

## Исходные технические требования на разработку опорно-подвесной системы трубопроводов

Дата	.07.2023
Нормоконтроль	Е.Н. Ларионова
Проверил ведущий специалист	Н.А. Костяева
Проверил главный специалист	В.И. Нератнис
Разработал начальник группы	И.А. Тхор
Всего листов	82

### СОДЕРЖАНИЕ

1 Назначение и область применения.....	3
2 Техническое обоснование разработки .....	3
3 Условия, режимы работы и основные характеристики.....	3
3.1 Место установки и параметры окружающей среды .....	3
3.2 Режимы работы .....	4
3.3 Основные характеристики.....	4
3.4 Нормативная база и классификация опорно-подвесной системы трубопроводов.....	5
3.5 Требования к массогабаритным характеристикам .....	6
3.6 Требования к конструкции.....	6
3.7 Требования к прочности.....	8
3.8 Требования к надежности .....	9
3.9 Требования по безопасности.....	9
3.10 Требования к материалам опорно-подвесной системы трубопроводов .....	10
3.11 Требования к электрооборудованию.....	11
3.12 Требования к контрольно-измерительным приборам и автоматике.....	12
3.13 Требования к ремонтпригодности.....	12
3.14 Оценка соответствия.....	12
3.15 Обеспечение качества.....	12
3.16 Требования к энергопотреблению, энергосбережению и энергоэффективности .....	12
4 Специальные требования .....	12
4.1 Требованиям к метрологическому обеспечению.....	12
4.2 Общие требования к изготовлению .....	13
4.3 Сварка.....	13
4.4 Маркировка.....	14
5 Экологические требования.....	15
6 Требования к представляемой информации.....	15
7 Требования к патентной чистоте .....	15
8 Коды обозначения.....	15
9 Требования к комплектности .....	16
10 Требования к упаковке, транспортированию и хранению.....	17
11 Требования к правилам сдачи и приемки .....	17
12 Требования к объему и/или сроку предоставления гарантий.....	17

B01	Технические требования	1
-----	------------------------	---

13 Требования к обеспечению монтажа, наладки и обслуживания .....	18
14 Требования к техническому обучению персонала Заказчика .....	18
Перечень приложений .....	19
Перечень принятых сокращений .....	19
ПРИЛОЖЕНИЕ А обязательное Параметры окружающей среды.....	21
ПРИЛОЖЕНИЕ Б справочное Типы, общие габаритные размеры и технические характеристики компонентов ОПС .....	24
ПРИЛОЖЕНИЕ В обязательное Основные размеры трубопроводов для разработки компонентов ОПС .....	74
ПРИЛОЖЕНИЕ Г справочное Объем поставки ОПС трубопроводов .....	80
Ссылки.....	81

## 1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящие исходные технические требования (далее по тексту ИТТ) определяют требования к проектированию, материалам, изготовлению, обеспечению и контролю качества, и поставке опорно-подвесной системы (далее по тексту ОПС) трубопроводов для площадки Ленинградской АЭС-2 (энергоблоки № 3 и № 4).

1.2 Генеральным проектировщиком Ленинградской АЭС-2 (энергоблоки № 3 и № 4) является Акционерное общество «АТОМЭНЕРГОПРОЕКТ» (АО «АТОМЭНЕРГОПРОЕКТ») Санкт-Петербургский филиал АО «АТОМЭНЕРГОПРОЕКТ» - «Санкт-Петербургский проектный институт», Санкт-Петербург, Российская Федерация.

1.3 Заказчиком Ленинградской АЭС-2 (энергоблоки № 3 и № 4) является Концерн «Росэнергоатом», Москва, Российская Федерация.

1.4 Настоящая техническая спецификация используется Заказчиком для проведения конкурсного отбора поставщиков ОПС трубопроводов, удовлетворяющих настоящим требованиям.

1.5 Настоящие исходные технические требования не распространяются на технические характеристики и объемы поставок ОПС трубопроводов, комплектно поставляемых в составе реакторной установки, турбо-генераторной установки, а также комплексных проектов, использованных в проекте Ленинградской АЭС-2 (энергоблоки № 3 и № 4) (дизель-генераторные установки, объединенный газовый корпус, комплекс сооружений масла и дизельного топлива, мастерские зоны свободного доступа, пуско-резервная электростанция, очистные сооружения бытовых сточных вод зоны свободного и контролируемого доступа, внеплощадочные сети водоснабжения, отверждения жидких радиоактивных отходов). Также настоящие исходные технические требования не распространяются на элементы подпорных конструкций (стальной прокат, шпильки, болты, гайки и т.д.), предназначенные для передачи нагрузок от ОПС трубопроводов к строительным конструкциям.

## 2 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ

2.1 Требования к продукции определяются необходимостью создания АЭС, соответствующей современным требованиям безопасности, надежности и конкурентоспособности по техническим, экономическим и эксплуатационным показателям.

2.2 Для проекта Ленинградской АЭС-2 (энергоблоки № 3 и № 4) прототипом является референтный проект Ленинградской АЭС-2 (энергоблоки № 1 и № 2).

## 3 УСЛОВИЯ, РЕЖИМЫ РАБОТЫ И ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

### 3.1 МЕСТО УСТАНОВКИ И ПАРАМЕТРЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

3.1.1 Площадка Ленинградской АЭС-2 (энергоблоки № 3 и № 4) расположена в макроклиматическом районе с умеренно холодным климатом.

3.1.2 ОПС трубопроводов устанавливается в необслуживаемых, периодически обслуживаемых и обслуживаемых помещениях зданий с искусственно поддерживаемыми параметрами окружающей среды, а также на открытом воздухе.

3.1.3 Климатическое исполнение ОПС трубопроводов по ГОСТ 15150-69 [16] должно быть УХЛ, категория размещения может быть 1, 2, 3, 4, 5 (уточняется в задании заводу-изготовителю ОПС), тип атмосферы при эксплуатации соответствует I. При транспортировке, хранении и монтаже тип атмосферы соответствует II.

B01	Технические требования	3
-----	------------------------	---

3.1.4 Параметры окружающей среды представлены в Приложении А.

3.1.5 Время работы в нормальных условиях эксплуатации - постоянно.

## 3.2 РЕЖИМЫ РАБОТЫ

3.2.1 Компоненты ОПС трубопроводов должны обеспечивать ее работоспособность в необходимых режимах работы с учётом износа, срока службы и других показателей надёжности, указанных в разделе 3 настоящего документа.

3.2.2 В проекте рассматриваются следующие категории режимов состояния АЭС в соответствии с НП-001-15 [19]:

- НЭ – режим нормальной эксплуатации;
- ННЭ – нарушения нормальной эксплуатации
- ПА – проектная авария
- ЗПА – запроектная авария

3.2.3 Компоненты ОПС трубопроводов предназначены для работы во всех вышеперечисленных режимах.

## 3.3 ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

3.3.1 Компоненты ОПС должны обеспечивать надежное крепление технологических трубопроводов, относящихся ко 2, 3 и 4 классам безопасности по НП-001-15 [19], I, II и III категориям сейсмостойкости в соответствии с НП-031-01 [20]. Параметры нагрузки и требования к обеспечению сейсмостойкости указаны в задании заводу-изготовителю

3.3.2 Трубопроводы и установленные на них компоненты ОПС, отнесенные к категории сейсмостойкости I по НП-031-01[20], должны сохранять работоспособность и выполнять свои функции при следующих условиях:

- нормальная эксплуатация (НЭ);
- нарушение нормальной эксплуатации (ННЭ);
- нормальная эксплуатация + сейсмические воздействия до ПЗ включительно (НЭ + ПЗ);
- нарушение нормальной эксплуатации + сейсмические воздействия до ПЗ включительно (ННЭ + ПЗ);
- проектные аварии (ПА);
- нормальная эксплуатация с сочетанием внешних динамических воздействиях (НЭ + ВДВ);
- нарушение нормальной эксплуатации с сочетанием внешних динамических воздействиях (ННЭ + ВДВ);
- нормальная эксплуатация с сочетанием проектной аварии и сейсмических воздействий силой ПЗ включительно (НЭ + ПА + ПЗ).

Для трубопроводов I категории сейсмостойкости, обеспечивающих функционирование герметичного ограждения, дополнительно рассматривается сочетание нагрузок (НЭ + ПА + ВДВ).

ВДВ – внешнее динамическое воздействие, включающее либо МРЗ, либо ВУВ, либо ПС.

3.3.3 Трубопроводы и установленные на них компоненты ОПС, отнесенные к категории сейсмостойкости II по НП-031-01[20], должны сохранять работоспособность и выполнять свои функции при следующих условиях:

- нормальная эксплуатация (НЭ);
- нарушение нормальной эксплуатации (ННЭ);

- нормальная эксплуатация + сейсмические воздействия до ПЗ включительно (НЭ + ПЗ);

- нарушение нормальной эксплуатации + сейсмические воздействия до ПЗ включительно (ННЭ + ПЗ).

3.3.4 Горизонтальное свободное ускорение в нулевой момент времени на уровне грунта для ПЗ составляет 0.05 g (6 баллов по шкале MSK-64).

3.3.5 Горизонтальное свободное ускорение в нулевой момент времени на уровне грунта для МРЗ составляет 0.1 g (7 баллов по шкале MSK-64).

3.3.6 Назначение, технические данные трубопроводов приведены в рабочей документации на трубопроводы.

3.3.7 Коэффициент перегрузки представленных в Приложении Б нагрузок в зависимости от условий эксплуатации представлены в Таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 – Коэффициенты перегрузки

Режимы работы	Коэффициент перегрузки в зависимости от категории сейсмостойкости		
	I	II	III
НЭ	1.0	1.0	1.0
ННЭ	1.2	1.2	1.2
НЭ + ПЗ	1.2	1.5	-
ННЭ + ПЗ	1.2	1.5	-
ПА	1.4	1.4	-
НЭ+ВДВ	1.4	-	-
ННЭ+ВДВ	1.4	-	-
НЭ+ПА+ПЗ	1.5	-	-

### 3.4 НОРМАТИВНАЯ БАЗА И КЛАССИФИКАЦИЯ ОПОРНО-ПОДВЕСНОЙ СИСТЕМЫ ТРУБОПРОВОДОВ

3.4.1 Разработка, изготовление и поставка ОПС трубопроводов, должна осуществляться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов, включающих в себя федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии, руководства по безопасности, руководящие документы, другие нормы и правила, в том числе, вошедшие в «Перечень основных нормативных правовых актов и нормативных документов, относящихся к сфере деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору», государственные стандарты, утвержденные в установленном порядке, решения, нормы и рекомендации органа управления использованием атомной энергии и органов государственного регулирования безопасности в области использования атомной энергии, нормы и рекомендации МАГАТЭ в соответствии с ТЗ на Ленинградскую АЭС-2 (энергоблоки № 3 и № 4), а так же требования НД,

приведенные по тексту настоящих ИТТ. Основные нормативные документы, действующие в Российской Федерации, ссылки на которые приведены по тексту, приведены в разделе «Ссылки» настоящих ИТТ.

3.4.2 Поставщик должен провести анализ настоящих ИТТ и представить в составе информации, передаваемой вместе с коммерческим предложением, перечень НД, выполнение которых будет обеспечено Поставщиком при осуществлении разработки, изготовления и поставки ОПС трубопроводов

3.4.3 Класс безопасности компонентов ОПС трубопроводов в соответствии с НП-001-15 [19], категории сейсмостойкости в соответствии с НП-031-01 [20] указывается в задании заводу-изготовителю.

### **3.5 ТРЕБОВАНИЯ К МАССОГАБАРИТНЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ**

3.5.1 Массогабаритные характеристики представлены в техническом задании заводу на изготовление ОПС трубопроводов, разработанном Генеральным проектировщиком. Типы и общие габаритные размеры компонентов ОПС должны быть приняты в соответствии с приложением Б.

3.5.2 Отклонение фактического значения массы деталей и элементов ОПС трубопроводов от указанного в НД не должно превышать 5 %.

### **3.6 ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ**

3.6.1 Поставка и изготовление ОПС трубопроводов должны основываться на данных проверенной конструкции с использованием опыта эксплуатации в аналогичных условиях. Предлагаемые Поставщиком элементы ОПС трубопроводов должны быть референтными.

3.6.2 Конструкция элементов ОПС должна быть обоснована с использованием стандартов, расчетов, экспериментальных методов, типовых испытаний и/или опыта эксплуатации

3.6.3 Конструкции элементов ОПС должны обеспечивать функциональную работоспособность, надежность и безопасность их эксплуатации в течение срока службы. Конструкции ОПС трубопроводов должна учитывать удобство при техобслуживании (ремонте) и проведении осмотра, проверок и испытаний.

3.6.4 При проектировании ОПС, должно быть исключено (минимизировано) негативное влияние опорно-подвесной системы на трубопроводную систему. Например: конструкции элементов ОПС не должны приводить к заклиниванию труб; компоненты конструкции ОПС, контактирующие с трубопроводом, не должны приводить к появлению концентраторов напряжений в месте контакта с трубопроводом и появлению пластических деформаций в стенках трубопровода, а также неблагоприятно влиять на характеристики и структуру материала труб, с которыми они контактируют и т.д.

3.6.5 Компоненты ОПС по конструкции подразделяются на:

- унифицированные (стандартизированные) опоры. Опоры, конструкция и несущая способность которых определена, подтверждена/продемонстрирована и каталогизирована;

- индивидуальные (специально разработанные) опоры. Опоры, конструкция которых должна быть подтверждена прочностным расчетом и/или испытаниями (тестами) в соответствии с применяемым стандартом, удовлетворяющим требованиям проектируемой трубопроводной системы.

3.6.6 Каталог унифицированных (стандартизированных) опор должен охватывать широкий спектр компонентов ОПС по своему функциональному назначению (неподвижные опоры, подвески, пружинные опоры и подвески, ограничители перемещений для различных

направлений и поворотов трубопроводов в том числе и в осевом направлении, гидроамортизаторы и т.д.), диапазону воспринимаемой нагрузки (эксплуатационной (рабочей) и динамической) и эксплуатационной температуре (от 0 °С до 350 °С). В Приложении Б для информации приведено несколько типов опорных конструкций, применяемых на референтных блоках АЭС.

3.6.7 ОПС должна полностью охватывать как сортамент российских трубопроводов, включая трубопроводы Dн=351 мм и Dн=870 мм, так и сортамент трубопроводов иностранных типоразмеров по стандарту ISO 4200:1991 [31].

3.6.8 Детали ОПС, выполненные из материалов одного структурного класса не должны иметь прямого контакта с трубопроводом, выполненным из материалов другого структурного класса.

3.6.9 В элементы ОПС обязательно должны быть включены динамические жесткие распорки, имеющие стандартное крепление к трубопроводу и позволяющие закреплять трубопровод в любом направлении (в том числе и вдоль оси трубопровода). Данный тип опор не должен требовать громоздких подпорных конструкций при максимальной несущей способности, которая ограничена прочностью трубы. Областью применения для них являются восприятие совместно действующих статических и динамических нагрузок. При этом, жесткие распорки должны обеспечивать работоспособность, надежность и безопасность эксплуатации трубопровода в течение срока службы.

3.6.10 Жесткие распорки должны иметь осесимметричную конструкцию без использования сварки. Правая резьба на одном конце и левая на другом должны позволять регулировать монтажную длину распорки. Для обеспечения перемещения трубопровода в пределах углового смещения концы распорки должны быть выполнены под шарнирные соединения.

3.6.11 Для упрощения регулировки во время монтажа жесткие распорки должны иметь специальные штатные места с гладкими поверхностями под ключ. Требуемая длина распорки должна быть зафиксирована контргайками, чтобы предотвратить ослабление во время работы трубопровода.

3.6.12 Также в элементы ОПС необходимо включить двух, трех, четырехкорпусные опоры с возможностью их расположения, как на вертикальном, так и на горизонтальном трубопроводе, т. к. они используются как антисейсмические скользящие опоры (без отрыва), скользящие направляющие и направляющие опоры.

3.6.13 Амортизаторы (ударные стопоры) должны быть гидравлического типа. Они должны представлять из себя осесимметричную конструкцию без сварных соединений, с замкнутым герметичным резервуаром для компенсации объема. Для улучшения функциональной пригодности в различных условиях эксплуатации конструкция данных устройств должна отвечать требованиям максимальной компактности и минимизации длины.

