

Открытое акционерное общество
«Газпром трансгаз Беларусь»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов
и промышленных трубопроводов при строительстве,
реконструкции и капитальном ремонте**

СТП СФШИ.02.76-2014

Стандарт ОАО "Газпром трансгаз Беларусь"

**Открытое акционерное общество
«Газпром трансгаз Беларусь»**

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер – первый
заместитель генерального директора

П.М.Войтов

07.04.2014

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов
и промышленных трубопроводов при строительстве,
реконструкции и капитальном ремонте**

СТП СФШИ.02.76-2014

Содержание

1. Область применения.....	4
2. Нормативные ссылки.....	5
3. Термины и определения.....	6
4. Сокращения и обозначения.....	8
5. Общие положения.....	9
6. Способы, методы, типы, этапы и параметры испытаний участков ЛЧ МГ, трубопроводов КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ на прочность и проверка их на герметичность.....	13
7. Очистка внутренней поверхности труб, полости газопровода и его калибровка, пропуск разделительных и пенополиуретановых поршней по газопроводу, внутритрубная дефектоскопия.....	20
8. Предварительные испытания крановых узлов.....	24
9. Структура комплексного процесса и порядок проведения очистки полости, испытаний, осушки и заполнения азотом участков ЛЧ МГ в талых, сезонно-мерзлых грунтах.....	25
10. Порядок испытаний на прочность, проверки на герметичность трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ.....	30
11. Порядок проведения работ по осушке полости участков ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ.....	31
11.1 Общие положения.....	31
11.2 Осушка полости участков ЛЧ МГ, проложенных в талых и сезонно-мерзлых грунтах, после заключительных этапов гидравлических испытаний.....	32
11.3 Осушка полости участков ЛЧ МГ, проложенных в талых, сезонно-мерзлых грунтах, после заключительных этапов пневматических испытаний.....	33
11.4 Осушка трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ.....	34
12 Порядок испытаний, удаления воды и осушки участков ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ при капитальном ремонте и реконструкции.....	35
13 Требования безопасности при очистке полости, испытании, удалении воды, стравливании воздуха, осушке и заполнении азотом участков ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ.....	36
14 Мероприятия по охране окружающей среды при проведении работ по очистке полости, испытаниям, удалению воды из участков газопроводов, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ.....	39
15 Очистка полости и испытания промышленных стальных трубопроводов диаметром до 1400 мм включительно с избыточным давлением среды не выше 32,0 МПа.....	40
15.1 Очистка полости трубопровода.....	40
15.2 Испытание трубопровода на прочность и герметичность.....	42
15.3 Выполнение природоохранных мероприятий.....	49
Приложение А (обязательное) Формы представления результатов очистки полости газопроводов, испытаний, удаления воды, осушки и заполнения	

азотом участков ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ.....	52
Приложение Б (обязательное) Типовые технологические схемы очистки полости, калибровки, ВТД, испытаний, удаления воды, осушки и заполнения азотом участков газопроводов, предварительного испытания крановых узлов.....	62
Приложение В (обязательное) Методика определения технологических параметров в процессе осушки трубопроводов после испытаний.....	70
Приложение Г (справочное) Пример расчета технологических параметров осушки газопровода.....	80
Библиография.....	84

Стандарт ОАО "Газпром трансгаз Беларусь"

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ**Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов
и промышленных трубопроводов при строительстве,
реконструкции и капитальном ремонте**

Распоряжением главного инженера – первого заместителя генерального директора от 07.04.2014 № 107 дата введения в действие – 02.06.2014.

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт разработан на основе [1] и устанавливает способы, структуру и порядок проведения испытаний, а также очистки полости и осушки участков линейной части магистральных газопроводов, трубопроводов и оборудования в пределах компрессорных станций, пунктов редуцирования газа, газораспределительных станций, газоизмерительных станций, подземных хранилищ газа, а также промышленных трубопроводов в различных природно-климатических условиях при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте.

Природно-климатические условия проведения испытаний магистральных газопроводов характеризуются температурами атмосферного воздуха и грунтов в период испытаний.

1.2 Требования настоящего стандарта распространяются на линейную часть магистральных газопроводов условным диаметром до 1400 мм включительно, трубопроводы и оборудование в пределах компрессорных станций, пунктов редуцирования газа, газораспределительных станций, газоизмерительных станций, подземных хранилищ газа с избыточным давлением среды от 1,18 до 24,52 МПа, а также трубопроводы импульсного, топливного и пускового газа компрессорных станций.

Требования настоящего стандарта также распространяются на проектируемые, строящиеся и реконструируемые промышленные стальные трубопроводы диаметром до 1400 мм включительно с избыточным давлением среды не выше 32,00 МПа.

Состав промышленных трубопроводов подземных хранилищ газа, на которые распространяются требования настоящего стандарта:

газопроводы-шлейфы, внутрипромысловые коллекторы, предназначенные для транспортирования газа от компрессорных станций подземных хранилищ газа до скважин для закачки и отбора газа из пласта;

газопроводы, газовые коллекторы неочищенного газа, межпромысловые коллекторы, трубопроводы для транспортирования газа и газового конденсата от установки комплексной подготовки газа, установки предварительной подготовки газа до дожимной компрессорной станции, компрессорной станции, подземных хранилищ газа независимо от их протяженности;

трубопроводы сточных вод давлением более 10 МПа для подачи ее в скважины для закачки в поглощающие пласты;

метанолопроводы (ингибиторопроводы).

1.3 Настоящий стандарт не распространяется на газопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов, трубопроводы, предназначенные для транспортирования газа, оказывающего коррозионное воздействие на металл труб или охлажденного до температуры ниже минус 40 °С, на гидравлические испытания газопроводов методом стресс-теста, исследовательские гидравлические и пневматические испытания труб в плетях.

1.4 Требования настоящего стандарта обязательны для применения филиалами ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», выполняющими проектирование, строительство,

эксплуатацию, реконструкцию, капитальный ремонт и работы по очистке полости, испытаниям и осушке участков линейной части магистральных газопроводов и трубопроводов и оборудования компрессорных станций, пунктов редуцирования газа, газораспределительных станций, газоизмерительных станций, подземных хранилищ газа. Для сторонних организаций, проводящих данные работы, обязательность выполнения требований настоящего стандарта устанавливается в договоре на выполнение указанных работ.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты (ТНПА):

Обозначение и наименование ТНПА, на который дана ссылка	Номер раздела, подраздела пункта, подпункта, перечисления, приложения документа, в котором дана ссылка
ТКП 45-1.01-4-2005 Система технического нормирования и стандартизации Республики Беларусь. Национальный комплекс технических нормативных правовых актов в области архитектуры и строительства. Основные положения	3.15, 3.25
ТКП 038-2006 Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов	12.7, 12.8
ТКП 039-2006 Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов	12.7, 12.8
ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности	13.13
ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель	14.7, 15.3.7
ГОСТ 2222-95 Метанол технический. Технические условия	6.1
ГОСТ 2405-88 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия	5.21
ГОСТ 4784-97 Алюминий и сплавы алюминиевые деформируемые. Марки	7.15
ГОСТ 9293-74 Азот газообразный и жидкий. Технические условия	13.14
ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые	12.6
ГОСТ 28084-89 Жидкости охлаждающие низкотемпературные. Общие технические условия	6.1
СТБ 1428-2003 Контроль неразрушающий. Соединения сварные трубопроводов и металлоконструкций. Радиографический метод	12.6
СТП СФШИ.08.01-2013 Газоопасные работы. Порядок организации и проведения	6.14
СТП СФШИ.08.03-2012 Порядок получения,	13.15

хранения, отпуска, применения и учета метанола на объектах ОАО «Белтрансгаз»	
СТП СФШИ.08.05-2006 Огневые работы. Порядок организации и проведения	12.7, 12.8, 12.10

Примечание – Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение стандарта, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 берма траншеи: Полоса земли, прилегающая к бровке траншеи.

3.2 бровка траншеи: Линия пересечения стенки траншеи с поверхностью земли.

3.3 внутреннее гладкостное покрытие: Покрытие, наносимое на внутреннюю поверхность труб с целью снижения ее гидравлического сопротивления при транспортировке газа.

3.4 внутритрубная дефектоскопия; ВТД: Определение технического состояния газопровода на основе информации о дефектах, выявленных в результате пропуска по нему внутритрубных снарядов-дефектоскопов.

3.5 газопровод: Трубопровод, предназначенный для транспортировки природного газа.

3.6 генеральный подрядчик: Организация, которая выполняет работы по договору подряда, заключенному с заказчиком на выполнение строительно-монтажных работ на газопроводах.

3.8 грунт сезонно-мерзлый: Грунт, находящийся в мерзлом состоянии периодически в течение холодного сезона.

3.9 грунт талый: Грунт, имеющий температуру выше 0 °С (находящийся в незамерзшем состоянии).

3.10 давление испытательное: Максимальная величина давления, назначаемая при испытании газопроводов на прочность.

3.11 заказчик: Юридическое лицо, уполномоченное инвестором, которое осуществляет подготовку проекта и рабочей документации, а также реализацию инвестиционных проектов.

При этом он не вмешивается в предпринимательскую и/или иную деятельность инвесторов и подрядчиков, если иное не предусмотрено договором между ними. ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» может осуществлять функции заказчика через свои филиалы в соответствии с возложенными на них функциональными обязанностями.

3.12 испытание методом стресс-теста: Способ гидравлического испытания, заключающийся в нагружении участка газопровода до давления, соответствующего фактическому пределу текучести, выполняемый в соответствии со специальными инструкциями.

