. На кольцевом шве регулятора номинальным диаметром не более DN 700 допускается ставить одно клеймо.

6.6.18 К паспорту регулятора должна прикладываться схема расположения швов с указанием и подписью исполнителей.

6.6.19 Отверстия под дренажный и спускной трубопроводы должны располагаться вне сварных швов. Расстояние между краем шва приварки внутренних и внешних устройств и деталей и краем ближайшего шва корпуса должно быть не менее толщины наиболее толстой стенки, но не менее 20 мм.

6.6.20 Допускается пересечение стыковых швов корпуса угловыми швами приварки внутренних и внешних устройств (опорных элементов и т.п.).

6.6.21 Предельные отклонения размеров концевых участков ответных фланцев, предназначенных для сварного соединения с трубопроводами, должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 6.4.

Визуальный и измерительный контроль геометрических параметров концевых участков должен проводиться в соответствии с требованиями РД 03-606-03.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

Таблица 6.4 – Предельные отклонения размеров концевых участков ответных фланцев под приварку к трубопроводу

№ п/п	Номинальный диаметр <i>DN</i>	Предельное отклонение наружного диаметра в торцевом сечении (раз- делка кромки под приварку) <sup>1)</sup> , мм	Отклонение от перпендикулярности торца относительно образующей (косина реза), мм	Допуск на овальность в торцевом сечении (раз- делка кромки под при- варку)
1	2	3	4	5
1	50	±0,5	1,0	Овальность не должна выводить размеры патрубков за предельные отклонения по диаметру
2	80; 100	±1,0		
3	150	±1,5		
4	200; 250	±2,0	1,0	
5	300; 350; 400	±3,0	1,5	
6	500; 600	±3,0	1,6	1 % для соединения с трубой с толщиной стенки менее 20 мм или 0,8 % для соединения с трубой с толщиной стенки 20 мм и более, но не более 6 мм <sup>2)</sup>
7	700; 800	±3,5		
<sup>1)</sup> Отклонение наружного диаметра для регуляторов от <i>DN</i> 500 до <i>DN</i> 800 допускается контролировать через измерение периметра.				
<sup>2)</sup> Разность наибольшего и наименьшего диаметров.				

## 6.7 Требования к соединению с трубопроводом

6.7.1 Конструкции кромок под приварку ответных фланцев регуляторов с фланцевым присоединением должны обеспечивать сварку с трубами. Разделка кромок присоединительных концов ответных фланцев должна удовлетворять требованиям равнопрочности сварного соединения с трубой

$$a_k \cdot \sigma_{вр.к} \geq a_m \cdot \sigma_{вр.т} , \quad (3)$$

где  $a_k$  – присоединительный размер кромки ответного фланца под приварку к трубе, мм;

$\sigma_{вр.к}$  – нормативное значение временного сопротивления ответного фланца, МПа;

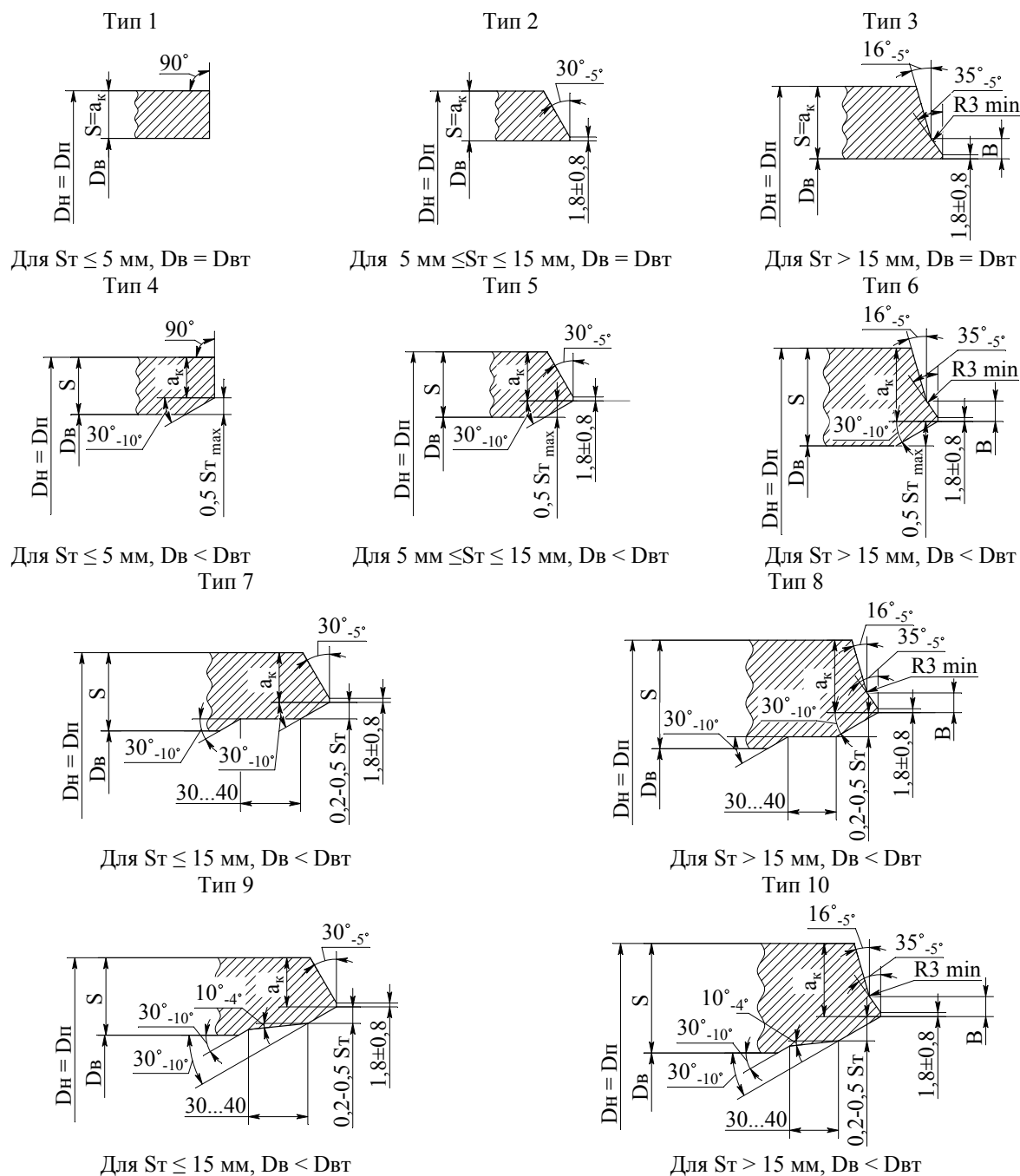
$a_m$  – присоединительный размер кромки трубы, мм;

$\sigma_{вр.т}$  – нормативное значение временного сопротивления материала присоединяемой трубы, МПа.

Примечание – Если при заказе не указан присоединительный размер кромки трубы, то в качестве величины  $a_m$  принимается значение толщины стенки трубы.

6.7.2 Ответные фланцы регуляторов должны иметь механически обработанные кромки под приварку к трубопроводу. Типы механической обработки кромок под приварку к трубопроводу приведены на рисунках 6.4 и 6.5.

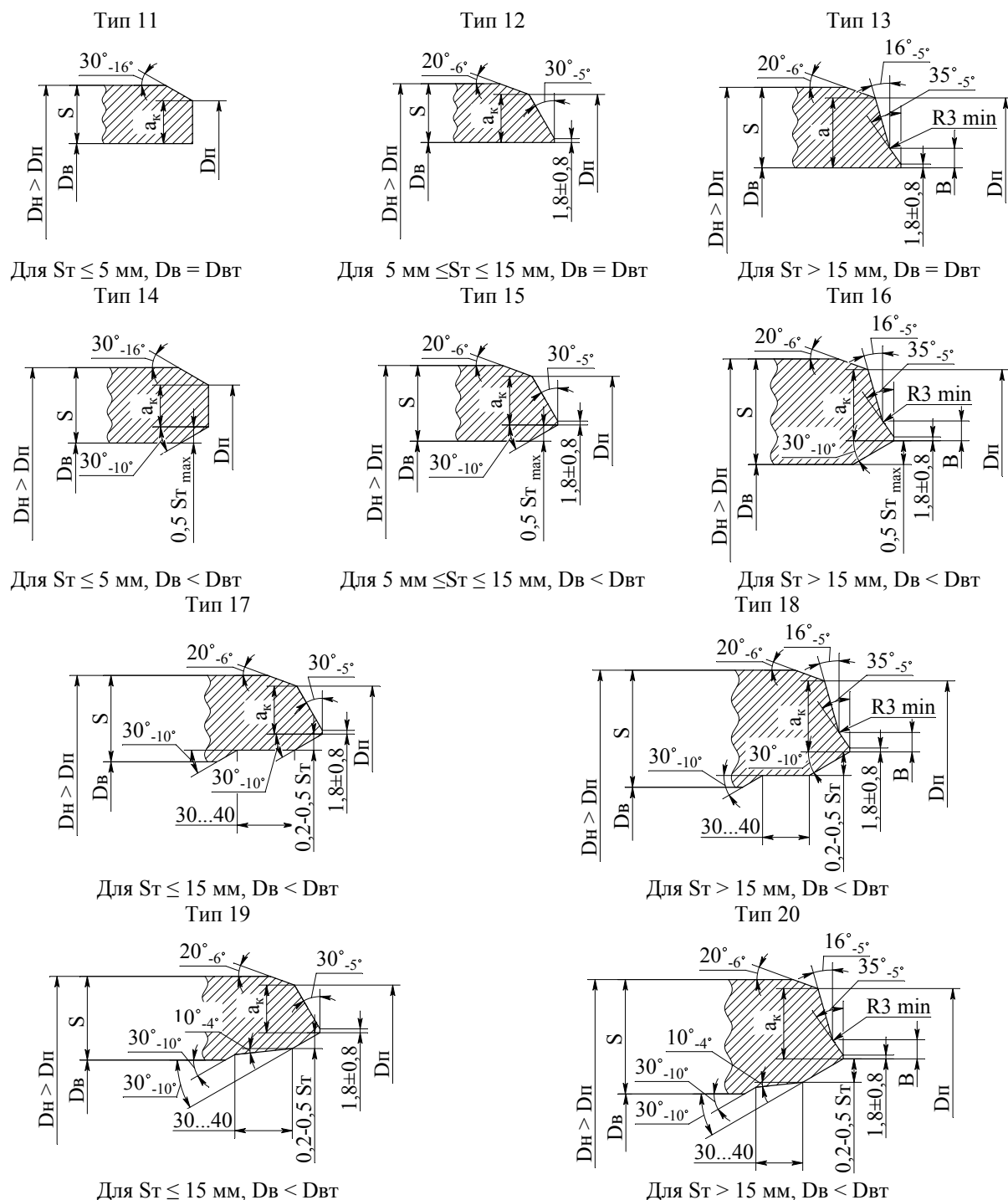
Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--



$a_k$  – присоединительный размер кромки патрубка под приварку к трубопроводу;  
 $B$  – высота фаски;  
 $S$  – толщина стенки патрубка;  
 $St$  – толщина стенки присоединяемой трубы;  
 $Dн$  – наружный диаметр патрубка;  
 $Dв$  – внутренний диаметр патрубка;  
 $Dвт$  – внутренний диаметр присоединяемой трубы;  
 $Dп$  – присоединительный диаметр патрубка

Рисунок 6.4 – Типы механической обработки кромок без наружного скоса

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--



$a_k$  – присоединительный размер кромки патрубка под приварку к трубопроводу;  
 $B$  – высота фаски;  
 $S$  – толщина стенки патрубка;  
 $St$  – толщина стенки присоединяемой трубы;  
 $D_n$  – наружный диаметр патрубка;  
 $D_v$  – внутренний диаметр патрубка;  
 $D_{вт}$  – внутренний диаметр присоединяемой трубы;  
 $D_п$  – присоединительный диаметр патрубка

Рисунок 6.5 – Типы механической обработки кромок с наружным скосом

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

6.7.3 Размер фаски должен соответствовать значениям, приведенным в таблице 6.5.

Т а б л и ц а 6.5 – Размеры фасок

В миллиметрах

№ п/п	Толщина стенки присоединяемой трубы	Размер фаски
1	2	3
1	От 15,0 до 19,0 включ.	9,0±0,5
2	От 19,0 до 21,5 включ.	10,0±0,5
3	От 21,5 до 32,0 включ.	12,0±0,5
4	Более 32,0	16,0±0,5

6.7.4 В зависимости от толщины стенки присоединяемой трубы должны применяться следующие типы кромок (см. рисунки 6.4 и 6.5):

- до 5 мм включительно – типы 1, 4, 11, 14;
- до 15 мм включительно – типы 2, 5, 7, 9, 12, 15, 17, 19;
- свыше 15 мм – типы 3, 6, 8, 10, 13, 16, 18, 20.

6.7.5 Присоединительный размер кромки ответного фланца  $a_k$  под приварку к трубе не должен превышать  $1,5 \cdot a_m$  (где  $a_m$  – присоединительный размер кромки трубы).

6.7.6 На ответных фланцах с наружными диаметрами, большими, чем номинальный диаметр присоединяемой трубы, допускается выполнять разделку кромок с наружным скосом (типы 11 – 20, см. рисунки 6.4 и 6.5).

6.7.7 Если разность толщин по внутренним диаметрам присоединительных концов ответных фланцев и присоединяемой трубы не превышает 2,0 мм, то внутренний скос не производится (типы 1 – 3, 11 – 13, см. рисунки 6.4 и 6.5).

6.7.8 Если разность толщин по внутренним диаметрам присоединительных концов ответных фланцев и присоединяемой трубы превышает 2,0 мм, но не более 0,5 от толщины стенки трубы, то производится внутренний скос кромки (типы 4 – 6, 14 – 16, см. рисунки 6.4 и 6.5).

6.7.9 При разности внутренних диаметров стыкуемых стенок более 0,5 от толщины стенки трубы производится цилиндрическая или коническая проточка (типы 7 – 10, 17 – 20, см. рисунки 6.4 и 6.5).

6.7.10 При выполнении разделки кромки допускается неравномерное по ширине или частичное образование внутренней фаски.

6.7.11 Материал ответных фланцев должен соответствовать требованиям 9.1, при этом разность нормативных значений временного сопротивления разрыву материала ответного фланца и присоединяемой трубы не должна превышать 98 МПа.

## 6.8 Требования к сертификации продукции

6.8.1 Регуляторы должны соответствовать следующим техническим регламентам таможенного союза:

- ТР ТС 010/2011;
- ТР ТС 032/2013.

6.8.2 Подтверждение соответствия регуляторов требованиям ТР ТС 010/2011 и ТР ТС 032/2013 должно осуществляться в форме сертификации аккредитованным органом по сертификации или декларирования соответствия на основании собственных доказательств и (или) полученных с участием органа по сертификации или аккредитованной испытательной лаборатории (центра).

6.8.3 Декларация о соответствии или сертификат соответствия является единственным документом, подтверждающим соответствие регуляторов требованиям ТР ТС 010/2011 и ТР ТС 032/2013.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

6.8.4 Копии декларации о соответствии или сертификат соответствия ТР ТС 010/2011 и ТР ТС 032/2013 должны быть включены в комплект сопроводительной документации регулятора.

6.8.5 Сведения о декларации о соответствии или о сертификате соответствия должны быть указаны в паспорте на регулятор.

## **7 Требования безопасности**

### **7.1 Требования безопасности при эксплуатации**

7.1.1 В эксплуатационных документах должны быть установлены следующие требования, обеспечивающие безопасность при эксплуатации регуляторов:

- установка, монтаж и эксплуатация регуляторов должны выполняться в соответствии с требованиями РЭ;
- эксплуатация регуляторов без паспорта и РЭ запрещается;
- при эксплуатации регуляторов должны проводиться их техническое обслуживание, ремонт и периодические проверки;
- при эксплуатации должен вестись учет наработки, обеспечивающий контроль достижения назначенных показателей и показателей надежности по долговечности в соответствии с перечислением б) 6.3.2;
- эксплуатация регуляторов должна быть остановлена при достижении критериев предельного состояния, приведенных в 6.3.4.