3.6.14 С целью обеспечения срока службы продолжительностью 60 лет все металлические компоненты внутри гидравлического цилиндра должны быть выполнены из нержавеющей стали. Для предотвращения преждевременного износа не допускается контакт металл-металл между поршнем и штоком.

3.6.15 Гидроамортизаторы (или ударные стопоры) должны иметь стандартное крепление к трубопроводу, а не просто иметь исполнительное устройство, для которого следует разработать узел крепления к трубопроводу. При этом стандартные гидроамортизаторы должны быть рассчитаны на весь диапазон возможных нагрузок: от 3 кН до 6000 кН.

3.6.16 В ОПС должен иметься широкий диапазон стандартных пружинных опор и подвесок, спроектированных под различные нагрузки и рабочие перемещения для отказа от многозвенных пружинных цепей. Тем самым увеличивается надежность пружинных опор и

подвесок. Используемые в таких опорах (подвесках) пружины должны быть предварительно поджаты на нагрузку в холодном состоянии трубопровода.

3.6.17 Пружинные подвески и опоры должны иметь защитный кожух, в конструкции которого не применяется сварка, чтобы избежать риска коррозии внутри корпуса. Пружины должны быть помещены в такой защитный кожух, что позволит исключить попадание внутрь грязи. Конструкция кожуха должна допускать визуальный осмотр состояния пружин.

3.6.18 Пружины должны иметь защиту от коррозии на основе эмалевых покрытий методом электрофореза. Из-за возможной значительной коррозии в условиях влажности неопределенное покрытие пружин не допускается.

3.6.19 Спирали пружин должны быть термически релаксированы перед установкой для исключения преждевременной потери жесткости после установки.

3.6.20 Пружинные опоры и подвески должны иметь блокираторы. Должна быть предусмотрена возможность монтажа пружинных подвесок и опор и снятия блокираторов без использования специальных инструментов.

3.6.21 Должна быть предусмотрена регулировка длины тяги на блоке пружинной подвески, чтобы избежать дополнительных муфт натяжения на тяге. Следует применять накатанную резьбу.

3.6.22 Пружинные опоры и подвески должны иметь на корпусе шкалу перемещений, удобную для визуальной проверки положения пружин.

3.6.23 ОПС должна включать специальные опоры, устанавливаемые на трубопроводах холодоснабжения и исключающие передачу теплового потока между трубопроводами и строительными конструкциями.

3.6.24 ОПС должна включать опоры постоянного усилия, которые используются на сложных участках паропроводов.

3.6.25 Опоры и подвески постоянного усилия должны иметь компактную и симметричную конструкцию по отношению к оси основной нагрузки для того, чтобы гарантировать поддержку трубопровода с постоянной нагрузкой на всем диапазоне перемещений.

3.6.26 Опоры и подвески постоянного усилия должны иметь на корпусе шкалу, удобную для визуальной проверки нагрузки, отклонения по которой допускаются  $\pm 20\%$  в процессе регулировки на монтаже.

3.6.27 Пружины опор и подвесок постоянного усилия должны быть полностью помещены в защитный кожух, конструкция которого должна допускать визуальный осмотр их состояния.

3.6.28 Для блокировки пружин опор и подвесок постоянного усилия в положении нагрузки должен использоваться специальный стопор. Установка опор и подвесок постоянного усилия и удаление стопора пружин должны производиться без применения специальных инструментов.

3.6.29 Также ОПС должна включать в себя весь необходимый набор соединительных элементов (резьбовые тяги, резьбовые стержни, муфты натяжения, соединительные муфты, приварные скобы, приварные проушины, ушки с резьбой, гайки, серги, вилки, прихваты, цапфы, балки опорные, штанги и др.)

3.6.30 Контроль качества сварных соединений следует осуществлять в соответствии с требованиями ОТТ 1.5.2.01.999.0157-2013 [30]

### 3.7 ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЧНОСТИ

3.7.1 Опорные конструкции должны быть рассчитаны с учетом всех нагружающих факторов, которым они подвергаются в процессе эксплуатации.



3.7.2 Определение размеров и анализа напряжения компонентов ОПС следует производить в соответствии ОТТ 1.5.2.01.999.0157-2013 [30] и ПНАЭ Г-7-002-86 [21].

3.7.3 При проведении анализа НДС (напряженно деформированного состояния) ОПС и его оценки (сопоставление с допускаемыми величинами) должны рассматриваться отдельные составляющие нагрузок (например, механические, температурные, динамические), также их сочетания в соответствии с применяемым стандартом.

3.7.4 При рассмотрении аварийных ситуаций напряженное состояние опор, выполненных из аустенитной и ферритной марок сталей, должно оставаться линейно-упругим.

3.7.5 При проектировании ОПС должно быть ограничено влияние коррозии и других деградиционных механизмов на них. В противном случае их необходимо учесть в расчетах.

3.7.6 При проведении расчетов должна быть учтена температура ОПС относительно параметров окружающей среды и температуры трубопровода

3.7.7 Прочностное обоснование (отчет) ОПС должно содержать информацию о нагрузках, используемых в качестве исходных данных, свойствах материалов, методах расчетов, расчетных моделях, результатах расчетов, критериях (допускаемых величинах) и выводы.

3.7.8 Прочностной анализ должен выполняться на основании применяемого стандарта с помощью расчетных формул, приведенных в применяемом стандарте. Допускается проведение прочностного обоснования при помощи численных методов с помощью детального моделирования конструкции, например, методом конечных элементов.

3.7.9 Процедура прочностного обоснования ОПС может проводиться с помощью тестирования (испытания) ОПС в соответствии с требованиями применяемого стандарта.

3.7.10 Подтверждения прочности ОПС только с помощью испытаний должно согласовываться с Заказчиком и, при необходимости, с полномочным органом по ядерной энергии.

### **3.8 ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ**

3.8.1 Проектный срок службы ОПС трубопроводов 60 лет.

3.8.2 Для ОПС трубопроводов, которые обеспечивают функции до и во время вывода АЭС из эксплуатации, проектный срок службы не менее 80 лет.

3.8.3 Показатели надёжности подлежат согласованию с Генеральным проектировщиком, Заказчиком и Владелец.

3.8.4 Значения показателей надежности должны быть подтверждены расчетным и/или экспериментальным путем.

3.8.5 Поставщиком ОПС в конструкторской документации должны быть установлены ресурсные характеристики и срок службы элементов ОПС. Поставщик должен представить результаты расчетов прочности и ресурса

### **3.9 ТРЕБОВАНИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ**

3.9.1 Требования к монтажу и эксплуатации ОПС должны быть приведены в документации завода-изготовителя.

3.9.2 Проектирование и изготовление ОПС трубопроводов должно осуществляться с учетом требований по воздействию физических, химических опасных и вредных производственных факторов, генерируемых производственным оборудованием в рабочую зону.

3.9.3 Конструкция ОПС трубопроводов должна исключать возможность травмирования в процессе эксплуатации, ремонта и технического обслуживания.

3.9.4 Материалы, применяемые в конструкции опорно-подвесной системы, не должны выделять ядовитых веществ., не должны быть источником возгорания и не поддерживать горение.

### **3.10 ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ ОПОРНО-ПОДВЕСНОЙ СИСТЕМЫ ТРУБОПРОВОДОВ**

3.10.1 Для изготовления изделий ОПС должны использоваться только конструкционные материалы, допущенные к применению в соответствии с требованиями ОТТ 1.5.2.01.999.0157-2013 [30] и Приложения 1 к «Сводному перечню документов по стандартизации», предусмотренному пунктом 12 Положения о стандартизации в отношении продукции (работ, услуг), для которой устанавливаются требования, связанные с обеспечением безопасности в области использования атомной энергии, а также процессов и иных объектов стандартизации, связанных с такой продукцией, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 12 июля 2016 г. № 669 и подтверждаться сертификатами заводов-изготовителей.

3.10.2 Применяемые материалы должны быть коррозионностойкими и износостойкими по отношению к внешним воздействующим факторам, включая дезактивирующие растворы.

3.10.3 Конструкционные материалы ОПС трубопроводов, а также сварные соединения по своим механическим и химическим свойствам должны соответствовать требованиям, указанным в спецификации на материалы.

3.10.4 Материалы для изготовления ОПС должны выбираться с учетом требуемых физико-механических характеристик в условиях эксплуатации в течение установленного срока службы, а также технологичности и свариваемости (при использовании в сварных конструкциях).

3.10.5 Используемые материалы должны быть апробированными в промышленности и хорошо зарекомендовавшими себя в работе АЭС с ВВЭР-1200.

3.10.6 Поставляемые материалы и изделия для изготовления ОПС должны иметь сертификаты или паспорта предприятий Изготовителей, составленные в соответствии с требованиями стандартов или технических условий, включая сведения по виду термической обработки.

3.10.7 Запрещается использование деталей и комплектующих, содержащих цинк и алюминий, внутри герметичной оболочки здания реактора.

3.10.8 Спецификация на материал должна включать в себя следующую информацию:

- состав;
- назначение и область применения;
- аббревиатуры, определения и нормативную документацию;
- марку материалов;
- химический состав (состав, количество, допуски и отклонения);
- физико-механические свойства (модуль упругости, предел прочности, предел текучести, относительное удлинение, относительное сужение, температурный коэффициент линейного расширения, твердость, ударную вязкость на излом и т.д.) для температурного диапазона из применения, сопротивление усталости (кривые усталости; влияние среды на усталость (при необходимости);
- термическая обработка (температура, время, режимы обработки, ссылки на стандарты);
- инструкции по эксплуатации и проведению испытаний Поставщика;

- выполненные проверки, испытания и сертификаты (акты), которые должны быть разработаны;
- для компонентов, классифицированных по безопасности, необходимо предоставить план проведения проверок и испытаний. В план необходимо включить требования, подлежащие проверке (например, химический состав, свойства при растяжении), условия, применимые для конкретной проверки и испытаний (вес, число изделий одного типа, термообработка партии изделий, количество образцов продукции необходимых для испытаний, количество образцов для тестирования изделий, количество испытаний на образце, расположение образцов в изделии, дополнительные условия для отбора проб и условия для подготовки и испытаний образцов), стандарты и методы испытаний, положения о переаттестации, другие необходимые спецификации для тестирования и проверок;
- общие процедуры проверок;
- требования к производству;
- техническая документация, входящая в комплект поставки;
- маркировка и этикетки для материалов;
- упаковка и отгрузка.

При необходимости по требованию Заказчика, указанная выше информация для материалов, может быть дополнена.

3.10.9 Использование различных типов материалов в одном и том же изделии следует исключать или свести к минимуму.

3.10.10 Качество материалов уплотнений должно быть таким, чтобы была обеспечена надежная, безопасная, долговечная, не требующая технического обслуживания работа амортизаторов. В связи с этим, для уплотнений должен применяться материал по свойствам и качеству сравнимый с материалом «VITON».

3.10.11 Крепежные детали (болты, шпильки, гайки) рекомендуется изготавливать из материалов того же структурного класса, что и соединяемые компоненты.

3.10.12 Материалы и полуфабрикаты должны быть надежно защищены от повреждения и порчи в период транспортировки и хранения. Материалы и полуфабрикаты разных структурных классов (стали перлитного и аустенитного классов, цветные металлы) должны транспортироваться и храниться в условиях, предотвращающих их контакт.

3.10.13 Разработка способов защиты материалов и полуфабрикатов при транспортировке и хранении должна осуществляться предприятиями-изготовителями. Требования к условиям транспортировки и хранения должны быть указаны в стандартах или Технических условиях на поставку и строго выполняться.

3.10.14 Дезактивация проводится окислительно-восстановительным методом при температуре от 80 °С до 90 °С.

Дезактивация проводится следующими растворами:

- от 2 до 3 г/л перманганата калия ( $\text{KMnO}_4$ ) плюс от 1 до 5 г/л азотной кислоты ( $\text{HNO}_3$ );
- от 10 до 20 г/л щавелевой кислоты ( $\text{H}_2\text{C}_2\text{O}_4$ ).

3.10.15 Глубина суммарного съема металла от дезактивации за срок службы ориентировочно составляет не более 0.5 мм.

3.10.16 Наружные поверхности опор из не коррозионностойких материалов должны быть загрунтованы составом, позволяющем впоследствии наносить лакокрасочное покрытие в соответствии с нормативной документацией на защиту конструкций от коррозии. Конкретный тип лакокрасочного покрытия определяется договором поставки продукции.

### 3.11 ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЮ

3.11.1 Не применимо.

B01	Технические требования	11
-----	------------------------	----

### **3.12 ТРЕБОВАНИЯ К КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМ ПРИБОРАМ И АВТОМАТИКЕ**

3.12.1 Не применимо.

### **3.13 ТРЕБОВАНИЯ К РЕМОНТОПРИГОДНОСТИ**

3.13.1 В конструкции изделий ОПС должно учитываться удобство осуществления техобслуживания и проведения проверок в процессе ее эксплуатации, а также возможность устранения дефектов, выявленных в ходе проверок.

3.13.2 Опоры относятся к неремонтируемым изделиям.

### **3.14 ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ**

3.14.1 Опорные конструкции подлежат оценке соответствия в соответствии с требованиями НП-071-18 [23], кроме ОПС 4 класса безопасности не подведомственных НП-071-18 [23] (подведомственность ОПС указывается в задании заводу-изготовителю).

### **3.15 ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАЧЕСТВА**

3.15.1 Деятельность поставщика в области качества, влияющая на безопасность ОИАЭ, при осуществлении лицензируемого вида деятельности в области использования атомной энергии, должна соответствовать требованиям НП-001-15 [19] «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций», НП-090-11 [27] «Требования к программам обеспечения качества для объектов использования атомной энергии», рекомендациям МАГАТЭ GSR [28] Часть 2 «Лидерство и менеджмент для обеспечения безопасности», МАГАТЭ GS-G-3.5 [29] «Система управления для ядерных установок» и быть описана в частной Программе обеспечения качества (далее – ПОК).

3.15.2 В ходе проектирования и изготовления изделий ОПС трубопроводов должны выполняться требования по менеджменту качества, выставляемые Заказчиком в соответствующих контрактах (договорах). Объем требований по менеджменту качества будет основываться на дифференцированном подходе в соответствии с нормативно-технической документацией, для соответствующих позиций элементов ОПС трубопроводов.

3.15.3 Разработчики, изготовители и поставщики ОПС трубопроводов должны получить необходимые разрешения и лицензии в соответствии с требованиями законодательства, а также применяемых правил, норм и стандартов, указанных в настоящих ИТТ ГОСТ Р 8.565-2014 [3], ГОСТ Р 15.301-2016 [4].

3.15.4 Для позиций изделий ОПС трубопроводов 2, 3 классов безопасности, Поставщик должен разработать и внедрить программы обеспечения качества в соответствии с требованиями НП-090-11 [27].

### **3.16 ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЮ, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ**

3.16.1 Не применимо.

## **4 СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ**

### **4.1 ТРЕБОВАНИЯМ К МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ**

4.1.1 Основные положения и требования к выполнению работ по метрологическому обеспечению, в соответствии с ГОСТ Р 8.565-2014 [3].

4.1.2 Метрологической экспертизе подлежат ТЗ/ТУ, рабочая и конструкторская документации на ОПС трубопроводов. Цели, задачи, порядок организации метрологической экспертизы конструкторской документации, основные виды документов, подвергаемых

метрологической экспертизе, порядок оформления и реализации результатов метрологической экспертизы документации должны соответствовать требованиям РМГ 63-2003 [24].

## 4.2 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИЗГОТОВЛЕНИЮ

4.2.1 Изготовление необходимо производить в соответствии с технологической документацией (технологическими инструкциями, картами технологических процессов и др.), регламентирующей содержание и порядок выполнения всех технологических и контрольных операций. Технологическая документация должна быть разработана организацией-изготовителем либо привлеченной специализированной организацией с соблюдением требований ОТТ 1.5.2.01.999.0157-2013 [30] (разделы 5.5 и 8), а также в соответствии с проектно-конструкторской документацией.

4.2.2 Все операции по подготовке и сборке под сварку, выполнению сварных соединений, их последующей термической обработке (при необходимости), а также контроль качества выполненных сварных соединений, должны проводиться в соответствии с требованиями ОТТ 1.5.2.01.999.0157-2013 [30] (раздел 8).

4.2.3 Изготовление опорных конструкций должны производить организации, имеющие лицензии органа государственного регулирования безопасности при использовании атомной энергии на выполнение соответствующих работ.