3.13 испытание на прочность: Испытание газопроводов (труб, арматуры, фитингов, узлов и оборудования) статическим внутренним давлением, превышающим рабочее давление, устанавливаемое проектом, с целью подтверждения возможности эксплуатации объекта при рабочем давлении.

3.14 калибровка газопровода: Пропуск по газопроводу внутритрубного устройства (ВТУ) с деформируемым калибровочным диском с целью выяснения возможности последующего прохождения внутритрубного снаряда-дефектоскопа.

3.15 капитальный ремонт линейной части газопроводов: совокупность работ, в том числе строительно-монтажных, пусконаладочных, и мероприятий по восстановлению утраченных в процессе эксплуатации и (или) улучшению конструктивных, инженерных, технических, эстетических качеств объекта строительства, осуществляемых путем восстановления, улучшения и (или) замены отдельных конструкций, деталей, инженерно-технического оборудования, элементов объекта строительства (ТКП 45-1.01-4).

3.16 компрессорная станция; КС: Комплекс сооружений магистрального газопровода, предназначенный для очистки, компримирования и охлаждения транспортируемого газа.

3.17 магистральный газопровод; МГ: Технологически неделимый, централизованно управляемый имущественный производственный комплекс, состоящий из взаимосвязанных объектов и сооружений, являющихся его неотъемлемой технологической частью, предназначенных для транспортировки подготовленной в соответствии с требованиями национальных стандартов продукции (природного газа) от объектов добычи и/или пунктов приема до пунктов сдачи потребителям и передачи в распределительные газопроводы или иной вид транспорта и/или хранения.

Примечание – В состав объектов магистрального газопровода, подлежащих испытаниям, очистке полости и осушке входят газопроводы ЛЧ МГ (участки с лупингами, переходы через водные преграды, железные и автомобильные дороги, запорная арматура, узлы пуска и приема ВТУ и пр.), трубопроводы и оборудование компрессорных станций (КС), пунктов редуцирования газа (ПРГ), газораспределительных станций (ГРС), газо-измерительных станций (ГИС), подземных хранилищ газа (ПХГ).

3.18 осушка полости газопровода: Технологический процесс, направленный на снижение влагосодержания в полости газопровода.

3.19 охранный зона, устанавливаемая на период проведения испытаний: Территория с особым режимом, устанавливаемым на период проведения испытаний и очистки газопровода.

3.20 очистка полости газопровода: Удаление загрязнений (грунта, воды, льда, грата) с внутренней поверхности газопровода.

3.21 подрядчик: Организация, выполняющая работы по договору подряда, заключенному с заказчиком в соответствии с [2].

3.22 проверка на герметичность: Выдержка газопровода под рабочим давлением в течение нормированного промежутка времени с проверкой осмотром, обходом и приборным контролем отсутствия утечек из него воздуха (воды).

3.23 продувка газопровода: Очистка полости газопровода под давлением сжатого воздуха с пропуском или без пропуска очистных, разделительных и пенополиуретановых поршней.

3.24 промывка газопровода: Очистка полости газопровода путем удаления загрязнений в потоке воды с пропуском или без пропуска очистных и разделительных поршней.

3.25 реконструкция МГ: совокупность работ, в том числе строительно-монтажных, пусконаладочных, и мероприятий, направленных на использование по новому назначению объекта и (или) связанных с изменением его основных технико-экономических показателей и параметров, в том числе с повышением потребительских качеств, определяемых техническими нормативными правовыми актами, изменением количества и площади помещений, строительного объема и (или) общей площади здания, изменением вместимости, пропускной способности, направления и (или) места

СТП СФШИ.02.76-2014

расположения инженерных, транспортных коммуникаций (замена их участков) и сооружений на них (ТКП 45-1.01-4).

3.26 специальные рабочие инструкции: Инструкции по испытаниям, осушке и заполнению азотом участков ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ.

3.27 строительно-монтажная организация: Организация, выполняющая строительно-монтажные работы на газопроводах.

3.28 температура точки росы; ТТР: Температура при конкретном давлении, при которой начинается конденсация паров воды.

3.29 технический надзор: Совокупность организационных и технических мероприятий, осуществляемых заказчиком или застройщиком, по контролю за качеством выполняемых работ и соответствием их проектной документации, требованиям технических документов.

Примечания:

1 Технический надзор является частью строительного контроля, проводимого заказчиком или застройщиком в рамках осуществления градостроительной деятельности.

2 Заказчик или застройщик в целях осуществления контроля и надзора за строительством и принятия от его имени решений во взаимоотношениях со строительной организацией вправе привлекать инженерную организацию (инженера) для оказания услуг такого рода в соответствии с законодательством Республики Беларусь.

3.30 трубопроводы и оборудование КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ: Трубопроводы, предназначенные для выполнения основных технологических процессов (очистка, компримирование, охлаждение, измерение, редуцирование и т.д.) в пределах промплощадок указанных объектов.

3.31 удаление воды: Освобождение полости газопровода от воды после его испытания, в том числе путем пропуска поршней под давлением сжатого воздуха.

3.32 участок линейной части магистрального трубопровода (ЛЧ МГ): Участок газопровода (от пикета до пикета, от крана до крана, от КС до КС).

3.33 филиал эксплуатирующей организации: Подразделение юридического лица, осуществляющее эксплуатацию объектов эксплуатирующей организации.

3.34 эксплуатирующая организация; ЭО: Юридическое лицо, осуществляющее эксплуатацию объектов ОАО «Газпром».

4 Сокращения и обозначения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения и обозначения:

- ВТУ – внутритрубное устройство;
- ГНБ – горизонтально-наклонное бурение;
- ГПА – газоперекачивающий агрегат;
- ДКС – дожимная компрессорная станция;
- КТП – комплексный технологический поток;
- ПДК – предельно допустимая концентрация;
- ПК – пикет;
- ПМК – передвижная механизированная колонна;
- ПОС – проект организации строительства;
- ППР – проект производства работ;
- СМУ – строительно-монтажное управление;
- СУ – строительное управление;
- ТУ – технические условия;

УПТИГ – установка подготовки топливного и импульсного газа;
 УКПГ – установка комплексной подготовки газа;
 УППГ – установка предварительной подготовки газа;
 DN – условный проход (номинальный размер);
 PN – давление номинальное.

5 Общие положения

5.1 Для проведения работ по очистке полости, испытаниям, осушке и заполнению азотом участков ЛЧ МГ, трубопроводов, оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ назначают комиссии на основании совместного приказа генерального подрядчика и заказчика. Председателя комиссии назначают, как правило, из числа руководителей генподрядной организации. В состав комиссий включают представителей заказчика, генерального подрядчика, эксплуатирующей организации (или ее вышестоящей организации), организации, осуществляющей контроль и надзор.

5.2 При поточном проведении комплекса работ по очистке полости участков ЛЧ МГ, испытаниям, осушке и заполнению их азотом и неразрывной технологической взаимосвязи всех видов работ назначают единую комиссию. В случаях, когда по условиям и требованиям организации, и технологии производства работ отдельные процессы, составляющие указанный комплекс работ, выполняют отдельно по времени и объектам, могут быть назначены соответствующие комиссии по видам работ.

5.3 Работы по очистке полости, испытаниям, осушке и заполнению азотом участков ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ проводят по специальным рабочим инструкциям, разработанным подрядной организацией. Инструкции согласовываются с заказчиком, эксплуатирующей и проектной организациями, организацией, осуществляющей контроль и надзор, и утверждаются председателем комиссии.

5.4 Председатель комиссии:

- организует проверку исполнительной документации и (на месте) готовности участков ЛЧ МГ (трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ) к очистке полости, испытаниям, осушке и заполнению азотом;
- организует изучение специальных рабочих инструкций всеми членами комиссии, инженерно-техническими работниками, рабочими, участвующими в работах;
- назначает по согласованию с эксплуатирующей организацией или заказчиком (и, при необходимости, по согласованию с местными организациями) время начала проведения работ;
- руководит всеми работами по очистке полости, испытаниям, осушке и заполнению азотом участков ЛЧ МГ (трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ), назначив своим распоряжением ответственных руководителей на отдельных участках объектов;
- обеспечивает безопасность всех участников работ и населения, а также сохранность машин, оборудования и сооружений в зонах проведения работ;
- обеспечивает наличие и ведение технической документации;
- принимает немедленные меры по выяснению причин и устранению аварийной ситуации.

5.5 В процессе выполнения работ по очистке полости, испытаниям, осушке и заполнению азотом участков ЛЧ МГ (трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ) с момента издания приказа о создании комиссии выделенная техника и оборудование находятся в оперативном распоряжении председателя комиссии.

5.6 Инженерно-технические работники и рабочие строительно-монтажных, подрядных и эксплуатационных организаций (независимо от их ведомственной принадлежности), занятые на работах по очистке полости, испытанию, осушке и

СТП СФШИ.02.76-2014

заполнению азотом участков ЛЧ МГ (трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ), на период выполнения этих работ подчиняются председателю комиссии.

5.7 Все распоряжения, касающиеся работ по очистке полости, испытанию, осушке и заполнению азотом участков ЛЧ МГ (трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ), отдает председатель комиссии. В особых случаях распоряжения может отдавать член комиссии, имеющий на это письменные полномочия председателя комиссии. Представители вышестоящих и контролирующих организаций могут отдавать распоряжения, касающиеся указанных работ, через председателя комиссии.