7.1.2 К входному контролю, эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту, техническому освидетельствованию регуляторов допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующее профессиональное образование, прошедшие:

- обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования), признанные годными к выполнению работ;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ (инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте, проверку знаний требований охраны труда, методов оказания первой доврачебной помощи пострадавшим).

7.1.3 Работники проводящие входной контроль, эксплуатацию, техническое обслуживание, ремонт и техническое освидетельствование регуляторов, должны быть обеспечены сертифицированной специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты, для защиты от опасных и вредных производственных факторов, в соответствии с действующими Типовыми нормами.

7.1.4 Регулятор не должен являться источником повышенного шума, вибрации и ультразвуковых колебаний.

7.1.5 Максимально допустимое виброускорение, вызываемое работой регулятора, в диапазоне частот от 0 до 100 Гц не должно превышать:

- 2,5 м/с<sup>2</sup> на корпусе регулятора;
- 10 м/с<sup>2</sup> на корпусе электропривода.

7.1.6 Максимально допустимая амплитуда вибрации технологических трубопроводов с установленными на них регуляторами – не более 0,2 мм.

7.1.7 Уровень постоянного шума, создаваемый регулятором, – не более 85 дБ на расстоянии 1,0 м от корпуса.

Максимальный уровень звука непостоянного шума при работе регулятора, определяемый по ГОСТ 12.1.003, – не более 110 дБ на расстоянии 1,0 м от корпуса.

Максимальный уровень кратковременного шума продолжительностью не более 120 с при переходных режимах согласно 5.13 – не более 125 дБ на расстоянии 1,0 м от корпуса.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

7.1.8 При разборке и сборке регулятора необходимо предохранять уплотнительные и направляющие поверхности от повреждения.

7.1.9 Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт регуляторов – в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.010, ГОСТ 12.1.004.

## **7.2 Требования безопасности при транспортировании и хранении**

7.2.1 Требования безопасности при погрузочно-разгрузочных работах должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.3.009.

7.2.2 Строповка регуляторов должна проводиться в соответствии со схемой строповки, которая представляется на сборочном чертеже или в паспорте и РЭ.

7.2.3 В РЭ должны быть установлены следующие требования, обеспечивающие безопасность при транспортировании и хранении регуляторов:

- транспортирование и хранение регуляторов должно проводиться с учетом всех требований по безопасности, указанных в РЭ на регуляторы;
- после истечения установленного срока хранения, регуляторы должны быть подвергнуты переконсервации; в случае планируемого применения по назначению – техническому диагностированию и испытаниям на работоспособность и герметичность;
- транспортирование регуляторов должно проводиться в соответствии с правилами, действующими на конкретных видах транспорта;
- погрузка, разгрузка, транспортирование и складирование регуляторов должны проводиться аттестованным персоналом с соблюдением требований безопасности при выполнении данных работ.

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

7.2.5 Установка и крепление регуляторов на транспортном средстве должны исключать возможность механических повреждений и загрязнений внутренних поверхностей регуляторов и концов патрубков.

## **8 Требования охраны окружающей среды**

8.1 Регуляторы, а также их соединения с трубопроводами, должны быть герметичны по отношению к внешней среде. Утечки не допускаются.

8.2 Детали, вышедшие из строя и отработавшие свой ресурс, предварительно отпаренные, передаются на утилизацию в специализированные организации, имеющие лицензию на осуществление деятельности в области обращения с отходами I-IV классов опасности.

8.3 Содержание вредных веществ возле разъемных соединений регулятора не должно превышать требований, предъявляемых к классу опасности 3 по ГОСТ 12.1.007. Концентрация вредных веществ, методы и периодичность контроля должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005 для класса опасности III.

## **9 Требования к сырью, материалам, покупным изделиям**

### **9.1 Требования к материалам**

9.1.1 Материалы должны соответствовать требованиям НД на соответствующие марки материалов. Соответствие материалов требованиям НД должно подтверждаться сертификатами или протоколами испытаний изготовителя по методике, предусмотренной в НД на соответствующий материал.

Использование материалов, поступивших без оригиналов сертификатов или копий, заверенных поставщиком материала, для изготовления основных деталей регуляторов (корпусные детали, регулирующий элемент, шпиндель, вал, основной расчетный крепеж и

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

ответные фланцы) не допускается. Сертификаты должны быть на русском языке или иметь перевод на русский язык.

9.1.2 Механические характеристики и химический состав материалов должны быть подтверждены сертификатами изготовителя металла.

9.1.3 Если сертификат не содержит полных данных, то материал должен проходить необходимые испытания на заводе-изготовителе регуляторов.

9.1.4 Материалы, полуфабрикаты и комплектующие изделия должны подвергаться входному контролю по ГОСТ 24297.

9.1.5 Материалы элементов регуляторов должны быть подобраны с учетом параметров и условий эксплуатации.

9.1.6 Корпусные детали регуляторов, воспринимающие давление рабочей среды и разделяющие рабочую и окружающую среду, должны изготавливаться из низкоуглеродистых или низколегированных сталей. Материал ответных фланцев должен обеспечивать качественную сварку с трубопроводом в полевых условиях.

9.1.7 При выборе материалов, в зависимости от вида климатического исполнения регулятора, должно приниматься нижнее значение температуры окружающего воздуха в соответствии с 6.4.1.

9.1.8 Материалы корпусных деталей должны иметь содержание не более 0,02 % серы и не более 0,02 % фосфора.

9.1.9 Для материала ответных фланцев значения эквивалента углерода  $C_{\Sigma}$ , характеризующего свариваемость стали, не должно превышать 0,43.

Величина эквивалента углерода рассчитывается по формуле:

$$C_{\Sigma} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + V}{5} + \frac{Cu + Ni}{15}, \quad (4)$$

где  $C$ ,  $Mn$ ,  $Cr$ ,  $Mo$ ,  $V$ ,  $Cu$ ,  $Ni$  – массовые доли в стали соответственно углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, меди, никеля в процентах.

Медь, никель, хром, содержащиеся в сталях как примеси, при расчете  $C_{\Sigma}$  не учитывают, если их суммарное содержание не превышает 0,20 %.

Если в НД на материал не установлено содержание каких-либо элементов, включенных в формулу (4), необходимо проводить дополнительный анализ химического состава металла с целью определения всех данных для расчета  $C_{\Sigma}$ .

9.1.10 Фактическое значение эквивалента углерода должно быть нанесено несмываемой краской внутри ответных фланцев, а также указано в паспорте на регулятор.

9.1.11 Поковки и штамповки должны соответствовать группе IV по ГОСТ 8479.

9.1.12 Механические свойства материала основных деталей, сварных швов, а также мест исправления дефектов методом сварки и зоны термического влияния после окончательной термообработки приведены в таблице 9.1.

9.1.13 Временное сопротивление разрыву материала сварных швов и мест исправления дефектов заваркой должно быть не ниже минимального значения временного сопротивления разрыву материала детали по НД для данной марки стали.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

Таблица 9.1 – Механические свойства материала деталей и сварных швов

№ п/п	Наименование деталей и сварных швов		Твердость HV, не более	Предел текучести $\sigma_t$ , МПа, не менее	Ударная вязкость $KCV^{40}$ , Дж/см <sup>2</sup> , не менее	Минимальное значение угла изгиба
1	2		3	4	5	6
1	Корпусные детали, от- ветные фланцы из стали	низкоуглероди- стой	200	195	24,5	–
		низколегирован- ной	240			–
2	Регулирующий элемент		–	195	24,5	–
3	Шпиндель, вал		–	540	24,5	–
4	Шпильки, болты		–	590	30,0	–
5	Гайки		–	440	30,0	–
6	Материал свар- ных швов, места исправле- ния заваркой и зоны термиче- ского влияния	для сварки низкоуглеро- дистой стали	250	–	24,5	120° при отсут- ствии трещин или надрывов длиной более 12,5 % от его ширины, но не более 3 мм
		для сварки низколеги- рованной стали	270			

9.1.14 Шпиндели и валы регуляторов должны изготавливаться из коррозионно-стойких сталей.

9.1.15 Материалы крепежных деталей должны выбираться с коэффициентом линейного расширения, близким по значению к коэффициенту линейного расширения материала фланца. При этом разница в значениях коэффициентов линейного расширения не должна превышать 10 %.

9.1.16 Гайки и шпильки для соединений, работающих под давлением, должны изготавливаться из сталей с разной твердостью так, чтобы твердость гаек была ниже твердости шпилек не менее чем на 15 НВ.

Крепежные детали для соединений, работающих под давлением, должны иметь маркировку, нанесенную ударным способом, позволяющую определить принадлежность к поставляемой (изготавливаемой) партии.

9.1.17 Крепежные детали для соединений, работающих под давлением (как собственного производства, так и поставляемых по договору субподряда), должны подвергаться входному контролю, в том числе:

- определение твердости (в объеме не менее 1 % от каждой поступившей/изготавливаемой партии крепежных изделий, но не менее 2 шт.);
- проведение химического анализа (в объеме не менее 1 % от каждой поступившей/изготавливаемой партии крепежных изделий, но не менее 2 шт.).

9.1.18 Материалы должны быть стойкими к рабочей среде и окружающим условиям. Скорость коррозии материала корпусных деталей и сварных швов – не более 0,1 мм/год при воздействии факторов, указанных в 6.1.13 и 6.4.1.

9.1.19 Скорость коррозии материала уплотнительных поверхностей деталей узла затвора – не более 0,05 мм/год.

9.1.20 В качестве уплотнительных прокладок для фланцевых соединений регулятора с трубопроводами должны применяться армированные прокладки из ТРГ.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

9.1.21 В качестве уплотнительных прокладок для разъемных соединений регулятора и уплотнения штока (вала) должны применяться прокладки из ТРГ или полимерных материалов, работоспособных во всем интервале рабочих температур, окружающего воздуха и в заданных рабочих средах.

9.1.22 Прокладка разъема «корпус-крышка» и уплотнение шпинделя должны обеспечивать гарантированную герметичность в течение не менее 20 лет.

## 9.2 Требования к наружному защитному покрытию

9.2.1 Регуляторы должны иметь заводское наружное антикоррозионное покрытие.

9.2.2 Антикоррозионное покрытие должно обладать стойкостью к воздействию окружающей среды:

- температура окружающего воздуха – от минус 40 °С до 60 °С;
- температура наружной поверхности регулятора до 70 °С;
- относительная влажность окружающего воздуха – до 100 %;
- ветровой район – от I до VI по СП 20.13330.2011;
- суммарная солнечная радиация – до 120 ккал/см<sup>2</sup>·год.

9.2.3 Технология нанесения наружного антикоррозионного покрытия должна быть согласована с изготовителем антикоррозионных материалов.

9.2.4 При нанесении покрытия внутренняя поверхность изделия должна быть защищена от попадания на нее материалов наружного покрытия.

9.2.5 На уплотнительные поверхности торцевых частей фланцев антикоррозионное покрытие не наносится.

9.2.6 Указания по ремонту повреждений и дефектов покрытия должны быть установлены в соответствующем разделе РЭ на изделие или инструкции по ремонту покрытия, разработанных в соответствии с рекомендациями изготовителя изоляционного материала.

9.2.7 При подготовке поверхностей регуляторов методом абразивной обработки к нанесению антикоррозионного покрытия должны быть обеспечена защита от попадания абразивного материала на поверхности, не подлежащие покрытию (кромки под приварку, детали бугельного узла, шпиндель (вал), прокладочные и уплотнительные детали и др.), а также во внутренние полости корпуса, бугельного узла и стойки арматуры.

9.2.8 Не контролируется толщина антикоррозионного покрытия на следующих элементах регуляторов:

- крепежных деталях (шпильках, гайках, болтах);
- спускных пробках и масленках;
- поверхности паза под шпонку привода на фланце бугеля;
- защитных кожухах дренажного и спускного трубопроводов и элементах их крепления (при их наличии);
- строповочных элементах;
- сопрягаемых поверхностях фланцев;
- внутренней поверхности стойки;
- транспортных заглушках и защитных элементах упаковки;
- опорах.
- в отверстиях под крепежные изделия фланцев.

Сплошность покрытия на наличие неокрашенных участков поверхности на указанных элементах контролируется визуально.

9.2.9 Допускается не наносить антикоррозионное покрытие:

- на элементы регуляторов, изготовленных из коррозионностойких марок сталей;
- на транспортные заглушки, изготовленные из неметаллических материалов (фанера, резина, пластик и т. д.).

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

9.2.10 Длина неизолированных концевых участков под сварку ответных фланцев должна составлять:

- от 30 до 70 мм – для регуляторов до *DN* 250 включительно;
- от 60 до 120 мм – для регуляторов свыше *DN* 250.

### 9.3 Требования к электроприводу

9.3.1 Электропривод должен обеспечивать открытие и закрытие регулятора при максимальном перепаде рабочего давления на затворе, который указывается при заказе регулятора в опросном листе, а также во всем рабочем диапазоне производительности и соответствующем диапазоне перепада давления.

9.3.2 Регулятор в комплекте с электроприводом должен обеспечивать основную приведённую погрешность позиционирования запирающего элемента не более 1 % от его рабочего диапазона регулирования.

9.3.3 Электропривод должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- закрытие и открытие прохода арматуры с встроенного или дистанционного пульта управления и остановку запорного устройства арматуры в любом промежуточном положении;
- управление электроприводом в дистанционном режиме посредством внешней системы управления;
- автоматическое отключение при достижении запорным устройством арматуры крайних положений («Закрыто», «Открыто»);
- выдачу на встроенный пульт управления и во внешнюю систему управления информации о достижении запорным устройством арматуры крайних положений и о срабатывании муфты ограничения крутящего момента;
- перемещение запорного устройства арматуры от привода ручного дублера и автоматическое его выключение при включении электродвигателя;
- указание текущего положения запорного устройства арматуры внутри заданного диапазона перемещения.

9.3.4 Максимальный крутящий момент электропривода регулятора должен превышать максимальный крутящий момент, необходимый для управления регулятором, не менее чем в 1,25 раза.

9.3.5 Диапазон перемещения регулятора должен быть ограничен фактическим рабочим диапазоном регулирования с помощью соответствующей настройки конечных выключателей и алгоритма работы САР.

## 10 Комплектность

10.1 В комплект поставки должны входить:

- полностью собранный регулятор со всеми деталями, узлами и комплектующими изделиями в соответствии со спецификацией и опросным листом;
- комплект быстро изнашиваемых деталей, инструментов и принадлежностей, деталей и узлов с ограниченным сроком службы, необходимых для эксплуатации, технического обслуживания и ремонта регуляторов, в соответствии с ведомостью ЗИП, оговариваемый при оформлении договора на поставку;
- комплект эксплуатационных и разрешительных документов на регулятор.

10.2 По условиям, особо оговариваемым договором на поставку, регуляторы поставляются укомплектованными:

- электроприводом в комплекте с эксплуатационными и разрешительными документами;
- ответными фланцами с крепежными деталями и прокладками;
- концентрическими переходами (для регуляторов, предназначенных для монтажа на трубопроводе, имеющем больший номинальный диаметр, чем регулятор).

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

10.3 В комплект сопроводительной документации должны входить:

- паспорт;
- расчет на прочность корпусных деталей или выписка из расчета;
- расчёт на сейсмостойкость или выписка из расчета (для регулятора в сейсмостойком исполнении и исполнении повышенной сейсмостойкости);
- сборочные чертежи;
- чертежи выемных деталей (уплотнения разъемных элементов);
- РЭ, включающее инструкцию по монтажу и эксплуатации, разделы, регламентирующие порядок проведения текущего, среднего и капитального ремонта;
- акт приема-сдаточных испытаний;
- разрешительная документация (копия сертификата соответствия или декларации о соответствии ТР ТС 010/2011 и ТР ТС 032/2013);
- спецификация на регулятор;
- протокол испытаний антикоррозионного покрытия;
- упаковочный лист.

