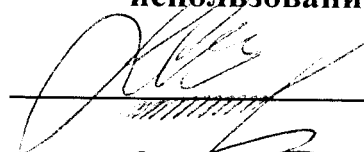


УТВЕРЖДАЮ

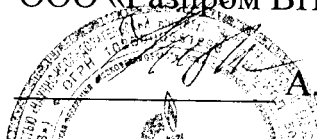
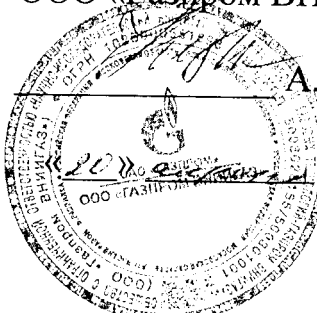
**Первый заместитель начальника
Департамента по транспортировке,
подземному хранению и
использованию газа**


С.В. Алимов
« 28 » августа 2010

**ВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
К ВСТАВКАМ (МУФТАМ) ЭЛЕКТРОИЗОЛИРУЮЩИМ**

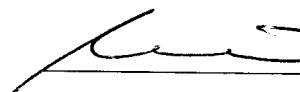
РАЗРАБОТАНО

**Заместитель Генерального директора
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»**


А.С. Казак
« 28 » августа 2010 г.


СОГЛАСОВАНО

**Начальник Отдела
защиты от коррозии**


Н.Г. Петров
« 28 » августа 2010 г.

Москва
2010

Предисловие

1 РАЗРАБОТАНЫ

Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ», дочерним открытым акционерным обществом «Оргэнергогаз» ООО «Газпром центрремонт», при участии Отдела защиты от коррозии Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» и Управления по добыче газа и газового конденсата (нефти) Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО «Газпром».

2 УТВЕРЖДЕНЫ

Первым заместителем начальника Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром»
« 28 » 04 2010 г.

3 ВВЕДЕНЫ ВЗАМЕН

Введены взамен документа «Временные технические требования к вставкам (муфтам) электроизолирующим», утв. Департаментом по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО ГАЗПРОМ 08.12.2006

4 СРОК ДЕЙСТВИЯ

« 28 » 04 2015 г.

Содержание

	Стр.
Введение.....	4
1 Область применения.....	5
2 Нормативные ссылки.....	5
3 Термины, определения и сокращения.....	6
4 Общие положения.....	8
5 Область применения	8
6 Требования к конструкции.....	9
7 Требования к материалам	13
8 Требования к изготовлению.....	13
9 Правила приемки.....	14
10 Методы испытаний.....	16
11 Требования к маркировке.....	18
12 Требования к упаковке, комплектации и консервации.....	18
13 Хранение и транспортирование.....	19
14 Требования к сопроводительной документации.....	19
15 Гарантийные обязательства.....	20
Приложение А (обязательное).....	21
Приложение Б (обязательное).....	24
Библиография	25

Введение

Настоящие технические требования разработаны на основе опыта применения (изготовления, монтажа и эксплуатации) вставок (муфт) электроизолирующих различной конструкции и результатов их полигонных и опытно-промышленных испытаний на предприятиях ОАО «Газпром».

Настоящий документ устанавливает единые требования к разработке, изготовлению, приемке и испытаниям вставок (муфт) электроизолирующих для электрического разъединения трубопроводов ОАО «Газпром» и других предприятий.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

ВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
К ВСТАВКАМ (МУФТАМ) ЭЛЕКТРОИЗОЛИРУЮЩИМ

1 Область применения

1.1 Настоящие технические требования распространяются на проектирование (разработку конструкции) и изготовление вставок (муфт) электроизолирующих для новых и реконструируемых трубопроводов с условным диаметром от 12 мм до 1400 мм включительно и рабочим давлением до 100,0 МПа включительно.

Настоящие технические требования не распространяются на фланцы электроизолирующие по ГОСТ 12821-80 и ГОСТ 25660-83.

1.2 Действие настоящих технических требований распространяется на все организации, занимающиеся проектированием (разработкой конструкции) и изготовлением вставок (муфт) электроизолирующих.

2 Нормативные ссылки

В настоящих технических требованиях использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 2.601-95 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 15.309-98 Система разработки и постановки продукции на производство. Испытания и приемка выпускаемой продукции. Основные положения.

ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент.

ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.

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

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

ГОСТ 16037-80* Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 24297-87 Входной контроль продукции. Основные положения.

ГОСТ 25660-83 Фланцы изолирующие для подводных трубопроводов на Ру 10,0 МПа (≈ 100 кгс/см²). Конструкция и размеры.

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

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

ISO 2808:2007 Краски и лаки. Определение толщины пленки.

СТО Газпром 2-2.1-131-2007 Инструкция по применению стальных труб на объектах ОАО «Газпром».

СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные трубопроводы.

СТО Газпром 2-2.2-115-2007 Инструкция по сварке магистральных газопроводов с рабочим давлением до 9,8 МПа включительно.

СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных трубопроводов. Часть 1

СТО Газпром 2-2.2-360-2009 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть III

СТО Газпром 2-2.4-083-2006 Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов.

СТО Газпром 2-3.7-050-2006 Подводные трубопроводные системы (морской стандарт DNV-OS-F101)

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

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящих технических требованиях используются следующие термины и определения:

3.1.1 Вставка (муфта) электроизолирующая: Неразъемное трубопроводное соединение, состоящее из двух металлических патрубков с соответствующими трубопроводу присоединительными размерами, соединенных между собой силовыми элементами, электрически изолированными диэлектрическим материалом со специальной системой уплотнений.