5.8 Специальные рабочие инструкции по очистке полости и испытаниям участков ЛЧ МГ (трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ) должны содержать:

- схему очистки полости и испытания ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ;
- способы, параметры, объем и порядок выполнения работ;
- методы и средства выявления и устранения отказов;
- схему организации связи на период производства работ;
- порядок сдачи-приемки результатов работ;
- технические средства и средства измерений;
- указания о размерах охранной зоны;
- требования по пожарной, промышленной безопасности и охране труда;
- требования по охране окружающей среды;
- перечень технических документов.

5.9 Специальные рабочие инструкции по осушке участков ЛЧ МГ (трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ) должны содержать следующие разделы:

- состав осушаемых участков газопроводов (трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ);
- технологию выполнения работ;
- способы, параметры, объем и порядок выполнения подготовительных работ, удаления остатков воды, осушки участков газопроводов (технологического оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ) и контроля параметров осушки;
- порядок сдачи-приемки результатов работ;
- технические средства и средства измерений, применяемые для осушки объектов и контроля параметров осушки;
- требования по пожарной, промышленной безопасности и охране труда;
- требования к охране окружающей среды;
- перечень технических документов.

5.10 Специальные рабочие инструкции по заполнению азотом участков газопроводов (трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ) должны содержать следующие разделы:

- общий порядок выполнения работ;
- состав газопроводов (трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ), заполняемых азотом;
- технологию выполнения работ;
- способы, параметры, объем и порядок выполнения работ;
- порядок сдачи-приемки результатов работ;
- применяемые технические средства и средства измерений;
- требования по пожарной, промышленной безопасности и охране труда;
- требования по охране окружающей среды;
- перечень технических документов.

5.11 Для проведения очистки полости, испытания и удаления воды (стравливания воздуха), осушки и заполнения участков газопровода азотом на строительстве магистральных газопроводов организуют один или несколько специализированных потоков.

5.12 Продолжительность, границы, направление движения потоков и очередность выполнения работ увязывают с параметрами соответствующих потоков крупных механизированных комплексов в пределах установленной общей продолжительности строительства.

5.13 Организация работ по очистке полости, испытанию, осушке и заполнению участков газопровода азотом предусматривает мероприятия, охватывающие все этапы производства:

- подготовительные работы;
- материально-техническое обеспечение;
- механизацию и транспорт;
- организацию труда;
- оперативное планирование, руководство, диспетчеризацию и связь;
- организацию контроля качества.

5.14 Очистку полости и испытание участков газопроводов выполняют в условиях, когда основная техника комплексных механизированных потоков выведена из района строительства.

5.15 Проектирование организации очистки полости, испытания, осушки и заполнения участков газопровода азотом выполняют на этапе разработки ПОС. Проектирование производства этих работ выполняют на этапе разработки ППР.

5.16 Проектная организация разрабатывает и включает в состав ПОС следующие документы:

– организационно-технологическую схему очистки полости, испытания, удаления воды (стравливания воздуха), осушки и заполнения участков газопровода азотом с указанием в этой схеме:

а) способов проведения работ применительно к конкретным участкам газопровода;

б) участков, объемов и сроков выполнения работ выбранными способами;

в) источников воды, используемой для испытаний;

г) мест установки групп наполнительно-опрессовочных станций и групп передвижных компрессоров с указанием технологических характеристик каждой группы;

д) мест слива воды после гидравлического испытания (места забора и слива воды должны быть согласованы с заинтересованными организациями);

– директивный график строительства объекта, разрабатываемый на основе вышеуказанной схемы;

– график потребности в основных механизмах и оборудовании, необходимых для выполнения работ по объекту в целом;

– пояснительную записку, содержащую:

а) обоснование способов производства работ по отдельным участкам объекта, в том числе способов производства работ в зимних условиях;

б) основные параметры производства работ по очистке полости, испытанию, удалению воды (стравливанию воздуха), осушке и заполнению азотом участков газопровода, в том числе:

в) протяженность участков газопровода и величины давления при пропуске очистных и разделительных устройств;

СТП СФШИ.02.76-2014

г) границы испытываемых участков газопровода и величины давлений в верхней и нижней точках участков газопроводов (для гидравлических испытаний), а также в точках установки манометров;

д) протяженность участков газопроводов, из которых удаляют воду, и давление воздуха для пропуски применяемых разделительных устройств по каждому участку;

е) схему выполнения и технологические параметры осушки участков газопроводов;

ж) обоснование потребности в основных строительных механизмах и оборудовании, в том числе указания о возможности использования узлов газопровода, предусмотренных проектом, а также указания по специально смонтированным временным узлам при выполнении работ по очистке полости, испытаниям участков газопровода и удалению из них воды;

з) обоснование резерва техники для ликвидации аварийных ситуаций;

и) мероприятия по охране окружающей среды.

5.17 В составе ППР генеральный подрядчик на основе проекта организации строительства и рабочих чертежей применительно к конкретному участку строящегося газопровода должен разработать:

– рабочую схему с детальной разработкой:

а) технологических схем очистки полости, испытания, удаления воды (сравливания воздуха), осушки и заполнения участков газопровода азотом;

б) графика производства работ, совмещенного с графиком работ крупных механизированных комплексов;

– схемы организации связи и ремонтно-восстановительной службы с разработкой:

а) графика поступления на объект машин, оборудования, механизмов и приборов с приложением комплектовочных ведомостей для выполнения работ;

– рабочие чертежи с указанием:

а) обвязки наполнительно-опрессовочных станций или групп компрессоров;

б) узлов подключения насосных или компрессорных установок к участкам газопровода;

в) узлов слива воды и загрязнений;

г) резервуаров-отстойников воды;

д) узлов воздухопускных кранов;

е) установок осушки газопроводов;

ж) азотных установок;

з) вакуумно-азотных комплексов;

– пояснительную записку, включающую:

а) обоснование технологических и организационных решений по производству работ;

б) расчеты объемов воды, воздуха, необходимого для выполнения испытаний участков газопроводов;

в) расчеты по составу машин, оборудования, приборов для производства работ с указанием сроков поставки на трассу;

г) обоснование резерва основных машин, оборудования и материалов для ликвидации возможных аварийных ситуаций;

д) мероприятия, обеспечивающие производство работ по очистке полости, испытаниям и осушке участков газопровода в зимних условиях;

е) мероприятия по организации управления, диспетчеризации и связи в процессе производства работ, в том числе для случаев, когда работы выполняют совместно строительные и эксплуатационные организации;

ж) мероприятия по охране труда;

з) мероприятия по охране окружающей среды;

и) мероприятия по организации службы быта.

5.18 В период проведения работ по очистке полости участков газопровода, испытаниям, осушке и заполнению их азотом по решению комиссии должны быть организованы аварийные бригады для ликвидации возможных отказов и других аварийных ситуаций.

Состав, техническая оснащенность и границы работы аварийных бригад определяются специальной рабочей инструкцией. Для руководства работами аварийной бригады назначают мастера (или прораба), действующего в соответствии с требованиями вышеуказанных специальных рабочих инструкций. В случаях возникновения аварийных ситуаций, не предусмотренных специальными рабочими инструкциями, работы выполняют исключительно по указанию председателя рабочей комиссии.

5.19 Заключительные этапы испытаний участков ЛЧ МГ, испытания трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ на прочность и проверку на герметичность проводят после полной засыпки, обвалования или крепления на опорах, очистки полости, установки арматуры и приборов, катодных выводов и представления исполнительной документации на испытываемые объекты.

5.20 С целью предотвращения образования взрывоопасной газовой смеси при заполнении газопровода газом, а также для консервации газопровода следует до подачи газа заполнять его инертным газом (азотом) с концентрацией не менее 98 %, ТТР минус 20 °С до избыточного давления 0,02 МПа. Допускается в отдельных случаях, при обеспечении мер безопасности, по разрешению ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» заполнять газопровод газом без предварительного заполнения азотом (в части газопроводов ГРС, ГИС руководствоваться п. 11.4.7). В течение 24 месяцев с момента консервации газопровода инертным газом (азотом) допускается не проводить его повторное испытание на прочность и проверку на герметичность.

5.21 При всех способах испытания на прочность и герметичность для измерения давления применяют поверенные, опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1, с предельной шкалой на давление около 1,3 от испытательного, устанавливаемые вне охранной зоны. Применяемые манометры должны отвечать требованиям ГОСТ 2405.

5.22 При проведении работ по очистке полости, испытаниям, осушке и заполнению азотом участков ЛЧ МГ, трубопроводов, оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ следует учитывать классификацию участков магистральных газопроводов.

5.23 Примерное соответствие между категориями участков МГ по [3], область применения которого ограничена давлениями от 1,18 МПа до 9,80 МПа, и [4] приведено в таблице 1.

Таблица 1

СНиП 2.05.06 [3]	III–IV	I–II	B
СТО Газпром 2-2.1-249 [4]	H	C	B

6 Способы, методы, типы, этапы и параметры испытаний участков ЛЧ МГ, трубопроводов КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ на прочность и проверка их на герметичность

6.1 Испытания участков ЛЧ МГ на прочность и проверку их на герметичность следует проводить гидравлическим (водой или жидкостями с пониженной температурой замерзания, за исключением солевых растворов) или пневматическим (воздухом) способами. Гликоли, применяемые для приготовления испытательной среды, должны соответствовать требованиям ГОСТ 28084. Метанол, применяемый

СТП СФШИ.02.76-2014

для приготовления испытательной среды, должен соответствовать требованиям ГОСТ 2222.

Применение природного газа для испытаний МГ не допускается.