10.4 Вся документация, входящая в комплект поставки, должна быть на русском языке в одном экземпляре на каждый регулятор.

10.5 Паспорт на регулятор рекомендуется оформлять в соответствии с приложением Б настоящего документа.

## 11 Маркировка

11.1 Маркировка должна быть расположена на лицевой стороне корпуса регулятора на видном месте и на металлической табличке из коррозионностойкой стали или цветных металлов и их сплавов.

Табличка должна быть выполнена по ГОСТ 12971 и размещена на видном месте.

11.2 Содержание маркировки в соответствии с ГОСТ 4666. Допускается содержание маркировки в соответствии API 6D.

11.3 Наружные поверхности регуляторов должны быть окрашены в серый цвет (при отсутствии других требований при заказе).

11.4 Маркировку запасных частей следует располагать 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.

11.5 Маркировка транспортной тары должна содержать:

- а) на торцевой и боковой поверхностях транспортной тары:
  - адрес и наименование получателя;
  - адрес и наименование отправителя;
  - условное обозначение регулятора (см. 5.14);
  - масса нетто и брутто, кг;
  - габаритные размеры, см (длина, ширина и высота);
- б) на ящике (крышке, на передней и боковой стенках), в который упаковывается ремонтный и групповой ЗИП:
  - адрес и наименование получателя;
  - адрес и наименование отправителя;
  - обозначение регулятора в сочетании с надписью «ЗИП изделия»;
  - количество комплектов ЗИП в ящике;
  - номер ящика;
  - количество ящиков в партии;
  - масса ЗИП с тарой (брутто);

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

- манипуляционные знаки «Беречь от влаги», «Верх, не кантовать» по ГОСТ 14192.

11.6 На упакованном регуляторе должны быть нанесены манипуляционные знаки по ГОСТ 14192 – «Центр тяжести» и «Место строповки». Непосредственно на регулятор несмываемой краской должны быть нанесены условные обозначения на строповые устройства.

11.7 Способ нанесения маркировки:

- на литых, литосварных корпусах – литье, ударный способ, наплавка;
- на штампованные корпуса – ударный способ, наплавка;
- на транспортную тару – печать несмываемой краской или нанесение через трафарет.

## 12 Упаковка

12.1 При подготовке регулятора к упаковыванию должно быть соблюдено следующее:

- затвор установлен в положение «закрыто» (для кранов шаровых в положение «открыто»);
- поверхности регуляторов, не имеющие защитного антикоррозионного покрытия, а также лакокрасочного или другого атмосферостойкого покрытия, – подвержены временной антикоррозионной защите по ГОСТ 9.014: вариант защиты – ВЗ-1, ВЗ-4 или ВЗ-8, вариант упаковки – ВУ0 или ВУ-9;
- на время транспортирования и хранения регулятор консервируется по инструкции изготовителя регулятора;
- крепежные детали и другие неокрашиваемые поверхности – консервируются смазкой (консервантом), соответствующей по техническим параметрам условиям хранения и эксплуатации регуляторов;
- внутренняя упаковка деревянной тары – по ГОСТ 9.014.

12.2 Патрубки арматуры должны быть закрыты заглушками, которые должны плотно прилегать/фиксироваться на патрубках, а также обеспечивать, в том числе:

- надежную защиту от механических повреждений кромок под приварку арматуры;
- надежную защиту внутренней полости арматуры от попадания загрязнений и влаги;
- целостность (пригодность) в различных условиях хранения и транспортирования арматуры;
- возможность крепления комплекта сопроводительной документации на внутреннюю часть.

12.3 Порядок размещения и способ укладки продукции должен обеспечить сохранность регуляторов при транспортировании и хранении при оптимальном обеспечении объема поставок регуляторов по заказу.

12.4 Увязка запорной арматуры на транспорте должна исключать соприкосновение ее частей с элементами кузова, платформы или контейнера.

12.5 Регуляторы должны быть уложены на транспортировочные поддоны или в деревянные ящики, габаритная длина которых должна быть не менее габаритов изделий. Запас прочности тары должен быть рассчитан с учетом веса регуляторов.

12.6 Увязка оборудования к таре, а также к транспортному средству должна осуществляться с применением стальной проволоки или ленты. Места соприкосновения регуляторов с элементами увязки и тары должны быть проложены материалами, обеспечивающими сохранность антикоррозионного покрытия от повреждений в процессе транспортирования.

12.7 Для предотвращения механических повреждений, попадания загрязнений и влаги на места под установку привода регулятора необходимо устанавливать металлические или полимерные кожухи/колпаки, которые должны плотно прилегать/фиксироваться в местах установки, предотвращая смещение/спадание при строповке, транспортировании и хранении регуляторов.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

12.8 Сопроводительную документацию, прилагаемую к регулятору, следует помещать в водонепроницаемую бумагу или материал с полиэтиленовым покрытием и вкладывать в герметичный пакет, изготовленный из полиэтиленовой пленки по ГОСТ 10354 толщиной не менее 0,15 мм. Швы пакета должны свариваться (заклеиваться). Пакет дополнительно должен быть обернут водонепроницаемой бумагой или полиэтиленовой пленкой, края которых должны свариваться (заклеиваться).

12.9 Сопроводительная документация должна размещаться в первом ящике отправляемых по заказу регуляторов, при этом на ящик должна быть нанесена надпись «Документация здесь».

12.10 При транспортировании регуляторов без тары документация должна размещаться в проходе регулятора и крепиться к тыльной стороне заглушки, при этом на лицевой стороне заглушки должна быть нанесена надпись «Документация здесь». Надпись наносится несмываемой краской или другим способом, обеспечивающим ее сохранность в условиях транспортирования и хранения.

12.11 В паспортах регуляторов должны быть указаны:

- условия хранения по ГОСТ 15150;
- сведения о примененных консервационных материалах;
- дата консервации;
- срок защиты без переконсервации.

12.12 Консервация должна обеспечивать защиту от коррозии при транспортировании, хранении и монтаже в течение 24 месяцев со дня отгрузки регуляторов изготовителем.

12.13 При хранении более 24 месяцев или обнаружении дефектов временной противокоррозионной защиты при контрольных осмотрах в процессе хранения, необходимо произвести переконсервацию согласно ГОСТ 9.014.

12.14 Методы консервации и применяемые для этого материалы должны обеспечивать возможность расконсервации регуляторов без их разборки.

12.15 Расконсервацию следует производить согласно ГОСТ 9.014 в следующей последовательности:

- удалить упаковку (при наличии);
- удалить заглушки, установленные на патрубки, и защитные элементы (кожух) бугельного узла;
- извлечь из прохода фиксирующие элементы и средства консервации (при их наличии);
- удалить загрязнения с наружной поверхности и из прохода регулятора (при наличии);
- не защищенные антикоррозионным покрытием поверхности (кромки под приварку, уплотнительные поверхности фланцев, привалочные поверхности бугельного узла и др.) протереть ветошью, смоченной растворителями с последующей сушкой или протирающим насухо, промыть горячей водой или моющими растворами с пассиваторами и последующей сушкой.

12.16 Для переконсервации изделий используют варианты временной защиты и внутренней упаковки, указанные в РЭ на задвижку.

12.17 При переконсервации допускается применять повторно неповрежденную в процессе хранения внутреннюю упаковку, а также средства временной противокоррозионной защиты после восстановления их защитной способности.

## 13 Правила приемки

### 13.1 Общие требования

13.1.1 Регуляторы должны соответствовать требованиям КД, разработанной в соответствии с требованиями настоящего документа.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

13.1.2 Приемка и контроль качества деталей, сборочных единиц регуляторов, материалов, комплектующих изделий и отдельных операций должны проводиться ОТК изготовителя на соответствие требованиям настоящего документа, КД и технологической документации, утвержденной изготовителем. Результатом приемки является клеймо ОТК на деталях, сборочных единицах регулятора и штамп ОТК с подписью ответственного исполнителя в паспорте регулятора.

13.1.3 При изготовлении регуляторов должна применяться система контроля качества (проведение входного, операционного и приемочного контроля), обеспечивающая выполнение работ в соответствии с требованиями настоящего документа.

13.1.4 Перед изготовлением регулятора необходимо проводить входной контроль основных и сварочных материалов, а также полуфабрикатов.

13.1.5 Входному контролю должны подвергаться материалы и покупные изделия, качество которых должно быть подтверждено сертификатами, а при необходимости – путем проведения испытаний силами изготовителя регулятора.

13.1.6 Входной контроль должен проводиться по ГОСТ 24297 и соответствующей ТД изготовителя, регламентирующей требования к проведению входного контроля, включая:

- номенклатуру продукции, подлежащей входному контролю;
- контролируемые параметры (требования);
- виды контроля;
- объем выборки или проб;
- средства измерения и их технические характеристики;
- процесс выполнения входного контроля, методики контроля и контрольных операций.

13.1.7 Результаты входного контроля должны регистрироваться в журнале учета результатов входного контроля по ГОСТ 24297. Забракованная при входном контроле продукция должна маркироваться «Брак» и направляться в изолятор брака.

13.1.8 Все виды контрольных операций (входной, операционный и приемочный контроль) должны быть проведены на специально подготовленных площадках (участках), расположенных на территории изготовителя, при соблюдении следующих требований:

- доступ к проведению визуального контроля 100 % поверхности изделия;
- подлежащая контролю поверхность должна рассматриваться под углом более 30° к плоскости объекта контроля и с расстояния до 600 мм;
- освещенность контролируемых поверхностей – не менее 500 лк.

13.1.9 Работы по неразрушающему контролю должны осуществляться лабораториями, аттестованными в соответствии с ПБ 03-372-00.

К руководству и выполнению работ по неразрушающему контролю допускаются лица, аттестованные в соответствии с ПБ 03-440-02. Контроль регуляторов должны проводить специалисты неразрушающего контроля не ниже уровня II.

Специалисты неразрушающего контроля допускаются к контролю тех объектов и теми методами (видами) неразрушающего контроля, которые установлены в их квалификационных удостоверениях.

13.1.10 Неразрушающий контроль должен проводиться в соответствии с утвержденными изготовителем технологическими инструкциями (операционными картами) на каждый метод неразрушающего контроля, разработанными для конкретных типоразмеров деталей, сварных соединений и метода контроля.

Технологические инструкции (операционные карты) на проведение неразрушающего контроля должны содержать:

- наименование объекта контроля;
- перечень НД и ТД, на основании которых осуществляется контроль объекта;
- сведения о конструкции контролируемого объекта и его параметрах;
- требования к подготовке объекта к контролю;

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

- схемы и параметры контроля;
- идентификационные признаки выявляемых дефектов;
- применяемое оборудование и материалы;
- перечень, очередность и описание выполняемых операций по подготовке и проведению контролю;
- перечень контролируемых параметров с указанием нормативных значений и критериев забракования;
- перечень операций по обеспечению безопасности;
- порядок обработки результатов контроля и оценки качества проконтролированного объекта.

13.1.11 Изготовитель регуляторов должен проводить следующие виды испытаний:

- приемочные;
- квалификационные;
- приемо-сдаточные;
- периодические;
- типовые.

13.1.12 При проведении испытаний должны быть обеспечены следующие предельные отклонения:

- для давления –  $\pm 1,0$  %;
- для температуры –  $\pm 5$  °С;
- для времени –  $\pm 1$  с.

13.1.13 Разность температур стенки корпуса регулятора и окружающего воздуха во время пневмогидравлических испытаний не должна вызывать конденсацию влаги на поверхности стенки корпуса.

## 13.2 Виды испытаний

13.2.1 Для подтверждения соответствия регуляторов установлены следующие виды испытаний:

- приемочные испытания (с целью подтверждения всех установленных в настоящем документе характеристик опытного образца регулятора, проверки и подтверждения соответствия опытного образца регулятора требованиям настоящего документа, а также для принятия решений о возможности постановки этой продукции на производство);
- квалификационные (с целью подтверждения всех определенных настоящим документом характеристик регулятора, являющегося представителем установочной серии или первой промышленной партии, проверки и подтверждения соответствия регулятора требованиям настоящего документа);
- приемо-сдаточные (с целью контроля соответствия регулятора требованиям КД и настоящего документа для определения возможности приемки регулятора);
- периодические не реже 1 раза в 3 года (для периодического подтверждения качества регуляторов и стабильности технологического процесса в установленный период с целью подтверждения возможности продолжения изготовления регуляторов по действующей КД и ТД и продолжения их приемки);
- типовые (с целью оценки эффективности и целесообразности предлагаемых изменений в конструкции или технологии изготовления, которые могут повлиять на технические характеристики регулятора, связанные с безопасностью для жизни, здоровья или имущества граждан, либо могут повлиять на эксплуатацию регулятора, в том числе на важнейшие потребительские свойства регулятора или на соблюдение условий охраны окружающей среды).

13.2.2 Испытания проводятся по программе и методике испытаний, разработанной и утвержденной изготовителем регулятора.

13.2.3 Приемо-сдаточным испытаниям подвергается каждый регулятор.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	---	--

Приемо-сдаточные испытания регуляторов должны проводиться в соответствии с программой и методикой испытаний на регуляторы, с участием представителей заказчика, при необходимости.

13.2.4 Конкретный типоразмер регулятора для приемочных, квалификационных, периодических и типовых испытаний определяется изготовителем по согласованию с заказчиком.

13.2.5 Для типовых испытаний, при необходимости, допускается включать в программу и методику испытаний сравнительные испытания регуляторов, изготовленных без учета и с учетом предлагаемых изменений.

13.2.6 Результаты испытаний (приемочных, квалификационных, типовых) распространяются на весь типоразмерный ряд конструктивно подобных регуляторов, выпускаемых по одним ТУ.

13.2.7 Объем проверок, контролей и испытаний приведен в таблице 13.1.

13.2.8 Пневмогидравлические испытания должны проводиться до консервации и нанесения антикоррозионного покрытия.

13.2.9 После проведения пневмогидравлических испытаний испытательная среда из внутренней полости регулятора должно быть полностью удалена.

13.2.10 При приемо-сдаточных испытаниях после проведения пневмогидравлических испытаний следует проводить:

- обтяжку гаек разъемных соединений с максимально допустимым моментом, указанным в паспорте регулятора;
- нанесение антикоррозионного покрытия.