4.2.4 Изготовитель должен иметь помещения для изготовления трубопроводов, обеспечивающие достижение заданного качества продукции.

4.2.5 Остаточные напряжения, создаваемые производственными процессами (сварка, механическая обработка, подготовка поверхностей, отделка и т.д.), должны быть максимально сокращены. Если существует опасность возникновения в материале усталости или коррозионного растрескивания в напряженном состоянии, то при необходимости следует произвести его обработку по снятию напряжения.

4.2.6 Для позиций изделий ОПС трубопроводов 2, 3 классов безопасности, а также изделия ОПС 4 класса безопасности, подпадающих под действие НП-071-18, требования к оценке соответствия и формы оценки соответствия должны выполняться в соответствии с НП-071-18[23].

## 4.3 СВАРКА

4.3.1 Основные требования к сварочному оборудованию, сварочным материалам, подготовке и сборке под сварку, сварке, наплавке, термической обработке сварных соединений и наплавленных деталей (изделий), технике безопасности, а также к основным рекомендуемым типам сварных соединений и режимам сварки (наплавки) должны соответствовать ОТТ 1.5.2.01.999.0157-2013 [30].

4.3.2 Требования по контролю и оценке качества сварных соединений изделий ОПС трубопроводов должны соответствовать ОТТ 1.5.2.01.999.0157-2013 [30] (раздел 8.3).

4.3.3 Сварные соединения, в том числе предварительную наплавку кромок, следует выполнять по производственной технологической документации (технологическим инструкциям и/или картам технологических процессов), разработанной организацией-изготовителем или привлеченной ею специализированной организацией с соблюдением требований и указаний ОТТ 1.5.2.01.999.0157-2013 [30] (раздел 8.2).

4.3.4 Конструкторская документация на сварные изделия (детали, сборочные единицы и др.) должна быть согласована с материаловедческой организацией. Допускается применение производственной технологической документации, разработанной материаловедческой организацией.

4.3.5 Все подготовительные и собственно контрольные операции должны быть включены в производственную контрольную документацию (карты контроля, инструкции и т.д.) и обеспечены необходимыми средствами контроля (оборудованием и материалами).

4.3.6 Все предусмотренные производственной технологической документацией и производственной конструкторской документацией операции по контролю сварных соединений в последовательности, установленной производственной технологической документацией должны выполнять организации-изготовители.

4.3.7 Результаты контроля сварных соединений (узлов, сборочных единиц) должны быть зафиксированы в отчетной документации организации-изготовителя.

4.3.8 Все сварщики должны иметь соответствующую квалификацию, отвечающую требованиям национальных стандартов Изготовителя.

4.3.9 Качество законченных сварных швов должно соответствовать требованиям проектно-конструкторских стандартов и требованиям к проверке согласно НД.

4.3.10 Дефекты могут устраняться при помощи сварки в случае, если предприятие имеет соответствующие методики по выполнению ремонтных мероприятий.

#### 4.4 МАРКИРОВКА

4.4.1 Изготовителем должны быть установлены меры по идентификации и контролю опор и их составных частей (деталей, сборочных единиц и т.п.) ГОСТ 14192-96 [15].

4.4.2 С этой целью все детали, сборочные единицы и др. (изделия) в составе опор должны иметь маркировку и сопроводительную документацию, обеспечивающую их идентификацию и контроль на всех стадиях их жизненного цикла, и подтверждающую соблюдение требований соответствующих технологических процессов.

4.4.3 Индивидуальные коды по KKS для обозначения каждой опоры (подвески) присваиваются в соответствии с разделом 8 настоящих исходных технических требований и будут даны Генеральным проектировщиком в техническом задании заводу на изготовление ОПС. Эти коды не должны изменяться на всех этапах проектирования и изготовления для того, чтобы можно было легко выяснить соответствие каждого трубопровода или его частей сертификатам на материалы и другим документам.

4.4.4 Маркировка должна наноситься непосредственно на изделие и металлическую бирку из некоррозионного материала. Тип, размер бирки поставщиком согласовывается с Заказчиком в ТЗ/ТУ. Место нанесения маркировки устанавливаются в рабочих чертежах на изделие или в технических условиях на изготовление опор, при этом должны учитываться конструкция, материал, покрытие и условия работы изделия.

4.4.5 Содержание, место и способ маркировки изделия должны соответствовать требованиям НД, распространяющимся на конкретное изделие, и указываться в конструкторской документации на изделия. Способ нанесения маркировки должен обеспечивать ее качество, сохранность в процессе эксплуатации, транспортирования и хранения.

4.4.6 Маркировка должна отвечать следующим требованиям:

- быть четкой, разборчивой и не влиять на функционирование изделия;
- маркировку не должны нарушать поверхностная обработка или покрытия, если указанную маркировку в процессе изготовления не заменяют другие средства идентификации;
- маркировка должна быть устойчивой к воздействию механических и климатических внешних воздействующих факторов, к растворам и агрессивным средам (в том числе, дезактивирующим растворам), виды и характеристики которых должны быть

установлены в конструкторской документации, стандартах и/или технических условиях на изделия конкретного типа;

- маркировка должна сохраняться стойкой и прочной в течение всего срока службы изделия в условиях и режимах, установленных в конструкторской документации, стандартах, технических условиях на изделия конкретного типа.

## 5 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

5.1 Проектирование и изготовление ОПС трубопроводов должно осуществляться с учетом требований по воздействию физических, химических опасных и вредных производственных факторов, генерируемых производственным оборудованием в рабочую зону.

5.2 Материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм человека.

5.3 Изделия, являющиеся источником теплового, оптического, рентгеновского излучения, а также ультразвука, должны быть оборудованы средствами для ограничения интенсивности этих излучений и ультразвука до допустимых значений.

## 6 ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМОЙ ИНФОРМАЦИИ

6.1 Поставщик (Изготовитель) должен представить исходные данные для проектирования, а именно, каталоги опор с приведением в них технических характеристик опор, масс, чертежей с геометрическими размерами.

6.2 Каталоги опор должны быть представлены в твердой копии и в электронном виде (табличные текстовые документы в формате MS-EXCEL или MS-ACCESS, чертежи в формате AUTOCAD или MICROSTATION). Также каталоги опор должны быть интегрированы в систему автоматизированного проектирования трубопроводов SmartPlant 3D.

6.3 Поставщик (Изготовитель) должен разработать и передать Генеральному проектировщику программу, интегрированную в систему автоматизированного проектирования трубопроводов SmartPlant 3D и позволяющую по заданной нагрузке и типу опоры производить автоматизированный выбор и создание трехмерного графического образа опоры или подвески и спецификации на их детали и элементы.

6.4 Каталог опор должен быть интегрирован в базу данных программы, используемой при расчете трубопроводов. Необходимость включения каталога опор в базу данных вызвана форматом результатов расчета, а именно, нагрузки на опоры выдаются в виде таблиц, включающих в себя обозначение опоры по соответствующему каталогу.

## 7 ТРЕБОВАНИЯ К ПАТЕНТНОЙ ЧИСТОТЕ

7.1 Поставщик (Изготовитель) должен представить Заказчику и Генеральному проектировщику отчет о патентных исследованиях в соответствии с ГОСТ Р 15.011-96 [1], а в составе конструкторской документации должен быть предусмотрен патентный формуляр по ГОСТ 15.012-84 [2].

## 8 КОДЫ ОБОЗНАЧЕНИЯ

8.1 Коды обозначений трубопроводов по системе KKS (Kraftwerk Kennzeichen System), в соответствии с требованием Генерального Заказчика (см. СТО 1.1.1.06.004.1849-2021 [25]), должны использоваться на всех этапах поставки и во всей документации. Код обозначения ОПС должен иметь перед указанным кодом 30 – для третьего блока, 40 – для четвертого блока (например: 30КАА10ВQ4001, 40КАА10ВQ4002) 70 – для общеслочных систем (например 70КВС10ВQ4001).

В01	Технические требования	15
-----	------------------------	----

## 9 ТРЕБОВАНИЯ К КОМПЛЕКТНОСТИ

9.1 Комплектность поставки должна соответствовать требованиям настоящих ИТТ, договорам на поставку ОПС и указана в ТЗ/ТУ.

9.2 Опорно-подвесная система должна поставляться комплектами в соответствии с рабочей документацией Генерального проектировщика.

9.3 В объем поставки Поставщика (Изготовителя) должны входить следующие изделия и техническая документация:

- изделия ОПС с привязкой к индивидуальному коду KKS;
- паспорта изделий ОПС с чертежами и спецификациями деталей и элементов;
- свидетельство об изготовлении деталей, сборочных единиц и блоков ОПС, оформляемое в соответствии с контрактными требованиями Заказчика;
- копии сертификатов на материалы (если сертификаты не включены в состав свидетельства), с описанием химического состава материала и механических свойств;
- руководство по сборке и монтажу;
- требования по транспортировке, хранению и консервации;
- документацию по обеспечению качества;
- перечень несоответствий и копии отчетов о несоответствиях;
- приспособления и инструмент, если они предусмотрены договором;
- документацию, предусмотренную требованиями НП-071-18[23] для позиций изделий ОПС трубопроводов 2, 3 классов безопасности, а также изделия ОПС 4 класса безопасности, подпадающих под действие НП-071-18[23];
- эксплуатационная документация.

9.4 Дополнительно, по требованию Генерального проектировщика, должна быть предоставлена для согласования другая техническая документация (например: конструкторская и т.д.).

9.5 Техническая документация должна содержать следующую информацию:

- ведомости опор;
- значения проектных нагрузок на опоры в холодном и рабочем состояниях, для бескорпусных пружинных подвесок и опор должны быть также приведены соответствующие высоты пружин; если опорожнение трубопровода в холодном состоянии по конструктивным особенностям невозможно, должны быть приведены нагрузки на опоры в холодном состоянии с учетом веса среды или высоты пружин для этого состояния;
- данные по сроку службы опор;
- периодичность технического обслуживания;
- согласованные технические решения по изменению конструкций элементов ОПС и их расположению по сравнению с проектом;
- формуляр с проектными значениями и фактическими затяжками пружин и нагрузками на пружинные опоры и подвески.

9.6 Необходимость разработки и поставки другой технической документации определяется Генеральным проектировщиком и Заказчиком. В комплект данной документации может входить документация в соответствии с требованиями контракта, договора на изготовление/поставку. В частности:

- расчеты;
- результаты типовых испытаний и данные об опыте эксплуатации;
- информация об организациях, участвующих в изготовлении;
- ведомость эксплуатационных документов (ВЭ), согласно требованиям ГОСТ 2.601-2019 [26];
- информация об изготовлении, о производственном контроле и об инспекциях и т.д.

B01	Технические требования	16
-----	------------------------	----



9.7 Документация, поставляемая с ОПС, должна быть упакована во влагонепроницаемый пакет.

9.8 Указанный перечень комплектной поставки не является исчерпывающим. Комплект поставки и номенклатура документации должна быть указана в ТЗ/ТУ.

## **10 ТРЕБОВАНИЯ К УПАКОВКЕ, ТРАНСПОРТИРОВАНИЮ И ХРАНЕНИЮ**

10.1 Консервация и упаковка должны осуществляться в соответствии с инструкциями Изготовителя и требованиями применяемых правил, норм и стандартов ГОСТ Р 34757-2021 [5], ГОСТ 51908-2002 [6], ГОСТ 23170-78 [17].

10.2 Элементы ОПС должны быть упакованы в пригодную для транспортировки тару, которая может защитить их от воздействия внешних условий, таких как дождевая вода, пыль и т.п. ГОСТ Р 51909-2002 [7], для категории транспортировки и хранения 8(ОЖЗ) по ГОСТ 15150-69 [32], атмосфера тип II. На период транспортировки, все отверстия должны быть закрыты заглушками. Заглушки должны быть выполнены из полимерных материалов, в соответствии с требованием, указанным в РКД.

10.3 Изготовитель должен дать гарантию на упаковку и консервацию не менее 24 месяцев со дня отгрузки продукции.

## **11 ТРЕБОВАНИЯ К ПРАВИЛАМ СДАЧИ И ПРИЕМКИ**

11.1 Порядок сдачи и приемки готовой продукции должен соответствовать требованиям ОТТ 1.5.2.01.999.0157-2013 [30] и уточняется при составлении договора на поставку.

## **12 ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕМУ И/ЛИ СРОКУ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ГАРАНТИЙ**

12.1 Поставщик (Изготовитель) несет ответственность за качество поставляемой продукции, за обеспечение технических характеристик при условии надлежащего хранения, соблюдения требований документации на монтаж.

12.2 Гарантийный срок на поставленную продукцию заканчивается по истечении 24 (двадцати четырех) месяцев с даты подписания Акта приемки работ по пусковому комплексу/очереди.

12.3 Поставщик (Изготовитель) должен гарантировать поставку запасных частей на пятилетний срок эксплуатации после гарантийного срока по отдельному контракту.

12.4 Если в течение гарантийного срока продукция окажется не соответствующей требованиям настоящих технических требований, Поставщик (Изготовитель) обязан устранить в кратчайший технически возможный срок обнаруженные дефекты путем исправления, либо замены дефектных частей или продукции в целом.

12.5 Все расходы, связанные с заменой дефектных частей или продукции в целом в течение гарантийного срока, несет Поставщик (Изготовитель), за исключением случаев, когда дефекты образовались по вине Заказчика в результате неправильного хранения или обслуживания.

12.6 В случае исправления или замены дефектных частей или продукции в целом гарантии на продукцию продлеваются на время, в течение которого он не использовался из-за обнаруженных дефектов.

12.7 Если Поставщик (Изготовитель) по требованию Заказчика не устранит в кратчайший технически возможный срок обнаруженные дефекты, то их устранение может быть произведено помимо Поставщика (Изготовителя) за его счет.

## **13 ТРЕБОВАНИЯ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ МОНТАЖА, НАЛАДКИ И ОБСЛУЖИВАНИЯ**

13.1 Не применимо.

## **14 ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБУЧЕНИЮ ПЕРСОНАЛА ЗАКАЗЧИКА**

14.1 Не применимо.

