

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

ЛИДЕРЫ ЗНАЮТ БОЛЬШЕ

www.neftegas.info



В НОМЕРЕ:

В НОМЕРЕ \ 4 \ НОВОСТИ \ 6 \ АВТОМАТИЗАЦИЯ \ Технология мирового стандарта \ Интеграция в водные датчики угла поворота (энкодеры) \ 12 \ Плавный пуск электродвигателей – способ повышения надёжности и долговечности оборудования \ 14 \ Новый подход к созданию продуктов и технологий в центре внимания – пользователь \ 17 \ Модель обслуживания гидратов в трубопроводах в присутствии ингибитора \ 20 \ Автоматизация «под ключ»: системный подход – индивидуальное решение \ 26 \ Повышение эффективности алгоритмов работы САР давления \ 28 \ Вопросы создания интегрированной системы управления технологическими процессами и энергоснабжением, компрессорной станцией \ 30 \ Огнестойкие кабели для высокоскоростной передачи данных в современных системах безопасности и автоматизации \ 38 \ Системы коммерческого учета и сбора данных для существующей газовой инфраструктуры: шаг к эффективному распоряжению ресурсами \ 42 \ БУРЕНИЕ \ Буртехнологии Качество для будущего \ Качество будущего \ 46 \ ГЕОЛОГИЯ \ Нефтегазоносность Верхнеюрско – Ачимовских отложений широтного приобья \ 48 \ ДИАГНОСТИКА \ Новинка от Testo – тепловизоры серии testo 875, testo 881 \ 52 \ ДОБЫЧА \ Возможное оборудование скважин по добыче метана из угольных пластов в российской федерации \ 54 \ Отечественные фильтры для заканчивания скважин \ 57 \ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ \ Особенности применения электроизолирующих соединений для защиты трубопроводов от коррозии с учетом новых технических требований ОАО «ГАЗПРОМ» \ 62 \ Нефтепромысловые трубопроводы из гибких труб \ 68 \ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ \ Отраслевой интегратор \ 74 \ ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ \ Разработка технологий утилизации полисахаридного геля, выносимого после ГРП \ 78 \ ПОДГОТОВКА НЕФТИ \ Расчет температуры насыщения нефти парафинами \ 82 \ ПОПУТНЫЙ ГАЗ \ Утилизация попутного нефтяного газа – инженерные решения от компании «энергаз» \ 86 \ РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ \ Подбор качественного метода анализа бора в водах, используемых для приготовления технологических жидкостей \ 90 \ Экспериментальное определение межфазного натяжения газ-конденсат в условиях призабойной зоны ачимовских залежей \ 92 \ СПЕЦТЕХНИКА \ Превосходство на дорогах \ 96 \ ТРУБОПРОВОДНАЯ АРМАТУРА \ Червячный редуктор электропривода – пережиток прошлого или актуальная классика? \ 100 \ Импортозамещение в России: перспективы и пути развития \ 102 \ Российское арматуростроение в 2009 году. Цифры и факты. Аналитический обзор (печатается в сокращенном варианте) \ 106 \ ТРУБОПРОВОДЫ \ ЧТПЗ поднимается на «Высоту 239» \ 112 \ УПЛОТНИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА \ Отличительные особенности сухих уплотнений EagleBurgmann \ 114 \ ЭНЕРГЕТИКА \ На Уфимской ТЭЦ-1 введена ГТЭС-25П производства ОАО «Авиадвигатель» \ 118 \ Инновационные технологии и высокотехнологичное оборудование \ 120 \ Концепции надежного энергообеспечения нефтехимических и нефтеперерабатывающих заводов \ 126 \ Функциональные задачи АСУ Энергоснабжении ЕМ. Оценка надежности И оперативный расчет режимов систем электроснабжения \ 128 \ ВЫСТАВКИ И ФОРУМЫ \ 134

Алимов С.В., Петров Н.Г. ОАО «Газпром»;
В.В. Семенюга, Запевалов Д.Н. ООО «Газпром ВНИИГАЗ»; Немчин Ю.В. ДОО «Оргэнергогаз»;
Д.Б. Захаров, В.И. Передерий, ЗАО «Трубопроводные системы и технологии»