Таблица 13.1 – Объем проверок, контроля и испытаний

№ п/п	Виды проверок, контроля и испытаний	Вид испытаний				
		Приёмочные	Квалификацион ные	Приёмо- сдаточные	Периодические	Типовые
1	2	3	4	5	6	7
1	Проверка технической документации, визуальный и измерительный контроль					
1.1	Проверка сопроводительной документации	+	+	+	+	+
1.2	Визуальный и измерительный контроль	+	+	+	+	+
2	Пневмогидравлические испытания					
2.2	Испытания на прочность и плотность материала корпусных деталей и сварных швов, герметичность по подвижным и неподвижным соединениям относительно внешней среды	+	+	+	+	+
2.4	Испытания на работоспособность	+	+	+	+	+
2.6	Испытания на герметичность затвора	+	+	+	+	+
2.7	Испытания на герметичность уплотнения шпинделя (вала) воздухом	+	+	+	+	+
2.10	Испытания на прочность ответных фланцев	–	–	+	–	–
3	Ресурсные испытания					
3.1	Пневмогидравлические испытания	+	+	–	+	+
3.2	Наработка 1500 циклов «открыто» – «закрыто» при перепаде давления $\Delta P$ и концентрации механических примесей в испытательной среде, указанной в 6.1.13 (для запорно-регулирующей арматуры)	+	+	–	+	+

Каспийский трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

Окончание таблицы 13.1

№ п/п	Виды проверок, контролей и испытаний	Виды испытаний				
		Приёмочные	Квалификацион ные	Приёмо- сдаточные	Периодические	Типовые
1	2	3	4	5	6	7
3.3	Проверка фиксации положения регулирующего элемента арматуры в промежуточных положениях при прекращении подачи напряжения питания на электропривод при нагрузке на регулирующий орган соответствующей нагрузке, возникающей от потока рабочей среды при максимальном расходе	+	+	—	+	+
4	Определение расходных и кавитационных характеристик	+	+	—	—	+ <sup>1)</sup>
5	Испытания на сейсмостойкость	+	+	—	—	+ <sup>2)</sup>
6	Климатические испытания	+	+	—	—	+ <sup>3)</sup>
7	Испытания антикоррозионного покрытия	+	+	+	—	+ <sup>4)</sup>
8	Проверка консервации	—	—	+	—	—
<sup>1)</sup> Испытания по определению расходных и кавитационных характеристик проводятся при внесении изменений в конструкцию узла затвора регулятора. <sup>2)</sup> Испытания на сейсмостойкость проводятся при внесении изменений в конструкцию регулятора, снижающих жёсткость конструкции регулятора и уменьшающих частоту собственных колебаний. <sup>3)</sup> Климатические испытания проводятся при изменении применяемых материалов корпусных деталей и/или уплотнений разъемных соединений, на материалы с техническими характеристиками, уступающими ранее применяемым материалам в части стойкости к климатическим факторам. <sup>4)</sup> Испытания антикоррозионного покрытия проводятся при изменении технологии нанесения или изменения материалов, применяемых для нанесения антикоррозионного покрытия.						

Каспийский трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

13.2.11 После нанесения антикоррозионного покрытия на регулятор проводится его контроль с оформлением сертификата качества (паспорта) антикоррозионного покрытия.

13.2.12 Результаты испытаний считаются положительными, если полученные фактические данные по всем видам проверок, включенных в программу испытаний, соответствуют требованиям настоящего документа.

13.2.13 Результаты каждого этапа испытаний должны оформляться соответствующими протоколами испытаний. После проведения всех этапов испытаний должен составляться акт приемочной комиссии.

13.2.14 Результаты приемо-сдаточных испытаний должны оформляться актом приемо-сдаточных испытаний регулятора в соответствии с приложением В.

### **13.3 Требования к испытательному оборудованию**

13.3.1 Испытательное оборудование, в том числе установленные на них контрольно-измерительные приборы, должны обеспечить условия испытаний, указанные в настоящем документе.

13.3.2 На регуляторы со стороны испытательных устройств должны быть исключены механические воздействия, не предусмотренные в эксплуатационных документах.

13.3.3 Давление при пневмогидравлическом испытании должно контролироваться двумя манометрами. Оба манометра выбираются одного типа, предела измерения, одинаковых классов точности, цены деления. Класс точности манометров должен быть не хуже 0,6 по ГОСТ 2405 во всем диапазоне измерений.

В зависимости от пробного давления при пневмогидравлических испытаниях должны применяться манометры со следующим диапазоном измерений:

- для  $P_{пр}$  2,4 МПа с диапазоном показаний давления от 0 до 4,0 МПа;
- для  $P_{пр}$  3,8 МПа с диапазоном показаний давления от 0 до 6,0 МПа;
- для  $P_{пр}$  6,0 МПа с диапазоном показаний давления от 0 до 10,0 МПа;
- для  $P_{пр}$  9,5 МПа с диапазоном показаний давления от 0 до 16,0 МПа;
- для  $P_{пр}$  12,0 и 15,0 МПа с диапазоном показаний давления от 0 до 25,0 МПа.

13.3.4 Испытания должны проводиться на испытательном оборудовании, аттестованном в соответствии с ГОСТ Р 8.568, укомплектованном средствами защиты и приборами, имеющем эксплуатационные документы.

### **13.4 Условия и порядок окончательного забракования**

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

13.4.2 Если во время приемо-сдаточных испытаний проводилась разборка, сварка, демонтаж или иные работы, связанные с устранением несоответствий, регуляторы должны подвергаться повторным испытаниям по всем параметрам.

13.4.3 При положительных результатах повторных испытаний регуляторы считаются принятыми.

13.4.4 Если при повторных испытаниях вновь будет обнаружено несоответствие регулятора хотя бы по одному из проверяемых параметров, то он окончательно бракуется.

13.4.5 Если после проведения допустимых исправлений, указанных в 14.1.48 и 14.1.49, не был достигнут положительный результат, детали и узлы бракуются окончательно, как не подлежащие дальнейшему использованию.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

## 14 Методы контроля

### 14.1 Контроль при изготовлении

14.1.1 К изготовлению и сборке должны допускаться материалы и детали, качество которых отвечает требованиям технической документации и которые приняты ОТК изготовителя регуляторов.

14.1.2 При контроле прокладок из ТРГ фланцевых соединений проверяются:

а) внешний вид на соответствие требованиям технической документации на прокладку – 100 % от партии;

б) геометрические размеры – 10 % от партии, но не менее 1 шт.:

- контроль толщины не менее, чем в трех точках, равномерно распределенных по длине окружности;
- контроль наружного и внутреннего диаметров в двух взаимно перпендикулярных направлениях;

в) сопроводительная документация (паспорт или сертификат качества на изделие).

14.1.3 При контроле резиновых (полимерных) уплотнительных колец проверяются:

а) внешний вид на соответствие требованиям ГОСТ 18829 – 100 % колец от партии;

б) контроль диаметра в поперечном сечении не менее чем в трех точках, равномерно распределенных по длине окружности – 100 % от партии;

в) наличие документов, подтверждающих соответствие физико-механических свойств материала уплотнительных колец требованиям НД на применяемую марку материала.

14.1.4 Операционному контролю должны подвергаться сборочные единицы и детали регулятора в процессе их изготовления ОТК изготовителя, качество которых подтверждается путем соответствия требованиям настоящего документа, КД и технологической документации, утвержденной изготовителем.

14.1.5 При изготовлении регуляторов должна быть обеспечена и документально подтверждена реализация всех требований настоящего документа 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 регуляторов на изготовителе.

14.1.6 В процессе изготовления литые корпусные детали регуляторов должны быть подвергнуты следующим видам контроля:

а) контроль механических свойств материала (на одном образце от плавки). Механические свойства – по 9.1.12;

б) контроль неметаллических включений (на одном образце от плавки). Загрязненность неметаллическими включениями (оксиды, сульфиды, силикаты) не должна превышать 3,5 балла по ГОСТ 1778;

в) оценка балла зерна (на одном образце от плавки). Размер зерна не крупнее номера 5 по ГОСТ 5639;

г) визуальный и измерительный контроль по РД 03-606-03 в объеме 100 % каждой отливки;

д) капиллярная дефектоскопия по ГОСТ 18442 или магнитопорошковая дефектоскопия по ГОСТ Р 56512 в объеме:

- радиусные переходы от корпуса к патрубкам, от корпуса и крышки к фланцам;
- места срезки (фрезеровки) литейных прибылей;
- кромки литых деталей под приварку;
- внутренние поверхности магистральных патрубков (для регуляторов DN 200 и более);

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

- поверхности, при визуальном осмотре которых оценка результатов контроля вызывает сомнения;
- фланцы основного разъема;
- поверхности выборок при проведении ремонта и мест наплавки после ремонта;

е) ультразвуковой контроль в объеме:

- радиусные переходы от корпуса к патрубкам, от корпуса и крышки к фланцам;
- места срезки (фрезеровки) литейных прибылей;
- кромки под приварку;

ж) радиографический контроль в объеме:

- места срезки (фрезеровки) литейных прибылей (при технической возможности);
- радиусные переходы от корпуса и крышки к фланцам (при технической возможности);
- кромки под приварку;

и) контроль режимов проведения термической обработки на соответствие требованиям технологического процесса на изготовление.

14.1.7 Нормы оценки дефектов при неразрушающем контроле отливок – в соответствии с ПНАЭГ-7-025-90.

14.1.8 При обнаружении недопустимых дефектов отливки должны подвергаться ремонту с выборкой дефектов и последующей их заваркой, при этом должны осуществляться следующие виды контроля:

- визуальный и измерительный контроль мест исправления дефектов;
- капиллярная или магнитопопрошковая дефектоскопия мест исправления дефектов;
- ультразвуковой или радиографический контроль в зоне исправления дефектов (при технической доступности для проведения контроля);
- контроль режимов проведения термической обработки отливки после исправления дефектов сваркой на соответствие требованиям технологического процесса.

14.1.9 Устранение недопустимых дефектов отливок корпусных деталей методом сварки должно осуществляться в присутствии представителя ОТК изготовителя.

14.1.10 Поковки, штамповки, заготовки из проката, предназначенные для изготовления основных деталей, должны подвергаться следующим видам контроля:

а) определение механических свойств материала (на образцах от плавки и садки). Механические свойства должны соответствовать требованиям 9.1.12;

б) оценка неметаллических включений (на образцах от плавки). Загрязненность неметаллическими включениями (оксиды, сульфиды, силикаты) не должна превышать по среднему баллу – 2,5 по ГОСТ 1778, по максимальному баллу – 3,0 по ГОСТ 1778;

в) оценка структуры металла листового проката из низкоуглеродистой стали (на образцах от плавки). Полосчатость структуры не должна превышать 3 балла по ГОСТ 5640;

г) оценка балла зерна материала из низкоуглеродистой и низколегированной стали (на образцах от плавки). Размер зерна не крупнее номера 5 по ГОСТ 5639;

д) визуальный и измерительный контроль по РД 03-606-03 в объеме 100 %;

е) ультразвуковой контроль в объеме 100 %.

14.1.11 Оценка основных деталей по результатам ультразвукового контроля проводится по данным, приведенным в таблице 14.1.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

Таблица 14.1 – Нормы оценки основных деталей по результатам ультразвукового контроля

№ п/п	Наименование детали	Заготовка	Нормы оценки по результатам ультразвукового контроля
1	2	3	4
1	Корпусные детали, ответные фланцы	Листовой прокат	Не допускаются дефекты, превышающие значения для класса сплошности 1 по ГОСТ 22727
		Фасонный и круглый прокат	Группа качества 1 по ГОСТ 21120 $S_0, S_I$ – задается по ГОСТ 24507 (группа качества 4) в зависимости от $H$ и типа преобразователя
		Поковка, штамповка	Не допускаются дефекты, превышающие значения для группы качества 4 по ГОСТ 24507
2	Шпиндель, вал	Поковка	Не допускаются дефекты, превышающие значения для группы качества 2n по ГОСТ 24507
		Фасонный и круглый прокат	Группа качества 1 по ГОСТ 21120 $S_0, S_I$ – задается по ГОСТ 24507 (группа качества 2n) в зависимости от $H$ и типа преобразователя
3	Шпильки	Прокат	Не допускаются дефекты, превышающие значения по ГОСТ Р 54786
		Поковки	Не допускаются дефекты, превышающие значения для группы качества 2n по ГОСТ 24507

14.1.12 В процессе изготовления после окончательной термической обработки присоединительные концы ответных фланцев и сварные швы корпусных деталей, отвечающих за герметичность относительно внешней среды, должны подвергаться следующим неразрушающим методам контроля в объеме 100 %:

- визуальный и измерительный контроль;
- радиографический контроль;
- ультразвуковой контроль.

14.1.13 Присоединительные концы ответных фланцев под приварку должны дополнительно подвергаться капиллярной (люминесцентной, цветной) или магнитопорошковой дефектоскопии.

14.1.14 При недоступности проведения контроля сварных швов ультразвуковым и/или радиографическим методами сварные швы должны подвергаться капиллярной (люминесцентная, цветная) или магнитопорошковой дефектоскопии.

14.1.15 Капиллярная (люминесцентная, цветная) или магнитопорошковая дефектоскопия должна проводиться после окончательной термической и механической обработки.

14.1.16 Капиллярная (люминесцентная, цветная) или магнитопорошковая дефектоскопия, ультразвуковой, радиографический и магнитопорошковый контроль присоединительных концов под приварку должны проводиться на участке шириной не менее  $L$  от торца кромки (без учета припуска на обработку) как показано на рисунке 14.1.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

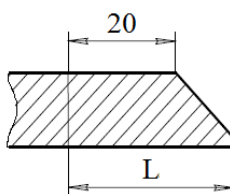


Рисунок 14.1 – Присоединительный конец под приварку

14.1.17 Визуальный и измерительный контроль должны предшествовать контролю другими методами. Визуальный и измерительный контроль должны проводиться в соответствии с требованиями РД 03-606-03.

Визуальный контроль и измерения сварных соединений необходимо проводить после очистки от шлака, брызг и других загрязнений сварных соединений и прилегающих участков шириной не менее 50 мм в обе стороны от соединения.

Визуальный контроль и измерение при возможности доступа должны проводиться с двух сторон по всей протяженности сварного соединения.

14.1.18 Визуальному контролю и измерению подлежат все сварные соединения для выявления наружных недопустимых дефектов. В сварных соединениях не допускаются следующие наружные дефекты:

- а) трещины всех видов и направлений;
- б) свищи и поры;
- в) подрезы;
- г) наплавы, прожоги и незаплавленные кратеры;
- д) смещение и совместный увод кромок свариваемых элементов свыше предусмотренных КД;
- е) поверхность шва не должна иметь грубую чешуйчатость (превышение гребня над впадиной не должно быть более 1 мм).

14.1.19 В сварных швах не допускаются следующие внутренние дефекты, выявленные радиографическим или ультразвуковым методами:

- а) трещины всех видов и направлений;
- б) непровары (несплавления), расположенные в сечении сварного соединения;
- в) одиночные несплошности, выявленные ультразвуковым методом, выходящие за пределы значений, приведенных в таблице 14.2;
- г) поры, шлаковые, вольфрамовые и окисные включения, выявленные радиографическим методом, выходящие за пределы значений, приведенных в таблице 14.3.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

Таблица 14.2 – Нормы допустимости одиночных несплошностей при ультразвуковом контроле сварных соединений

№ п/п	Номинальная толщина сваренных деталей, мм	Эквивалентная площадь одиночных несплошностей, мм <sup>2</sup>		Допускаемое число фиксируемых одиночных несплошностей на любые 100 мм протяженности сварного соединения
		минимально фиксируемая	максимально допускаемая	
1	2	3	4	5
1	От 5,5 до 7 включ.	1,6	2,0	3
2	Св. 7 до 10 включ.	2,0	3,0	3
3	Св. 10 до 18 включ.	3,0	4,0	3
4	Св. 18 до 30 включ.	4,0	5,0	4
5	Св. 30 до 50 включ.	5,0	7,0	5
6	Св. 50 до 80 включ.	7,0	10,0	6
7	Св. 80 до 120 включ.	10,0	15,0	7

**Примечания**

1 Приведенные в таблице нормы по эквивалентной площади даны применительно к контролю с использованием стандартного плоскодонного отражателя. Допускается контроль по другим отражателям при условии соблюдения требований ГОСТ Р 55724 в части идентичности результатов контроля.

2 Эквивалентная площадь несплошности – площадь модели несплошности, расположенной на том же расстоянии от поверхности ввода, что и реальная несплошность, при которой данный информативный параметр несплошности и модели идентичен.