3.1.2 Искроразрядник: Устройство для защиты от импульсных перенапряжений, которое в отсутствие перенапряжения сохраняет высокое полное сопротивление, но может мгновенно изменить его на низкое в ответ на скачок напряжения.

3.1.3 Уровень напряжения защиты: Параметр, характеризующий устройство для защиты от импульсных перенапряжений в части, в части ограничения напряжения на его выводах.

3.1.4 Импульс напряжения 1,2/50: Импульс напряжения с фактическим значением фронта (время подъема от 10% до 90% пикового значения) 1,2 мкс и полупериодом 50 мкс.

3.1.5 Номинальный разрядный ток: Номинальное значение тока, протекающего через устройство защиты от импульсных перенапряжений с формой волны 8/20.

3.1.6 Импульс тока 8/20: Импульс тока с фактическим значением фронта 8 мкс и полупериодом 20 мкс.

3.1.7 Импульсный ток с формой волны 10/350: Импульсный ток с фактическим значением фронта 10 мкс и полупериодом 350 мкс (определяется пиковым значением тока I_{peak} и зарядом Q).

3.1.8 Электрохимическая защита: Защита от коррозии, осуществляемая катодной поляризацией сооружения до потенциала определенной величины от внешнего источника тока

3.1.9 Защитное покрытие: Слой или система слоев веществ, наносимых на поверхность металла с целью защиты от коррозии.

3.1.10 Блуждающие токи: Ток, стекающий с токоведущих частей электрических установок в окружающий грунт

3.1.11 Давление рабочее (нормативное): наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации трубопровода.

3.1.12 Давление разрушения: Максимальное давление, достигаемое при испытании вставки (муфты) электроизолирующей до разрушения.

3.1.13 Давление разрушения расчетное: Давление разрушения вставки (муфты) электроизолирующей, задаваемое разработчиком.

3.1.14 Электрический пробой: Потеря материалом/изделием диэлектрических свойств при превышении напряжением критического значения.

3.1.15 Электрическая прочность: Значение напряжения электрического пробоя.

3.1.16 Переходное сопротивление защитного покрытия: Удельное электрическое сопротивление (Ом) единицы поверхности (m^2).

3.1.17 Диэлектрическая сплошность: Способность нанесенного на металл покрытия обеспечивать отсутствие пробоя при приложении к нему заданной разности потенциалов.

3.1.18 Циклическая прочность: Прочность материала при циклически изменяющихся во времени нагрузках.

3.1.19 Партия вставок: Группа вставок (муфт) электроизолирующих, имеющая одинаковые размеры, изготовленная по одной конструкторско-технологической документации, на одном и том же технологическом оборудовании, из материалов одной марки.

3.1.20 Срок службы расчетный: Продолжительность эксплуатации вставки (муфты) электроизолирующей, исчисляемая с даты изготовления (даты приемки службой технического контроля).

3.2 В настоящих технических требованиях применены следующие сокращения:

Р раб - рабочее давление в трубопроводе;

ВЭИ - вставка (муфта) электроизолирующая;

Ду – условный диаметр трубопровода;

Дн – наружный диаметр трубопровода;

$M_{\text{экспл}}^{\text{изг}}$ - допустимая величина изгибающего момента при монтаже и эксплуатации ВЭИ;

$M_{\text{экспл}}^{\text{кр}}$ - допустимая величина крутящего момента при монтаже и эксплуатации ВЭИ;

С экв – эквивалент углерода;

$U_p(1,2/50)$ - уровень напряжения защиты при импульсе 1,2/50;

$I_n(8/20)$ - номинальный разрядный ток с формой волны 8/20;

$I_{\text{imp}}(10/350)$ - импульсный ток с формой волны 10/350;

Q - заряд

4 Общие положения

4.1 ВЭИ предназначена для обеспечения электрического разъединения защищаемого электрохимической защитой трубопровода от объекта незащищаемого, заземленного или имеющего собственную систему электрохимической защиты, а также электрического секционирования трубопроводов, проходящих в зонах воздействия блуждающих токов.

4.2 ВЭИ должна поставляться в виде готового к монтажу заводского изделия. Сварка ВЭИ в трубопровод выполняют в соответствии с НД ОАО «Газпром» по сварке газопроводов.

4.3 ВЭИ могут устанавливаться на наземных, надземных, подземных и подводных трубопроводах.

4.4 Необходимость и место установки ВЭИ определяется проектом.

5 Область применения ВЭИ

5.1 ВЭИ следует применять с целью оптимизации параметров (режимов) электрохимической защиты посредством электрического разъединения различных участков трубопроводов, имеющих различные типы и системы комплексной защиты от подземной и атмосферной коррозии.

5.2 ВЭИ следует устанавливать для:

- электрического разъединения основной магистрали от трубопроводов-отводов;
- ограничения протяженности (секционирования) участков ЭХЗ трубопроводов;
- разграничения участков трубопроводов с различными типами и качеством защитных покрытий;
- электрического разъединения трубопроводов от подземных сооружений предприятий, имеющих собственную систему ЭХЗ, а также на которых ЭХЗ не предусматривается;
- ограничения опасного воздействия блуждающего тока или переменного напряжения;
- электрического разъединения многониточных переходов трубопроводов через водные преграды;
- электрического разъединения обсадных колонн скважин от трубопроводов;

- электрического разъединения надземных и подземных трубопроводов;
- электрического разъединения участков трубопроводов на границах собственности
- электрического разъединения скважин подземных хранилищ газа от шлейфов скважин, метаноопроводов, ингибиторопроводов и других трубопроводов.