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОИЗОЛИРУЮЩИХ СОЕДИНЕНИЙ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ С УЧЕТОМ НОВЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ ОАО «ГАЗПРОМ»

Электроизолирующие соединения являются элементом системы электрохимической защиты трубопроводов от коррозии и предназначены для обеспечения электрического разъединения защищаемого электрохимической защитой объекта от незащищаемого, заземленного или имеющего собственную систему электрохимической защиты, а также электрического секционирования трубопроводов.

По своему конструктивному исполнению электроизолирующие соединения можно разделить на несколько типов:

- вставки (муфты) электроизолирующие;
- фланцы электроизолирующие;
- катушки из неметаллической (полимерной) трубы;
- и другие.

В настоящей статье речь пойдет об электроизолирующих соединениях, в состав которых входят вставки (муфты) электроизолирующие.

Нормативная документация ОАО «ГАЗПРОМ» регламентирует применение на собственных объектах электроизолирующих соединений в следующей комплектации:

- вставка (муфта) электроизолирующая;
- искроразрядник (устройство грозозащиты);
- контрольно-измерительный пункт.

Вставка (муфта) электроизолирующая представляет собой неразъемную конструкцию и состоит из:

- двух металлических патрубков с соответствующими трубопроводу присоединительными размерами, соединенных между собой силовыми элементами (ис-

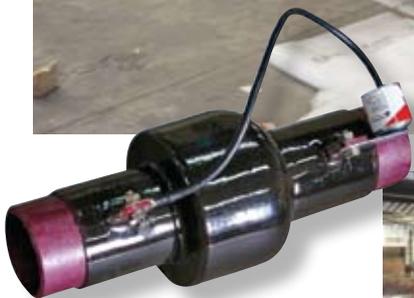


Рис.1 Вставки (муфты) электроизолирующие в сборе с искроразрядником, контрольно-измерительный пункт



пользование болтовых и/или резьбовых соединений не допускается);

- диэлектрического изолятора, предназначенного для электрического разделения металлических патрубков;
- системы уплотнений.

К применению на объектах ОАО «ГАЗПРОМ» допускаются вставки (муфты) электроизолирующие, которые:

- имеют разрешение на применение Федеральной Службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзора);
- имеют сертификат соответствия Федерального Агентства по техническому регулированию и метрологии (Ростехрегулирования). Условие распространяется на электроизолирующие соединения с рабочим давлением 10,0 МПа и выше;
- прошли экспертизу технических условий на соответствие «Техническим требованиям к вставкам (муфтам) электроизолирующим» и имеют разрешение, выданное в установленном ОАО «ГАЗПРОМ» порядке.

Электроизолирующие соединения устанавливаются 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;

Таблица 1

КЛАСС ДАВЛЕНИЯ	P10	P16	P55	P75	P100	P125	P160
Рабочее давление P _{раб} , 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 P _{раб} , 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)	

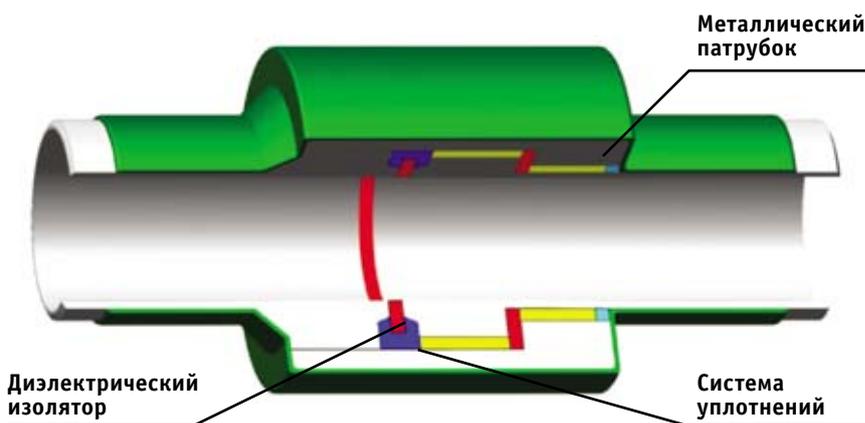


Рис.2 Конструкция вставки (муфты) электроизолирующей

- 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.