LN2O.B.110.W.&&&&&.&&&&.000.MD.0041-BMD0001	АО «Атомэнергопроект» СПбАЭП
---	------------------------------

## ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ

Наименование приложения	Количество листов
Приложение А, обязательное. Параметры окружающей среды	3
Приложение Б, справочное. Типы, общие габаритные размеры и технические характеристики компонентов ОПС	50
Приложение В, обязательное. Основные размеры трубопроводов для разработки компонентов ОПС	6
Приложение Г, справочное. Объем поставки трубопроводов	1

## ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

<b>АО</b>	Акционерное общество
<b>АЭС</b>	Атомная электрическая станция
<b>ВВЭР</b>	Водо-водяной энергетический реактор
<b>ВДВ</b>	Внешнее динамическое воздействие
<b>ВУВ</b>	Внешняя ударная волна
<b>ГОСТ</b>	Государственный стандарт
<b>ЗИП</b>	Запасные части, инструменты и принадлежности
<b>ИТТ</b>	Исходные технические требования
<b>МАГАТЭ</b>	Международное агентство по атомной энергии
<b>МПА</b>	Максимальная проектная авария
<b>МРЗ</b>	Максимальное расчетное землетрясение
<b>НД</b>	Нормативные документы
<b>ННЭ</b>	Нарушение нормальной эксплуатации
<b>НП</b>	Нормы и правила
<b>НЭ</b>	Нормальная эксплуатация
<b>ОПС</b>	Опорно-подвесная система трубопроводов
<b>ОТТ</b>	Общие технические требования
<b>ПА</b>	Проектная авария
<b>ПЗ</b>	Проектное землетрясение
<b>ППР</b>	Планово-предупредительный ремонт

В01	Технические требования	19
-----	------------------------	----

LN2O.B.110.W.&&&&&. &&&&&.000.MD.0041-BMD0001	АО «Атомэнергопроект» СПбАЭП
---	------------------------------

<b>ПС</b>	Падение самолета
<b>РД</b>	Руководящий документ
<b>РКД</b>	Рабочая конструкторская документация
<b>РМГ</b>	Рекомендации по межгосударственной стандартизации
<b>РТМ</b>	Руководящие технические материалы
<b>СМК</b>	Система менеджмента качества
<b>СНиП</b>	Строительные нормы и правила
<b>СРПП</b>	Система разработки и постановки продукции на производство
<b>ТЗ</b>	Техническое задание
<b>ТОиР</b>	Техническое обслуживание и ремонт
<b>ТУ</b>	Технические условия
<b>KKS</b>	Kraftwerk Kennzeichen System

B01	Технические требования	20
-----	------------------------	----

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### обязательное

### Параметры окружающей среды

Таблица А.1 – Параметры окружающей среды в контейнменте

Наименование параметра	Величина				
	1.1 Режим нормальной эксплуатации	1.2 Режим компенсируемой «малой течи»	1.3 Режим некомпенсируемой «малой течи»	1.4 Режим «большой течи» включая МПа	1.5 Режим запроектной аварии
1 Температура, °C	От 15 до 60	до 90	до 125	до 150 до 190 (70 с)	до 150 до 207 (5 ч) до 250 (1 ч)
2 Давление абсолютное, МПа	От 0.085 до 0.103	От 0.079 до 0.17	От 0.079 до 0.25	От 0.079 до 0.5	до 0.5
3 Относительная влажность, %, не более	90	парогазовая смесь	парогазовая смесь	парогазовая смесь	парогазовая смесь
4 Объемная активность, Бк/л, не более	$7.4 \times 10^4$	$3.7 \times 10^7$	$4 \times 10^8$	$4 \times 10^9$	$5 \times 10^{11}$
5 Мощность поглощенной дозы облучения, Гр/ч, не более	1.0	1.0	10	100	$2 \times 10^4$
6 Время существования режима, ч, не более	-	10	10	24	72
7 Расчетная частота возникновения режима	-	один раз в 2 года	один раз в 2 года	один раз за срок службы	один раз за срок службы
8 Предел температур после аварии, °C	-	От 20 до 60	От 20 до 60	От 20 до 60	От 20 до 60
9 Предел абсолютного давления после аварии, МПа	-	От 0.09 до 0.12	От 0.09 до 0.12	От 0.09 до 0.12	От 0.09 до 0.12
10 Время существования указанных параметров после аварии, день, не более	-	30	30	30	до 300

А.1 Пояснения и уточнения к таблице А.1:

А.1.1 Оборудование, расположенное в гермоорбъеме, должно допускать режимы испытания на прочность и герметичность защитной оболочки при следующих условиях:

- испытания на прочность: ступенчатый подъем давления до 0.45 МПа ( $4.8 \text{ кгс/см}^2$ ) (изб.) при температуре воздуха от 15 до 60 °C и выдержка при указанном давлении в течении двух часов. Частота режима – один раз перед пуском блока, а также после реконструкции элементов оболочки;

- испытания на герметичность:
- разрежение 600 Па при температуре воздуха от 15 до 60 °С и выдержка при указанном давлении в течении пяти часов один раз перед пуском блока, а также после реконструкции элементов оболочки;
- ступенчатый подъем давления до расчетного 0.39 МПа (4.0 кгс/см<sup>2</sup>) (изб.) при температуре воздуха от 15 до 60 °С и выдержка при указанном давлении в течении одних суток. Частота режима – один раз перед пуском блока и далее один раз в 10 лет, а также после реконструкции элементов оболочки;
- подъем давления до 0.19 МПа (2.0 кгс/см<sup>2</sup>) (изб.) при температуре воздуха от 15 до 60 °С и выдержка при указанном давлении в течении одних суток. Частота режима – ежегодно после ППР блока, а также после реконструкции элементов оболочки. Количество циклов не менее 60 за срок службы блока.

А.1.2 В режимах проектных аварий с течами из первого и второго контура оборудование подвергается орошению раствором борной кислоты с концентрацией до 16 г/кг и содержанием гидразин-гидрата от 100 до 150 мг/кг и ионов калия от 1 до 2 г/кг. Химсостав и параметры раствора могут быть уточнены в процессе дальнейшего проектирования.

А.1.3 По окончании режимов по пунктам с 1.2 по 1.4 проводятся послеаварийные мероприятия, в результате которых достигаются следующие параметры среды в гермообъеме:

- температура, °С от 20 до 60;
- давление абсолютное, МПа от 0.09 до 0.12;
- относительная влажность, % до 100.

Время существования указанных параметров 30 суток.

А.1.4 По режиму пункта 1.5 параметры среды могут быть уточнены на дальнейших стадиях расчетного обоснования.

Действие режима пункта 1.5 распространяется на оборудование и арматуру систем локализации и на оборудование и арматуру, участвующие в управлении «запроектными» авариями и послеаварийных мероприятиях.

А.1.4.1 По окончании режима по пункту 1.5 при управлении аварией активными системами за сутки достигаются параметры среды в гермообъеме:

- температура, °С до 110;
- давление абсолютное, МПа до 0.15;
- относительная влажность, % до 100.

А.1.4.2 По окончании режима по пункту 1.5 через интервал от 2 до 10 суток достигаются установившиеся параметры среды в гермообъеме:

- температура, °С от 20 до 60;
- давление абсолютное, МПа от 0.09 до 0.12;
- относительная влажность, % до 100.

Время существования указанных параметров до 300 суток.

А.1.5 Интегральная поглощенная доза приведена с учетом изменения радиационных параметров в течение аварии и послеаварийный период.

А.1.6 В таблице приведены максимально возможные уровни радиационного воздействия, формируемые источниками в гермообъеме. Если приведенные радиационные нагрузки, по мнению Разработчика оборудования, достигают или превышают предел радиационной стойкости намеченных к применению материалов, нагрузки могут быть уточнены (снижены) в каждом конкретном случае с учетом компоновки размещения оборудования.

А.1.7 Количество циклов, приведенное в таблице, указано только для выполнения прочностных расчетов оборудования и трубопроводов реакторной установки, а также для оборудования и устройств, предназначенных для обеспечения ядерной и радиационной безопасности.

А.1.8 Оборудование, расположенное в гермообъеме, должно разрабатываться с учетом параметров приведенных в данной таблице, при этом разработчик должен определить, сколько циклов воздействия параметров окружающей среды при различных авариях (исключая «большую течь» и запроектную аварию) может выдержать оборудование без проведения последующей ревизии.

А.1.9 Параметры по режиму по пункту 1.1 могут быть уточнены после получения в полном объеме исходных данных по результатам инженерных изысканий.

А.1.10 Таблица будет корректироваться по мере уточнения исходных данных и дальнейших расчетных анализов, выполняемых в частности для обоснования системы пассивного отвода тепла при запроектной аварии.

А.1.11 Величина интегральной поглощенной дозы за срок службы (60 лет для оборудования реакторной установки и 60 лет для остального оборудования) без учета запроектной аварии (с учетом запроектной аварии) - не более  $5 \times 10^5$  Гр ( $10^6$  Гр).

Таблица А.2 – Параметры окружающей среды в необслуживаемых помещениях для зоны контролируемого доступа в режимах нормальной эксплуатации

Параметр	Значение
Температура, °С	От 5 до 60
Влажность, %	От 5 до 90
Давление, Па	Разрежение 50

Таблица А.3 – Параметры окружающей среды в периодически обслуживаемых помещениях для зоны контролируемого доступа в режимах нормальной эксплуатации

Параметр	Значение
Температура, °С	От 5 до 45
Влажность, %	От 5 до 80
Давление, Па	Разрежение 50

Таблица А.4 – Параметры окружающей среды в обслуживаемых помещениях для зоны контролируемого доступа и зоны свободного доступа в режимах нормальной эксплуатации

Параметр	Значение
Температура, °С	От 5 до 45
Влажность, %	От 5 до 80
Давление, Па	Атмосферное

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

справочное

**Типы, общие габаритные размеры и технические характеристики  
компонентов ОПС**

Указанные в таблицах А.1 - А.2 допускаемые нагрузки приведены для рабочей температуры  $T=100^{\circ}\text{C}$ . При более высоких температурах необходимо вводить поправочные коэффициенты:

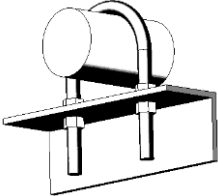
- при  $T=250^{\circ}\text{C}$  - 0.7
- при  $T=300^{\circ}\text{C}$  - 0.5

Таблица Б.1 – U-образные хомуты для трубопроводов из углеродистых и коррозионно-стойких сталей. Допускаемые нагрузки

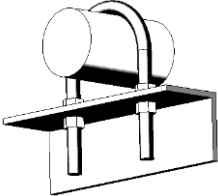
			Общий вид опорного узла, состоящего из U-образного хомута и подпорной конструкции (для малых диаметров допускается наличие подкладной пластины)			
Условный диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандартам ISO 4200 (мм)	Материал U-образного хомута			
			Углеродистая / низколегированная сталь		Аустенитная сталь	
			Фбоковая (Н)	Фотрыв (кН)	Фбоковая (кН)	Фотрыв (кН)
6	10	10.2	0.19	2.18	0.13	1.51
10	14	-	0.16	2.18	0.11	1.51
10	16	17.2	0.31	3.57	0.22	2.49
15	18	21.3	0.28	3.57	0.20	2.49
20	25	-	0.35	5.03	0.24	3.51



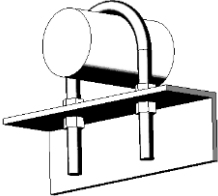
Продолжение таблицы Б.1

			Общий вид опорного узла, состоящего из U-образного хомута и подпорной конструкции (для малых диаметров допускается наличие подкладной пластины)			
Условный диаметр трубопровода (номинальный)	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандарту ISO 4200 (мм)	Материал U-образного хомута			
			Углеродистая / низколегированная сталь		Аустенитная сталь	
			Гбоковая (Н)	Готрыв (кН)	Гбоковая (кН)	Готрыв (кН)
20	28	26.9	0.40	5.03	0.28	3.51
25	32	33.7	0.32	5.03	0.22	3.51
32	38	42.4	1.10	14.70	0.82	10.27
40	45	48.3	1.03	14.70	0.72	10.27
50	57	60.3	0.88	14.70	0.62	10.27
65	76	76.1	1.19	21.40	0.83	14.90
80	89	88.9	не исп.	21.40	не исп.	14.90
100	108	114.3	не исп.	21.40	не исп.	14.90
125	133	139.7	не исп.	21.40	не исп.	14.90
150	159	168.3	не исп.	40.50	не исп.	28.30

Продолжение таблицы Б.1

			Общий вид опорного узла, состоящего из U-образного хомута и подпорной конструкции (для малых диаметров допускается наличие подкладной пластины)			
Условный диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандартам ISO 4200 (мм)	Материал U-образного хомута			
			Углеродистая / низколегированная сталь		Аустенитная сталь	
			Фбоковая (Н)	Фотрыв (кН)	Фбоковая (кН)	Фотрыв (кН)
200	220	219.1	не исп.	40.50	не исп.	28.30
200	245	-	не исп.	40.50	не исп.	28.30
250	273	273	не исп.	63.50	не исп.	44.20
300	325	323.9	не исп.	63.50	не исп.	44.20
300	351	-	не исп.	63.50	не исп.	44.20
350	377	355.6	не исп.	63.50	не исп.	44.20
400	426	406.4	не исп.	63.50	не исп.	44.20
450	465	457	не исп.	91.40	не исп.	63.60
500	530	508	не исп.	91.40	не исп.	63.60
600	630	610	не исп.	91.40	не исп.	63.60

Продолжение таблицы Б.1

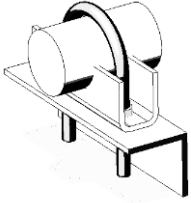
			Общий вид опорного узла, состоящего из U-образного хомута и подпорной конструкции (для малых диаметров допускается наличие подкладной пластины)			
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандартам ISO 4200 (мм)	Материал U-образного хомута			
			Углеродистая / низколегированная сталь		Аустенитная сталь	
			Фбоковая (Н)	Фотрыв (кН)	Фбоковая (кН)	Фотрыв (кН)
700	720	711	не исп.	91.40	не исп.	63.60
800	820	813	не исп.	91.40	не исп.	63.60

U-образные хомуты применяются для трубопроводов с условным (номинальным) диаметром не более Ду(DN) 800.

Таблица Б.2 – Усиленные U-образные хомуты для трубопроводов из углеродистых и коррозионно-стойких сталей. Допускаемые нагрузки и

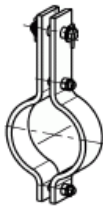
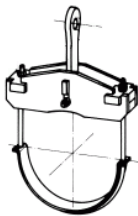
			Общий вид опорного узла, состоящего из U-образного хомута и подпорной конструкции (для малых диаметров допускается наличие подкладной пластины)			
Условный диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандарту ISO 4200 (мм)	Материал U-образного хомута			
			Углеродистая / низколегированная сталь		Аустенитная сталь	
			Рбоковая (Н)	Ротрыв (кН)	Рбоковая (кН)	Ротрыв (кН)
6	10	10.2	1.00	2.18	0.75	1.51
10	14	-	1.00	2.18	0.75	1.51
10	16	17.2	1.75	3.57	1.25	2.49
15	18	21.3	1.75	3.57	1.25	2.49
20	25	-	2.50	5.03	1.75	3.51
20	28	26.9	2.50	5.03	1.75	3.51
25	32	33.7	2.50	5.03	1.75	3.51
32	38	42.4	7.40	14.70	5.10	10.27
40	45	48.3	7.40	14.70	5.10	10.27

Продолжение таблицы Б.2

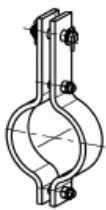
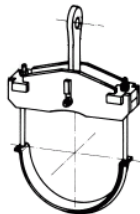
			Общий вид опорного узла, состоящего из U-образного хомута и подпорной конструкции (для малых диаметров допускается наличие подкладной пластины)			
Условный диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандарту ISO 4200 (мм)	Материал U-образного хомута			
			Углеродистая / низколегированная сталь		Аустенитная сталь	
			Фбоковая (Н)	Фотрыв (кН)	Фбоковая (кН)	Фотрыв (кН)
50	57	60.3	7.40	14.70	5.10	10.27
65	76	76.1	10.50	21.40	7.50	14.90
80	89	88.9	10.50	21.40	7.50	14.90
100	108	114.3	10.50	21.40	7.50	14.90
125	133	139.7	10.50	21.40	7.50	14.90
150	159	168.3	20.00	40.50	14.00	28.30
200	220	219.1	20.00	40.50	14.00	28.30

Усиленные U-образные хомуты применяются для трубопроводов с условным (номинальным) диаметром не более Ду(DN) 200 мм

Таблица Б.3 – Хомут для горизонтальных трубопроводов для использования в составе пружинной или жесткой подвески. Допускаемые нагрузки

Условное изображение			
			
Исполнения 01, 02, 05		Исполнения 03, 04, 06	
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандарту ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз,}}$ (кН)
6	10	10.2	2.5
10	14	-	2.5
10	16	17.2	2.5
15	18	21.3	2.5
20	25	-	6.0
20	28	26.9	6.0
25	32	33.7	6.0
32	38	42.4	6.0
40	45	48.3	6.0
50	57	60.3	7.5
65	76	76.1	7.5
80	89	88.9	7.5
100	108	114.3	10
125	133	139.7	10

## Продолжение таблицы Б.3

Условное изображение			
			
Исполнения 01, 02, 05		Исполнения 03, 04, 06	
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандарту ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз}}$ , (кН)
150	159	168.3	10
200	220	219.1	29
200	245	-	38
250	273	273	59
300	325	323.9	70
300	351	-	70
350	377	355.6	70
400	426	406.4	150
450	465	457	150
500	530	508	196
600	630	610	200
700	720	711	307
800	820	813	307
850	870	864	307

Продолжение таблицы Б.3

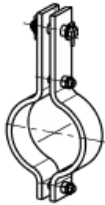
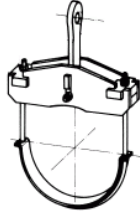
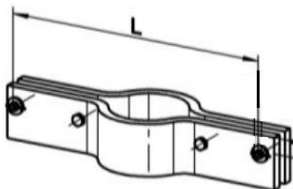
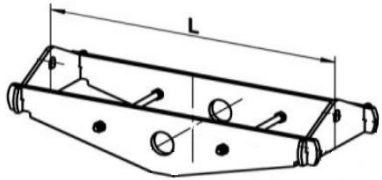
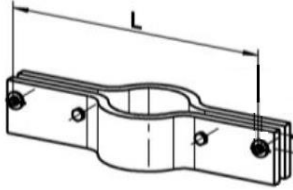
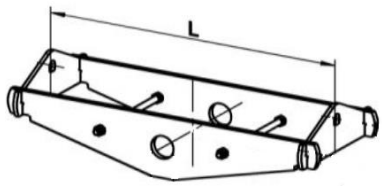
Условное изображение			
			