Применение ВЭИ производится только в соответствии с проектным решением и не ограничивается вышеуказанными случаями.

5.3 ВЭИ следует устанавливать в трубопроводы для транспортирования следующих сред:

- природного, нефтяного и искусственного углеводородных газов, нефти, нефтепродуктов (в том числе стабильного конденсата и стабильного бензина);
- сжиженных углеводородных газов фракций C_3 и C_4 и их смесей, нестабильного бензина и конденсата нефтяного газа и других сжиженных углеводородов;
- широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ);
- воды технической;
- других технологических сред.

6 Требования к конструкции

6.1 ВЭИ представляет собой неразъемную конструкцию.

ВЭИ конструктивно состоит из:

- двух металлических патрубков с соответствующими трубопроводу присоединительными размерами, соединенных между собой силовыми элементами (использование болтовых и/или резьбовых соединений не допускается);
- диэлектрического изолятора, предназначенного для электрического разделения металлических патрубков;
- специальной системы уплотнений.

6.2. Классификация ВЭИ по рабочему давлению, приведен в таблице 1.

Таблица 1

Класс давления	P10	P16	P55	P75	P100	P125	P160
Рабочее давление Рраб, не более	1,0 МПа (10 кгс/см ²)	1,6 МПа (16 кгс/см ²)	5,4 МПа (55 кгс/см ²)	7,4 МПа (75 кгс/см ²)	9,8 МПа (100 кгс/см ²)	12,2 МПа (125 кгс/см ²)	15,7 МПа (160,0 кгс/см ²)

Класс давления	P250	P320	P400	P600	P800	P1000
Рабочее давление Рраб, не более	24,5 МПа (250,0 кгс/см ²)	31,4 МПа (320 кгс/см ²)	39,2 МПа (400 кгс/см ²)	58,9 МПа (600 кгс/см ²)	78,5 МПа (800 кгс/см ²)	98,1 МПа (1000 кгс/см ²)

Допускается применение ВЭИ более высокого класса давления (с большим рабочим давлением) взамен ВЭИ низкого класса давления (с меньшим рабочим давлением) без

изменения проекта.

6.3. Классификация ВЭИ по допустимым механическим нагрузкам для всех классов рабочего давления следующая:

6.3.1. **Категория А** (для повышенных нагрузок) распространяется на ВЭИ со следующими техническими характеристиками:

- Ду от 12 мм до 1400 мм включительно;
- ВЭИ должна выдерживать следующие нагрузки без нарушения прочности, герметичности и диэлектрических характеристик:

- совместное действие внутреннего давления $P_{\text{раб}}$ и изгибающего момента, при котором суммарные продольные напряжения в патрубках электроизолирующей вставки будут составлять 75% от предела текучести материала трубопровода.

Определение величины изгибающего момента выполнять по формуле:

$$M^{\text{изг}} = (0,75 \cdot \sigma_m - \sigma_p) \cdot W_{\text{изг}} \quad (1),$$

$$\sigma_p = (D_{\text{вн}}^2 \cdot P_{\text{раб}}) / (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) \quad (2),$$

$$W_{\text{изг}} = \pi \cdot (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4) / (32 \cdot D_{\text{н}}) \quad (3),$$

где $M^{\text{изг}}$ – величина изгибающего момента при испытании ВЭИ, Н·м;

σ_m – нормативный предел текучести материала основного трубопровода, Па;

σ_p – продольные напряжения в основном трубопроводе вследствие действия внутреннего рабочего давления, Па;

$W_{\text{изг}}$ – момент сопротивления изгибу сечения трубопровода, м³;

$P_{\text{раб}}$ – рабочее давление трубопровода, Па;

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубопровода, м;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м.

- совместное действие внутреннего давления $P_{\text{раб}}$ и крутящего момента, приводящего к возникновению в патрубках электроизолирующей вставки напряжений составляющих 5% от предела текучести материала трубопровода.

Определение величины крутящего момента выполнять по формуле:

$$M^{\text{кр}} = 0,05 \cdot \sigma_m \cdot W_{\text{кр}} \quad (4),$$

$$W_{\text{кр}} = 2 \cdot W_{\text{изг}} \quad (5),$$

где $M^{\text{кр}}$ – величина крутящего момента при испытании ВЭИ, Н·м;

σ_m – нормативный предел текучести материала основного трубопровода, Па;

$W_{\text{кр}}$ – момент сопротивления кручению сечения трубопровода, м³;

$W_{\text{изг}}$ – момент сопротивления изгибу сечения трубопровода, м³ (см. формулу 3).

6.3.2. **Категория Б** распространяется на ВЭИ со следующими техническими характеристиками:

- Ду от 350 мм до 1400 мм включительно;

- классы рабочего давления Р75, Р100

- ВЭИ должна выдерживать следующие механические нагрузки без нарушения прочности, герметичности и диэлектрических характеристик:

- совместное действие внутреннего давления равного $P_{\text{раб}}$ и изгибающего момента не менее, $2,0 M_{\text{изг}}^{\text{экспл}}$.
- совместное действие внутреннего давления равного $P_{\text{раб}}$ и крутящего момента не менее $2,0 M_{\text{кр}}^{\text{экспл}}$.

Значения $M_{\text{изг}}^{\text{экспл}}$ и $M_{\text{кр}}^{\text{экспл}}$ указаны в таблице 2.