Проектные решения по применению электроизолирующих соединений не ограничиваются вышеуказанными случаями.

Выбор типа вставки (муфты), электроизолирующей, производится проектной организацией в зависимости от конкретных условий работы трубопроводов по следующим критериям:

- по рабочему давлению;
- по допустимым механическим нагрузкам;
- по климатическому исполнению;
- по материалу трубопровода;
- по наружному диаметру и толщине стенки трубопровода;
- по составу транспортируемой среды.

В целях обеспечения надежности и безопасности работы объектов добычи,

транспортировки, подземного хранения газа специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ДАО «Оргэнергогаз» по заданию Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» проведен анализ данных эксплуатации изделий за последние годы, причин возникновения инцидентов вследствие нарушений их эксплуатационных характеристик. Проведенная работа позволила определить наиболее слабые места при производстве и эксплуатации изделий, повысить технические требования к этим изделиям.

Изменения технических требований, введенных в действие в ОАО «Газпром» с апреля 2010 года, касаются ужесточения требований к механическим характеристикам изделий, их стойкости к внешним нагрузкам, повышения работоспособности герметизирующего элемента конструкции.

Для правильного выбора вставки (муфты) электроизолирующей по вышеуказанным критериям необходимо учитывать следующее:

1) РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ

должно выбираться из установленного новыми техническими требованиями ряда (см. таблицу 1).

2) КАТЕГОРИЯ ВСТАВКИ (МУФТЫ) ЭЛЕКТРОИЗОЛИРУЮЩЕЙ ДОПУСТИМЫМ МЕХАНИЧЕСКИМ НАГРУЗКАМ

(по новым техническим требованиям А и В) должна соответствовать расчетным силовым нагрузкам в сечении трубопровода в месте планируемого ее размещения.

Подтверждение соответствия прочности вставки (муфты) электроизолирующей выполняется заводом-изготовителем по СТО Газпром 2-2.1-249-2008 («Магистральные газопроводы») и состоит в выполнении следующих проверок:

- кольцевых напряжений;
- продольных/эквивалентных напряжений.

Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется, если кольцевые напряжения от расчетного давления вычисляются по формуле:

$$\sigma_h = \frac{P_d \cdot D}{2t_n}$$

и удовлетворяют условию:

$$\sigma_h \leq \{F_y \sigma_y; F_u \sigma_u\},$$

где σ_h - кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

P_d - расчетное внутреннее давление, МПа;

D - наружный диаметр, мм;

t_n - толщина стенки номинальная, мм;

σ_y - нормативный предел текучести материала, МПа;

σ_u - нормативный предел прочности материала, МПа;

F_y - расчетный коэффициент по пределу текучести;

F_u - расчетный коэффициент по пределу прочности.

Для вставок (муфт) электроизолирующих расчетные коэффициенты необходимо выбирать в соответствии с таблицей 9 СТО Газпром 2-2.1-249-2008 для категории участка трубопровода «В», а именно:

$$F_y = 0,50; F_u = 0,43.$$

Проверку условий прочности для продольных/эквивалентных напряжений следует выполнять по формулам:

$$\sigma \leq F_{eq} \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0;$$

$$\sigma_{eq} \leq F_{eq} \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0,$$

где σ_l - продольное напряжение, МПа;

σ_{eq} - эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;

σ_y - нормативный предел текучести материала, МПа;

F_{eq} - расчетный коэффициент для продольных и эквивалентных напряжений.

Для вставок (муфт) электроизолирующих расчетный коэффициент F_{eq} необходимо выбирать в соответствии с таблицей 12 СТО Газпром 2-2.1-249-2008 для категории участка трубопровода «В», а именно:

$F_{eq} = 0,90$ - для стадии «эксплуатация»;

$F_{eq} = 0,96$ - для стадии «строительство»;

$F_{eq} = 1,00$ - для стадии «гидростатические испытания».

Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса, вычисляется по формуле:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{(\sigma_h^2 - \sigma_l \sigma_l + \sigma_l^2 + 3\tau^2)},$$

где σ_h - кольцевое напряжение, МПа;

σ_l - продольное напряжение, МПа;

τ - касательное напряжение, МПа.

ДЛЯ КАТЕГОРИИ А (ДЛЯ ПОВЫШЕННЫХ НАГРУЗОК)

Вставка (муфта) электроизолирующая должна быть спроектирована таким образом, чтобы выдерживать гидравлические испытания

- при совместном действии внутреннего давления, равного рабочему $P_{раб}$ и изгибающего момента, при котором суммарные продольные напряжения в патрубках электроизолирующей вставки будут составлять не менее 75% от предела текучести материала патрубка.

Определение величины изгибающего момента выполнять по формуле:

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

$$\sigma_p = (D_{вн}^2 \cdot P_{раб}) / (D_n^2 - D_{вн}^2);$$

$$W_{изг} = \pi \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4) / (32 \cdot D_n);$$

где $M^{изг}$ - величина изгибающего момента при испытании, Н·м;

σ_m - нормативный предел текучести материала основного трубопровода, Па;

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

$W_{изг}$ - момент сопротивления изгибу сечения трубопровода, м³;

$P_{раб}$ - рабочее давление трубопровода, Па;

D_n - наружный диаметр трубопровода, м;

$D_{вн}$ - внутренний диаметр трубопровода, м.

- при совместном действии внутреннего давления, равного рабочему $P_{раб}$ и крутящего момента, приводящего к

возникновению в патрубках электроизолирующей вставки напряжений, составляющих не менее 5% от предела текучести материала патрубка.

Определение величины крутящего момента выполнять по формуле:

$$M^{кр} = 0,05 \cdot \sigma_m \cdot W_{кр};$$

$$W_{кр} = 2 \cdot W_{изг};$$

где $M^{кр}$ - величина крутящего момента при испытании, Н·м;

σ_m - нормативный предел текучести материала основного трубопровода, Па;

$W_{кр}$ - момент сопротивления кручению сечения трубопровода, м³;

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

ДЛЯ КАТЕГОРИИ Б (НА РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ ДО 9,8 МПА)

Вставка (муфта) электроизолирующая должна быть спроектирована таким образом, чтобы выдерживать гидравлические испытания

- при совместном действии внутреннего давления, равного рабочему $P_{раб}$ и изгибающего момента, согласно таблицы 2;

- при совместном действии внутреннего давления, равного рабочему $P_{раб}$ и крутящего момента, согласно таблицы 2.

Ниже приведена сравнительная таблица изгибающих и крутящих моментов при испытаниях вставки (муфты) электроизолирующей вышеуказанных категорий.

D_u - условный диаметр трубопровода;

$P_{раб}$ - рабочее давление трубопровода;

$M_{экспл}^{изг}$ - допустимая величина изгибающего момента при монтаже и эксплуатации вставки (муфты) электроизолирующей;

$M_{экспл}^{кр}$ - допустимая величина крутящего момента при монтаже и эксплуатации вставки (муфты) электроизолирующей;

t - толщина стенки примыкающего трубопровода.

Анализ сравнительной таблицы показывает, что вставки (муфты) электроизолирующие категории А предназначены для эксплуатации в условиях повышенных механических нагрузок на изгиб и кручение. Превышение из-

Таблица 2

Ду, мм	Р _{раб} , МПа	Категория Б		Категория А			
		М ^{изг} = 2,0М ^{изг} _{экспл} , кН·м	М ^{кр} = 2,0М ^{кр} _{экспл} , кН·м	М ^{изг} , кН·м	М ^{кр} , кН·м	t, мм	Марка стали примыкающего трубопровода
350	9,8	38,0	16,0	156,8	32,2	12,0	09Г2С
400	9,8	56,0	22,0	186,7	41,6	12,0	09Г2С
500	9,8	86,0	40,0	674,2	123,8	13,0	К60
700	9,8	210,0	76,0	1478,9	280,9	16,0	К60
800	9,8	310,0	110,0	1812,0	367,3	16,0	К60
1000	9,8	600,0	160,0	3773,8	743,6	21,0	К60
1200	9,8	1004,0	220,0	6040,5	1219,2	24,0	К60
1400	9,8	1552,0	290,0	8438,2	1368,4	25,8	К60