Исполнения 01, 02, 05		Исполнения 03, 04, 06	
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандартам ISO4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз,}}$ (кН)
1000	1020	1016	395
1200	1220	1219	395



Таблица Б.4 – Хомут и траверса для вертикальных трубопроводов для использования в составе пружинной или жесткой подвески. Допускаемые нагрузки и расстояние между тягами

Условное изображение				
				
Хомут Исполнения 01, 02, 03		Траверса Исполнения 01, 02, 03		
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандарту ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз,}} \\ (\text{кН})$	Расстояние между тягами, (мм)
6	10	10.2	3.3	250 - 500
10	14	-	3.3	250 – 500
10	16	17.2	4.4	250 – 600
15	18	21.3	4.4	250 – 600
20	25	-	4.6	250 – 600
20	28	26.9	4.6	250 – 600
25	32	33.7	5.8	250 - 600
32	38	42.4	5.8	250 – 600
40	45	48.3	9.0	300 – 600
50	57	60.3	9.0	300 – 600
65	76	76.1	27	300 – 600
80	89	88.9	27	300 – 750
100	108	114.3	18	350 – 800

## Продолжение таблицы Б.4

Условное изображение				
				
Хомут Исполнения 01, 02, 03		Траверса Исполнения 01, 02, 03		
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандарту ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз,}}$ (кН)	Расстояние между тягами, (мм)
125	133	139.7	22	400 – 850
150	159	168.3	28	450 – 900
200	220	219.1	42	500 – 1100
200	245	-	50	500 – 1100
250	273	273	53	550 – 1150
300	325	323.9	84	600 – 1200
300	351	-	93	700 – 1300
350	377	355.6	93	700 – 1300
400	426	406.4	110	800 – 1400
450	465	457	150	850 – 1450
500	530	508	170	900 – 1500
600	630	610	223	1000 – 1600
700	720	711	275	1100 – 1700
800	820	813	330	1200 – 1800

## Продолжение таблицы Б.4

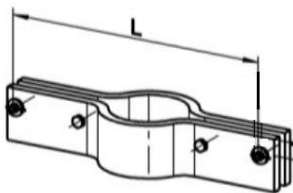
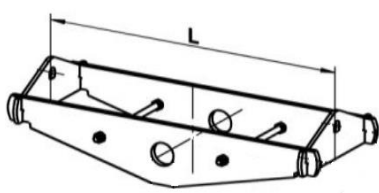
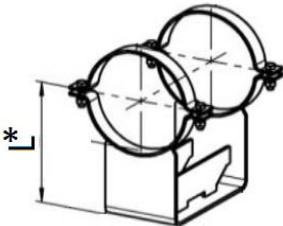
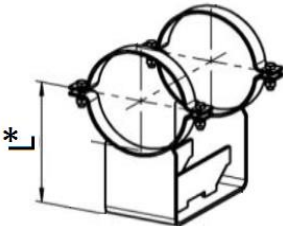
Условное изображение				
				
Хомут Исполнения 01, 02, 03		Траверса Исполнения 01, 02, 03		
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандарту ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз}}$ , (кН)	Расстояние между тягами, (мм)
850	870	864	335	1200 – 1800
1000	1020	1016	600	1600 – 2200
1200	1220	1219	600	1800 – 2400

Таблица Б.5 – Скользящая хомутовая корпусная опора. Допускаемые нагрузки и габариты

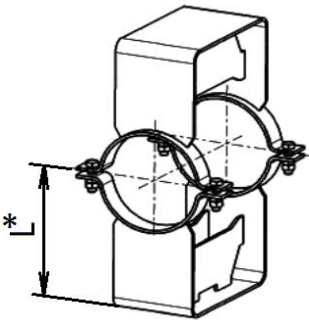
Условное изображение				
				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандарту ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз, (кН)}}$	$L^*, (\text{мм})$
6	10	10.2	2.2	105
10	14	-	2.2	107
10	16	17.2	2.4	108
15	18	21.3	2.4	109
20	25	-	3.0	113
20	28	26.9	3.0	114
25	32	33.7	3.3	116
32	38	42.4	3.3	119
40	45	48.3	3.6	123
50	57	60.3	3.9	129
65	76	76.1	4.1	138
80	89	88.9	7.8	144
100	108	114.3	9.0	204
125	133	139.7	9.6	217
150	159	168.3	12	230
200	220	219.1	30	260

Продолжение таблицы Б.5

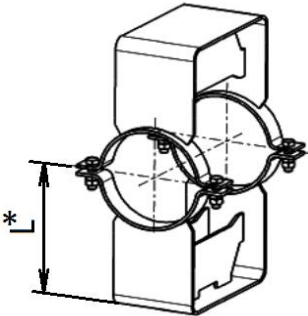
<p>Условное изображение</p> 				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандарту ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз, (кН)}}$	$L^*$ , мм
200	245	-	33	272
250	273	273	48	287
300	325	323.9	60	363
300	351	-	78	376
350	377	355.6	81	389
400	426	406.4	144	413
450	465	457	153	433
500	530	508	246	465
600	630	610	325	515
700	720	711	405	560
800	820	813	480	610
850	870	864	740	635
1000	1020	1016	995	708
1200	1220	1219	1055	810

\*  $L$  – ориентировочное расстояние от оси трубы до подошвы корпуса, мм (одинаковое в направлении каждого корпуса)

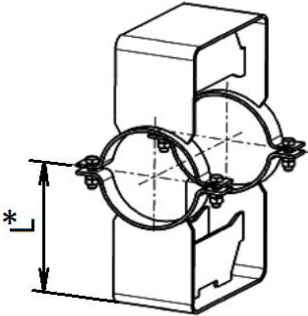
Таблица Б.6 Скользящая антисейсмическая хомутовая корпусная опора. Допускаемые нагрузки и габариты

Условное изображение				
				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандарту ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз (вверх),}}$ (кН)	$L^*$ , мм
6	10	10.2	2.2	105
10	14	-	2.2	107
10	16	17.2	2.4	108
15	18	21.3	2.4	109
20	25	-	3.0	113
20	28	26.9	3.0	114
25	32	33.7	3.3	116
32	38	42.4	3.3	119
40	45	48.3	3.6	123
50	57	60.3	3.9	129
65	76	76.1	4.1	138
80	89	88.9	7.8	144
100	108	114.3	9.0	204
125	133	139.7	9.6	217

## Продолжение таблицы Б.6

Условное изображение				
				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандарту ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз (вверх),}}$ (кН)	$L^*$ , (мм)
150	159	168.3	12	230
200	220	219.1	30	260
200	245	-	33	272
250	273	273	48	287
300	325	323.9	60	363
300	351	-	78	376
350	377	355.6	81	389
400	426	406.4	144	413
450	465	457	153	433
500	530	508	246	465
600	630	610	325	515
700	720	711	405	560
800	820	813	480	610
850	870	864	740	635

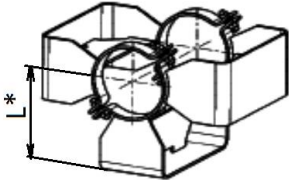
## Продолжение таблицы Б.6

Условное изображение				
				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандарту ISO 4200 (мм)	F <sub>вертикальная вниз (вверх),</sub> (кН)	L*, (мм)
1000	1020	1016	995	708
1200	1220	1219	1055	810

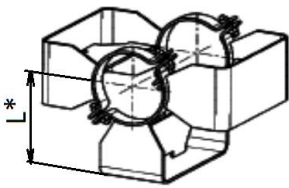
\* L – ориентировочное расстояние от оси трубы до подошвы корпуса, мм (одинаковое в направлении каждого корпуса)



Таблица Б.7 Скользящая направляющая трехкорпусная хомутовая опора. Допускаемые нагрузки и габариты

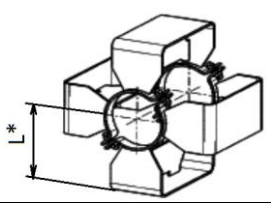
Условное изображение				
				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандарту ISO 4200 (мм)	F, (кН) (от трубы вдоль каждого корпуса)	L*, (мм)
50	57	60.3	1.3	129
65	76	76.1	1.4	138
80	89	88.9	2.6	144
100	108	114.3	3.0	204
125	133	139.7	3.2	217
150	159	168.3	4.4	230
200	220	219.1	10	260
200	245	-	11	272
250	273	273	16	287
300	325	323.9	20	363
300	351	-	26	376
350	377	355.6	27	389
400	426	406.4	48	413
450	465	457	67	433
500	530	508	82	465
600	630	610	105	515

## Продолжение таблицы Б.7

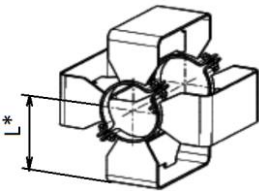
Условное изображение 				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандарту ISO 4200 (мм)	F, (кН) (от трубы вдоль каждого корпуса)	L*, (мм)
700	720	711	130	560
800	820	813	150	610
850	870	864	235	635
1000	1020	1016	302	708
1200	1220	1219	1055	810

\* L – ориентировочное расстояние от оси трубы до подошвы корпуса, мм (одинаковое в направлении каждого корпуса)

Таблица Б.8 Скользящая направляющая двухкомпонентная четырехкорпусная хомутовая  
опора. Допускаемые нагрузки и габариты

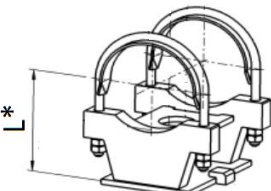
Условное изображение				
				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по стандарту ISO 4200 (мм)	F, (кН) (от трубы вдоль каждого корпуса)	L*, (мм)
50	57	60.3	1.3	129
65	76	76.1	1.4	138
80	89	88.9	2.6	144
100	108	114.3	3.0	204
125	133	139.7	3.2	217
150	159	168.3	4.4	230
200	220	219.1	10	260
250	245	-	11	272
300	273	273	16	287
300	325	323.9	20	363
350	351	-	26	376
400	377	355.6	27	389
450	426	406.4	48	413
500	465	457	67	433
600	530	508	82	465
700	630	610	105	515

## Продолжение таблицы Б.8

Условное изображение				
				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	F, (кН) (от трубы вдоль каждого корпуса)	L*, (мм)
800	820	813	150	610
850	870	864	235	635
1000	1020	1016	302	708
1200	1220	1219	1055	810

\*L – ориентировочное расстояние от оси трубы до подошвы корпуса, мм (одинаковое в направлении каждого корпуса)

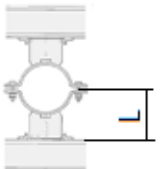
Таблица Б.9 Скользящая направляющая корпусная опора с направляющими захватами.  
Допускаемые нагрузки и габариты

Условное изображение						
						
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{верт.}}^{\text{вниз}}$ , (кН)	$F_{\text{боковая}}$ (кН)	$F_{\text{верт.}}^{\text{вверх}}$ , (кН)	$L^*$ , (мм)
50	57	60.3	3.9	2.0	1.2	129
65	76	76.1	4.1	2.1	1.2	138
80	89	88.9	7.8	3.9	2.3	144
100	108	114.3	9	4.5	2.7	204
125	133	139.7	9.6	4.8	2.9	217
150	159	168.3	12	6.0	3.6	230
200	220	219.1	30	15	9	260
200	245	-	33	16	10	272
250	273	273	48	24	14	287
300	325	323.9	60	30	18	363
300	351	-	78	39	23	376
350	377	355.6	81	40	24	389
400	426	406.4	144	72	43	413
450	465	457	153	76	45	433
500	530	508	246	123	73	465
600	630	610	325	162	97	515
700	720	711	405	202	121	560
800	820	813	480	240	144	610
850	870	864	740	370	222	635
1000	1020	1016	995	497	298	708
1200	1220	1219	1055	527	316	810

\*  $L$  – ориентировочное расстояние от оси трубы до подошвы корпуса, мм

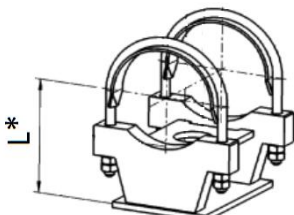
LN2O.B.110.W.&&&&&.000.MD.0041-BMD0001	АО «Атомэнергопроект» СПбАЭП
--	------------------------------

Таблица Б.10 Антисейсмическая скользящая направляющая хомутовая корпусная опора.  
Допускаемые нагрузки и габариты

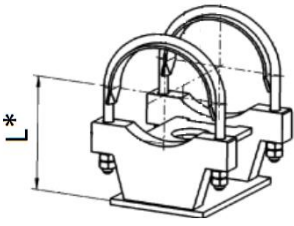
Условное изображение					
					
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная}}$ вниз (вверх), (кН)	$F_{\text{боковая}}$ (кН)	$L^*$ , (мм)
6	10	10.2	1.4	0.23	105
10	14	-	1.4	0.25	107
10	16	17.2	1.4	0.26	108
15	18	21.3	1.4	0.27	109
20	25	-	3.0	0.95	113
20	28	26.9	3.0	0.95	114
25	32	33.7	3.3	1.00	116
32	38	42.4	3.3	1.00	119
40	45	48.3	3.6	1.00	123
50	57	60.3	3.9	2.00	129
65	76	76.1	4.1	2.40	138
80	89	88.9	7.8	2.50	144
100	108	114.3	9.0	3.60	204
125	133	139.7	9.6	3.90	217
150	159	168.3	12	4.10	230
200	220	219.1	30	4.70	260
200	245	-	33	4.70	272
250	273	273	48	4.80	287
300	325	323.9	60	4.80	363
300	351	-	78	4.80	376
350	377	355.6	81	5.20	389

\*  $L$  – ориентировочное расстояние от оси трубы до подошвы корпуса, мм (одинаковое в направлении каждого корпуса)

Таблица Б.11 Неподвижная корпусная хомутовая опора. Допускаемые нагрузки и габариты

Условное изображение							
							
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{верт.}}^{\text{вниз}},$ (кН)	$F_{\text{боковая}}$ (кН)	$F_{\text{верт.}}^{\text{вверх}},$ (кН)	$F_{\text{осевая}},$ (кН)	$L^*,$ (мм)
6	10	10.2	1.4	3.7	1.25	0.31	105
10	14	-	1.4	4.8	1.32	0.54	107
10	16	17.2	1.4	4.8	1.26	0.54	108
15	18	21.3	1.4	4.7	1.26	0.53	109
20	25	-	3.0	4.6	3.5	0.52	113
20	28	26.9	3.0	3.9	3.5	0.47	114
25	32	33.7	3.3	3.9	3.5	0.47	116
32	38	42.4	3.3	3.9	3.5	0.47	119
40	45	48.3	3.6	3.9	3.5	0.47	123
50	57	60.3	3.9	2.0	1.2	2.0	129
65	76	76.1	4.1	2.1	1.2	2.1	138
80	89	88.9	7.8	3.9	2.3	3.9	144
100	108	114.3	9	4.5	2.7	4.5	204
125	133	139.7	9.6	4.8	2.9	4.8	217
150	159	168.3	12	6.0	3.6	6.0	230
200	220	219.1	30	15	9	15	260
200	245	-	33	16	10	16	272
250	273	273	48	24	14	24	287
300	325	323.9	60	30	18	30	363
300	351	-	78	39	23	39	376
350	377	355.6	81	40	24	40	389
400	426	406.4	144	72	43	72	413
450	465	457	153	76	45	76	433