Таблица 2. Допустимые эксплуатационные механические нагрузки на ВЭИ категории Б

Ду, мм	$P_{\text{раб}}$, МПа	$M_{\text{изг}}^{\text{экспл}}$, кН*м	$M_{\text{кр}}^{\text{экспл}}$, кН*м
350	9,8	19,0	8,0
400	9,8	28,0	11,0
500	9,8	43,0	20,0
700	7,4	90,0	28,0
	9,8	105,0	38,0
800	7,4	130,0	37,0
	9,8	155,0	55,0
1000	7,4	250,0	70,0
	9,8	300,0	80,0
1200	7,4	387,0	100,0
	9,8	502,0	110,0
1400	7,4	582,0	135,0
	9,8	776,0	145,0

6.4. Длина металлических патрубков ВЭИ должна быть достаточной, чтобы при выполнении сварочного процесса при монтаже вставки в трубопровод температура в зоне размещения диэлектрического изолятора и специальной системы уплотнений не превышала 60°C, но не менее 250 мм.

6.5. Отклонения формы металлических патрубков ВЭИ не должны превышать значений, указанных в пп. 15.1.9, 15.1.13 СТО Газпром 2-2.1-249-2008.

6.6. Разделка кромок металлических патрубков ВЭИ должна соответствовать требованиям НД ОАО «Газпром» по сварке газопроводов.

При разности толщин стенок патрубка ВЭИ и трубопровода разделка кромок металлических патрубков ВЭИ выполняется в соответствии с НД ОАО «Газпром» по сварке газопроводов.

6.7. В качестве специальной системы уплотнений следует применять резиновые манжеты прямоугольного, U-образного или иного специального профиля.

Применение резиновых кольцевых уплотнений круглого сечения допускается только для ВЭИ со следующими техническими характеристиками:

- $P_{\text{раб}}$ до 10 МПа и диаметром Ду до 700 мм включительно;

- Р раб. до 25 МПа и диаметром Ду до 400 мм включительно;
- для остальных ВЭИ, если применяются как дублирующий элемент уплотнения.

6.8. Электрическая прочность ВЭИ при переменном токе 5000 В с частотой 50 Гц должна быть обеспечена в течение не менее 1 мин. Для подводных трубопроводов электрическая прочность ВЭИ должна соответствовать требованиям СТО Газпром 2-3.7-050.

6.9. Виды климатического исполнения ВЭИ приведены в таблице 3.

Таблица 3

Климатическое исполнение	Температура окружающего воздуха
У1 по ГОСТ 15150-69	от минус 40°C до плюс 60°C
ХЛ1 по ГОСТ 15150-69	от минус 60°C до плюс 60°C

ВЭИ, поставленные на производство и внесенные в реестр ОАО «Газпром» до 01.01.2010г., с температурным диапазоном эксплуатации от минус 40°C до плюс 60°C допускается устанавливать:

- в районах с умеренным климатом - надземно и подземно;
- в районах с холодным климатом - только подземно.

6.10. Электрическое сопротивление ВЭИ постоянному току напряжением 500В должно быть не менее 0,1МОм. Для подводных трубопроводов электрическое сопротивление ВЭИ должно соответствовать требованиям СТО Газпром 2-3.7-050.

6.11. Расчет толщины стенки патрубков ВЭИ следует осуществлять в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.1-249 для участков газопровода категории «В».

6.12. ВЭИ должна быть спроектирована таким образом, чтобы выдерживать следующие испытания без нарушения прочности, герметичности и диэлектрических характеристик:

6.12.1 Испытания на прочность внутренним гидравлическим давлением равным 1,5 Р раб.

6.12.2 Испытания на герметичность внутренним пневматическим давлением, равным 0,6 ± 0,2 МПа (6 ± 2 кгс/см²).

6.12.3 Циклическое воздействие ($n=105 \times T$ циклов) внутренним давлением от 1,0 МПа до Р раб.

Ресурс циклической долговечности определяется из расчета не менее 105 циклов давления за каждый год расчетного срока службы Т (Т – расчетный срок службы ВЭИ в годах).

Расчетный срок службы ВЭИ определяется разработчиком и не должен быть менее 30 лет.

6.12.4 Совместное действие в соответствии с п. 6.3. внутреннего давления Р раб и изгибающего момента, внутреннего давления Р раб и крутящего момента.

6.13. Расчет на прочность ВЭИ следует выполнять в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.1-249. Для иностранных производителей расчет на прочность ВЭИ следует выполнять в соответствии с ASME VIII [1], PD 5500 [2] или аналогичным стандартом.

6.14. На наружную стальную поверхность ВЭИ должно быть нанесено защитное покрытие. Тип и характеристики защитного покрытия должны соответствовать требованиям нормативной документации ОАО «Газпром». Допускается не наносить наружное защитное покрытие на силовую оболочку ВЭИ, выполненную с применением неметаллических силовых элементов.

6.15. Для применения ВЭИ на участках трубопроводов с электропроводящим продуктом в конструкции ВЭИ следует обеспечивать продольную электрическую изоляцию внутренней поверхности по всей окружности ее поперечного сечения, предотвращая снижение электрического сопротивления.

Это может быть обеспечено применением удлиненного изолирующего кольца (изолирующего рукава), или применением защитного покрытия, имеющего высокое электрическое сопротивление.

6.16. Вышеуказанные защитные покрытия не наносятся на участки внутренней и наружной поверхности на расстоянии до 150 ± 50 мм от торцев концевых патрубков, на эти поверхности следует наносить легкоудаляемый консервационный состав.

7 Требования к материалам

7.1 Все находящиеся в контакте с рабочей (транспортируемой) средой материалы, применяемые для изготовления ВЭИ, должны быть устойчивы к воздействию транспортируемых сред в течение всего расчетного срока службы.