Таблица 14.3 – Максимальные допустимые размеры пор и включений в зависимости от исполнения регулятора по номинальному давлению при радиографическом контроле  
В миллиметрах

№ п/п	Номинальная толщина сваренных деталей	Поры или включения				Суммарная длина дефектов на любые 100 мм протяженности сварного соединения	
		Ширина (диаметр)		Длина			
		$PN \leq 6,3$ МПа	$PN > 6,3$ МПа	$PN \leq 6,3$ МПа	$PN > 6,3$ МПа	$PN \leq 6,3$ МПа	$PN > 6,3$ МПа
1	2	3	4	5	6	7	8
1	До 3	0,4	0,3	1,2	0,6	4,0	3,0
2	Св. 3 до 5	0,5	0,4	1,5	0,8	5,0	4,0
3	Св. 5 до 8	0,6	0,5	2,0	1,0	6,0	5,0
4	Св. 8 до 11	0,8	0,6	2,5	1,2	8,0	6,0
5	Св. 11 до 14	1,0	0,8	3,0	1,5	10,0	8,0
6	Св. 14 до 20	1,2	1,0	3,5	2,0	12,0	10,0
7	Св. 20 до 26	1,5	1,2	5,0	2,5	15,0	12,0
8	Св. 26 до 34	2,0	1,5	6,0	3,0	20,0	15,0
9	Св. 34 до 45	2,5	2,0	8,0	4,0	25,0	20,0
10	Св. 45 до 67	3,0	2,5	9,0	5,0	30,0	25,0
11	Св. 67 до 90	4,0	3,0	10,0	6,0	40,0	30,0
12	Св. 90 до 120	5,0	4,0	10,0	8,0	50,0	40,0
13	Св. 120 до 200	5,0	5,0	10,0	10,0	60,0	50,0

**Примечания**

1 За размер скопления пор, шлаковых или вольфрамовых включений принимается его длина, измеренная по наиболее удаленным друг от друга краям изображений пор или включений в скоплении.

2 За размеры окисных включений, непроваров и трещин принимается их длина.

3 Поры или включения с расстоянием между ними не более их максимальной ширины или диаметра, независимо от их числа и взаимного расположения, рассматриваются как одна пора или одно включение.

4 Чувствительность контроля – по классу 2 по ГОСТ 7512.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

14.1.20 Поры и включения с расстояниями между ними не более трех максимальных ширин или диаметров не допускаются.

14.1.21 Не допускаются вогнутость корня шва (утяжина) и превышение проплава корня шва (провис) при превышении их размеров норм, приведенных в таблице 14.4.

Т а б л и ц а 14.4—Критерии оценки допустимости вогнутости и превышения проплава корня шва

№ п/п	Тип дефекта	Схематическое изображение дефекта		Допустимый размер дефекта
		в сечении	в плане	
1	2	3	4	5
1	Вогнутость корня шва (утяжина)			$h_0 \leq 0,2S$ , но $\leq 1\text{ мм}$ ; $l \leq 50\text{ мм}$ ; $\sum_{300} \leq 50\text{ мм}$ Плотность изображения на радиографическом снимке не должна превышать плотности изображения основного металла
2	Превышение проплава (провис)			$h_0 \leq 3\text{ мм}$ ; $l \leq 30\text{ мм}$ ; $\sum_{300} \leq 30\text{ мм}$
<p>П р и м е ч а н и я</p> <p>1 <math>h_0</math> – глубина дефекта, мм.</p> <p>2 <math>s</math> – толщина наименьшей стенки свариваемых деталей.</p> <p>3 <math>l</math> – протяженность дефекта (размер дефекта, определяемый вдоль шва), мм.</p> <p>4 <math>\sum_{300}</math> – суммарная протяжённость объёмных дефектов на любом участке сварного соединения длиной 300 мм.</p>				

14.1.22 При обнаружении недопустимых дефектов сварные швы должны подвергаться ремонту с выборкой дефектов и последующей их заваркой, при этом должны осуществляться следующие виды контроля:

- визуальный и измерительный контроль мест исправления дефектов;
- капиллярная или магнитопорошковая дефектоскопия мест исправления дефектов;
- ультразвуковой или радиографический контроль в зоне исправления дефектов (при технической доступности контроля);
- контроль режимов проведения термической обработки после исправления дефектов сваркой на соответствие требованиям технологического процесса.

14.1.23 Капиллярная (люминесцентная, цветная) дефектоскопия проводится по классу чувствительности II по ГОСТ 18442.

14.1.24 Магнитопорошковая дефектоскопия проводится по условному уровню чувствительности Б по ГОСТ Р 56512.

14.1.25 В сварных швах не допускаются следующие дефекты, выявленные капиллярной (люминесцентной, цветной) и магнитопорошковой дефектоскопией:

- выходящие на поверхность поры и включения;
- незаваренные кратеры;
- прожоги;
- наплавы;
- свищи;
- усадочные раковины;
- выходящие на поверхность несплавления;
- трещины;
- единичные подрезы длиной более 100 мм и подрезы суммарной протяженностью более 150 мм на любом участке сварного соединения длиной 300 мм.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

14.1.26 Методы контроля сварных швов и кромок под приварку должны соответствовать требованиям:

- ГОСТ Р 55724 при ультразвуковом контроле;
- ГОСТ 7512 при радиографическом контроле;
- ГОСТ 188442 при капиллярной (люминесцентной, цветной) дефектоскопии;
- ГОСТ Р 56512 при магнитопорошковой дефектоскопии.

14.1.27 В процессе изготовления стыковые сварные швы корпусных деталей, отвечающих за герметичность относительно внешней среды, должны подвергаться следующим видам разрушающего контроля на контрольных образцах:

- механические испытания;
- металлографические исследования.

14.1.28 Контрольные сварные соединения для проведения механических испытаний и металлографических исследований должны быть однотипны контролируемым производственным сварным соединениям (по классу прочности стали, методу сварки, сварочным материалам, положению шва, режимам сварки и температуре подогрева, термической обработки).

Критерии включения сварных соединений в группу однотипных соединений определяются в соответствии с РД 03-495-02 (приложение 17).

Механические испытания и металлографические исследования должны проводиться не реже 1 раза в 6 месяцев. Также испытания и исследования контрольного сварного соединения должны проводиться, если перерыв сварщика в работе по выполнению сварного соединения данного типа составляет более 6 месяцев

14.1.29 Металлографические исследования сварных соединений проводятся с целью выявления возможных внутренних дефектов, а также участков металла со структурой, отрицательно влияющей на эксплуатационные свойства.

14.1.30 Металлографические макро- и микроисследования должны проводиться не менее чем на одном образце от каждого контрольного сварного соединения.

14.1.31 Металлографические исследования должны проводиться для всех вариантов сварных соединений, изготовленных из элементов различных марок стали и выполненных с применением различных сварочных материалов, но не реже 1 раза в 6 месяцев. Также металлографические исследования сварного соединения должны проводиться в случае, если перерыв сварщика в работе по выполнению сварного соединения данного типа составляет более 6 месяцев.

14.1.32 При металлографических исследованиях макроструктуры сварного соединения (при увеличении до  $10^x$ ) определяют высоту и ширину усиления швов, смещение кромок, смещение осей и перекрытие швов, соблюдение последовательности наложения валиков, определение наличия макродефектов (трещин, непроваров, пор, подрезов и др.).

14.1.33 Исследования микроструктуры и измерение твердости сварного соединения проводится на полнотолщинном плоскопараллельном образце, вырезаемом поперек шва на расстоянии не менее 30 мм от начала или окончания сварного соединения.

14.1.34 Поверхность образца должна включать все сечение шва, зону термического влияния с прилегающими к ней участками основного металла, не находившегося под термическим воздействием сварки, а также подкладное кольцо, если оно применялось при сварке и не подлежало удалению.

Расстояние от центра шва до края образца должно быть не менее 35 мм.

14.1.35 При исследовании микроструктуры сварного соединения должно проводиться определение наличия загрязнённости металла шва неметаллическими включениями по ГОСТ 1778. Исследования должно проводиться на нетравленной поверхности микрошлифа при увеличении  $100^x$ .

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

14.1.36 Исследования микроструктуры сварного шва сварного соединения следует проводить по протравленной поверхности при увеличении не менее 100<sup>x</sup>.

14.1.37 При исследовании микроструктуры сварного соединения проводится определение наличия микродефектов сварного шва: микротрещин, непроваров, несплавлений, газовых пор и других дефектов, расположенных как в сечении сварного соединения между отдельными валиками, так и в зоне термического влияния между металлом шва и основным металлом.

14.1.38 При исследовании микроструктуры сварного соединения проводится контроль микроструктуры основного металла, зоны термического влияния и металла шва с оценкой качества по ГОСТ 5639, ГОСТ 5640, ГОСТ 8233.

14.1.39 На основании полученных микроструктур проводится контроль качества выполнения сварного соединения и/или проведения термообработки.

14.1.40 Наличие закалочных структур и структур, приводящих к разупрочнению сварного соединения, не допускается.

14.1.41 Контроль твердости сварного соединения следует проводить по Виккерсу (HV<sub>10</sub>) на образцах, соответствующих требованиям ГОСТ 2999. Контроль твердости проводится в сварном шве, зоне термического влияния и основном металле на расстоянии от 1,5 до 2 мм от поверхности контролируемой детали с наружной и внутренней стороны, а также в осевой зоне по толщине детали с двух сторон от оси шва. При контроле твердости в зоне термического влияния от линии сплавления к основному металлу шаг измерения должен быть от 0,5 до 1,0 мм.

В каждой зоне замера должно быть не менее пяти отпечатков.

14.1.42 При получении неудовлетворительных результатов при металлографическом исследовании одного образца сварного соединения допускается повторное испытание на удвоенном количестве образцов, вырезанных из того же контрольного сварного соединения. При неудовлетворительных результатах при повторном металлографическом исследовании, сварное соединение считается непригодным.

14.1.43 При изготовлении должна проводиться проверка качества поверхности деталей, сборочных единиц и элементов регуляторов с помощью визуального контроля и измерений.

14.1.44 Проверка резьб должна проводиться внешним осмотром, измерением средствами измерений и резьбовыми шаблонами. Резьбы на деталях должны быть чистыми, без заусенцев и забоин. Разрывы ниток на стяжных винтах и гайках фланцевого соединения «корпус-крышка» не допускаются.

14.1.45 При изготовлении регуляторов должно проводиться измерение твердости материала корпуса, уплотнительных поверхностей узла затвора на соответствие требованиям КД.

14.1.46 Результаты всех видов контроля и испытаний при изготовлении затворов, приведенных в 14.1.9 – 14.1.45, должны оформляться актами и указываться в паспорте на регуляторы.

14.1.47 При уплотнении «металл по металлу» измерение твердости материала уплотнительных поверхностей должно проводиться переносными твердомерами с диапазоном измерений от 20 HRC до 70 HRC.

14.1.48 Суммарная протяженность исправлений дефектов сварного соединения методом заварки не должна превышать 1/6 длины (периметра) сварного соединения.

14.1.49 Исправление дефектов деталей и сварных швов, требующих проведения сварочных работ, в зоне предыдущей заварки дефекта допускается не более одного раза.

Количество исправлений дефектов, не требующих проведения сварочных работ и термообработки, не нормируется.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

14.1.50 Результаты исправлений дефектов (вид дефекта, расположение, размеры, метод исправления и т. д.) должны фиксироваться в отчетной документации и прикладываться к паспорту регулятора.

14.1.51 Контроль регуляторов должны проводить специалисты неразрушающего контроля не ниже уровня II, аттестованные в соответствии с ПБ 03-440-02, имеющие соответствующие удостоверения.

## **14.2 Пробные вещества**

14.2.1 При испытаниях регуляторов в качестве пробного вещества применяют:

- воду водопроводную без примесей температурой от 5 °С до 40 °С;
- воздух.

14.2.2 При испытаниях должно быть исключено коррозионное воздействие испытательной среды на регуляторы и испытательные устройства, вредное воздействие на персонал.

## **14.3 Проверка сопроводительной документации**

При проверке сопроводительной документации должно подтверждаться:

- соответствие комплектности документов перечню сопроводительной документации, приведенной в таблице 14.5;
- соответствие технических параметров, указанных в паспорте регулятора, требованиям опросного листа и настоящего документа.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

Т а б л и ц а 14.5 – Перечень сопроводительной документации

№ п/п	Наименование	Вид испытаний				
		Приемоч- ные	Квалифи- кационные	Приемо- сдаточные	Периоди- ческие	Типовые
1	2	3	4	5	6	7
1	Технические условия	+	+	–	+	+
2	Паспорт регулятора	+	+	+	+	+
3	Расчет на прочность корпусных деталей или выписка из расчета	+	+	+	+	+
4	Расчет на сейсмостойкость или выписка из расчета (для регулятора в сейсмостойком исполнении и исполнении повышенной сейсмостойкости)	+	+	+	+	+
5	Комплект рабочих чертежей на регулятор	+	+	–	+	+
6	Чертеж общего вида регулятора с габаритными и присоединительными размерами, перечнем основных деталей и крепежных деталей, включающим в себя данные о материалах деталей и технических требованиях, содержащих информацию о моментах обтяжки разъемных соединений, объемах и типах смазывающих материалов	–	–	+	–	–
7	Чертежи выемных деталей (уплотнения шпинделя (вала), уплотнения разъемных элементов)	–	–	+	–	–
8	РЭ, включающее инструкцию по монтажу и эксплуатации, разделы, регламентирующие порядок проведения текущего, среднего и капитального ремонта	+	+	+	+	+
9	Акт приемо-сдаточных испытаний	+	+	+	+	+
10	Акт предварительных испытаний	+	+	–	+	+
11	Программа и методика испытаний	+	+	+	+	+
13	Разрешительная документация (копия сертификата соответствия или декларации о соответствии ТР ТС 010/2011 и ТР ТС 032/2013)	–	–	+	+	+
14	Сопроводительная документация на электропривод	+	+	+ <sup>1)</sup>	+	+
15	Сертификат качества (паспорт) антикоррозионного покрытия	+	+	+	+	+
16	Упаковочный лист	–	–	+	–	–
18	Сертификаты качества на материалы основных деталей	+	+	+	+	+
19	Документы, подтверждающие: - проведение измерительного контроля; - акт взвешивания регулятора; - проведение неразрушающего контроля заготовок деталей; - проведение неразрушающего контроля сварных швов; - твердость уплотнительных поверхностей деталей узла затвора и уплотнений из эластомеров; - механические свойства и величину ударной вязкости основных деталей	+	+	–	+	+
<sup>1)</sup> При поставке регуляторов в комплекте с электроприводом.						

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

## 14.4 Визуальный контроль

14.4.1 При визуальном контроле регулятора должны проверяться:

- комплектность на соответствие 10.1 и 10.2;
- наличие результатов неразрушающего контроля основных деталей и сварных соединений в соответствии с 14.1.5 – 14.1.45;
- наличие заглушек, обеспечивающих защиту патрубков;
- маркировка (содержание маркировки – в соответствии с **Ошибка! Источник ссылки не найден.**);
- отсутствие на корпусе и торцах вмятин, задиров, механических повреждений, коррозии;
- состояние сварных швов регулятора;
- качество поверхности регулятора под нанесение защитного антикоррозионного покрытия;
- отсутствие механических повреждений, рисок и задиров глубиной более 0,02 мм на уплотнительных поверхностях деталей узла затвора после проведения пневмогидравлических испытаний. Контроль осуществляется визуально через патрубки регулятора при снятых заглушках;
- упаковка на соответствие требованиям настоящего документа и КД.

14.4.2 Проверка габаритных и присоединительных размеров должна проводиться с помощью средств, обеспечивающих погрешность не более 30 % от установленного допуска.

14.4.3 При измерительном контроле должны проверяться:

- габаритные и присоединительные размеры (диаметр проходного сечения, строительная длина);
- разделка стыковых кромок под сварку ответных фланцев в соответствии с 6.6.21 и заказными спецификациями на регулятор;
- параллельность фланцев корпус-крышка на соответствие требованиям КД.

14.4.4 Для регуляторов DN 300 и более должно производиться измерение толщины стенок корпусных деталей в контрольных точках. Количество и расположение точек измерения должно определяться в программе и методике испытаний в зависимости от конструкции регулятора. Общее количество точек замера – не менее 10. На основе измерений толщин стенок должен выполняться эскиз корпусной детали с указанием точного положения мест измерений, значений толщины по КД, фактические значения толщины и минимальные расчетные значения толщины. Эскиз должен прилагаться к паспорту на регулятор.