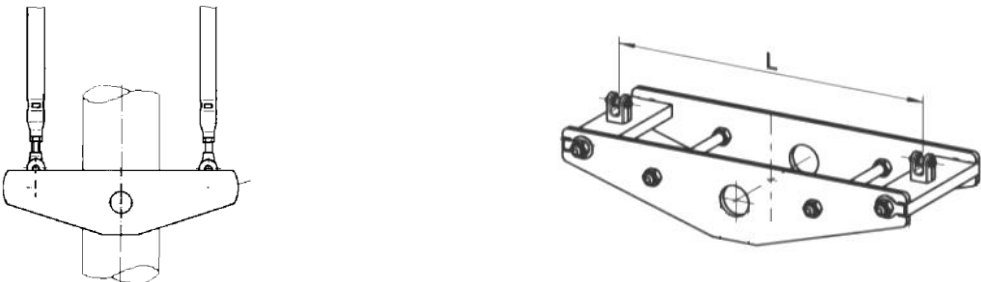
Продолжение таблицы Б.11

Условное изображение							
							
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{верт.}}^{\text{вниз}}$ , (кН)	$F_{\text{боковая}}$ (кН)	$F_{\text{верт.}}^{\text{вверх}}$ , (кН)	$F_{\text{осевая}}$ , (кН)	$L^*$ , (мм)
500	530	508	246	123	73	123	465
600	630	610	325	162	97	162	515
700	720	711	405	202	121	202	560
800	820	813	480	240	144	240	610
850	870	864	740	370	222	370	635
1000	1020	1016	995	497	298	497	708
1200	1220	1219	1055	527	316	527	810

\*  $L$  – ориентировочное расстояние от оси трубы до подошвы корпуса, мм (одинаковое в направлении каждого корпуса)



Таблица Б.12 Антисейсмическая траверса для продольного направления трубопровода для использования с силовыми элементами (жесткие распорки, пружинные распорки) или исполнительными элементами (гидроамортизаторы: демпферы или стопоры). Допускаемые нагрузки и расстояние между тягами

Условное изображение				
				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вдоль силового элемента, (кН)}}$	Расстояние между тягами, L (мм)
25	32	33.7	$\pm 4.2$	250 – 550
32	38	42.4	$\pm 4.2$	250 – 550
40	45	48.3	$\pm 4.2$	300 – 600
50	57	60.3	$\pm 5.5$	350 – 600
65	76	76.1	$\pm 16$	300 – 600
80	89	88.9	$\pm 16$	350 – 750
100	108	114.3	$\pm 16$	350 – 800
125	133	139.7	$\pm 16$	400 – 850
150	159	168.3	$\pm 36$	450 – 900
200	220	219.1	$\pm 92$	500 – 1100
200	245	-	$\pm 92$	500 – 1100
250	273	273	$\pm 92$	550 – 1150
300	325	323.9	$\pm 200$	600 – 1200

Продолжение таблицы Б.12

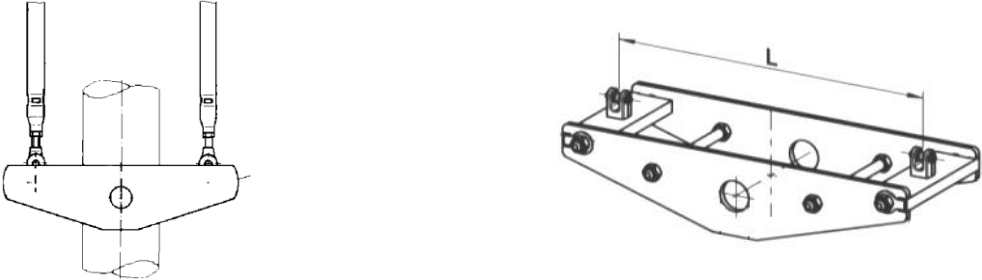
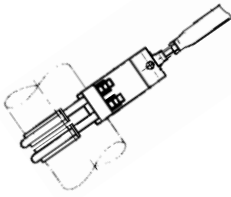
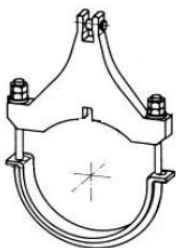
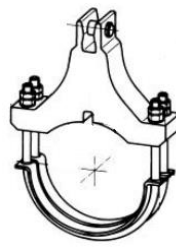
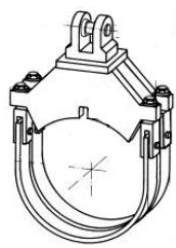
Условное изображение				
				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вдоль силового элемента, (кН)}}$	Расстояние между тягами, L (мм)
300	351	-	$\pm 200$	600 – 1200
350	377	355.6	$\pm 200$	700 – 1300
400	426	406.4	$\pm 200$	800 – 1400
450	465	457	$\pm 200$	850 – 1450
500	530	508	$\pm 200$	900 – 1500
600	630	610	$\pm 400$	1000 – 1600
700	720	711	$\pm 400$	1100 – 1700
800	820	813	$\pm 400$	1200 – 1800
850	870	864	$\pm 400$	1200 – 1800
1000	1020	1016	$\pm 700$	1600 – 2200
1200	1220	1219	$\pm 700$	1800 – 2400

Таблица Б.13 Антисейсмический хомут для поперечного направления трубопровода для использования с силовыми элементами (жесткие распорки, пружинные распорки) или исполнительными устройствами (гидроамортизаторы: демпферы или стопоры). Допускаемые нагрузки

Условное изображение			
			
	Исполнения 01, 02, 06	Исполнения 03, 04, 07	Исполнения 05, 08
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вдоль силового элемента, (кН)}}$
25	32	33.7	$\pm 4.0$
32	38	42.4	$\pm 4.0$
40	45	48.3	$\pm 8.0$
50	57	60.3	$\pm 14$
65	76	76.1	$\pm 15$
80	89	88.9	$\pm 23$
100	108	114.3	$\pm 32$
125	133	139.7	$\pm 31$
150	159	168.3	$\pm 30$
200	220	219.1	$\pm 65$
200	245	-	$\pm 65$
250	273	273	$\pm 166$
300	325	323.9	$\pm 200$

Продолжение таблицы Б.13

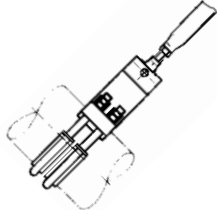
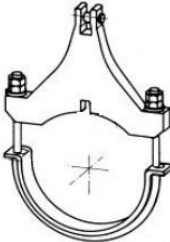
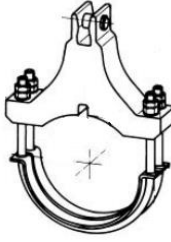
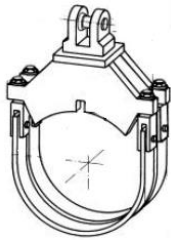
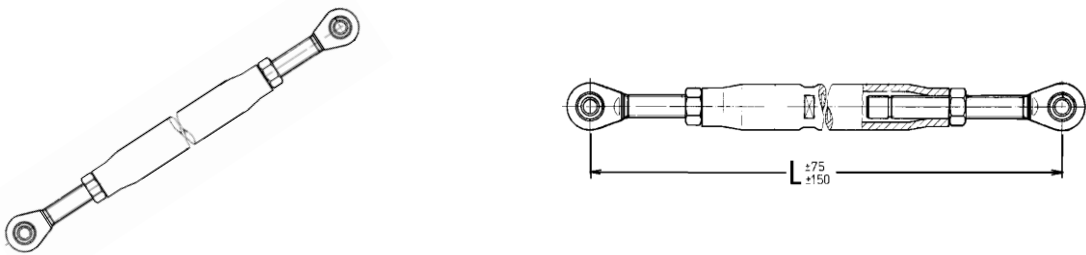
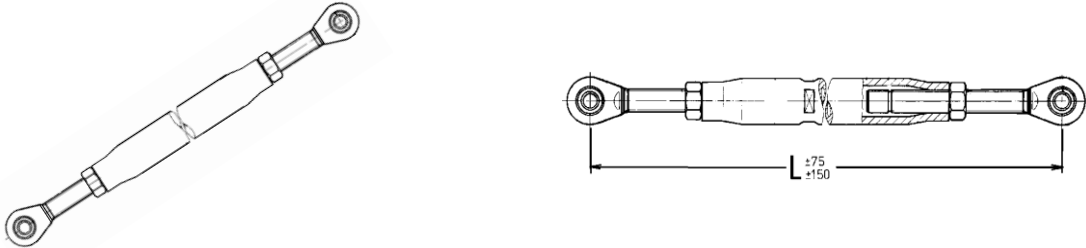
Условное изображение			
			
	Исполнения 01, 02, 06	Исполнения 03, 04, 07	Исполнения 05, 08
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вдоль силового элемента,}}$ (кН)
300	351	-	$\pm 200$
350	377	355.6	$\pm 276$
400	426	406.4	$\pm 272$
450	465	457	$\pm 350$
500	530	508	$\pm 356$
600	630	610	$\pm 529$
700	720	711	$\pm 529$
800	820	813	$\pm 529$
850	870	864	$\pm 529$
1000	1020	1016	$\pm 534$
1200	1220	1219	$\pm 540$

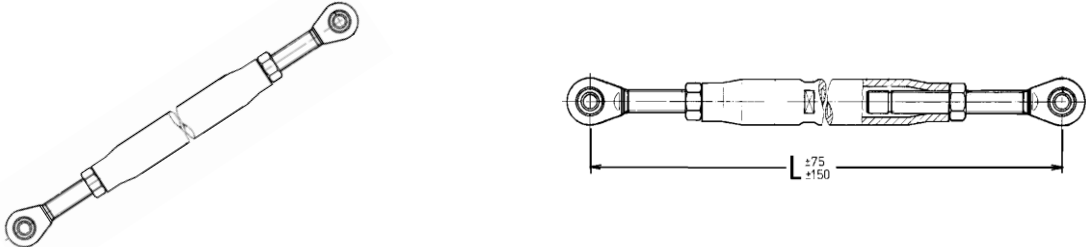
Таблица Б.14 Жесткие распорки для использования в качестве силовых элементов в составе антисейсмических опор (в составе подвесок и направляющих опор). Допускаемые нагрузки и длина

Условное изображение			
			
Р <sub>вдоль силового элемента</sub> , (кН)	Длина силового элемента, L (мм)	Среднее значение (мм)	Диапазон регулировки, (мм)
4	300 – 450	375	±75
	400 – 550	475	±75
	500 – 650	575	±75
	600 – 900	750	±150
	850 – 1150	1000	±150
	1100 – 1400	1250	±150
	1350 – 1650	1500	±150
	1600 – 1900	1750	±150
8	300 – 450	375	±75
	400 – 550	475	±75
	500 – 650	575	±75
	600 – 900	750	±150
	850 – 1150	1000	±150
	1100 – 1400	1250	±150
	1350 – 1650	1500	±150
	1600 – 1900	1750	±150
	1850 – 2150	2000	±150

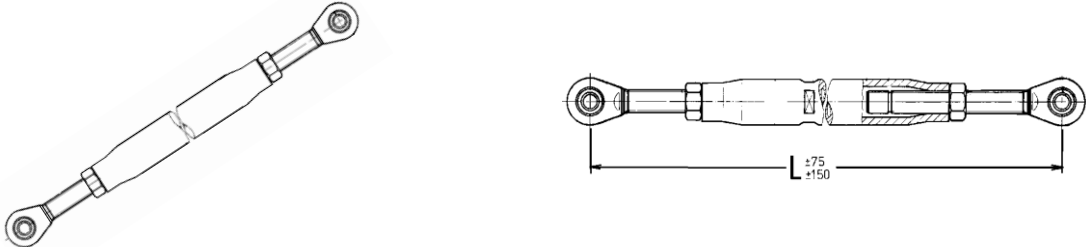
Продолжение таблицы Б.14

Условное изображение			
			
$F_{\text{вдоль силового элемента, (кН)}}$	Длина силового элемента, L (мм)	Среднее значение (мм)	Диапазон регулировки, (мм)
18	300 – 450	375	$\pm 75$
	400 – 550	475	$\pm 75$
	500 – 650	575	$\pm 75$
	600 – 900	750	$\pm 150$
	850 – 1150	1000	$\pm 150$
	1100 – 1400	1250	$\pm 150$
	1350 – 1650	1500	$\pm 150$
	1600 – 1900	1750	$\pm 150$
	1850 – 2150	2000	$\pm 150$
	2100 – 2400	2250	$\pm 150$
46	400 – 550	475	$\pm 75$
	500 – 650	575	$\pm 75$
	600 – 900	750	$\pm 150$
	850 – 1150	1000	$\pm 150$
	1100 – 1400	1250	$\pm 150$
	1350 – 1650	1500	$\pm 150$
	1600 – 1900	1750	$\pm 150$
	1850 – 2150	2000	$\pm 150$

Продолжение таблицы Б.14

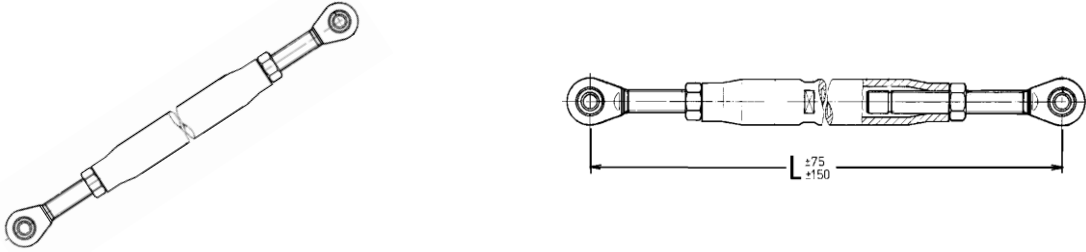
Условное изображение			
			
Р <sub>вдоль силового элемента</sub> , (кН)	Длина силового элемента, L (мм)	Среднее значение (мм)	Диапазон регулировки, (мм)
46	2100 – 2400	2250	±150
100	400 – 550	475	±75
	500 – 650	575	±75
	600 – 900	750	±150
	850 – 1150	1000	±150
	1100 – 1400	1250	±150
	1350 – 1650	1500	±150
	1600 – 1900	1750	±150
	1850 – 2150	2000	±150
	2100 – 2400	2250	±150
	2350 – 2650	2500	±150
	2600 – 2900	2750	±150
200	500 – 650	575	±75
	600 – 900	750	±150
	850 – 1150	1000	±150
	1100 – 1400	1250	±150
	1350 – 1650	1500	±150
	1600 – 1900	1750	±150

Продолжение таблицы Б.14

Условное изображение			
			
Р <sub>вдоль силового элемента,</sub> (кН)	Длина силового элемента, L (мм)	Среднее значение (мм)	Диапазон регулировки, (мм)
200	1850 – 2150	2000	±150
	2100 – 2400	2250	±150
	2350 – 2650	2500	±150
	2600 – 2900	2750	±150
	2850 – 3150	3000	±150
	3100 – 3400	3250	±150
350	750 – 900	825	±75
	850 – 1150	1000	±150
	1100 – 1400	1250	±150
	1350 – 1650	1500	±150
	1600 – 1900	1750	±150
	1850 – 2150	2000	±150
	2100 – 2400	2250	±150
	2350 – 2650	2500	±150
	2600 – 2900	2750	±150
	2850 – 3150	3000	±150
	3100 – 3400	3250	±150
550	800 – 950	875	±75



Продолжение таблицы Б.14

Условное изображение			
			
Р <sub>вдоль</sub> силового элемента, (кН)	Длина силового элемента, L (мм)	Среднее значение (мм)	Диапазон регулировки, (мм)
550	900 – 1050	975	±75
	1000 – 1150	1075	±75
	1100 – 1400	1250	±150
	1350 – 1650	1500	±150
	1600 – 1900	1750	±150
	1850 – 2150	2000	±150
	2100 – 2400	2250	±150
	2350 – 2650	2500	±150
	2600 – 2900	2750	±150
	2850 – 3150	3000	±150
	3100 – 3400	3250	±150
	3350 – 3650	3500	±150
1000	1000 – 1150	1075	±150
	1100 – 1250	1175	±75
	1200 – 1350	1275	±75
	1300 – 1450	1375	±75
	1350 – 1650	1500	±150
	1600 – 1900	1750	±150