7.2 Все материалы, используемые для изготовления ВЭИ, должны иметь соответствующие сертификаты. Для иностранных производителей все металлические материалы, используемые для изготовления ВЭИ, должны иметь сертификаты в соответствии с EN 10204 3.1 [3].

7.3 Металлические патрубки должны быть изготовлены из бесшовных или прямошовных труб из материалов и по сортаменту, в соответствии с техническими условиями, согласованными с ОАО «Газпром».

8 Требования к изготовлению

8.1 ВЭИ должна соответствовать требованиям конструкторской документации, техническим условиям предприятия-изготовителя и настоящим техническим требованиям.

8.2 Изготовитель ВЭИ должен проводить входной контроль используемых материалов и полуфабрикатов по ГОСТ 24297-87.

Не допускается использование материалов с истекшим сроком хранения.

8.3 На каждую ВЭИ или партию ВЭИ (до Ду 300) следует оформлять паспорт в соответствии с п. 5.4 ГОСТ 2.601-95. Дубликат паспорта следует хранить на предприятии-

изготовителе в течение всего расчетного срока службы ВЭИ.

8.4 При изготовлении ВЭИ выполняемые сварные соединения должны соответствовать требованиям действующих НД ОАО «Газпром», в том числе специальным требованиям по сварным соединениям трубопроводов с рабочим давлением свыше 31,4 МПа.

8.5. Технологии сварки должны быть аттестованы в соответствии с требованиями РД 03-615-03 [5], для иностранных производителей в соответствии с ASME IX [4]

9 Правила приемки.

9.1 Для проверки ВЭИ на соответствие требованиям настоящего документа и технических условий предприятие-изготовитель, в соответствии с ГОСТ Р 15.201-2000 и ГОСТ 15.309-98, должно проводить:

- квалификационные испытания;
- периодические испытания;
- приемосдаточные испытания (в процессе серийного производства).

Все испытания проводить по программам – методикам предприятий-изготовителей согласованным в установленном порядке.

9.2 К периодическим испытаниям допускаются только те ВЭИ, которые выдержали приемосдаточные испытания по п. 9.5 настоящего документа.

9.3 При разработке новой конструкции ВЭИ, при постановке продукции на производство и при изменении выпускаемой конструкции ВЭИ (технологии изготовления и применяемых материалов), если эти изменения могут повлиять на технические и эксплуатационные характеристики, а также при внесении изменений в согласованные ТУ, проводят квалификационные испытания по программам и методикам, разработанным предприятием-изготовителем и согласованным с экспертной организацией ОАО «Газпром» в соответствии с таблицей 4,6.

Таблица 4

Виды испытаний	Номера пунктов		Количество проверяемых изделий*
	Требований	Методов испытаний	
Квалификационные испытания **			
1. Циклические испытания внутренним гидравлическим давлением	6.12.3	10.11	1 шт.
2. Испытание на совместное действие внутреннего гидравлического давления и изгибающего момента	6.3, 6.12.4	10.12	1 шт.
3. Испытание на совместное действие внутреннего гидравлического давления и крутящего момента	6.3, 6.12.4	10.13	1 шт.
4. Испытания на прочность до разрушения внутренним гидравлическим давлением ***	6.11	10.14	1 шт.

Примечание:

* Для каждого вида испытаний возможно использование разных экземпляров ВЭИ.

* * Результаты квалификационных испытаний допускается распространять на конструктивно подобные ВЭИ, условный диаметр которых находится в диапазоне (0,5...1,5) Ду, где Ду – условный диаметр, прошедшей квалификационные испытания ВЭИ.

*** Допускается прочность ВЭИ до разрушения вместо испытания подтверждать расчетным методом.

9.4 Для подтверждения срока службы и качества продукции, стабильности технологического процесса, раз в пять лет, с целью подтверждения возможности продолжения изготовления продукции по действующей конструкторской и технологической документации и продолжения ее приемки проводят периодические испытания.

Виды испытаний и количество изделий, отобранных для проверки, устанавливаются в соответствии с таблицей 5.

Таблица 5

Виды испытаний	Номера пунктов		Количество проверяемых изделий *
	Требований	Методов испытаний	
Периодические испытания **			
1. Испытание на совместное действие внутреннего гидравлического давления и изгибающего момента	6.3, 6.12.4	10.12	1 шт.
2. Испытание на совместное действие внутреннего гидравлического давления и крутящего момента	6.3, 6.12.4	10.13	1 шт.
Примечание:			
* Для каждого вида испытаний возможно использование разных экземпляров ВЭИ.			
* * Результаты периодических испытаний допускается распространять на конструктивно подобные ВЭИ, условный диаметр которых находится в диапазоне (0,5...1,5) Ду, где Ду – условный диаметр, прошедшей периодические испытания ВЭИ.			

9.5 Для подтверждения характеристик выпускаемой продукции на соответствие требованиям настоящего документа и технических условий проводят приемосдаточные испытания.

Виды испытаний и количество изделий, отобранных для проверки, устанавливаются в соответствии с таблицей 6.

Таблица 6

Виды испытаний	Номера пунктов		Количество проверяемых изделий
	Требований	Методов испытаний	
Приемосдаточные испытания			
1. Неразрушающий контроль сварных соединений	8.8	10.1	100%
2. Испытание внутренним гидравлическим давлением на прочность	6.12.1	10.2	100%
3. Испытание внутренним пневматическим давлением на герметичность	6.12.2	10.3	100%
4. Испытание на электрическую прочность	6.9	10.4	100%

5. Проверка электрического сопротивления	6.10	10.5	100%
6. Проверка толщины защитного покрытия	6.14	10.6	100%
7. Проверка диэлектрической сплошности защитного покрытия	6.14	10.7	100%
8. Проверка габаритных и присоединительных размеров и массы	6.5, 6.6	10.8, 10.9	100%
9. Визуальный осмотр	11, 12	10.10	100%

9.6 Результаты квалификационных, периодических и приемосдаточных испытаний заносятся в протокол и оформляются актом, которые следует хранить на предприятии-изготовителе в течение всего расчетного срока службы ВЭИ.