6.2 Участки ЛЧ МГ, в зависимости от их категорий и характеристик (переходы через водные преграды, железные и автомобильные дороги с прилегающими и примыкающими к ним участками, пересечения с воздушными линиями электропередач с напряжением 500 кВ и более, трубопроводы узлов подключения к КС, располагаемые вне КС, и др.), трубопроводы внутри зданий и в пределах территорий КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ, трубопроводы узлов подключения к КС, располагаемые на территории КС, трубопроводы топливного и пускового газа подлежат испытаниям на прочность в один, два или три этапа в соответствии с таблицей 2 [1], [14].

Гидравлические испытания в соответствии с таблицей 2 обязательно применяют только для испытаний:

- трубопроводов внутри зданий и в пределах территорий КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ, расположенных на территории этих объектов трубопроводов узлов подключения, камер пуска-приема ВТУ, расположенных непосредственно возле границ КС, а также трубопроводов топливного и пускового газа;

- первого этапа испытаний участков ЛЧ МГ, которые должны испытываться в три этапа;

- газопроводов с рабочим давлением свыше 11,8 МПа на втором этапе испытаний в три этапа и на первом этапе испытаний в два этапа;

- надземных переходов на первом этапе при испытании в два этапа (после крепления на опорах).

Для МГ с рабочим давлением до 11,8 МПа второй этап испытания при испытании участков газопроводов в три этапа и первый этап испытания при испытании участков газопроводов в два этапа проводят как гидравлическим, так и пневматическим способом. При этом оба способа считаются равноценными при условии выполнения требований таблицы 2.

Таблица 2 – Требования к испытаниям на прочность участков газопроводов

Тип испытания, характеристика этапов испытания	Давление испытания в верхней точке, МПа		Продолжительность, ч		Категория участка	Характеристика участка
	Способ испытаний:					
	гидравл	пневма	гидравл	пневмат		
1	2	3	4	5	6	7
1 Испытание в один этап гидравлическим способом после укладки и засыпки	1,5р	Не применяется	24	–	В	Трубопроводы внутри зданий и в пределах территорий КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ,

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
или крепления на опорах (при технической возможности с подключенными агрегатами и аппаратами)						расположенных на территории этих объектов, трубопроводы узлов подключения, камеры пуска-приема ВТУ, расположенные в зоне минимальных расстояний КС, а также трубопроводы топливного и пускового газа
2 Испытание в три этапа 1-й этап: - для подводных переходов: после сварки на стапеле или на площадке, но до изоляции; - для переходов через железные и автомобильные дороги, включая прилегающие участки, после укладки на проектные отметки	1,5р	Не применяется	6	—	В, I, II	Переходы через водные преграды шириной зеркала воды в межень более 10 м, укладываемые с помощью подводно-технических средств или ГНБ, и прилегающие прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый
2-й этап: для подводных переходов: а) после укладки, но до засыпки (при гидравлических испытаниях); б) после укладки и засыпки (при пневматических испытаниях); - для переходов через железные и автомобильные дороги: одновременно с участками (согласно п. 3е табл. 3 СНиП 2-05-06 [3] после засыпки)	1,25р	1,25р	12	12	В, I, II	Участки газопроводов на переходах через железные дороги общей сети, автомобильные дороги I, II и III категории, включая прилегающие участки по обе стороны от подошвы насыпи земляного полотна или от края водоотводного сооружения дороги, и примыкающие к переходам участки в соответствии с п. 3е табл. 3 [3] в зависимости от рабочего давления согласно 5.22

СТП СФШИ.02.76-2014

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3-й этап: одновременно с газопроводом	1,1р	1,1р	24	12	В, I, II	
3 Испытание в два этапа 1-й этап: после укладки и засыпки или крепления на опорах	1,5р Для кате- гоии В 1,25р Для кате- гоии I, II	1,25р	12	12	В	Участки газопровода на пересечениях с воздушными линиями электропередач напряжением 500 кВ и более в пределах расстояний R (в обе стороны от пересечения)
2-й этап: одновременно с газопроводом	1,1р	1,1р	24	12	В, I, II I, II I, II	Участки сближения газопровода с объектами, зданиями и сооружениями включая участки на расстоянии согласно [3] (таблица 4). Участки переходов через подъездные железные дороги промышленных предприятий, автомобильные дороги IV, V, III-п и IV- п категории, включая участки на расстоянии согласно [3] (таблица 4) по обе стороны от подошвы земляного полотна или от края водоотводного сооружения всех железных и категорированных автомобильных дорог. Переходы через водные преграды шириной зеркала воды в межень более 10 м, укладываемые

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
						<p>без помощи подводно-технических средств, и прилегающие прибрежные участки длиной не менее 25 м (от среднемеженного горизонта воды) каждый.</p> <p>Надземные переходы через водные преграды согласно [3] (позиции 1 таблицы 3).</p> <p>Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, водоводами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, силовыми кабелями, кабелями связи и т.п.) на длине 100 м в каждую сторону от пересекаемой коммуникации (предварительный этап только гидравлическим способом).</p> <p>Участки газопровода между территорией КС, ГРС и охранными кранами, а также участки за охранными кранами на расстоянии R. Участки газопровода на расстоянии R от территории ГИС.</p>

Окончание Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
					I, II	Участки газопровода на расстоянии R от линейной запорной арматуры. Узлы пуска-приема ВТУ и узлы подключения к КС, располагаемые вне КС, а также примыкающие к ним участки газопровода длиной R .
4. Испытание в один этап одновременно с газопроводом	1,1р	1,1р	24	12	I, II, III, IV	Участки газопровода категории I, II, кроме указанных выше, участки категории III, IV.

Примечания:

1 р – рабочее давление, устанавливаемое проектом.

2 По согласованию с проектной организацией допускается осуществлять испытания ГРС, ГИС и узлов редуцирования на прочность и герметичность пневматическим способом.

3 Допускается не подвергать испытаниям оборудование и узлы, которые были испытаны на заводе-изготовителе и поставлялись в собранном виде.

4 На всех этапах испытаний в любой точке испытываемого участка газопровода испытательное давление на прочность не должно превышать наименьшего из гарантированных заводами заводских испытательных давлений на трубы, арматуру, фитинги, узлы и оборудование, установленные на испытываемом участке.

5 Временные трубопроводы для подключения опрессовочных агрегатов и компрессоров должны быть предварительно подвергнуты гидравлическому испытанию на давление, составляющее 125 % от испытательного давления испытываемых газопроводов.

6 Напряжения в надземных участках газопровода (с рабочим давлением свыше 9,80 МПа) при воздействии испытательного давления должны быть проверены расчетом.

7 Переходы через водные преграды глубиной менее 1,5 м допускается испытывать в один этап одновременно с газопроводом.

8 Участки категории I, II, приведенные в позиции 4, могут по усмотрению проектной организации (в зависимости от конкретных условий) подвергаться испытаниям в два этапа, что должно быть отражено в проекте.

8 Испытания газопроводов с рабочим давлением свыше 11,80 МПа проводят гидравлическим способом.

10 Надземные переходы на первом этапе испытаний в два этапа испытывают гидравлически (после их крепления на опорах).

11 Расстояния R вычисляются по формуле

$$R = \max \left\{ 250; 250 \sqrt{\frac{P}{9,81}} \right\}$$

Третий этап испытания при испытании участков газопроводов в три этапа и второй этап при испытании участков газопроводов в два этапа выполняют одновременно с заключительным этапом испытания участка газопровода, который может проводиться как гидравлическим, так и пневматическим способом.

6.3 Протяжённость испытываемых участков газопроводов не ограничивается, за исключением случаев гидравлического испытания, когда при пересеченном профиле трассы газопровода протяжённость участков назначают с учетом допустимого перепада гидростатического давления.

6.4 Проверку на герметичность участка газопровода выполняют после испытания на прочность и снижения испытательного давления до рабочего. Продолжительность проверки на герметичность должна быть достаточной для осмотра трассы, но составлять не менее 12 ч.

6.5 Гидравлические испытания участков газопроводов водой при отрицательной температуре воздуха или грунта допускаются только при условии предохранения газопровода, арматуры и технологического оборудования от замораживания.

Гидравлические испытания участков газопроводов при отрицательных температурах воздуха или грунта проводят с использованием следующих методов:

- водой с утеплением открытых частей газопровода, оборудования и приборов подземных трубопроводов при положительной температуре грунта;
- водой, имеющей естественную температуру водоема, подземных нетеплоизолированных газопроводов диаметром от 720 до 1420 мм. При этом газопровод должен быть промыт и прогрет заполняемой водой;
- предварительно подогретой водой теплоизолированных газопроводов диаметром от 219 до 720 мм и подземных нетеплоизолированных газопроводов диаметром от 219 до 530 мм;
- жидкостью с пониженной температурой замерзания.

6.6 Выбор метода испытания гидравлическим способом конкретного участка трубопровода при отрицательных температурах осуществляют с учетом:

- результатов теплотехнических расчетов параметров испытания;
- наиболее рациональной области применения метода испытания;
- ограничений области применения метода испытания;
- конструкции, диаметра и способа прокладки газопровода;
- данных о грунтовых условиях и содержании влаги в грунте по трассе газопровода, погодных условиях в период испытания;
- наличия технических средств, источников воды для проведения испытаний;
- возможности поиска утечек и необходимости проведения работ по ликвидации дефектов;
- требований по охране труда и окружающей среды.