Продолжение таблицы Б.14

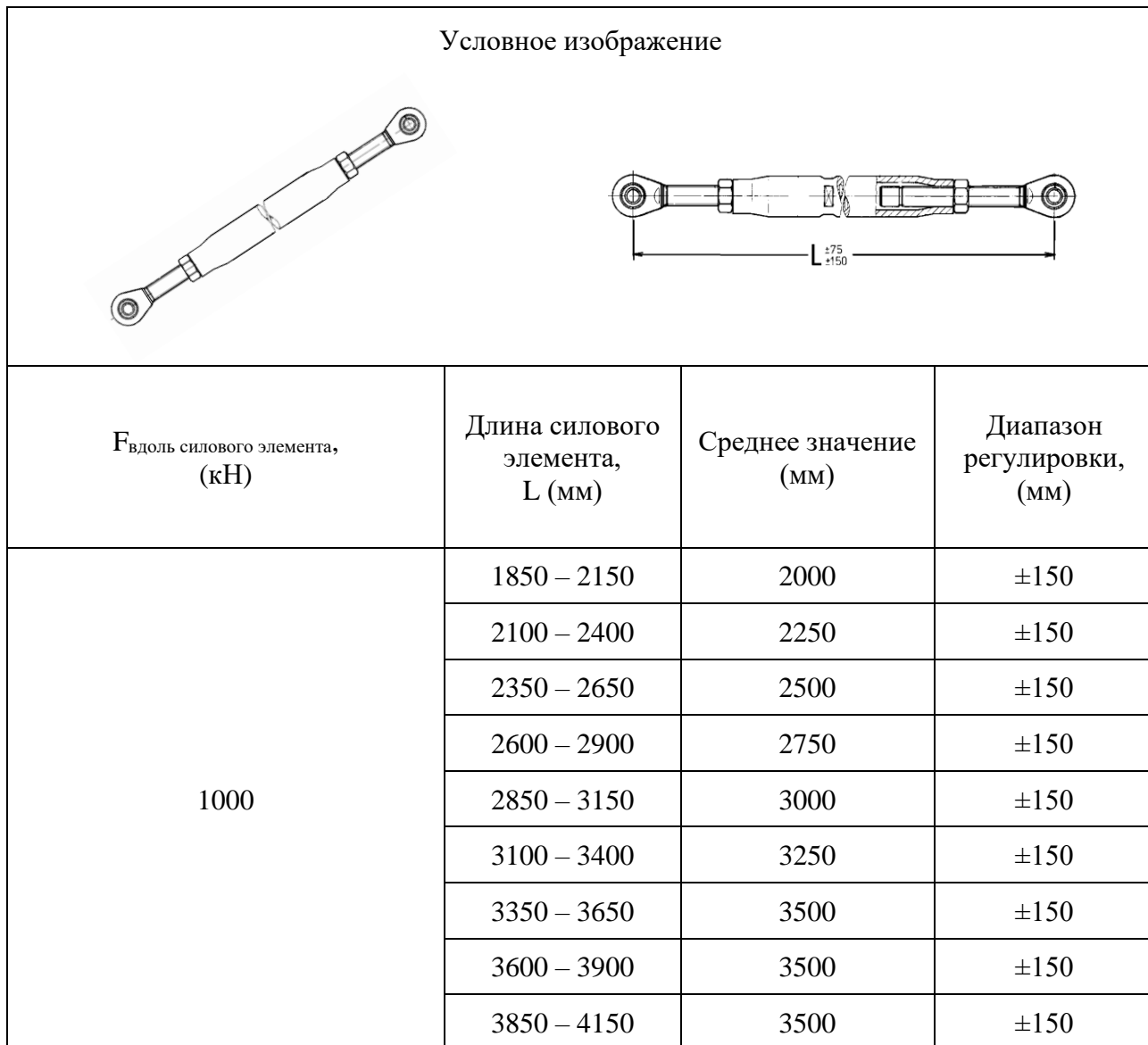
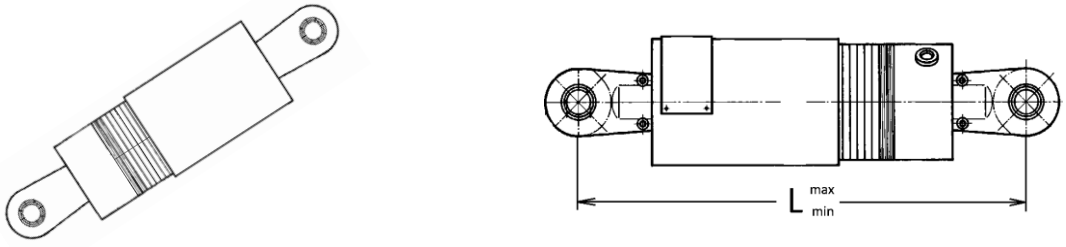
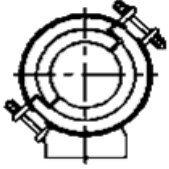
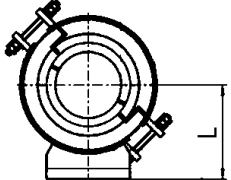


Таблица Б.15 Гидроамортизаторы для использования в качестве исполнительных устройств в составе антисейсмических опор. Допускаемые нагрузки и характеристики

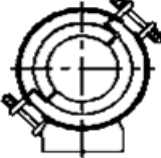
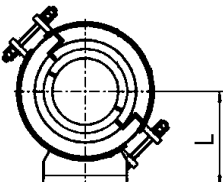
Условное изображение			
			
$F_{\text{вдоль силового элемента, (кН)}}$	Длина силового элемента, $L (\text{min} - \text{max})^*$ , (мм)	Динамическая жесткость, (кН/мм)	Рабочий ход при тепловых перемещениях, (мм)
3	220 – 320	$\geq 1$	100
8	410 – 610	$\geq 2.7$	200
18	545 – 845	$\geq 6$	300
46	595 – 895	$\geq 15$	300
100	685 – 985	$\geq 33$	300
200	765 – 1065	$\geq 67$	300
350	880 – 1180	$\geq 117$	300
550	910 – 1210	$\geq 183$	300
1000	1085 – 1385	$\geq 333$	300

\*  $L (\text{min} - \text{max})$  – размеры для справок

Таблица Б.16 Скользящая однокорпусная хомутовая опора для трубопроводов  
холодоснабжения. Допускаемые нагрузки

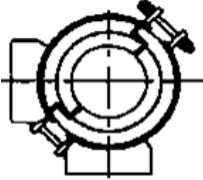

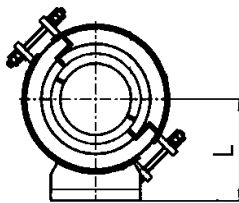
Условное изображение				
				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз,}}$ (кН)	$L^*$ , мм
10	14	17.2	4.2	102
15	18	21.3	4.2	102
20	25	26.9	5.3	105
25	32	33.7	6.5	108
32	38	42.4	6.5	116
40	45	48.3	9.4	116
50	57	60.3	11	122
65	76	76.1	11	129
80	89	88.9	17	146
100	108	114.3	22	159
125	133	139.7	22	168
150	159	168.3	31	186
200	220	219.1	68	212
250	273	273	85	289
300	325	323.9	98	314
350	377	355.6	106	330

Продолжение таблицы Б.16

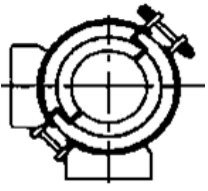
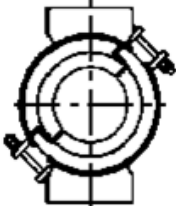
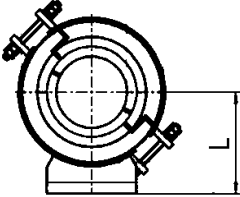
Условное изображение				
				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз}}$ , (кН)	$L^*$ , мм
400	426	406.4	132	386
450	-	457.2	143	411
500	530	508	155	437
550	-	558.8	167	462
600	630	610	179	487
650	-	660.4	191	513
700	720	711.2	202	588
750	-	762	214	614
800	820	812.8	377	639
900	920	914.4	417	690
950	-	965.2	437	716

\*  $L$  – ориентировочное расстояние от оси трубы до подошвы корпуса, мм (одинаковое в направлении каждого корпуса)

Таблица Б.17 Скользящая двухкорпусная хомутовая опора для трубопроводов  
холодоснабжения. Допускаемые нагрузки

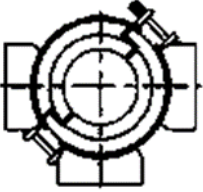
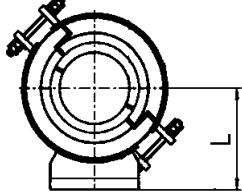
Условное изображение				
				
Исполнения 01, 03		Исполнения 02, 04		
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	F, (кН) (от трубы вдоль каждого корпуса)	L*, мм
10	14	17.2	4.2	102
15	18	21.3	4.2	102
20	25	26.9	5.3	105
25	32	33.7	6.5	108
32	38	42.4	6.5	116
40	45	48.3	9.4	116
50	57	60.3	11	122
65	76	76.1	11	129
80	89	88.9	17	146
100	108	114.3	22	159
125	133	139.7	22	168
150	159	168.3	31	186
200	220	219.1	68	212
250	273	273	85	289
300	325	323.9	98	314

Продолжение таблицы Б.17

Условное изображение				
				
Исполнения 01, 03		Исполнения 02, 04		
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	F, (кН) (от трубы вдоль каждого корпуса)	L*, мм
350	377	355.6	106	330
400	426	406.4	132	386
450	-	457.2	143	411
500	530	508	155	437
550	-	558.8	167	462
600	630	610	179	487
650	-	660.4	191	513
700	720	711.2	202	588
750	-	762	214	614
800	820	812.8	377	639
900	920	914.4	417	690
950	-	965.2	437	716


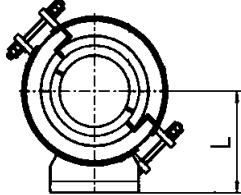
\* L – ориентировочное расстояние от оси трубы до подошвы корпуса, мм (одинаковое в направлении каждого корпуса)

Таблица Б.18 Скользящая направляющая трехкорпусная хомутовая опора для трубопроводов холодоснабжения. Допускаемые нагрузки

Условное изображение				
				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз, (кН)}}$	$L^*, \text{мм}$
10	14	17.2	4.2	102
15	18	21.3	4.2	102
20	25	26.9	5.3	105
25	32	33.7	6.5	108
32	38	42.4	6.5	116
40	45	48.3	9.4	116
50	57	60.3	11	122
65	76	76.1	11	129
80	89	88.9	17	146
100	108	114.3	22	159
125	133	139.7	22	168
150	159	168.3	31	186
200	220	219.1	68	212
250	273	273	85	289
300	325	323.9	98	314
350	377	355.6	106	330

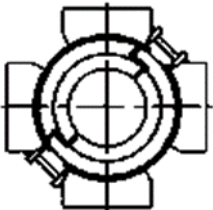
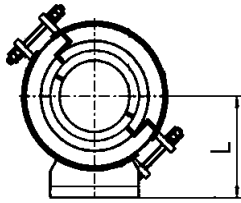


Продолжение таблицы Б.18

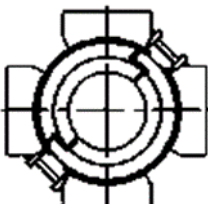
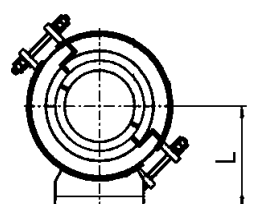
Условное изображение				
				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз}}$ , (кН)	$L^*$ , мм
400	426	406.4	132	386
450	-	457.2	143	411
500	530	508	155	437
550	-	558.8	167	462
600	630	610	179	487
650	-	660.4	191	513
700	720	711.2	202	588
750	-	762	214	614
800	820	812.8	377	639
900	920	914.4	417	690
950	-	965.2	437	716

\*  $L$  – ориентировочное расстояние от оси трубы до подошвы корпуса, мм (одинаковое в направлении каждого корпуса)

Таблица Б.19 Скользящая направляющая четырехкорпусная хомутовая опора для трубопроводов холодоснабжения. Допускаемые нагрузки

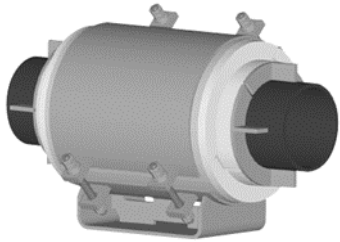
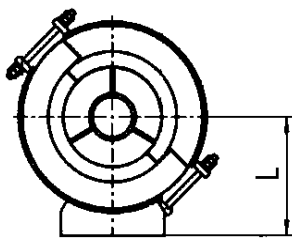
Условное изображение				
				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз, (кН)}}$	$L^*, \text{мм}$
10	14	17.2	4.2	102
15	18	21.3	4.2	102
20	25	26.9	5.3	105
25	32	33.7	6.5	108
32	38	42.4	6.5	116
40	45	48.3	9.4	116
50	57	60.3	11	122
65	76	76.1	11	129
80	89	88.9	17	146
100	108	114.3	22	159
125	133	139.7	22	168
150	159	168.3	31	186
200	220	219.1	68	212
250	273	273	85	289
300	325	323.9	98	314
350	377	355.6	106	330

Продолжение таблицы Б.19

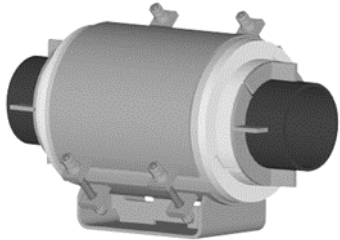
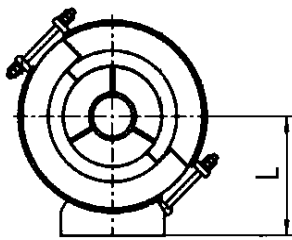
Условное изображение				
				
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз, (кН)}}$	$L^*$ , мм
400	426	406.4	132	386
450	-	457.2	143	411
500	530	508	155	437
550	-	558.8	167	462
600	630	610	179	487
650	-	660.4	191	513
700	720	711.2	202	588
750	-	762	214	614
800	820	812.8	377	639
900	920	914.4	417	690
950	-	965.2	437	716

\*  $L$  – ориентировочное расстояние от оси трубы до подошвы корпуса, мм (одинаковое в направлении каждого корпуса)

Таблица Б.20 Неподвижная корпусная хомутовая опора для трубопроводов  
холодоснабжения. Допускаемые нагрузки

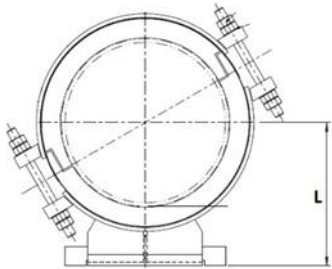
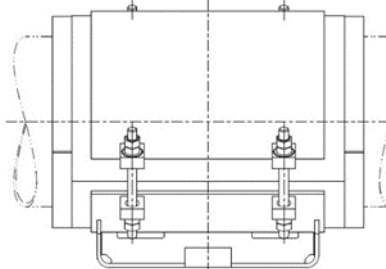
Условное изображение							
							
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{верт.}}^{\text{вниз}}$ , (кН)	$F_{\text{боковая}}$ (кН)	$F_{\text{верт.}}^{\text{вверх}}$ , (кН)	$F_{\text{осевая}}$ , (кН)	$L^*$ , (мм)
10	14	17.2	4.2	2.1	1.2	2.5	102
15	18	21.3	4.2	2.1	1.2	2.5	102
20	25	26.9	5.3	2.6	1.6	2.9	105
25	32	33.7	6.5	3.2	2	3.1	108
32	38	42.4	6.5	3.2	2	3.1	116
40	45	48.3	9.4	4.7	2.8	3.9	116
50	57	60.3	11	5.5	3.3	3.6	122
65	76	76.1	11	5.5	3.3	3.6	129
80	89	88.9	17	8.5	5	5.1	146
100	108	114.3	22	11	6.6	5	159
125	133	139.7	22	11	6.6	5	168
150	159	168.3	31	15	9.4	7	186
200	220	219.1	68	34	20	9	212
250	273	273	85	42	26	9.9	289
300	325	323.9	98	49	30	11	314
350	377	355.6	106	53	32	13	330
400	426	406.4	132	66	40	30	386
450	-	457.2	143	71	43	33	411
500	530	508	155	77	47	36	437
550	-	558.8	167	83	50	37	462
600	630	610	179	90	54	40	600
650	-	660.4	191	95	57	43	650
700	720	711.2	202	101	61	46	700

Продолжение таблицы Б.20

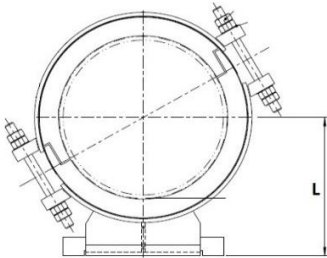
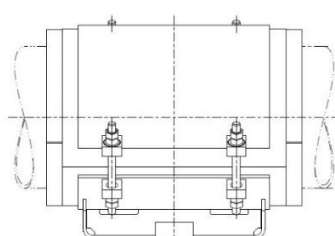
Условное изображение							
							
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{верт.}}^{\text{вниз}}$ , (кН)	$F_{\text{боковая}}$ (кН)	$F_{\text{верт.}}^{\text{вверх}}$ , (кН)	$F_{\text{осевая}}$ , (кН)	$L^*$ , (мм)
750	-	762	214	107	64	52	614
800	820	812.8	377	188	113	55	639
900	920	914.4	417	208	125	61	690
950	-	965.2	437	218	131	64	716

\* $L$  – ориентировочное расстояние от оси трубы до подошвы корпуса, мм (одинаковое в направлении каждого корпуса).