10 Методы испытаний

10.1 Все сварные швы подлежат неразрушающему контролю в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.4-083, СНиП III-42-80*[8] и специальным требованиям ОАО «Газпром» по сварным соединениям трубопроводов с рабочим давлением свыше 31,4 МПа специалистами неразрушающего контроля, аттестованными в соответствии с ПБ 03-440-02[6]; для иностранных производителей – в соответствии с ASME V [9] аттестованным контролером уровня II по ASNT TC-1A[7].

10.2 Испытать на прочность внутренним гидравлическим давлением, равным 1,5 Рраб, в течение 2 часов, не менее.

Появление течей и остаточные деформации не допускаются.

10.3 Испытать на герметичность внутренним пневматическим давлением «пузырьковым» методом (обмыливанием), равным $0,6 \pm 0,2$ МПа (6 ± 2 кгс/см²), в течение 30 минут, не менее. Появление пузырьков воздуха на поверхности ВЭИ не допускается. Испытание проводится после испытания на прочность внутренним гидравлическим давлением.

10.4 Испытать на электрическую прочность переменным током напряжением 5000 В с частотой 50 Гц в течение не менее 1 мин..

Для подводных трубопроводов испытание ВЭИ на электрическую прочность следует проводить в соответствии с СТО Газпром 2-3.7-050.

Ток утечки не должен превышать 50,0 мА. Испытание проводить после испытаний на герметичность по п.10.3.

10.5 Измерить электрическое сопротивление постоянному току напряжением 500 В. Величина электрического сопротивления должна быть не менее 0,1 МОм. Измерение производить после испытаний на герметичность п.10.3.

10.6 Проверка толщины защитного покрытия проводится в соответствии с п.6.2.5. ГОСТ Р 51164, для иностранных производителей в соответствии с ISO 2808.

10.7 Проверка диэлектрической сплошности защитного покрытия проводится в

соответствии с п.6.2.8. ГОСТ Р 51164, для иностранных производителей в соответствии с NACE RP 0188[10].

10.8 При контроле габаритных и присоединительных размеров применять универсальные средства измерений с точностью $\pm 0,5\%$, прошедшие 100% метрологическую аттестацию.

10.9 При определении массы применять весы с точностью $\pm 2\%$, прошедшие 100% метрологическую аттестацию.

10.10 При визуальном осмотре проверять соответствие:

- внешнего вида ВЭИ требованиям технических условий изготовителя;
- комплектности ВЭИ требованиям технических условий изготовителя;
- маркировки, нанесенной на ВЭИ, требованиям п. 11 настоящего документа и технических условий изготовителя;
- упаковки требованиям п. 12.1 настоящего документа и технических условий изготовителя.

10.11 Испытать на циклическую прочность внутренним гидравлическим давлением от 0,5...1,0 МПа до не менее $P_{раб.}$ при температуре окружающей среды с частотой не более 10 циклов в минуту. ВЭИ должна выдерживать без разрушения не менее $105 \times T$ циклов (T – расчетный срок службы ВЭИ в годах).

После завершения циклических испытаний увеличить внутреннее гидравлическое давление до $1,5 P_{раб.}$ и выдержать в течение 10 мин., не менее. Скорость подъема давления не более 1,0 МПа в минуту. Появление течей и остаточные деформации не допускаются.

10.12 Испытать на совместное действие внутреннего гидравлического давления и изгибающего момента. Величина изгибающего момента должна соответствовать значениям, указанным в пункте 6.11.4:

- испытать на прочность внутренним гидравлическим давлением в соответствии с пунктом 10.2;
- испытать на герметичность внутренним пневматическим давлением в соответствии с пунктом 10.3;
- испытать на электрическую прочность в соответствии с пунктом 10.4;
- измерить электрическое сопротивление в соответствии с пунктом 10.5.

10.13 Испытать на совместное действие внутреннего гидравлического давления и крутящего момента. Величина крутящего момента должна соответствовать значениям, указанным в пункте 6.11.5:

- испытать на прочность внутренним гидравлическим давлением в соответствии с пунктом 10.2;

- испытать на герметичность внутренним пневматическим давлением в соответствии с пунктом 10.3;

- испытать на электрическую прочность в соответствии с пунктом 10.4;

- измерить электрическое сопротивление в соответствии с пунктом 10.5.

10.14 Испытать ВЭИ на прочность внутренним гидравлическим давлением. Давление разрушения должно быть не менее 2,2 Рраб. При достижении давления равного 2,2 Рраб должна быть сделана выдержка не менее 1 мин., после чего испытания могут быть прекращены;

11 Требования к маркировке.

11.1 На ВЭИ должна быть нанесена следующая маркировка:

- наименование предприятия-изготовителя и товарный знак;
- обозначение изделия;
- заводской номер изделия или номер партии;
- дата изготовления (год и месяц);
- марка или класс прочности стали, эквивалент углерода Сэкв.;
- наружный диаметр, в мм;
- толщина стенки, в мм;
- рабочее давление, в МПа;
- испытательное давление, в МПа;
- наименование/обозначение защитного покрытия;
- масса, в кг.