6.7 До проведения гидравлических испытаний в условиях отрицательных температур необходимо:

- выполнить теплотехнический расчет параметров испытания участка газопровода;
- засыпать подземный и обваловать наземный газопровод на всем его протяжении;
- нанести теплоизоляцию на участок надземного газопровода и обеспечить дополнительное утепление мест укладки газопровода на опоры;
- утеплить и укрыть линейную арматуру, узлы запуска и приема поршней, сливные патрубки, узлы подключения наполнительных и опрессовочных агрегатов, обвязочных трубопроводов с арматурой и другие открытые части испытываемого газопровода;

- предохранить от замораживания используемые при испытании приборы;
- установить временные узлы приема поршней;
- обеспечить возможность немедленного удаления жидкости из участков газопровода, что гарантируется наличием воздушных компрессоров и их подсоединением до начала испытаний к обоим концам испытываемого участка.

6.8 При выполнении гидравлических испытаний участков газопроводов в условиях отрицательных температур следует:

- провести наполнение газопровода водой с помощью наполнительных агрегатов без пропуска очистных или разделительных устройств (пропуск поршней в процессе заполнения трубопровода водой допускается при условии предварительного прогрева магистрали прокачкой воды);

- обеспечить контроль температуры воды (жидкости с пониженной температурой замерзания) в газопроводе и оценить изменение давления при проверке на герметичность с учетом изменения температуры;

- завершить испытания в строго определенное время, в течение которого исключается замерзание воды в газопроводе.

6.9 При возникновении задержек в производстве работ по гидравлическому испытанию участков газопроводов в условиях отрицательных температур, приводящих к превышению принятого в расчете времени испытания, возобновляют прокачку воды с определенной расчетом температурой через испытываемый участок. Допускается осуществлять прокачку воды в период между испытаниями на прочность и герметичность, а также в период, когда газопровод находится не под испытательным давлением.

6.10 Пневматические испытания газопроводов должны выполняться с обеспечением влагосодержания воздуха, подаваемого в газопровод, соответствующего ТТР минус 35 °С и ниже (при атмосферном давлении).

6.11 При положительных температурах грунта допускается пневматические испытания газопроводов условным диаметром менее 1000 мм проводить неосушенным воздухом.

6.12 Участки газопровода и трубопроводы КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ, а также оборудование (узлы) КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ считаются выдержавшими испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время их испытания на прочность они не разрушились, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным и не были обнаружены утечки. При проверке на герметичность должны быть учтены колебания давления, вызванные изменением температуры в газопроводах и трубопроводах указанных объектов.

6.13 При разрыве или обнаружении утечек участки газопроводов (трубопроводов КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ) подлежат ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность в соответствии с настоящим стандартом.

6.14 В отдельных случаях, с целью облегчения обнаружения трудно выявляемых утечек воздуха, при пневматических испытаниях допускается применять вещества, придающие воздуху запах.

7 Очистка внутренней поверхности труб, полости газопровода и его калибровка, пропуск разделительных и пенополиуретановых поршней по газопроводу, внутритрубная дефектоскопия

7.1 Трубы для строительства газопровода следует поставлять с заводских изготовителей с установленными на них инвентарными заглушками. Конструкция заглушек должна позволять проводить все такелажные операции, не снимая их с торца трубы (тип заглушки должен обеспечивать защиту полости труб от попадания влаги и загрязнений).

7.2 Строительно-монтажные организации в обязательном порядке должны сохранять заглушки на торцах труб при приемке, хранении на приобъектных складах, вывозке и раскладке труб по трассе. Снятие заглушек разрешается только непосредственно перед монтажом газопровода.

7.3 Внутреннюю поверхность труб очищают от загрязнений, грунта, воды, снега, льда, инея и случайно попавших предметов, в соответствии с [6]. В случае наличия на трубах внутреннего гладкостного покрытия очистку труб проводят способом, обеспечивающим его сохранность. Технологию и средства очистки предусматривают в специальной рабочей инструкции, разрабатываемой генеральной строительно-монтажной организацией и согласуемой с заказчиком.

7.4 Смонтированные участки газопроводов во время перерывов в работе герметично заглушают до ликвидации технологических разрывов газопроводов, независимо от того, лежат они на бровке траншеи или уложены в траншею. Ликвидацию технологических разрывов газопроводов осуществляют в присутствии представителей организаций, осуществляющих технический надзор, и эксплуатирующей организации.

7.5 Конец монтируемой нитки газопровода (противоположный концу, с которого производится ее наращивание) герметично заглушают для предотвращения воздухообмена и выпадения влаги в участке газопровода после очистки монтируемых труб.

7.6 Не позднее, чем за двое суток до начала работ по очистке полости и испытаниям участков ЛЧ МГ и трубопроводов КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ подрядчик должен получить разрешение на проведение этих операций в соответствии с А.1.

7.7 После монтажа участков газопроводов очистку полости газопроводов диаметром 219 мм и более проводят промывкой или продувкой сжатым воздухом с пропуском очистных или разделительных поршней. Типовые технологические схемы заполнения газопроводов водой, промывки, гидравлических испытаний, удаления воды, пропуска очистных, разделительных и пенополиуретановых поршней по участкам газопроводов приведены на рисунке Б.1.

При длине очищаемого газопровода менее одного километра его промывку (продувку) допускается выполнять без пропуска поршней.

Промывку (продувку) газопроводов диаметром менее 219 мм допускается проводить без применения очистных или разделительных поршней. На газопроводах любого диаметра при наличии гнутых отводов радиусом менее пяти диаметров или неравнопроходной арматуры промывку (продувку) выполняют без применения очистных или разделительных поршней.

Типовые технологические схемы заполнения газопроводов водой, гидравлических испытаний, удаления воды без пропуска очистных и разделительных поршней приведены на рисунке Б.2.

7.8 Промывку участков газопроводов при предварительных испытаниях и испытаниях на заключительном этапе проводят с применением очистных и разделительных поршней под давлением воды, используемой при гидравлическом испытании. Впереди очистного или разделительного поршня для смачивания и размыва загрязнений заливают воду в объеме от 10 % до 15 % от объема очищаемого газопровода.

Заполнение участка газопровода водой (промывка) с пропуском разделительных поршней обеспечивает удаление воздуха, что исключает необходимость установки на нем воздухопускных кранов. В случае невозможности использования разделительных поршней (наличие неравнопроходной запорной арматуры, различных диаметров труб на участке, отсутствие необходимых поршней и др.) при заполнении газопроводов водой допускается устанавливать в верхних точках участков газопроводов воздухопускные краны. Удаление воздуха из участков

газопровода повышает надежность выявления утечек по показаниям манометров при испытаниях и сокращает время подъема давления до испытательного.

При промывке участков газопровода без пропуска очистных и разделительных поршней скорость потока воды должна составлять не менее 5 км/ч. Промывку считают законченной, если очистной или разделительный поршень вышел из участка газопровода неразрушенным, а в случае промывки без пропуска поршней – когда из сливного патрубка выходит струя незагрязненной жидкости.

7.9 Продувку участков газопроводов выполняют сжатым воздухом, подаваемым высокопроизводительными компрессорными установками, или из ресивера (с пропуском очистных и разделительных поршней для газопроводов диаметром 219 мм и более). Ресивер для продувки создают на прилегающем участке газопровода, ограниченном заглушками или запорной арматурой. Типовые технологические схемы пневматических испытаний участков ЛЧ МГ и их продувки с использованием поршней приведены на рисунке Б.3.

В случае проведения на участке газопровода пневматических испытаний на предварительном этапе осушенным воздухом продувку также выполняют осушенным воздухом, а перед испытаниями пропускают по участку пенополиуретановые поршни под давлением сжатого осушенного воздуха.

В случае проведения пневматических испытаний участка газопровода на предварительном этапе неосушенным воздухом пропуск по участку пенополиуретановых поршней под давлением сжатого осушенного воздуха проводят после испытаний.

7.10 При промывке, продувке, вытеснении загрязнений в потоке жидкости и удалении воды следует обеспечить прочность и устойчивость газопровода и продувочного (промывочного) патрубка под воздействием статических и динамических воздействий. Для этого необходимо оставить незасыпанным конечный участок очищаемого газопровода и закрепить конец патрубка. Типовая технологическая схема крепления патрубка при промывке и удалении воды из газопровода после гидравлического испытания приведена на рисунке Б.4.

7.11 При высоте подъема конца продувочного (промывочного) патрубка над верхней кромкой траншеи 0,2 м длина незасыпанного участка газопровода должна приниматься согласно таблице 3 [1]. Продувочный (промывочный) патрубок необходимо зафиксировать от смещения в горизонтальной плоскости.

Таблица 3 – Длина незасыпанных участков газопровода при его продувке (промывке) в зависимости от диаметра

Диаметр газопровода, мм	Длина незасыпанного участка газопровода, м	
	при продувке	при промывке
219	35	30
530	45	35
720	55	40
1020	70	55
1220	80	60
1420	90	65

7.12 Продувочный (промывочный) патрубок надземного участка газопровода следует размещать на расстоянии не более трех диаметров газопровода от опоры.

7.13 При предварительных гидравлических испытаниях после удаления воды разделительными поршнями по участку пропускают пенополиуретановые поршни. В случае, если за предварительными гидравлическими испытаниями участка газопровода следуют на заключительном этапе пневматические испытания осушенным

воздухом, пропуск пенополиуретановых поршней проводят под давлением сжатого осушенного воздуха.

7.14 Пропуск пенополиуретановых поршней по участку газопровода осуществляют до выхода первого сухого поршня (допускается увеличение массы поршня за счет насыщения влагой не более чем на 10 % от первоначальной).

7.15 Перед заключительным этапом испытаний участков газопроводов диаметром 219 мм и более пропускают поршни с калибровочным диском диаметром 95 % от минимального внутреннего диаметра самого узкого элемента в пределах обследуемого участка (тройник, отвод с радиусом изгиба, равным пяти диаметрам) с учетом его толщины стенки и овальности.