14.4.5 Проверка габаритных и присоединительных размеров должна проводиться после проведения гидравлических испытаний на прочность и окончательной обработки патрубков.

## 14.5 Испытания на прочность и плотность корпусных деталей, герметичность по разъемным соединениям относительно внешней среды

14.5.1 Заполнить регулятор водой до полного удаления воздуха из полости корпуса, поднять давление воды в корпусе до  $P_{np}$ . Величина пробного давления  $P_{np}$  должна приниматься по таблице 6.3. Время выдержки испытательным давлением – в соответствии с таблицей 14.6. При выдержке под давлением должен осуществляться постоянный контроль давления в корпусе регулятора по показаниям манометров.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

Т а б л и ц а 14.6 – Время выдержки испытательным давлением

№ п/п	Номинальный диаметр <i>DN</i>	Время выдержки при испытании на прочность и плот- ность, мин, не менее	Время выдержки при испытании на герметичность разъемных и неразъ- емных соединений, мин, не менее	Время выдержки при испытании на герметичность верх- него уплотнения; на герметичность за- твора, мин, не менее
1	2	3	4	5
1	От 50 до 100	15	10	5
2	От 150 до 400	30	15	10
3	От 500 до 800	60	30	

14.5.2 Материал деталей и сварные швы считают прочными, если не обнаружено механических разрушений или видимых остаточных деформаций.

14.5.3 Снизить давление до *PN*. Произвести осмотр корпусных деталей, сварных швов в течение времени, необходимого для осмотра. Материал деталей и сварных швов считают плотным, если при испытании не обнаружено течей или «потений».

14.5.4 Произвести три рабочих цикла на полное открытие и закрытие рабочим усилием (крутящим моментом), поддерживая давление *PN*. При этом проверить надежность работы путевых и моментных (для электропривода) выключателей.

14.5.5 Поднять давление до  $1,1 \cdot PN$ .

14.5.6 Выдержать регулятор под давлением  $1,1 \cdot PN$  в течение времени, приведенного в таблице 14.6.

14.5.7 Произвести осмотр герметичности разъемных соединений.

Метод контроля – визуальный, утечки не допускаются.

Утечку через сальниковое уплотнение контролировать в зазоре между втулкой (гайкой) сальника и шпинделем и коробкой сальника.

Герметичность сальникового уплотнения должна обеспечиваться при условии, что втулка сальника входит в сальниковую камеру не более чем на 30 % от своей высоты, но не менее чем на 5 мм.

## 14.6 Испытания на работоспособность

14.6.1 Установить затвор в промежуточное положение.

14.6.2 Заполнить регулятор водой до полного удаления воздуха из полости корпуса, поднять давление воды в корпусе регулятора до *PN*.

14.6.3 Для запорно-регулирующей арматуры произвести три цикла «открыто-закрыто» при одностороннем давлении на затвор  $\Delta P$  при каждом цикле. Подачу давления производить в патрубок с одной стороны.

14.6.4 Для регулирующей арматуры произвести три цикла «открыто-закрыто» при давлении в корпусе *PN*.

14.6.5 При срабатывании должны контролироваться следующие параметры с занесением результатов измерений в паспорт на регулятор:

- отсутствие рывков и заеданий при перемещении регулирующего элемента;
- фактический крутящий момент  $M_{кр}$  на валу электропривода во время открытия и закрытия;
- время совершения полного хода регулирующего элемента;
- точность сигнализации крайних положений регулирующего элемента в положениях «открыто» и «закрыто».

14.6.6 Снизить давление до 0 и слить воду.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

14.6.7 Перевести регулирующий элемент поочередно в следующие положения: «закрыто», 35 % хода, 65 % хода и «открыто». Проверить соответствие указателя положения фактическому положению регулирующего элемента в каждом положении.

## 14.7 Испытания на герметичность затвора

### 14.7.1 Испытания на герметичность в затворе запорно-регулирующей арматуры

14.7.1.1 Установить затвор в промежуточное положение. Установить в выходной патрубке указатель утечек.

14.7.1.2 Заполнить регулятор водой до полного удаления воздуха из полости корпуса.

14.7.1.3 Затвор регулятора перевести в положение «закрыто» рабочим усилием (крутящим моментом).

14.7.1.4 Создать перепад давления на затворе  $\Delta P$ , равный максимальному допускаемому значению перепада давления, указанному в КД на регулятор, для этого поднять давление во входном патрубке.

14.7.1.5 Контроль герметичности затвора производить при установившемся давлении с выдержкой в течение времени, указанного в таблице 14.6.

14.7.1.6 Контроль герметичности затвора производить через указатель утечек в выходном патрубке регулятора.

14.7.1.7 Герметичность затвора регулятора должна соответствовать требуемому классу герметичности в соответствии со значениями, указанными в таблице 6.2 и указанному в опросном листе.

### 14.7.2 Испытания на герметичность в затворе регулирующей арматуры

14.7.2.1 Затвор регулятора перевести в положение «закрыто» рабочим усилием (крутящим моментом).

14.7.2.2 Подать во входной патрубок указанное в КД испытательное давление.

14.7.2.3 Контроль герметичности затвора производить через выходной патрубок регулятора.

14.7.2.4 Утечки в затворе  $Q_{зат}$  должны удовлетворять следующим требованиям:

$$Q_{зат} \leq 1,68 \cdot 10^5 \cdot \delta_{зат} \cdot K_{vy} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{исп}}{\rho}} \quad (5)$$

где  $\delta_{зат}$  – относительная утечка в затворе, указанная в опросном листе, согласно требованиям 6.1.5, % от  $K_{vy}$ ;

$\Delta P_{исп}$  – перепад давления на клапане при проведении испытаний, МПа;

$\rho$  – плотность пробного вещества, кг/м<sup>3</sup>.

14.7.2.5 Для регуляторов с допускаемыми утечками более 1 % от  $K_{vy}$  допускается не проводить испытания на герметичность затвора при приемо-сдаточных испытаниях.

## 14.8 Испытания на герметичность уплотнения шпинделя (вала)

14.8.1 Снизить давление до 0, слить воду до уровня сливного отверстия.

14.8.2 Подать воздух под давлением от 0,1 до 0,6 МПа в корпус регулятора.

14.8.3 Выдержать под давлением 5 мин, проверить герметичность уплотнения шпинделя (вала) методом обмыливания. Пропуск среды не допускается.

## 14.9 Проверка качества наружного антикоррозионного покрытия

14.9.1 Контроль качества подготовки поверхности проводится на каждом регуляторе и включает в себя следующие виды контроля:

- степень обезжиривания;

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

- степень очистки;
- шероховатость;
- степень обеспыливания;
- содержание водорастворимых солей.

14.9.2 При проверке качества покрытия контролируются следующие показатели:

- внешний вид (на каждом изделии);
- длина неизолированных концов магистрального патрубка (на каждом изделии);
- толщина покрытия (на каждом изделии);
- диэлектрическая сплошность покрытия (на каждом изделии);
- адгезия покрытия к стали (проводят выборочно на одном изделии от партии или на образцах-свидетелях).

14.9.3 Требования к подготовке к нанесению покрытия и качеству нанесенного антикоррозионного покрытия приведены в таблице 14.2.

Таблица 14.2 – Требования к антикоррозионному покрытию заводского нанесения для регуляторов надземного исполнения

Наименование показателя (характеристики)		Значение показателя (содержание характеристики)
1 Показатели качества подготовки поверхности		
1.1 Степень обезжиривания, степень, не более		1
1.2 Степень очистки, степень, не менее		Sa 2,5
1.3 Шероховатость Rz, мкм		От 40 до 120
1.4 Степень обеспыливания, класс, не более		2
1.5 Содержание водорастворимых солей, мг/м <sup>2</sup> , не более		Согласно технической документации на ЛКМ
2 Показатели качества АКП		
2.1 Внешний вид		Однородная поверхность без видимых дефектов: пропуски, потеки, наплывы, шагрень, кратеры, поры, пузыри не допускаются. Количество твердых включений – не более 1 шт./дм <sup>2</sup> , размер включений – не более 1,0 мм, расстояние между включениями – не менее 10 мм
2.2 Длина неизолированных концов, мм	для DN от 50 до 250	от 30 до 70
	для DN от 300 до 800	от 60 до 120
2.3 Толщина покрытия, мкм		Согласно технической документации на ЛКМ
2.4 Диэлектрическая сплошность покрытия, В/мкм, не менее		6
2.5 Адгезия методом Х-образного надреза (для покрытий общей толщиной свыше 250 мкм), балл		4А; 5А

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

#### Окончание таблицы 14.2

Наименование показателя (характеристики)		Значение показателя (содержание характеристики)
2.6 Адгезия методом решетчатых надрезов (для покрытий общей толщиной до 250 мкм), балл		0; 1
2.7 Адгезионная прочность методом отрыва		
2.7.1 Показатель адгезионной прочности, МПа, не менее		2,5
2.7.2 Характер отрыва «грибка» при показателе адгезионной прочности, полученной до и после испытаний	от 2,5 до 3,5 МПа	Отсутствие адгезионного или межслойного отрыва
	от 3,5 до 5 МПа	Не более 50 % адгезионного или межслойного отрыва
	более 5 МПа	Характер отрыва не нормируется

14.9.4 Проверка маркировки должна проводиться на каждом изделии визуальным осмотром. При контроле маркировки оценивают месторасположение, содержание и качество нанесения маркировки.

## 15 Транспортирование и хранение

15.1 Транспортирование регуляторов разрешается проводить любым видом транспорта и на любые расстояния таким образом, чтобы исключить их повреждение или повреждение транспортной тары.

15.2 Условия транспортирования и хранения регуляторов в части воздействия климатических факторов должны соответствовать группе 8 (ОЖЗ) по ГОСТ 15150 (открытые площадки в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом в атмосфере любых типов).

15.3 Условия транспортирования регуляторов в части воздействия механических факторов должны соответствовать жестким условиям (Ж):

- перевозки автомобильным транспортом с любым количеством перегрузок (расстояние свыше 1000 км);
- перевозки воздушным, железнодорожным транспортом и водным путем в сочетании их между собой и с автомобильным транспортом с общим числом перегрузок более четырех;
- перевозки, включающие транспортирование морем.

15.4 При транспортировании регуляторов без тары изготовитель или поставщик должны обеспечить установку и крепление регуляторов на другом транспортном средстве, исключающие возможность механических повреждений и загрязнений внутренних поверхностей регуляторов и концов патрубков, обработанных под соединение с трубопроводом.

15.5 При транспортировании проходные отверстия магистральных патрубков должны быть закрыты заглушками.

15.6 При выполнении погрузочно-разгрузочных работ должны выполняться требования ГОСТ 12.3.009.

15.7 Условия хранения должны обеспечивать сохранность геометрических размеров, прочности, герметичности и работоспособности регулятора, а также заводской упаковки в течение всего срока сохраняемости, установленного настоящим документом.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

15.8 При этих условиях должно обеспечиваться хранение регулятора в неповрежденной заводской упаковке не менее 24 месяцев без повторной консервации. По истечении 24 месяцев, при необходимости, проводится повторная консервация.

## 16 Указания по эксплуатации

16.1 Запрещается эксплуатация регулятора при отсутствии на него паспорта и РЭ.

16.2 Запрещается использовать регулятор на параметры, превышающие указанные в эксплуатационных документах.

16.3 Место установки регулятора должно обеспечивать условия для проведения осмотров и ремонтных работ.

16.4 Привод регулятора должен быть расположен на высоте не более 1,6 м. При размещении регулятора на высоте, превышающей указанную для его обслуживания, должны быть предусмотрены стационарные или переносные площадки и лестницы.

16.5 При наличии требований проекта на регулятор должна быть установлена система электрообогрева и теплоизоляции из негорючих материалов. Установка системы электрообогрева и теплоизоляции должна производиться в соответствии с требованиями специального проекта производства работ.

16.6 После монтажа регулятор с катушками должен допускать комплексные гидравлические испытания совместно с примыкающими магистральными и технологическими трубопроводами на прочность давлением не более  $1,5 \cdot PN$  с выдержкой в течение 24 ч и на герметичность давлением не более  $PN$  с выдержкой в течение 12 ч при температуре окружающей среды от 5 °C и выше.

16.7 При эксплуатации должен вестись учет наработки в часах, обеспечивающий контроль достижения показателей надежности.

16.8 Эксплуатация регулятора должна быть остановлена при достижении предельных состояний, приведенных в 6.3.4.

16.9 Мероприятия по содержанию регулятора в готовности к эксплуатации, подготовке к действию, вводу в эксплуатацию производить в соответствии с эксплуатационными документами.

16.10 К эксплуатации и обслуживанию регулятора должен допускаться персонал, аттестованный в установленном порядке.

16.11 При эксплуатации регулятора должны выполняться требования безопасности, установленные в разделе 7.

16.12 При эксплуатации должны проводиться техническое обслуживание и ремонты регулятора (замена комплектующих элементов, выемных частей и т. п.), а также профилактические осмотры. Объем, методы и периодичность технических обслуживаний, среднего и капитального ремонта регулятора должны быть указаны в РЭ.

16.13 После выработки назначенных показателей регулятора, приведенных в перечислении б) 6.3.2, регуляторы до  $DN$  250 подлежат списанию, а регуляторы  $DN$  300 и выше подлежат техническому освидетельствованию с целью определения их технического состояния и принятия решения о продлении срока службы, проведении ремонта или списания.

После проведения капитального ремонта регуляторы должны подвергаться техническому освидетельствованию, по результатам которого продлеваются назначенные показатели и определяется срок очередного освидетельствования.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

## 17 Гарантии изготовителя

17.1 Изготовитель должен гарантировать соответствие регуляторов и комплектующих их изделий требованиям настоящего документа при соблюдении условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации.

17.2 Гарантийный срок хранения без переконсервации – 24 месяца.

17.3 Гарантийный срок эксплуатации – 24 мес со дня ввода регуляторов в эксплуатацию.

17.4 Гарантийная наработка – не менее 17 000 ч в пределах гарантийного срока эксплуатации.

17.5 Изготовитель должен гарантировать возможность проведения гидравлических испытаний регуляторов совместно с примыкающими трубопроводами на прочность давлением не более  $1,5 \cdot PN$  с выдержкой в течение 24 ч, и на герметичность давлением не более  $PN$  с выдержкой в течение 12 ч.

17.6 В течение гарантийного срока предприятие-изготовитель должно безвозмездно устранять дефекты производства, выявленные в процессе эксплуатации, а при невозможности устранения дефектов выполнить замену поставленного изделия.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

## Приложение А (рекомендуемое) Форма опросного листа

Опросный лист № \_\_\_\_\_

Количество: \_\_\_\_\_

Устанавливается на объекте: \_\_\_\_\_

### Технические требования

№ п/п	Наименование параметра	Требование заказчика <sup>1)</sup>	Фактическое значение <sup>2)</sup>
1	2	3	4
1	Наименование регулятора	<i>Регулятор давления до себя<sup>3)</sup></i>	
2	Тип регулятора (шаровой кран, клапан, дисковый затвор)	—	
3	Обозначение ТУ на изготовление регулятора	—	
4	Обозначение регулятора	—	
5	Назначение	<i>Запорно- регулирующий</i>	
6	Обозначение нормативного документа, регламентирующего требования к регулятору	<i>Обозначение настоящего документа</i>	
7	Номинальное давление <i>PN</i> , МПа	<i>4,0</i>	
8	Номинальный диаметр <i>DN</i>	<i>Определяется изготовителем</i>	
9	Присоединение к трубопроводу	<i>Фланцевое по ГОСТ 33259 Исполнению F</i>	
10	Наружный диаметр и толщина стенки присоединяемого трубопровода, мм	<i>720×8</i>	
11	Класс прочности присоединяемого трубопровода	<i>K56</i>	
12	Обозначение нормативного документа, в соответствии с которым изготавливается присоединяемый трубопровод	<i>ГОСТ 8732</i>	
13	Вид установки (надземно)	<i>Надземно</i>	

<sup>1)</sup> Графа заполняется проектной организацией.