11.2 Способ нанесения маркировки должен обеспечивать ее сохранность в течение всего срока эксплуатации ВЭИ.

12 Требования к упаковке, комплектации и консервации.

12.1 ВЭИ свыше Ду 300 должны быть упакованы в деревянный ящик или установлены на деревянных ложементах/европоддоне в горизонтальном положении, с обязательной фиксацией от перемещений всех комплектующих изделий.

Допускается ВЭИ до Ду 300 упаковывать в упаковочную бумагу по ГОСТ 515-77 или гофрированный картон по ГОСТ 7376-89.

12.2 Каждая ВЭИ должна быть укомплектована:

- клеммами (2 шт.) для приварки к трубопроводу в соответствии с пп. 10.9.1 и 10.9.2 СТО Газпром 2-2.2-136-2007 для подключения искроразрядника. Допускается поставка с установленными на ВЭИ клеммами;

- искроразрядником по ГОСТ Р 51992-2002, изготовленным во взрывозащищенном исполнении, со следующими техническими характеристиками:

- Уровень напряжения защиты при импульсе 1,2/50: $U_p(1,2/50) \leq 2500 \text{ В}$;
 - Номинальный разрядный ток с формой волны 8/20: $I_n(8/20) \geq 75 \text{ кА}$;
 - Импульсный ток с формой волны 10/350: $I_{imp}(10/350) \geq 50 \text{ кА}$;
 - Заряд: $Q \geq 25 \text{ Ас}$.
- контрольно-измерительным пунктом (КИП).

12.3.1 На ВЭИ должны быть установлены защитные детали (колпачки, втулки, заглушки и др.), предохраняющие внутреннюю полость от загрязнения при транспортировании и хранении.

12.3.2 На участки внутренней и наружной поверхности вставки электроизолирующей, на которые не нанесено защитное покрытие (на расстоянии $150 \pm 50 \text{ мм}$ от торцев концевых патрубков), должен быть нанесен легко удаляемый консервационный состав.

13 Хранение и транспортирование.

13.1 ВЭИ транспортируются любым видом транспорта в соответствии с правилами перевозки грузов, действующих на данном виде транспорта.

Условия транспортирования ВЭИ в части воздействия климатических факторов являются такими же, как условия хранения 8 (ОЖЗ) по ГОСТ 15150.

Для ВЭИ упакованных в упаковочную бумагу или гофрированный картон, условия транспортирования ВЭИ в части воздействия климатических факторов являются такими же, как условия хранения 5 (ОЖ4) по ГОСТ 15150.

13.2 Условия хранения ВЭИ свыше Ду 300 в части воздействия климатических факторов должны отвечать условиям хранения 8 (ОЖЗ) по ГОСТ 15150 (открытые площадки в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом в атмосфере любых типов).

Условия хранения ВЭИ упакованных в упаковочную бумагу или гофрированный картон, в части воздействия климатических факторов должны отвечать условиям хранения 5 (ОЖ4) по ГОСТ 15150 (навесы в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом в атмосфере любых типов).

14 Требования к сопроводительной документации.

Каждая ВЭИ должна сопровождаться следующей документацией:

- паспорт на вставку/партию вставок, в котором должны быть приведены следующие разделы в соответствии с ГОСТ 2.601-95:
- основные сведения об изделии и технические данные;

- комплектность;
- расчетный срок службы, а также гарантии изготовителя (поставщика);
- свидетельство об упаковывании;
- свидетельство о приемке (с перечнем проведенных испытаний);
- разрешение на применение Ростехнадзора (копия);
- сертификат качества на материал патрубков (труб);
- указания по эксплуатации и хранению;
- особые отметки;

Рекомендуемая форма паспорта приведена в Приложении А.

- руководство по эксплуатации (допускается объединение паспорта и руководства по эксплуатации в один документ);
- Акт приемки ВЭИ в эксплуатацию в 2 экземплярах. Второй, заполненный, экземпляр акта в обязательном порядке должен быть отправлен в адрес изготовителя.

Форма Акта приемки ВЭИ в эксплуатацию приведена в Приложении Б.

15 Гарантийные обязательства.

Изготовитель должен гарантировать соответствие ВЭИ настоящим техническим требованиям, их качество и надежность при соблюдении условий/правил хранения и эксплуатации товара, установленных технической и эксплуатационной документацией, в течение гарантийного срока.

Гарантийный срок эксплуатации составляет 36 (тридцать шесть) месяцев со дня ввода в эксплуатацию, но не более 48 (сорок восемь) месяцев с даты изготовления изделия.

Приложение А (обязательное)

ВСТАВКА (МУФТА) ЭЛЕКТРОИЗОЛИРУЮЩАЯ

ПАСПОРТ

Наименование изделия	Вставка (муфта) электроизолирующая _____ (обозначение)
Предприятие-изготовитель	_____ (наименование предприятия, адрес, телефон)
Предприятие-поставщик	_____ (наименование предприятия, адрес, телефон)
Серийный номер	_____
Дата изготовления (приемки)	" ____ " _____
Сертификаты	Разрешение на применение Федеральной Службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № _____ от « ____ » _____ (см. приложение 2) Сертификат соответствия Федерального Агентства по техническому регулированию и метрологии (для изделий с рабочим давлением свыше 10,0 МПа) № _____ от « ____ » _____.
Назначение	Вставка (муфта) электроизолирующая предназначена для обеспечения электрического разъединения защищаемого электрохимической защитой объекта от незащищаемого, заземленного или имеющего собственную систему электрохимической защиты, а также электрического секционирования трубопроводов, проходящих в зонах воздействия блуждающих токов.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Наименование характеристики	Значение
Тип изделия	
Транспортируемый продукт	
Наружный диаметр патрубка (De), мм	
Толщина стенки (S), мм	
Разделка сварочных кромок патрубков	См. рис. 1
Материал патрубка	_____ (марка материала)
Максимальное рабочее давление, кгс/см ²	
Температурный диапазон эксплуатации, °С	