Калибровочные диски должны быть выполнены из незакаленной стали толщиной не более 4 мм или из деформируемого алюминия толщиной не более 10 мм. Очистные поршни и поршни с калибровочными дисками оборудуют устройствами обнаружения в случае их застревания. При наличии внутреннего гладкостного покрытия на трубах очистные поршни не должны иметь металлических частей, узлов и деталей, контактирующих с покрытием.

7.16 На заключительном этапе гидравлического испытания газопровода после пропуска поршня с калибровочным диском пропускают в потоке воды снаряд-дефектоскоп контроля геометрии труб для определения местоположения дефектов типа вмятин, гофров, овальностей.

В случае обнаружения дефектов геометрии труб, размеры которых не позволяют пропустить снаряд-дефектоскоп, дефекты устраняют. Затем пропускают по участку газопровода в потоке воды магнитный снаряд-дефектоскоп или, при соответствующем обосновании, ультразвуковой снаряд-дефектоскоп для выявления металлургических (плены, закаты, трещины и т.д.), строительно-монтажных (вмятины, задиры и т.д.) дефектов и дефектов сварных соединений.

Обследования внутритрубными снарядами-дефектоскопами осуществляют в соответствии с требованиями технических документов ОАО «Газпром трансгаз Беларусь». Недопустимые дефекты, выявленные по результатам внутритрубной дефектоскопии, должны быть устранены.

Типовая технологическая схема очистки полости, калибровки и ВТД участков ЛЧ МГ при гидравлических испытаниях приведена на рисунке Б.5.

Результаты очистки полости и калибровки участков газопроводов отражают в акте по форме А.2.

7.17 Удаление воды из газопровода проводят путем пропуска не менее чем трех поршней-разделителей с полиуретановыми уплотнительными манжетами под давлением сжатого воздуха. Скорость движения поршней-разделителей должна быть в пределах от 3 до 10 км/ч (результаты удаления воды из участков газопровода считают удовлетворительными, если впереди контрольного поршня-разделителя нет воды и поршень-разделитель вышел неразрушенным, в противном случае пропуски контрольных поршней-разделителей повторяют).

7.18 На заключительном этапе гидравлического испытания участков газопровода перед его осушкой (после удаления воды) пропускают пенополиуретановые поршни под давлением сжатого осушенного воздуха.

7.19 Воду и загрязнения из перемычек между строящимся и действующим газопроводами удаляют в следующем порядке:

- демонтируют штатную заглушку на конце перемычки;
- через свободное сечение в нижнюю точку перемычки заводят шланг диаметром не менее 32 мм;
- проводят откачку воды из перемычки с помощью грязевого насоса;
- из перемычки удаляют остатки воды и влажного грунта.

По окончании удаления воды и влажного грунта из перемычки на ее открытый конец приваривают временную плоскую заглушку толщиной не менее 10 мм с приваренным к ней патрубком и краном DN 100, PN 16.

7.20 Перед заключительным этапом пневматического испытания участка газопровода после пропуска очистного поршня с калибровочным диском пропускают под давлением сжатого воздуха снаряд-дефектоскоп контроля геометрии труб для определения местоположения дефектов типа вмятин, гофров, овальностей. В случае обнаружения дефектов геометрии труб, размеры которых не позволяют пропустить магнитный снаряд-дефектоскоп для выявления металлургических (плены, закаты, трещины), строительного-монтажных (задиры) дефектов и дефектов сварных соединений, дефекты устраняют, после чего пропускают указанный снаряд-дефектоскоп.

По завершении внутритрубной дефектоскопии, в случае обнаружения недопустимых дефектов, из участков газопроводов стравливают воздух, после чего дефекты устраняют.

Типовая технологическая схема очистки полости, калибровки и ВТД участков ЛЧ МГ при пневматических испытаниях приведена на рисунке Б.6.

7.21 В случае выполнения заключительных этапов пневматических испытаний участков газопровода осушенным воздухом пропуск пенополиуретановых поршней выполняют после внутритрубной дефектоскопии или устранения дефектов под давлением сжатого осушенного воздуха.

В случае выполнения заключительных этапов пневматических испытаний участка газопровода неосушенным воздухом пропуск пенополиуретановых поршней выполняют под давлением сжатого осушенного воздуха после испытаний перед осушкой газопроводов.

8 Предварительные испытания крановых узлов

8.1 Предварительные испытания крановых узлов проводят с целью выявления дефектов и определения герметичности узлов до их испытания в составе участков газопровода.

8.2 Предварительные испытания крановых узлов выполняют гидравлическим (водой, жидкостью с пониженной температурой замерзания) или пневматическим (воздухом) способом.

8.3 Предварительные испытания крановых узлов диаметром от 530 до 1420 мм выполняют непосредственно на месте проектного расположения узла на трассе.

8.4 Предварительные испытания крановых узлов диаметром от 159 до 426 мм допускается проводить как на трассе, так и вне трассы, вблизи источника воды, с последующей транспортировкой узлов к месту монтажа.

8.5 До проведения предварительных испытаний крановых узлов к их концам приваривают временные патрубки из труб длиной по 6 м со сферическими заглушками.

8.6 Гидравлические испытания на прочность проводят при давлении 1,1 от рабочего (р) в течение 2 ч, проверку на герметичность – при снижении давления до рабочего в течение времени, необходимого для осмотра кранового узла.

К нижней образующей конца пониженного патрубка монтируют сливной патрубок с краном, а к верхней образующей конца повышенного патрубка монтируют воздухопускной патрубок и манометр. Гидравлические испытания на прочность проводят при полностью открытой запорной арматуре кранового узла. Воду в испытываемый узел подают либо непосредственно из водоема, либо из передвижной емкости с помощью опрессовочного насоса или наполнительно-опрессовочного агрегата.

Принципиальная схема предварительных гидравлических испытаний крановых узлов приведена на рисунке Б.7.

8.7 Предварительные пневматические испытания крановых узлов проводят при давлении 3 МПа с выдержкой в течение 2 ч, проверку на герметичность – при давлении 2 МПа в течение времени, необходимого для осмотра кранового узла.

Предварительные пневматические испытания крановых узлов, устанавливаемых на газопроводах с рабочим давлением от 1,18 до 2,70 МПа, проводят при давлении 1,1 от рабочего (р), а проверку на герметичность – при рабочем давлении.

На конце одного из приваренных к крановому узлу патрубков монтируют манометр, второй манометр устанавливают на шлейфе возле компрессора, вне охранной зоны.

Принципиальная схема предварительных пневматических испытаний крановых узлов приведена на рисунке Б.8.

8.8 Крановый узел считают выдержавшим предварительное испытание, если при осмотре узла не были обнаружены утечки.

Результаты предварительных испытаний крановых узлов на прочность и проверки на герметичность отражают в акте по форме А.3.

8.9 Крановые узлы подвергают испытаниям одновременно с предварительно испытываемыми участками газопровода, после чего продувают дренажные линии на всех запорных кранах (DN 150 - DN 1400) и удаляют воду из емкостей резервного газа запорных кранов. При низких температурах атмосферного воздуха трубопроводы обвязок крановых узлов, дренажные линии и емкости резервного газа прогревают с целью растапливания льда и удаления воды.

9 Структура комплексного процесса и порядок проведения очистки полости, испытаний, осушки и заполнения азотом участков ЛЧ МГ в талых, сезонно-мерзлых грунтах

9.1 Структура комплексного процесса и порядок проведения очистки полости, предварительных испытаний участков ЛЧ МГ, заключительного этапа испытаний участка газопровода, его осушки и заполнения азотом в талых, сезонно-мерзлых грунтах приведена на рисунке 1.

Типовые технологические схемы заполнения газопроводов водой, промывки, гидравлических испытаний, удаления воды, пропуска очистных, разделительных и пенополиуретановых поршней по участкам газопроводов приведены на рисунке Б.1.

Типовые технологические схемы заполнения газопровода водой, гидравлических испытаний, удаления воды без пропуска очистных и разделительных поршней приведены на рисунке Б.2.

Типовые технологические схемы продувки участков газопроводов с использованием пенополиуретановых поршней и их пневматических испытаний приведены на рисунке Б.3.

9.2 Не позднее чем за двое суток до начала предварительных испытаний участков ЛЧ МГ подрядчик должен получить разрешение на проведение работ по форме А.1.

9.3 Первый этап испытаний в три этапа подводных переходов с прилегающими участками, укладываемых с помощью подводно-технических средств (после сварки переходов на стапеле или на площадке, но до изоляции), и переходов через железные и автомобильные дороги, включающих прилегающие участки (после укладки на проектные отметки), выполняют гидравлическим способом в соответствии с таблицей 2.

Испытания переходов выполняют в следующей последовательности:

- заполняют переход водой с одновременной промывкой в соответствии с 7.7 и 7.8;
- поднимают давление в нем до испытательного;
- выдерживают участок газопровода под испытательным давлением;
- понижают давление до рабочего;
- проводят проверку на герметичность;
- удаляют воду.

При отрицательных температурах атмосферного воздуха гидравлическое испытание переходов проводят с учетом 6.5 - 6.9.

Второй этап испытаний участков газопроводов в три этапа допускается выполнять как гидравлическим, так и пневматическим способом.

Гидравлические испытания подводных переходов, укладываемых с помощью подводно-технических средств, проводят после их укладки, но до засыпки, а пневматические - после укладки и засыпки.

Переходы через железные и автомобильные дороги испытывают гидравлически или пневматически одновременно с примыкающими участками согласно СНиП 2-05-06 [3] (пункт 3е таблицы 3 после засыпки).