<sup>2)</sup> Графа заполняется изготовителем регулятора.

<sup>3)</sup> Здесь и далее курсивом приведены примеры заполнения опросного листа.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

№ п/п	Наименование параметра		Требование заказчика <sup>1)</sup>	Фактическое значение <sup>2)</sup>
1	2		3	4
14	Положение трубопровода (горизонтальное, вертикальное)		<i>Горизонтальное</i>	
15	Герметичность затвора (класс герметичности по ГОСТ 9544-2015 для запорно-регулирующей арматуры или % от $K_v$ для регулирующей арматуры)		<i>Класс С по ГОСТ 9544- 2015</i>	
16	Исполнение по сейсмостойкости		<i>С</i>	
17	Вид климатического исполнения по ГОСТ 15150-69		<i>У1</i>	
18	Наличие наружного антикоррозионного покрытия		<i>С наружным антикоррози- онным покры- тием</i>	
19	Наличие тепловой изоляции. Обозначение НД в соответствии с которой должна изготавливаться теплоизоляция		<i>Без тепловой изоляции</i>	
20	Минимальная пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч		<i>720</i>	
21	Рабочая среда и ее параметры			
22	Время совершения полного хода затвора из одного крайнего положения в другое, с	минимальное	<i>14</i>	
		максимальное	<i>100</i>	
23	Создаваемые регулятором в процессе функционирования допустимые механические воздействия (виброускорения, виброперемещения, спектр частот)		<i>В соответствии с 7.1.5 настоящего документа</i>	
24	Способ управления		<i>Электро- привод</i>	
25	Максимальный перепад давления на затворе, при котором привод должен обеспечивать открытие и закрытие затвора, МПа		<i>4,0</i>	
26	Требования к приводу _____ _____ _____		<i>Определяются в проектной документации</i>	

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

№ п/п	Наименование параметра		Требование заказчика <sup>1)</sup>	Фактическое значение <sup>2)</sup>
1	2		3	4
27	Ком- плект- ность	Привод	Да	
		Комплект ответных фланцев с комплектом прокладок и крепежными деталями	Да	
		Наличие комплекта ЗИП	Да	
		Концентрические переходы (при разности диаметров регулятора и трубопровода)	Да	
28	Дополнительные требования _____ _____ _____		Определяются требованиями проекта	

**Параметры регулирования узла регулирования давления**

Номер режима	Требования заказчика <sup>1)</sup>					
	Давление до узла регулирования, МПа	Давление после узла регулирования, МПа	Перепад давления на узле регулирования, МПа	Расчетный показатель кавитации $K_{CS}$	Расход через узел регулирования, м³/ч	Время переходного процесса, с
1	2	3	4	5	6	6

Каспийский  
Трубопроводный  
Консорциум

Магистральный трубопроводный транспорт нефти.  
Аrmатура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы.  
Общие технические требования.

**Варианты схем обвязки узла регулирования<sup>1)</sup>**

Номер схемы	Наименование схемы	Схема обвязки узла регулирования	Примечание
1	2	3	4
1	2 регулятора, включенных параллельно		1 рабочий регулятор и 1 резервный регулятор

<sup>1)</sup> Заполняется проектной организацией.

Номер схемы	Наименование схемы	Схема обвязки узла регулирования	Примечание
1	2	3	4
2	3 регулятора, включенных параллельно		2 рабочих регулятора и 1 резервный регулятор
3	2 линии с двумя последовательно установленными регуляторами на каждой		1 рабочая линия и 1 резервная линия

Каспийский  
трубопроводный  
Консорциум

Магистральный трубопроводный транспорт нефти.  
Аматюра регулирующая с номинальным диаметром DN  
от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0  
МПа и их исполнительные механизмы.  
Общие технические требования.

Номер схемы	Наименование схемы	Схема обвязки узла регулирования	Примечание
1	2	3	4
4	3 линии с двумя последовательно установленными регуляторами на каждой		<p>2 рабочие линии и 1 резервная линия</p> <p>При необходимости количество регулирующей арматуры в данной схеме может быть увеличено путем увеличения количества параллельных линий или последовательно установленных регуляторов</p>
n			

Условные обозначения:

- регулятор;
- отбор давления;
- концентрический переход;
- задвижка;
- заглушка;

D1 - диаметр подводящего к узлу регулирования давления и отводящего коллекторов;

D2 - диаметр трубопроводов обвязки;

D3 - диаметр на выходе (входе) регулирующей арматуры

P1-P4 - точки отбора давления на выходе узла регулирования давления, между ступенями регулирования и на выходе

Каспийский  
Трубопроводный  
Консорциум

Магистральный трубопроводный транспорт нефти.  
Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN  
от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0  
МПа и их исполнительные механизмы.  
Общие технические требования.

### Характеристики регулирования в зависимости от схемы обвязки узла регулирования<sup>1)</sup>

Номер схемы	Номер режима	Фактические характеристики регулятора						
		Пропускная способность, $K_v$ , м <sup>3</sup> /ч	Расчетный показатель кавитации $K_{Cs}$	Коэффициент начала кавитации, $K_C$	Уровень шума, дБ А	Расход через узел регулирования, м <sup>3</sup> /ч	Пропускная спо-собность, $K_v$ , м <sup>3</sup> /ч	Заключение изготовителя по предпочтительной схеме обвязки
1	2	3	4	5	6	7	8	9

### Контактные данные

Наименование	Контактные данные	
	Проектная организация	Изготовитель арматуры
Наименование организации		
Контрактное лицо		
Почтовый индекс, адрес		
E-mail:		
Телефон/факс с кодом города		

Каспийский  
трубопроводный  
Консорциум

Магистральный трубопроводный транспорт нефти.  
Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN  
от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0  
МПа и их исполнительные механизмы.  
Общие технические требования.

<sup>1)</sup> Заполняется изготовителем регулятора.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 мпа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

**Приложение Б**  
(обязательное)  
**Форма паспорта**

*Товарный знак изготовителя и его наименование<sup>1)</sup>*

**НАИМЕНОВАНИЕ ИЗДЕЛИЯ**

**Обозначение изделия<sup>2)</sup>**

*DN* \_\_\_\_, *PN* \_\_\_\_ МПа

**П А С П О Р Т**

---

(обозначение паспорта)

на \_\_ листах

---

<sup>1)</sup> Здесь и далее указания по заполнению приведены курсивом.

<sup>2)</sup> Здесь и далее указывается обозначение регулятора в соответствии с требованиями 5.14.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 мпа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

## Содержание<sup>1)</sup>

1	Основные сведения об изделии.....
2	Основные технические данные.....
3	Конструктивное исполнение.....
4	Расчетные характеристики регулятора.....
5	Присоединительные размеры.....
6	Сведения о выемных деталях.....
7	Сведения о материалах основных деталей, крепежных изделий и уплотнений.....
8	Сведения о химическом составе материалов основных деталей и крепежных изделий.....
9	Данные механических свойств материала основных деталей и крепежных изделий.....
10	Сведения о результатах контроля качества сварочных материалов, сварных соединений и наплавки.....
11	Сведения о результатах контроля основных деталей и крепежа.....
12	Данные об уплотнительных кольцах и уплотнении шпинделя (вала) .....
13	Данные пневмогидравлических испытаний.....
14	Комплектность.....
15	Консервация и упаковка.....
16	Сведения о расконсервации и переконсервации.....
17	Данные об исправлении дефектов в процессе изготовления .....
18	Перечень отклонений, выявленных при изготовлении.....
19	Гарантии изготовителя.....
20	Утилизация.....
21	Свидетельство о приемке.....
	Приложения.....

<sup>1)</sup> Поскольку на основании данной формы оформляют конкретный паспорт, то в ней использована нумерация отдельного документа, а не приложения к настоящему документу.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 мпа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

Место для знака соответствия	Сертификат ТР ТС 010/2011 соответствия № _____	Сертификат ТР ТС 032/2013 соответствия № _____
	Срок действия _____	Срок действия _____

## 1 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗДЕЛИИ

Наименование изделия	
Обозначение изделия	
Обозначение основного конструкторского документа	
Документ на изготовление и поставку (технические условия)	
Изготовитель (наименование завода-изготовителя, адрес, контактные данные)	
Заказчик	
Контракт №	
Заказ №	
Серийный номер	
Дата выпуска	
Назначение	

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 мПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

## 2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

№ п/п	Наименование параметра		Значение
1	2		3
1	Номинальный диаметр $DN$		
2	Давление номинальное $PN$ , МПа		
3	Максимальное рабочее давление, МПа		
4	Максимально допустимый перепад рабочего давления на затворе в момент начала открытия $\Delta P$ , МПа		
5	Расходная характеристика		
6	Диапазон регулирования		
7	Максимально допустимая скорость потока рабочей среды через регулятор, м/с		
8	Рабочая среда		
9	Температура рабочей среды $t$ , °C		
10	Вид климатического исполнения и категория размещения по ГОСТ 15150-69		
11	Герметичность затвора (класс герметичности по ГОСТ 9544-2015 для запорно-регулирующей арматуры или % от $K_v$ для регулирующей арматуры)		
12	Привод, марка		
13	Тип присоединения электропривода к регулятору		
14	Настройка муфты ограничения крутящего момента, Н·м	на открытие	
		на закрытие	
15	Время открытия/закрытия изделия, с		
16	Пусковое усилие тяги, Н		
17	Пусковой крутящий момент, Н·м		
18	Максимально допустимое усилие тяги, Н		
19	Максимально допустимый крутящий момент, действующий на шпиндель, Н·м		
20	Максимально допустимый момент при обтяжке фланцевого соединения, Н·м		
21	Допустимые дополнительные нагрузки на патрубки регулятора от трубопровода	продольное усилие, кН	
		изгибающий момент, кН·м	
22	Масса, кг, не более	без электропривода	
		с электроприводом	
23	Тип присоединения к трубопроводу		
24	Исполнение по сейсмостойкости		
25	Марка антикоррозионного покрытия		

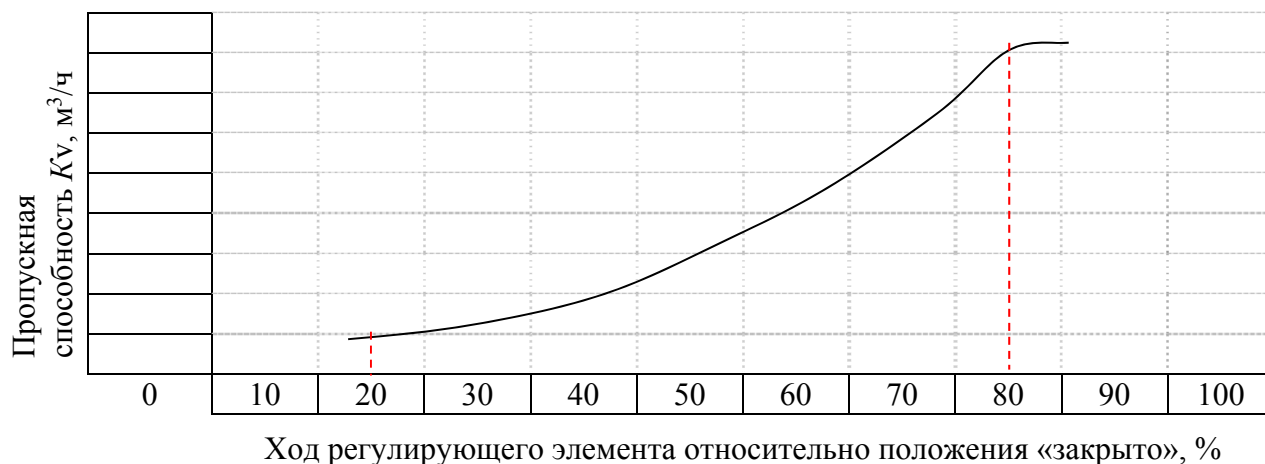
Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 мПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

26	Показатели надежности <sup>1)</sup>		

### 3 РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕГУЛЯТОРА

№ п/п	Наименование параметра	Режим			
		1	2	...	n
1	2	3	4	...	n
1	Пропускная способность, $K_v$ , м³/ч				
2	Объемный расход, м³/ч				
3	Массовый расход, т/ч				
4	Давление на входе регулятора, МПа				
5	Давление на выходе регулятора, МПа				
6	Перепад рабочего давления на регуляторе при минимальном расходе, МПа				
7	Перепад рабочего давления на регуляторе при номинальном расходе, МПа				
8	Перепад рабочего давления на регуляторе при максимальном расходе, МПа				
9	Перепад рабочего давления на регуляторе в открытом положении, МПа				
10	Перепад рабочего давления на регуляторе в закрытом положении, МПа				
11	Коэффициент восстановления давления $FL$				
12	Показатель кавитации $K_C$				
13	Уровень шума, дБ·А				

График зависимости пропускной способности от положения регулирующего элемента



<sup>1)</sup> Показатели надежности в соответствии с 6.3.2.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 мпа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

#### 4 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ

*В разделе приводится эскиз общего вида регулятора (в разрезе) с указанием:*

- а) номеров позиций основных деталей;*
- б) номеров сварных швов, отвечающих за герметичность относительно внешней среды (при их наличии);*
- в) основные размеры, мм:*
  - *строительная длина без ответных фланцев;*
  - *строительная длина с ответными фланцами;*
  - *высота от основания до оси прохода;*
  - *высота от оси прохода до верхней точки;*
  - *диаметр основного фланцевого разъема;*
  - *размеры опор регулятора.*



Рисунок 1 – Общий вид регулятора и схема расположения сварных швов

#### 5 ПРИСОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ

*В разделе приводится рисунок с присоединительными размерами фланцев регулятора.*

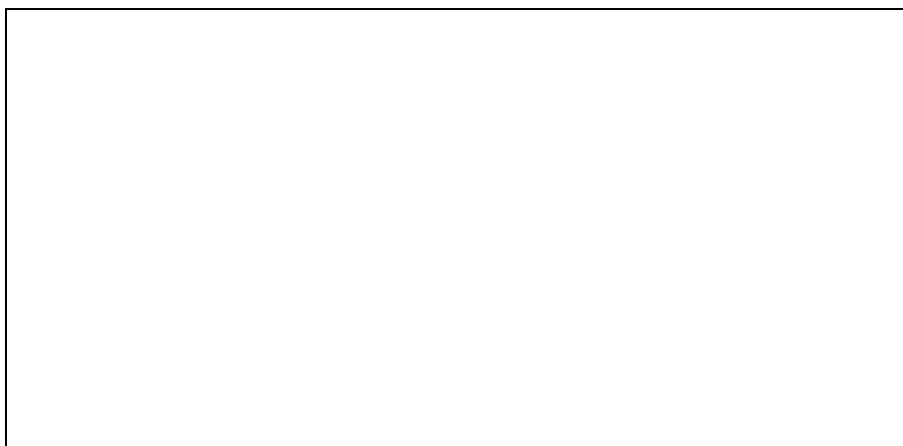


Рисунок 2 – Присоединительные размеры регулятора

## 6 СВЕДЕНИЯ О ВЫЕМНЫХ ДЕТАЛЯХ

Позиция по рисунку 1	Наименование	Условное обозначение по НД или обозначение по КД <sup>1)</sup>	Количество, шт.	Примечание
1	2	3	4	5
	Подшипник			
	Прокладка «корпус - крышка»			
	Сальниковые уплотнения			

## 7 СВЕДЕНИЯ О МАТЕРИАЛАХ ОСНОВНЫХ ДЕТАЛЕЙ, КРЕПЕЖНЫХ ИЗДЕЛИЙ И УПЛОТНЕНИЙ

Позиция по рисунку 1	Наименование	Марка материала	Количество, шт.	Примечание
1	2	3	4	5
	Корпус <sup>2)</sup>			
	Крышка <sup>2)</sup>			
	Шпиндель (вал)			
	Шпилька <sup>3)</sup>			
	Гайка <sup>3)</sup>			
	Уплотнительное кольцо			
	Сальниковые уплотнения			

<sup>1)</sup> Если указано обозначение по КД, то чертеж детали прикладывается к паспорту.