гибающих моментов при испытаниях вставок категории «А» над вставками категории «Б» составляет от 4 до 6 раз, а крутящих моментов от 2 до 4 раз (см. рис. 3 и рис. 4).

3) КЛИМАТИЧЕСКОЕ ИСПОЛНЕНИЕ

должно выбираться в зависимости от климатической зоны, в которой находится участок трубопровода. Климатическая зона выбирается в соответствии с ГОСТ 15150-69 (см. рис. 5). При этом необходимо учитывать, что вставки (муфты) электроизолирующие выпускаются климатического исполнения У1 (температура эксплуатации от минус 40°С до плюс 60°С) и ХЛ1 (температура эксплуатации от минус 60°С до плюс 60°С).

4) МАТЕРИАЛ ПАТРУБКОВ

Для оценки правильности выбора материала патрубков вставки (муфты) электроизолирующей необходимо учитывать.

- свариваемость материала патрубка с материалом основного трубопровода (см. табл. 3), при этом эквивалент углерода металла определяется по формулам:

$$SE_{LW} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr+Mo+V}{5} + \frac{Cu+Ni}{15};$$

$$SE_{PCM} = C + \frac{Si}{30} + \frac{Cr+Mn+Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B;$$

где С, Мп, Сr, Мо, V, Сu, Ni, Si, В - массовые доли, %, углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, меди, никеля, кремния, бора в основном металле.

Эквивалент углерода SE_{PCM} определяется при содержании углерода в основном металле не более 0,12%;

- соответствие прочности материала патрубка прочности материала основного трубопровода.

В тех случаях, когда основной металл трубопровода и патрубка вставки (муфты) электроизолирующей имеет разные значения временного сопротивления, то для обеспечения равнопрочности монтажных соединений необходимо соблюдать условие:

$$t_{взг} \cdot \sigma_{швзг} \geq t_p \cdot \sigma_u,$$

где t_{взг}, t_p – толщина стенки вставки (муфты) электроизолирующей и тол-

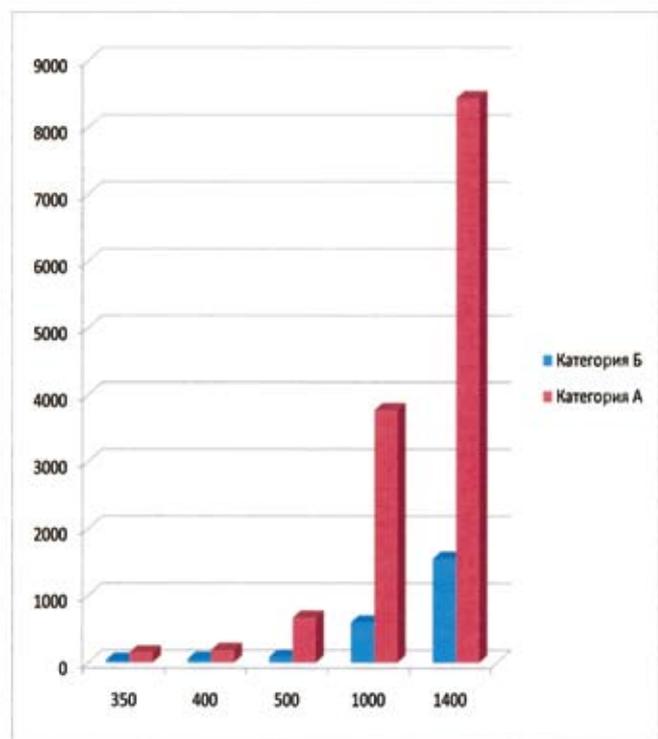


Рис.3 Диаграмма «изгибающий момент – условный диаметр трубопровода»