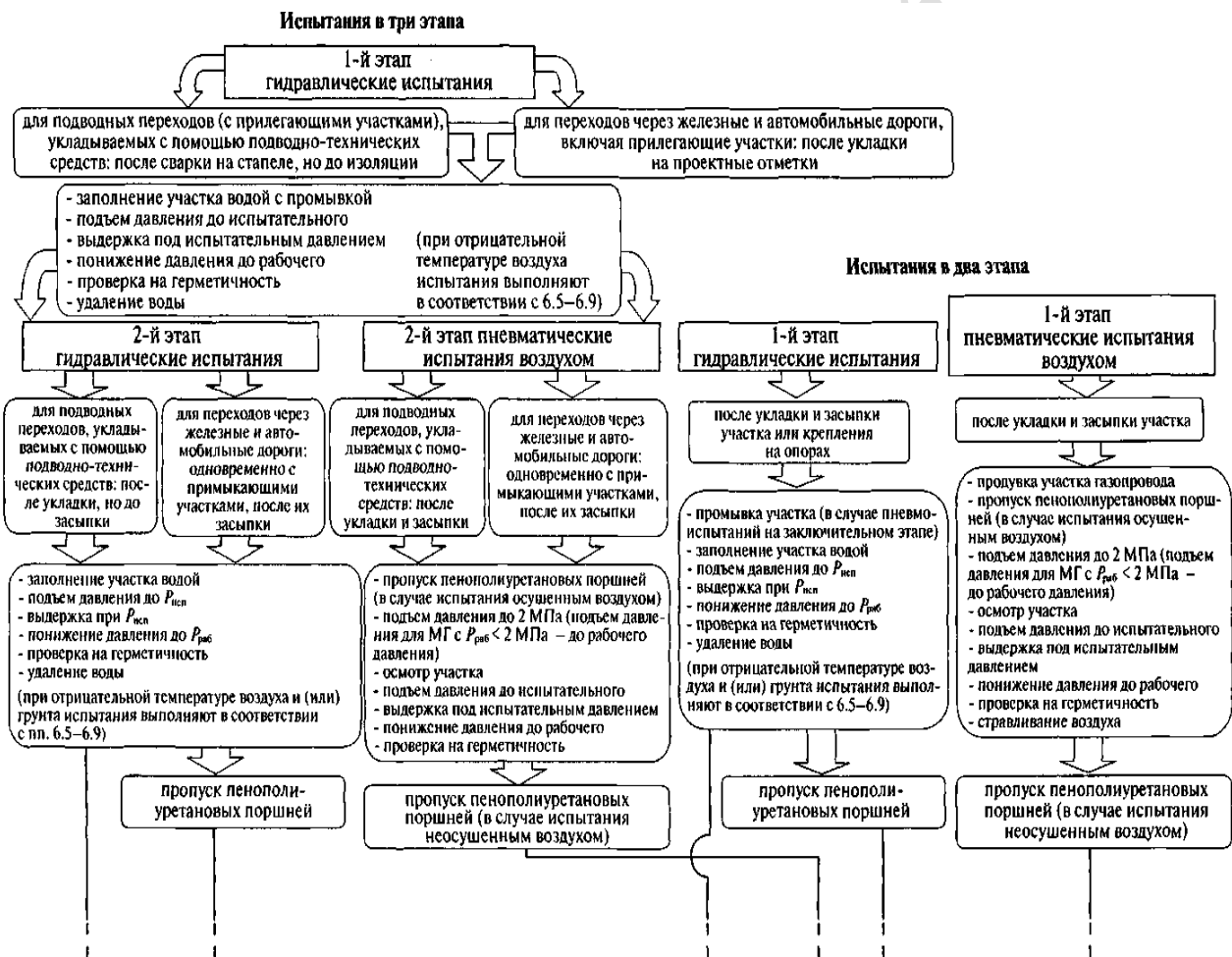


Рисунок 1, лист 1 - Структура комплексного процесса и порядок проведения очистки полости, предварительных испытаний участков ЛЧ МГ, заключительного этапа испытаний участков газопровода, их осушки и заполнения азотом в талых и сезонно-мерзлых грунтах

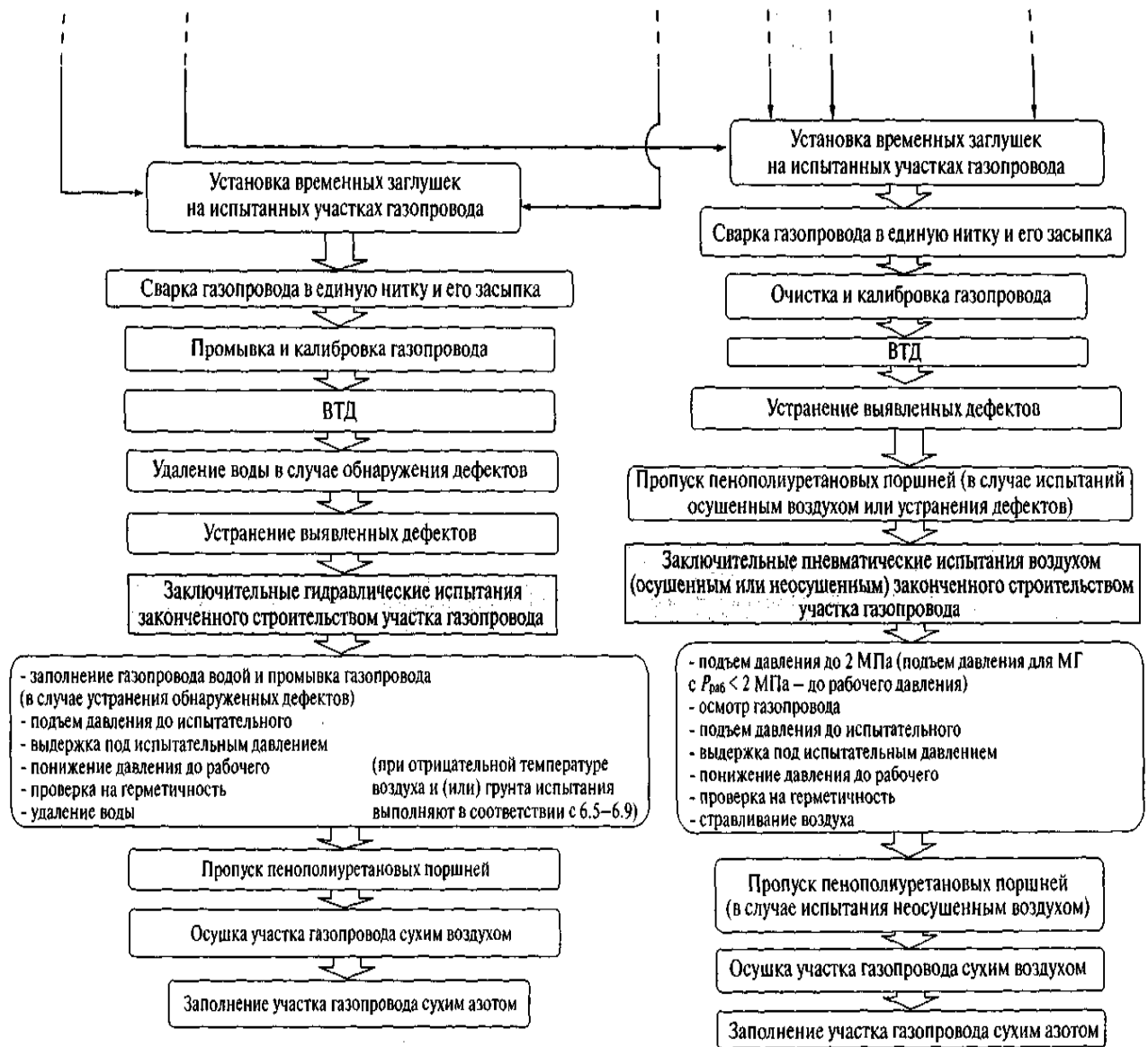


Рисунок 1, лист 2

9.4.1 Гидравлические испытания переходов газопровода выполняют в следующей последовательности:

- заполняют переход газопровода водой;
- поднимают в нем давление до испытательного;
- выдерживают под испытательным давлением;
- понижают давление до рабочего;
- проводят проверку на герметичность;
- удаляют воду.

В случае отрицательных температур воздуха и (или) грунта испытания выполняют с учетом 6.5-6.9.

На участках газопроводов с талыми и сезонно-мерзлыми грунтами, если на заключительном этапе испытания переходов газопровода будет применен пневматический способ, то непосредственно после удаления воды по ним пропускают пенополиуретановые поршни.

9.4.2 Пневматические испытания переходов газопровода выполняют в следующей последовательности:

СТП СФШИ.02.76-2014

- по переходу пропускают пенополиуретановые поршни (в случае применения для испытаний осушенного воздуха);
- поднимают давление в переходе до 2 МПа (подъем давления для МГ с $P_{\text{раб}} < 2$ МПа - до рабочего давления);
- проводят его осмотр;
- поднимают давление до испытательного;
- выдерживают под испытательным давлением;
- понижают давление до рабочего;
- выполняют проверку на герметичность.

9.4.3 По окончании второго этапа испытаний переходов газопровода на них устанавливают герметичные временные заглушки.

9.5 Первый этап испытаний участков газопроводов в два этапа допускается выполнять как гидравлическим, так и пневматическим способом (газопроводы с рабочим давлением выше 11,8 МПа и надземные газопроводы испытывают гидравлическим способом).

Испытания проводят после укладки и засыпки подземных участков или монтажа на опорах надземных участков газопроводов.