<sup>2)</sup> Если корпус или крышка состоят из нескольких деталей, то в таблицах разделов 5 – 7, 9 приводятся сведения обо всех деталях, отвечающих за герметичность относительно внешней среды.

<sup>3)</sup> В таблицах разделов 5 – 7, 9 указываются все крепежные изделия, нагруженные от давления среды.

Каспийский  
Трубопроводный  
Консорциум

Магистральный трубопроводный транспорт нефти.  
Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN  
от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0  
МПа и их исполнительные механизмы.  
Общие технические требования.

8 СВЕДЕНИЯ О ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ МАТЕРИАЛОВ ОСНОВНЫХ ДЕТАЛЕЙ И КРЕПЕЖНЫХ ИЗДЕЛИЙ

Пози- ция по рисунку 1	Наименова- ние	Марка материала	Но- мер плав- ки	Номер сертифи- ката	Норма/ факт	Содержание элементов, %										Каспийский Трубопроводный Консорциум
						<i>C</i>	<i>Si</i>	<i>Mn</i>	<i>P</i>	<i>S</i>	<i>Cr</i>	<i>Ni</i>	<i>Mo</i>	<i>Cu</i>		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
	Корпус				норма											
					факт											
	Крышка				норма											
					факт											
	Шпиндель (вал)				норма											
					факт											
	Шпилька				норма											
					факт											
	Гайка				норма											
					факт											

Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	

9 ДАННЫЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ МАТЕРИАЛА ОСНОВНЫХ ДЕТАЛЕЙ И КРЕПЕЖНЫХ ИЗДЕЛИЙ

Позиция по рисунку 1	Наименование	Марка материала	Сведения о термообработке, номер сертификата	Норма/факт	Механические свойства при температуре 20 °С, не менее				Твердость		Ударная вязкость KCV <sup>-40</sup> , Дж/см <sup>2</sup>
					Предел прочности σ <sub>в</sub> , МПа	Предел текучести σ <sub>0,2</sub> , МПа	Относительное удлинение δ <sub>5</sub> , %	Относительное сужение ψ, %	HRC	HV <sub>10</sub>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Корпус			норма							
				факт							
	Крышка			норма							
				факт							
	Шпиндель (вал)			норма							
				факт							
	Шпилька			норма							
				факт							
	Гайка			норма							
				факт							

Каспийский Трубопроводный Консорциум

Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.

**10 СВЕДЕНИЯ О РЕЗУЛЬТАТАХ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА СВАРОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ,  
СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ И НАПЛАВКИ**

Наименование сборочной единицы и номер шва, место наплавки по рисунку	Метод выполнения сварки, наплавки	Номер сертификата на сварочные и наплавочные материалы	Тип сварочного, наплавочного материала	Марка электродов, проволоки	Методы и объем контроля сварочных соединений и наплавки					Механические свойства				Результат испытаний	Номер протокола испытаний
					Визуально- измерительный контроль	Радиографический контроль	Ультразвуковой контроль	Капиллярная дефектоскопия	Магнитопорошковая дефектоскопия	Предел прочности $\sigma_b$ , МПа	Ударная вязкость, $KCV_{-40}$ Дж/см <sup>2</sup>	Угол изгиба	Твердость HV <sub>10</sub>		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Результаты механических испытаний сварных швов на контрольных образцах по протоколу № \_\_\_\_\_.

Результаты металлографических исследований стыковых сварных соединений корпуса по протоколу № \_\_\_\_\_.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.
--	--

11 СВЕДЕНИЯ О РЕЗУЛЬТАТАХ КОНТРОЛЯ ОСНОВНЫХ ДЕТАЛЕЙ И КРЕПЕЖА<sup>1)</sup>

Пози- ция по рисунку 1	Наиме- нование	Методы и объем контроля основных деталей и крепежа					Неметаллические вклю- чения, балл по ГОСТ 1778-70 <sup>2)</sup>	Размер зерна, балл по ГОСТ 5639-82 <sup>2)</sup>	Результат испытаний	Номер протокола испытаний
		Визуально-измери- тельный контроль	Радиографический контроль	Ультразвуковой кон- троль	Капиллярная дефек- тоскопия	Магнитопорошковая дефектоскопия				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 МПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

<sup>1)</sup> Методы и объем контроля основных деталей и крепежа приведены в 14.1.  
<sup>2)</sup> Заполняется для основных деталей, изготовленных методом литья.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 мпа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

## 12 ДАННЫЕ ОБ УПЛОТНИТЕЛЬНЫХ КОЛЬЦАХ И УПЛОТНЕНИИ ШПИНДЕЛЯ (ВАЛА)

Пози- ция по рисун- ку 1	Наименование	Марка материала	Визуально- измеритель- ный контроль	Твердость, по Шору <sup>1)</sup>	Номер протокола
1	2	3	4	5	6

## 13 ДАННЫЕ ПНЕВМОГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ

№ п/п	Наименование испытания	Давление испытаний, МПа	Время выдержки, мин	Испыта- тельная среда	Результат испытаний
1	2	3	4	5	6
1	На прочность материала корпусных деталей и сварных швов при давлении $1,5 \cdot PN$			Вода	
2	На герметичность относительно внешней среды при давлении $1,1 \cdot PN$				
3	На работоспособность при одностороннем давлении на затвор $\Delta P$ при каждом цикле на полное открытие и закрытие		—		
4	На герметичность затвора				
5	На герметичность уплотнения шпинделя (вала) при давлении от 0,1 до 0,6 МПа			Воздух	

Акт приемо-сдаточных испытаний № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

<sup>1)</sup> Заполняется для уплотнительных колец из эластомеров, применяемых в узле затвора.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 мпа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

## 14 КОМПЛЕКТНОСТЬ

*Комплектность в соответствии с требованиями раздела 10.*

## 15 КОНСЕРВАЦИЯ И УПАКОВКА

\_\_\_\_\_, заводской номер \_\_\_\_\_,  
наименование, обозначение изделия

подвергнут консервации и упакован согласно требованиям, предусмотренным в  
ТУ \_\_\_\_\_

Дата консервации \_\_\_\_\_  
число, месяц, год

Срок защиты без переконсервации – 2 года

Консервацию произвел \_\_\_\_\_  
должность личная подпись расшифровка подписи

Изделие после  
консервации принял \_\_\_\_\_  
должность личная подпись расшифровка подписи

Дата упаковки \_\_\_\_\_  
число, месяц, год

Упаковку произвел \_\_\_\_\_  
должность личная подпись расшифровка подписи

Изделие после  
упаковки принял \_\_\_\_\_  
должность личная подпись расшифровка подписи

## 16 СВЕДЕНИЯ О РАСКОНСЕРВАЦИИ И ПЕРЕКОНСЕРВАЦИИ

Дата	Наименование работы	Срок действия, годы	Должность, фамилия, подпись
1	2	3	4

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 мпа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

## 17 ДАННЫЕ ОБ ИСПРАВЛЕНИИ ДЕФЕКТОВ В ПРОЦЕССЕ ИЗГОТОВЛЕНИЯ

- В процессе изготовления корпусных деталей дефекты ☐ не обнаружены  
☐ были обнаружены
- В процессе изготовления дефекты сварных соединений ☐ не обнаружены  
☐ были обнаружены

Вид дефекта (ов)  
корпусных деталей

Характер дефекта (ов)  
корпусных деталей

Вид дефекта (ов)  
сварных соединений

Характер дефекта (ов)  
сварных соединений

*В разделе приводится эскиз общего вида изделия с указанием точных мест исправлений дефектов.*

Метод исправления  
дефекта (ов)  
корпусных деталей

Метод исправления  
дефекта (ов) сварных  
соединений

Дефект исправлен

личная подпись

расшифровка подписи

год, число, месяц

личная подпись

расшифровка подписи

год, число, месяц

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 мпа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

## 18 ПЕРЕЧЕНЬ ОТКЛОНЕНИЙ, ВЫЯВЛЕННЫХ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ

Наименование и обозначение детали, сборочной единицы	Краткое содержание отклонения, несоответствия	Номер отчета по несоответствию	Номер разрешения, дата
1	2	3	4

## 19 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

*Гарантийные обязательства в соответствии с требованиями раздела 17.*

## 20 УТИЛИЗАЦИЯ

*Раздел паспорта должен содержать меры безопасности, краткие сведения по подготовке и отправке изделия на утилизацию, перечень утилизированных составных частей (при необходимости), основные методы утилизации (при необходимости).*

## 21 СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ

\_\_\_\_\_, заводской номер \_\_\_\_\_,  
наименование, обозначение изделия  
изготовлен и принят в соответствии с ТУ \_\_\_\_\_ и признан годным для  
эксплуатации.

Начальник ОТК

\_\_\_\_\_  
личная подпись

\_\_\_\_\_  
расшифровка подписи

Представитель заказчика

\_\_\_\_\_  
наименование организации

\_\_\_\_\_  
личная подпись

\_\_\_\_\_  
расшифровка подписи

\_\_\_\_\_  
число, месяц, год

## Приложения

*К паспорту на регулятор прилагаются:*

- *протокол измерительного контроля корпусных деталей регулятора;*
- *схема расположения швов с указанием и подписью исполнителей;*
- *сертификаты качества на материалы основных деталей и комплектующих;*
- *протоколы неразрушающих видов контроля основных деталей и сварных швов;*
- *протокол результатов исправления дефектов сваркой корпусных деталей и сварных швов (при наличии исправлений);*
- *протокол контроля антикоррозионного покрытия.*

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 мпа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

**Приложение В**  
(рекомендуемое)  
**Форма акта приемо-сдаточных испытаний**

УТВЕРЖДАЮ

\_\_\_\_\_  
должность, наименование организации

\_\_\_\_\_  
И.О. Фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

город \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
дата составления акта

**АКТ**  
**приемо-сдаточных испытаний** \_\_\_\_\_  
наименование регулятора

\_\_\_\_\_  
DN, PN, климатическое исполнение, заводской номер

Мы, нижеподписавшиеся (должность, ФИО)

1 \_\_\_\_\_  
2 \_\_\_\_\_  
3 \_\_\_\_\_

Составили настоящий акт в том, что «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. произведены  
приемо-сдаточные испытания \_\_\_\_\_ DN \_\_\_\_\_ PN \_\_\_\_\_  
наименование регулятора

Параметры проверки \_\_\_\_\_ заводской номер \_\_\_\_\_  
наименование регулятора

№ п/п	Наименование контрольной операции	Значение пара- метра и/или заключение о соответствии
1	2	3
<b>1</b>	<b>Визуальный контроль</b>	
1.1	Комплектность в соответствии с требованиями договора и <i>указать обозначение настоящего документа<sup>1)</sup></i>	
1.2	Наличие заглушек, обеспечивающих защиту кромок патрубков	
1.3	Наличие комплекта документации в соответствии с требованиями <i>указать обозначение настоящего документа</i>	

<sup>1)</sup> Здесь и далее указания по заполнению приведены курсивом.

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 мПа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

№ п/п	Наименование контрольной операции	Значение параметра и/или заключение о соответствии
1	2	3
1.4	Наличие результатов неразрушающего контроля корпуса и сварных соединений, документации в соответствии с требованиями <i>указать обозначение настоящего документа</i>	
1.5	Маркировка	
1.6	Отсутствие на корпусе и уплотнительных поверхностях фланцев вмятин, задиров, механических повреждений, коррозии	
1.7	Состояние сварных швов арматуры	
1.8	Отсутствие механических повреждений, рисок и задиров глубиной более 0,02 мм на уплотнительных поверхностях деталей узла затвора после проведения пневмогидравлических испытаний	
1.9	Упаковка	
<b>2</b>	<b>Измерительный контроль</b>	
2.1	Строительная длина	
2.2	Диаметр проходного сечения	
2.3	Разделка стыковых кромок под сварку (толщина стенок), в соответствии со спецификациями на строительство, реконструкцию и капитальный ремонт	
2.4	Параллельность фланцев корпус-крышка	
2.5	Результаты замера толщины стенки корпусных деталей в контрольных точках	
<b>3</b>	<b>Пневмогидравлические испытания</b>	
<b>3.1</b>	<b>Испытания на прочность и плотность корпусных деталей регулятора</b>	
3.1.1	Испытательная среда	
3.1.2	Величина пробного давления $P_{пр}$ ( $1,5 \cdot PN$ ), МПа	
3.1.3	Время выдержки, мин	
3.1.4	Результаты испытаний на прочность и плотность	
<b>3.2</b>	<b>Испытания на герметичность разъемных соединений относительно внешней среды</b>	
3.2.1	Величина давления ( $1,1 \cdot PN$ ), МПа	
3.2.2	Время выдержки, мин	
3.2.3	Количество рабочих циклов на полное открытие и закрытие	
3.2.4	Наличие утечек в разъемных соединениях	
3.2.5	Результаты испытаний на герметичность относительно внешней среды	
<b>3.3</b>	<b>Испытания на работоспособность</b>	
3.3.1	Величина давления в корпусе, МПа	
3.3.2	Величина перепада на затворе $\Delta P$ , МПа	
3.3.3	Количество рабочих циклов на полное открытие и закрытие	
3.3.4	Наличие рывков и заеданий при перемещении регулирующего элемента	
3.3.5	Значение крутящего момента при максимально допустимом перепаде давления на затворе при открытии и закрытии, Н·м	
3.3.6	Результаты испытаний на работоспособность	
<b>3.4</b>	<b>Испытания на герметичность затвора</b>	
3.4.1	Усилие закрытия по КД (крутящий момент), Н·м	
3.4.2	Усилие закрытия фактическое (крутящий момент), Н·м	

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 мпа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

№ п/п	Наименование контрольной операции	Значение параметра и/или заключение о соответствии
1	2	3
3.4.3	Величина перепада давления, МПа	
3.4.4	Время выдержки, мин	
3.4.5	Величина утечек, (см <sup>3</sup> /мин)	
3.4.6	Результаты испытаний на герметичность затвора	
<b>3.5</b>	<b>Испытания на герметичность уплотнения шпинделя (вала)</b>	
3.5.1	Величина давления, МПа	
3.5.2	Время выдержки, мин	
3.5.3	Результаты испытаний на герметичность уплотнения шпинделя (вала) воздухом	
<b>3.6</b>	<b>Результаты контроля антикоррозионного покрытия</b>	
3.6.1	Соответствие требованиям <i>указать обозначение настоящего документа</i>	

Заключение:

\_\_\_\_\_ DN \_\_\_\_\_ PN \_\_\_\_\_ вид климатического исполнения \_\_\_\_\_ заводской  
наименование регулятора

номер \_\_\_\_\_ соответствует требованиям ТУ \_\_\_\_\_, эксплуатационным  
документам и признан годным к эксплуатации.

Подписи:

1	_____	_____	И.О. Фамилия
	должность	личная подпись	
2	_____	_____	И.О. Фамилия
	должность	личная подпись	
3	_____	_____	И.О. Фамилия
	должность	личная подпись	

Представитель заказчика

_____	_____	И.О. Фамилия	_____
должность, наименование организации	личная подпись		(число, месяц, год)

Каспийский Трубопроводный Консорциум	Магистральный трубопроводный транспорт нефти. Арматура регулирующая с номинальным диаметром DN от 50 до 800 и номинальным давлением PN от 1,6 до 10,0 мпа и их исполнительные механизмы. Общие технические требования.	
--	--	--

## Библиография

- [1] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах» (утвержденные приказом Ростехнадзора от 14.03.2014 № 102)