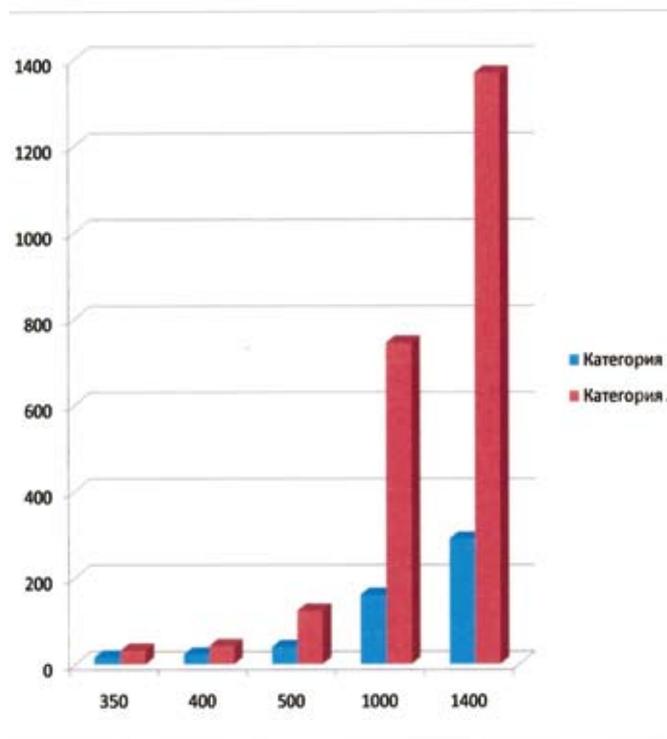


Рис.4 Диаграмма «крутящий момент – условный диаметр трубопровода»

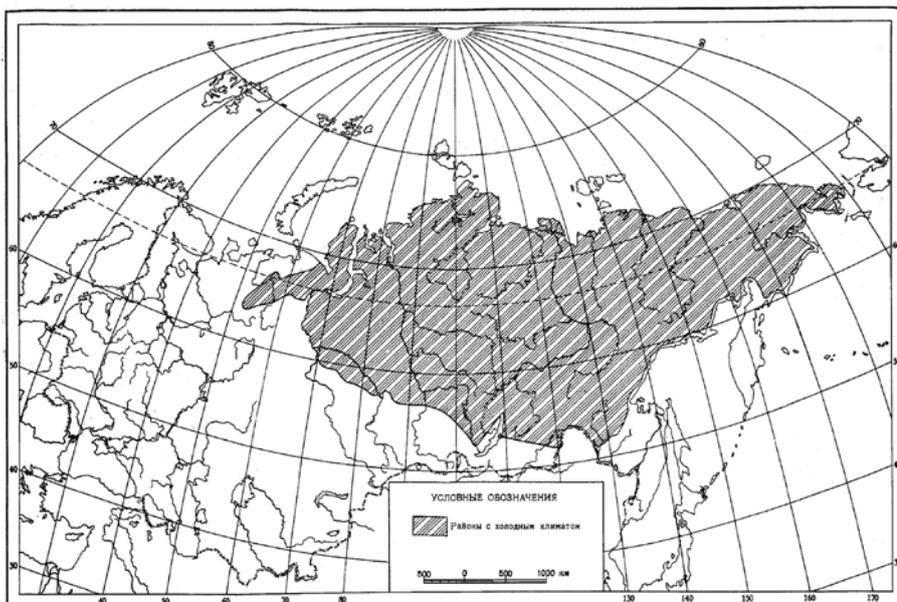


Рис. 5 Схема размещения зоны холодного климата на территории Российской Федерации

Таблица 3

Класс прочности труб	CE _{IIW} , не более	CE _{рст} , не более
K65	0,45	0,23
K60	0,45	0,23
K56	0,43	0,23
K54	0,43	0,21
K52	0,43	0,21
K50	0,41	0,21
K48	0,41	0,21
K42	0,41	0,21