Таблица А.21 Скользящая направляющая однокорпусная опора для трубопроводов  
холодоснабжения. Допускаемые нагрузки

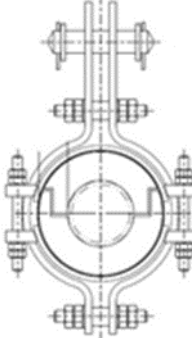
Условное изображение							
							
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{верт. вниз,}} (кН)$	$F_{\text{боковая}} (кН)$	$F_{\text{верт. вверх,}} (кН)$	$F_{\text{осевая,}} (кН)$	$L^*, (мм)$
10	17.2	17.2	4.2	2.1	1.2	2.5	102
15	21.3	21.3	4.2	2.1	1.2	2.5	102
20	26.9	26.9	5.3	2.6	1.6	2.9	105
25	33.7	33.7	6.5	3.2	2	3.1	108
32	42.4	42.4	6.5	3.2	2	3.1	116
40	48.3	48.3	9.4	4.7	2.8	3.9	116
50	60.3	60.3	11	5.5	3.3	3.6	122
65	76.1	76.1	11	5.5	3.3	3.6	129
80	88.9	88.9	17	8.5	5	5.1	146
100	114.3	114.3	22	11	6.6	5	159
125	139.7	139.7	22	11	6.6	5	168
150	168.3	168.3	31	15	9.4	7	186
200	219.1	219.1	68	34	20	9	212
250	273	273	85	42	26	9.9	289
300	323.9	323.9	98	49	30	11	314
350	355.6	355.6	106	53	32	13	330
400	406.4	406.4	132	66	40	30	386
450	457.2	457.2	143	71	43	33	411
500	530	508	155	77	47	36	437
550	-	558.8	167	83	50	37	462
600	630	610	179	90	54	40	487

## Продолжение таблицы Б.21

Условное изображение							
							
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{верт.}}^{\text{вниз}}$ , (кН)	$F_{\text{боковая}}$ (кН)	$F_{\text{верт.}}^{\text{вверх}}$ , (кН)	$F_{\text{осевая}}$ , (кН)	$L^*$ , (мм)
650	-	660.4	191	95	57	43	513
700	720	711.2	202	101	61	46	588
750	-	762	214	107	64	52	614
800	820	812.8	377	188	113	55	639
900	920	914.4	417	208	125	61	690
950	-	965.2	437	218	131	64	716

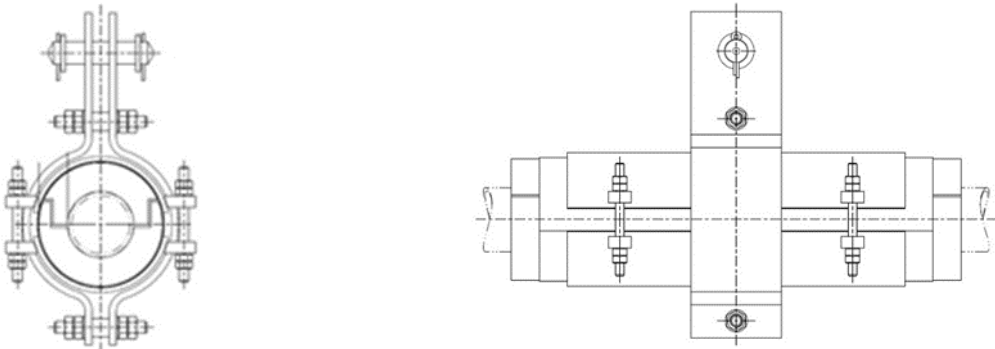
\* $L$  – ориентировочное расстояние от оси трубы до подошвы корпуса, мм (одинаковое в направлении каждого корпуса).

Таблица Б.22 Хомут для горизонтальных трубопроводов холодоснабжения для использования в составе пружинной или жесткой подвески. Допускаемые нагрузки

Условное изображение			
			
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	$F_{\text{вертикальная вниз}}$ , (кН)
10	14	17.2	4.2
15	18	21.3	4.2
20	25	26.9	5.3
25	32	33.7	6.5
32	38	42.4	6.5
40	45	48.3	9.4
50	57	60.3	11
65	76	76.1	11
80	89	88.9	17
100	108	114.3	22
125	133	139.7	22
150	159	168.3	31
200	220	219.1	68
250	273	273	85
300	325	323.9	98
350	377	355.6	106



Продолжение таблицы Б.22

Условное изображение			
			
Условный (номинальный) диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода по Российским стандартам (мм)	Наружный диаметр трубопровода по типоразмерам ISO 4200 (мм)	F <sub>вертикальная вниз</sub> , (кН)
400	426	406.4	132
450	-	457.2	143
500	530	508	155
550	-	558.8	167
600	630	610	179
650	-	660.4	191
700	720	711.2	202
750	-	762	214
800	820	812.8	377
900	920	914.4	417
950	-	965.2	437

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**

обязательное

**Основные размеры трубопроводов для разработки компонентов ОПС**

Таблица В.1 Наружные диаметры труб из углеродистых сталей по Российским стандартам с учетом допусков (максимальные допуски по всем стандартам РФ для труб, применяемым для АЭС)

Наружный диаметр Дн, (мм)	Допуск				Дополнительный допуск на усиливающий наружный сварной шов <sup>*)</sup> , (мм)	Допуск на кривизну <sup>*)</sup> , (мм/м)
	%		мм			
	(+)	(−)	(+)	(−)		
10			0.50	0.50	—	—
14			0.50	0.50	—	—
16			0.40	0.40	—	—
18			0.50	0.50	—	—
25			0.50	0.50	—	—
28			0.40	0.40	—	—
32			0.50	0.50	—	—
38			0.50	0.50	—	—
45			0.50	0.50	—	—
57	1.00	1.00			—	—
76	1.00	1.00			—	—
89	1.00	1.00			—	—
108	1.00	1.00			—	—
133	1.00	1.00			—	—
159	1.00	1.00			—	—
219	1.00	1.00			—	—
273	1.25	1.25			—	—
325	1.25	1.25			—	—
377	1.25	1.25			—	—
426	1.25	1.25			—	—
465	1.25	1.00			—	—
530	1.25	1.00			+3.50	1.50
630	0.70	0.70			+3.50	1.50
720	0.70	0.70			+3.50	1.50
820	0.70	0.70			+3.50	1.50
870 <sup>**) </sup>	0.70	0.70			—	—
1020			3.00	3.00	+3.50	1.50
1220			3.00	3.00	+3.50	1.50

<sup>\*)</sup> для электросварных труб; <sup>\*\*)</sup>  диаметр и допуски будут уточняться.

Таблица В.2 Допуски на наружные диаметры бесшовных труб из углеродистых сталей по типоразмерам ISO 4200.

Наружный диаметр Дн, (мм)	Допуск				Примечание
	%		мм		
	(+)	(−)	(+)	(−)	
10.2			0.50	0.50	
17.2			0.50	0.50	
21.3			0.50	0.50	
26.9			0.50	0.50	
33.7			0.50	0.50	
42.4			0.50	0.50	
48.3			0.50	0.50	
60.3	1.00	1.00			
76.1	1.00	1.00			
88.9	1.00	1.00			
114.3	1.00	1.00			
139.7	1.00	1.00			
168.3	1.00	1.00			
219.1	1.00	1.00			
273	1.00	1.00			
323.9	1.00	1.00			
355.6	1.00	1.00			
406.4	1.00	1.00			
457	1.00	1.00			
508	1.00	1.00			
610	1.00	1.00			
711	1.00	1.00			
813	1.00	1.00			
864	1.00	1.00			

Таблица В.3 Допуски на наружные диаметры электросварных труб из углеродистых сталей по типоразмерам ISO 4200.

Наружный диаметр Дн, (мм)	Допуск				Примечание
	%		мм		
	(+)	(−)	(+)	(−)	
406.4	0.75	0.75			
457	0.75	0.75			
508	0.75	0.75			
610			6.00	6.00	
711			6.00	6.00	
813	0.75	0.75			
1016	0.75	0.75			
1219	0.75	0.75			

Таблица В.4 Наружные диаметры трубопроводов из нержавеющей стали с учетом допусков (максимальные допуски по всем стандартам РФ для труб, применяемым для АЭС)

Наружный диаметр Дн, (мм)	Допуск			
	%		мм	
	(+)	(-)	(+)	(-)
10			0.30	0.30
14			0.45	0.45
18			0.45	0.45
25			0.45	0.45
32			0.45	0.45
38	1.20	1.20		
57	1.20	1.20		
76	1.50	1.50		
89	1.50	1.50		
108	1.50	1.50		
133	1.50	1.50		
159	1.50	1.50		
219	1.50	1.50		
220	1.25	1.25		
245	1.25	1.25		
273	1.50	1.50		
325	1.50	1.50		
351	1.25	1.25		
377	1.25	1.25		
426	1.25	1.25		
530	0.75	0.75		
630	0.75	0.75		
720	0.75	0.75		
820	0.75	0.75		
920	0.75	0.75		
1020	0.75	0.75		
1220	0.75	0.75		

Таблица В.5 Допуски на наружные диаметры бесшовных труб из нержавеющей сталей по типоразмерам ISO 4200.

Наружный диаметр Дн, (мм)	Класс допусков	Допуск				Примечание
		%		мм		
		(+)	(−)	(+)	(−)	
10.2	D2			0.50	0.50	
	D3			0.30	0.30	
	D4			0.10	0.10	
17.2	D2			0.50	0.50	
	D3			0.30	0.30	
	D4			0.10	0.10	
21.3	D2			0.50	0.50	
	D3			0.30	0.30	
	D4			0.10	0.10	
26.9	D2			0.50	0.50	
	D3			0.30	0.30	
	D4	0.50	0.50			
33.7	D2			0.50	0.50	
	D3			0.30	0.30	
	D4	0.50	0.50			
42.4	D2			0.50	0.50	
	D3	0.75	0.75			
	D4	0.50	0.50			
48.3	D2			0.50	0.50	
	D3	0.75	0.75			
	D4	0.50	0.50			
60.3	D2	1.00	1.00			
	D3	0.75	0.75			
	D4	0.50	0.50			
76.1	D2	1.00	1.00			
	D3	0.75	0.75			
	D4	0.50	0.50			
88.9	D2	1.00	1.00			
	D3	0.75	0.75			
	D4	0.50	0.50			
114.3	D2	1.00	1.00			
	D3	0.75	0.75			
	D4	0.50	0.50			
139.7	D2	1.00	1.00			
	D3	0.75	0.75			
	D4	0.50	0.50			
168.3	D2	1.00	1.00			
	D3	0.75	0.75			
	D4	0.50	0.50			

LN2O.B.110.W.&&&&&.&&&&.000.MD.0041-BMD0001	АО «Атомэнергопроект» СПбАЭП
---	------------------------------

219.1	D2	1.00	1.00			
	D3	0.75	0.75			
	D4	0.50	0.50			
273	D1	1.50	1.50			
323.9	D1	1.50	1.50			
355.6	D1	1.50	1.50			
406.4	D1	1.50	1.50			
457	D1	1.50	1.50			
508	D1	1.50	1.50			

Таблица В.6 Допуски на наружные диаметры электросварных труб из нержавеющей сталей по типоразмерам ISO 4200.

Наружный диаметр Дн, (мм)	Класс допусков	Допуск				Примечание
		%		мм		
		(+)	(−)	(+)	(−)	
219.1	D2	1.00	1.00			
273	D2	1.00	1.00			
323.9	D2	1.00	1.00			
355.6	D2	1.00	1.00			
406.4	D2	1.00	1.00			
457	D2	1.00	1.00			
508	D2	1.00	1.00			
610	D2	1.00	1.00			
711	D2	1.00	1.00			
813	D2	1.00	1.00			
1016	D2	1.00	1.00			

LN2O.B.110.W.&&&&&. &&&&&.000.MD.0041-BMD0001	АО «Атомэнергопроект» СПбАЭП
---	------------------------------

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г**  
**справочное**  
**Объем поставки ОПС трубопроводов**

В.1 Объем поставки ОПС трубопроводов является предварительным и может быть уточнен на последующих этапах проектирования:

- масса изделий ОПС трубопроводов 400000 кг;

B01	Технические требования	80
-----	------------------------	----



## ССЫЛКИ

- [1] ГОСТ Р 15.011-96 «Система разработки и постановки продукции на производство. Патентные исследования. Содержание и порядок проведения».
- [2] ГОСТ 15.012-84 «Система разработки и постановки продукции на производство. Патентный формуляр».
- [3] ГОСТ Р 8.565-2014 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение атомных станций. Основные положения».
- [4] ГОСТ Р 15.301-2016 «Система разработки и постановки продукции на производство. Продукция производственно-технического назначения. Порядок разработки и постановки продукции на производство».
- [5] ГОСТ 34757-2021 «Упаковка. Маркировка, указывающая на способ обращения с грузами».
- [6] ГОСТ Р 51908-2002 «Общие требования к машинам, приборам и другим техническим изделиям в части условий хранения и транспортирования».
- [7] ГОСТ Р 51909-2002 «Методы испытаний на стойкость к внешним воздействующим факторам машин, приборов и других технических изделий. Испытания на транспортирование и хранение».
- [8] ГОСТ 2.102-2013 «Единая система конструкторской документации Виды и комплектность конструкторских документов».
- [9] ГОСТ Р 2.106-2019 ««Единая система конструкторской документации Текстовые документы».
- [10] ГОСТ 2.116-84 «Единая система конструкторской документации. Карта технического уровня и качества продукции».
- [11] ГОСТ 2.314-68 «Единая система конструкторской документации. Указания на чертежах о маркировании и клеймении изделий».
- [12] ГОСТ 2.418-2008 «Единая система конструкторской документации. Правила выполнения конструкторской документации для упаковывания».
- [13] ГОСТ 2.602-2013 «Единая система конструкторской документации. Ремонтные документы».
- [14] ГОСТ 9.014-78 «Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования».
- [15] ГОСТ 14192-96 «Маркировка грузов».
- [16] 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».
- [17] ГОСТ 23170-78 «Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования».
- [18] ГОСТ 24297-2013 «Верификация закупленной продукции. Организация проведения и методы контроля».
- [19] НП-001-15 «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций».
- [20] НП-031-01 «Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций».
- [21] ПНАЭ Г-7-002-86 «Нормы расчёта на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок».
- [22] РД-50-64-1984 «Методические указания по разработке государственных стандартов, устанавливающих номенклатуру показателей качества групп однородной продукции».
- [23] НП-071-18 «Правила оценки соответствия продукции, для которой устанавливаются требования, связанные с обеспечением безопасности в области использования атомной энергии, а также

- процессов ее проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации, утилизации и захоронения».
- [24] РМГ 63-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Метрологическая экспертиза технической документации».
- [25] СТО 1.1.1.06.004.1849-2021 «Проект «АЭС-2006» Системы классификации и кодирования».
- [26] ГОСТ Р 2.601-2019 «Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы».
- [27] НП-090-11 «Требования к программам обеспечения качества для объектов использования атомной энергии».
- [28] МАГАТЭ GSR Часть 2 «Лидерство и менеджмент для обеспечения безопасности»
- [29] МАГАТЭ GS-G-3.5 «Система управления для ядерных установок»
- [30] ОТТ 1.5.2.01.999.0157-2013 Опорные конструкции элементов атомных станций с водо-водяными энергетическими реакторами. Общие технические требования
- [31] ISO 4200:1991 «Трубы стальные с гладкими концами, сварные и бесшовные. Общие таблицы размеров и масс на единицу мерной длины».
- [32] 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».