Допустимые механические нагрузки: - растягивающая/сжимающая сила, кН - изгибающий момент, кН·м - крутящий момент, кН·м	
Гидростатическое испытание, кгс/см ²	
Гидравлическое испытание на циклическую усталость	
Электрическое сопротивление	
Испытание на диэлектрическую прочность	
Неразрушающий контроль	- стыковые сварные швы - 100% радиографический контроль; - остальные сварные швы - 100% ультразвуковой контроль
Наружное покрытие	_____ (наименование) _____ (толщина)
Внутреннее покрытие	_____ (наименование) _____ (толщина)
Масса, кг	
Габаритные размеры, мм: - диаметр - длина	

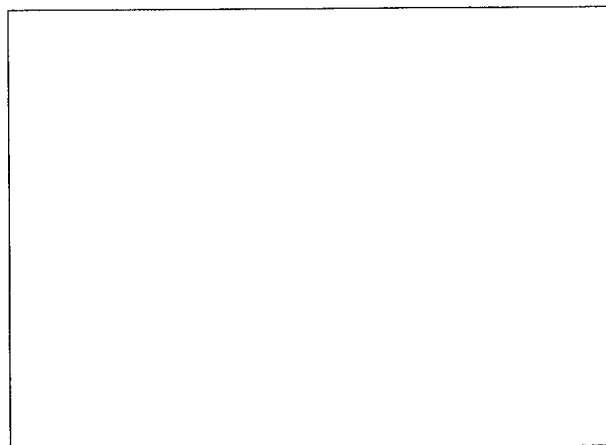


Рис.1. Разделка сварочных кромок

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Наименование	Количество
Вставка (муфта) электроизолирующая _____ (обозначение)	
Искроразрядник _____ (обозначение)	
Контрольно-измерительный пункт _____ (обозначение)	
Паспорт	
Руководство по эксплуатации	

ГАРАНТИЙНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Гарантийный срок эксплуатации вставки (муфты) электроизолирующей при соблюдении условий/правил хранения и эксплуатации, установленных технической и эксплуатационной документацией, составляет 36 (Тридцать шесть) месяцев с момента ввода в эксплуатацию, но не более 48 (Сорока восьми) месяцев с даты приемки изделия.

СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ

Вставка (муфта) электроизолирующая _____ серийный № _____
(обозначение)
изготовлена в соответствии с требованиями контракта и техническими условиями

(обозначение).

Дата изготовления (приемки): " _____ " _____

Представитель ОТК _____

М.П.

СВЕДЕНИЯ О РЕАЛИЗАЦИИ

Наименование изделия Вставка (муфта) электроизолирующая

(обозначение)

Серийный № _____

Дата реализации " _____ " _____

Подпись _____

М.П.

Приложение Б (обязательное)

ОАО “Газпром”
Предприятие
Управление
Участок

Город
Объект
Место установки
Дата “___” _____ 200__ г.

АКТ приемки в эксплуатацию вставки (муфты) электроизолирующей (ВЭИ)

Комиссия в составе: _____
осмотрела ВЭИ №..... Ду..... и установила:

1. ВЭИ № установлена в соответствии с проектом черт. №
2. Установлен типовой контрольно-измерительный пункт (КИП) №.....

Место установки		Тип КИПа	Выводы выполнены				Примечания
Км	Пикет		Провод марка	Сечение мм ²	Длина м	Глубина прокладки	

3. Установлен искроразрядник:

Марка разрядника	Параметры разрядника		Соединение выполнено			Изоляция	Примечания
	Up(B)	I(кА)	Провод марка	Сечение мм ²	Длина		

4. Данные электрометрических испытаний ВЭИ:

Потенциалы включения / выключения (с обоих сторон)				" Кажущееся" сопротивление (Ом)	Установлена шунтирующая перемычка (Ом)
U вкл	U выкл	U вкл	U выкл		

5. Кольцевые монтажные сварные швы удовлетворяют требованиям СТО Газпром 2-2.2-115-2007, СТО Газпром 2-2.2-136-2007.

6. Защитное покрытие стыков удовлетворяет требованиям технических условий указанным в проекте на трубопровод.

Заключение комиссии:

ВЭИ №..... принимается к эксплуатации

Исполнитель работы (организация) _____

К акту приложена схема подключения контрольно-измерительного пункта и искроразрядника.

Председатель комиссии:

(подпись)

Представитель надзорного органа

(подпись)

Члены комиссии:

(подписи)

Библиография

- [1] ASME VIII Резервуары высокого давления
- [2] PD 5500 Технические условия для сосудов, работающих под давлением, сваренных плавлением без огневого подвода теплоты
- [3] EN 10204 Изделия металлические. Типы актов приемочного контроля.
- [4] ASME IX Квалификация для сварки и пайки твердым припоем
- [5] РД 03-615-03 Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов
- [6] ПБ 03-440-02 Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля
- [7] ASNT TC-1 А Рекомендуемая практика для аттестации персонала и сертификации неразрушающего контроля
- [8] СНиП III-42-80* Строительные нормы и правила Российской Федерации. Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы.
- [9] ASME V Неразрушающий контроль
- [10] NACE RP0188 Контроль сплошности новых защитных покрытий