Толщина стенки трубопровода соответственно, мм;

$\sigma_{взл}$, $\sigma_{ц}$ – нормативный предел прочности (временное сопротивление) вставки (муфты) электроизолирующей и трубопровода соответственно, МПа;

• соответствие значений ударной вязкости материала патрубка значениям, указанным в нормативной документации ОАО «Газпром» при температуре минус 40°C для климатической зоны У1 и минус 60°C для климатической зоны ХЛ1;

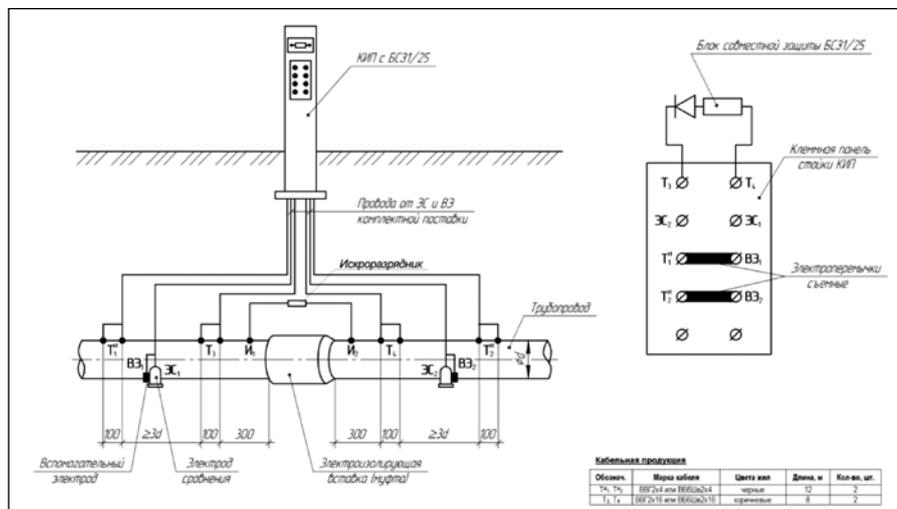


Рис. 6 Схема подсоединения контрольно-измерительного пункта к вставке (муфте) электроизолирующей

• способности материала к эксплуатации в течение всего расчетного срока в контакте с транспортируемым продуктом.

5) НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР И ТОЛЩИНА ПАТРУБКОВ

вставки (муфты) электроизолирующей должны соответствовать трубопроводу, если иное не требуется, исходя из условий обеспечения прочности.

6) СОСТАВ ТРАНСПОРТИРУЕМОЙ СРЕДЫ НЕОБХОДИМО УЧИТЫВАТЬ

• для оценки соответствия выбора материалов вставки (муфты) электроизолирующей, находящихся в непосредственном контакте с ней в процессе эксплуатации;

• для оценки необходимости применения внутренних электроизоляционных покрытий в случае транспортирования электропроводящего продукта.

7) ИСКРОРАЗЯДНИК

Искроуразрядник применяется для исключения возможности повреждения электроизолирующих соединений от грозных разрядов.

Искроуразрядник должен иметь следующие технические характеристики:

- уровень напряжения защиты при импульсе 1,2/50: $U_p(1,2/50) \leq 2500$ В;
- номинальный разрядный ток с формой волны 8/20: $I_n(8/20) \geq 75$ кА;
- импульсный ток с формой волны 10/350: $I_{imp}(10/350) \geq 50$ кА;
- заряд: $Q \geq 25$ А·с.

Искроуразрядник должен иметь сертификат соответствия ГОСТ Р 51992-2002 и быть изготовленным во взрывозащищенном исполнении.

8) КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ

Контрольно-измерительные пункты применяются для обеспечения возможности контроля эффективности и регулирования электроизолирующих характеристик соединений.

Контрольно-измерительный пункт должен быть оснащен блоком совместной защиты с регулировочным реостатом.

На рисунке 6 приведена схема подсоединения контрольно-измерительного пункта к вставке (муфте) электроизолирующей.