9.5.1 Гидравлические испытания участков газопровода, прокладываемых в талых и сезонно-мерзлых грунтах, выполняют в следующей последовательности:

- испытываемый участок заполняют водой (в случае пневматических испытаний на заключительном этапе проводят промывку в соответствии с 7.7);
- поднимают давление до испытательного;
- выдерживают участок газопровода под испытательным давлением;
- понижают давление в участке до рабочего;
- проводят проверку на герметичность;
- удаляют воду.

При отрицательных температурах воздуха и (или) грунта участки трубопровода испытывают с учетом 6.5 - 6.9.

В случае, если на заключительном этапе испытаний будет применен пневматический способ, после первого этапа испытаний участка ЛЧ МГ в два этапа по нему пропускают пенополиуретановые поршни в соответствии с 7.21.

9.5.2 Перед пневматическими испытаниями участка газопровода его продувают в соответствии с 7.9 и пропускают по нему пенополиуретановые поршни в соответствии с 7.21.

9.5.3 Пневматические испытания участков газопроводов, прокладываемых в талых и сезонно-мерзлых грунтах, выполняют в следующей последовательности:

- поднимают давление в испытываемом участке газопровода до 2 МПа (подъем давления для МГ с $P_{\text{раб}} < 2$ МПа - до рабочего давления);
- проводят его осмотр;
- поднимают давление до испытательного;
- выдерживают газопровод под испытательным давлением;
- понижают давление до рабочего и проверяют на герметичность;
- стравливают воздух из участка.

9.5.4 В случае пневматических испытаний неосушенным воздухом по участку газопровода после завершения испытаний пропускают пенополиуретановые поршни.

При пневматических испытаниях участков газопроводов, проложенных в многолетнемерзлых грунтах, после завершения испытаний пенополиуретановые поршни не пропускают.

9.5.5 По окончании первого этапа испытаний в два этапа на испытанные участки газопровода устанавливают герметичные временные заглушки.

9.5.6 Результаты предварительных испытаний газопроводов на прочность и проверки на герметичность, а также удаления воды (стравливания воздуха) из газопровода отражают в акте по форме А.4.

9.6 Заключительный этап испытаний законченного строительством участка газопровода допускается выполнять как гидравлическим, так и пневматическим способом после сварки участков газопровода всех категорий в единую нитку, их укладки, засыпки, обвалования или крепления на опорах, установки арматуры, манометров и катодных выводов, очистки участка газопровода, промывки в соответствии с 7.8 и продувки в соответствии с 7.9, калибровки в соответствии с 7.15 и ВТД в соответствии с 7.16 и 7.20, пропуска пенополиуретановых поршней в соответствии с 7.21. В случае необходимости после ВТД устраняют выявленные дефекты.

9.6.1 Заключительный этап испытания участка газопровода гидравлическим способом выполняют в следующей последовательности:

- заполняют участок газопровода водой и промывают его (в случае устранения обнаруженных дефектов);
- поднимают давление до испытательного;
- выдерживают под испытательным давлением;
- понижают давление до рабочего;
- проводят проверку на герметичность;
- удаляют воду;
- пропускают пенополиуретановые поршни под давлением сжатого осушенного воздуха.

Гидравлические испытания в условиях отрицательных температур воздуха и (или) грунта следует выполнять с учетом 6.5 - 6.9.

Результаты гидравлических испытаний газопроводов на прочность, проверки на герметичность и удаления воды из газопроводов отражают в акте по форме А.5.

После пропуска пенополиуретановых поршней проводят осушку участка газопровода сухим воздухом до ТТР минус 20 °С. Типовая технологическая схема осушки участка газопровода сухим воздухом приведена на рисунке Б.9.

В случае разрыва газопровода в процессе гидравлического испытания поврежденный участок ремонтируют, заполняют и промывают водой и испытывают повторно.

9.6.2 Пневматические испытания участка газопровода выполняют в следующей последовательности:

- поднимают давление в участке газопровода до 2 МПа (подъем давления для МГ с $P_{\text{раб}} < 2$ МПа - до рабочего давления);
- проводят его осмотр;
- поднимают давление до испытательного;
- выдерживают под испытательным давлением;
- понижают давление до рабочего;
- проверяют на герметичность;
- стравливают воздух.

В случае разрыва участка газопровода в процессе пневматического испытания поврежденный участок ремонтируют, очищают и испытывают повторно.

9.6.3 Сухой воздух, стравливаемый при понижении давления с испытательного до рабочего, целесообразно использовать для осушки подготовленного для испытаний соседнего участка газопровода, пропуская воздух по нему на открытую свечу. По окончании пневматических испытаний для участков, испытываемых на давление более 5 МПа, воздух из участка газопровода стравливают с рабочего давления до 5 МПа без ограничения скорости стравливания, далее поэтапно, с выдержкой на каждой ступени, или плавно, со скоростью снижения давления не более 0,1 МПа в час (стравливаемый

воздух может быть перепущен в соседний участок газопровода). Для газопроводов, испытываемых на давлении менее 5 МПа, воздух из участка газопровода стравливают плавно с указанной выше скоростью снижения давления.

Типовая технологическая схема стравливания воздуха из участка газопровода после пневматических испытаний приведена на рисунке Б.10.

9.6.4 После стравливания воздуха выполняют осушку участка газопровода сухим воздухом до ТТР минус 20 °С.

Типовая технологическая схема осушки участка газопровода сухим воздухом приведена на рисунке Б.9.

Осушенный газопровод заполняют сухим азотом с концентрацией не менее 98 % с ТТР минус 20 °С до избыточного давления 0,02 МПа.

Типовая технологическая схема заполнения участков газопровода азотом приведена на рисунке Б.11.

10 Порядок испытаний на прочность, проверки на герметичность трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ

10.1 Трубопроводы и оборудование внутри зданий и в пределах территорий КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ, трубопроводы узлов подключения к КС, располагаемые на территории КС, а также трубопроводы импульсного, топливного и пускового газа КС испытывают на прочность гидравлическим способом на давление 1,5 от рабочего в один этап, после их укладки и засыпки или крепления на опорах (при технической возможности с подключенными агрегатами и аппаратами) в течение 24 часов, в соответствии с таблицей 2.

10.2 Не позднее чем за двое суток до начала гидравлических испытаний трубопроводов и оборудования перечисленных в 10.1 объектов, подрядчик должен получить разрешение на проведение работ по форме А.5 (приложение А).

10.3 При отрицательных температурах атмосферного воздуха гидравлические испытания трубопроводов и оборудования перечисленных в 10.1 объектов проводят с учетом 6.5–6.9.

10.4 Проверку на герметичность трубопроводов и оборудования перечисленных в 10.1 объектов выполняют после испытания на прочность и снижения испытательного давления до рабочего. Продолжительность проверки на герметичность должна быть достаточной для осмотра трубопроводов и оборудования, но составлять не менее 12 ч.

10.5 После проведения гидравлического испытания на прочность и проверки на герметичность трубопроводов и оборудования объектов, перечисленных в 10.1 (до их осушки), выполняют удаление воды из полости трубопроводов и оборудования сжатым воздухом с давлением от 1,2 до 1,5 МПа.

10.6 Для удаления воды сжатым воздухом из трубопроводов и оборудования перечисленных в 10.1 объектов создают ресиверы. В качестве ресиверов используют часть трубопроводов, шлейфы, пылеуловители.

10.7 На КС воду удаляют из нагнетательного и пускового контура, шлейфов КС, контура рециркуляции, пылеуловителей, АВО газа, УПТИГ, импульсных линий и крановых узлов продувкой воздухом через открытые сечения газопроводов, открытые люки-лазы всасывающего и нагнетательного газопроводов обвязки ГПА, через агрегатные свечи кранов № 5 и свечи кранов № 17 и 18 входного и выходного шлейфов, через свечи секций АВО газа, пылеуловителей, коллекторов топливного, пускового и импульсного газа.

10.8 Для удаления воды из всасывающего, нагнетательного и пускового контуров КС, контура рециркуляции, пылеуловителей, АВО газа, импульсных линий и крановых узлов при продувке используют в качестве ресивера входной шлейф.

10.9 Для удаления воды из шлейфов (после демонтажа заглушек со стороны узла подключения КС) при продувке в качестве ресивера используют газопроводы всасывающего и нагнетательного контуров КС.

10.10 Если шлейфы были испытаны отдельно от трубопроводной обвязки КС, для удаления из них воды пропускают разделительные и пенополиуретановые поршни. Пропуск пенополиуретановых поршней под давлением сжатого воздуха проводят в направлении узла подключения КС по входному шлейфу со стороны пылеуловителей, а по выходному шлейфу – со стороны АВО газа.

10.11 Для удаления остатков воды из трубопроводов и оборудования УПТИГ в качестве ресивера используют всасывающий и нагнетательный коллекторы КС.

Для обеспечения возможности продувки трубопроводов и оборудования УПТИГ и трубопроводов газа на собственные нужды проводят следующие операции:

- демонтируют клапаны-регуляторы УПТИГ;
- на места клапанов-регуляторов устанавливают временные вставки;
- демонтируют временные заглушки на трубопроводах топливного, импульсного и пускового газа;
- при необходимости демонтируют измерительные диафрагмы на расходомерах топливного газа к ГПА.

10.12 Технологические обвязки крановых узлов КС, дренажные линии кранов (DN от 150 до 1400) продувают сжатым воздухом через свечи.

10.13 Результаты испытания и удаления воды из трубопроводов КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ отражают в акте по форме А.6.

11 Порядок проведения работ по осушке полости участков ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ

11.1 Общие положения

11.1.1 Осушку полости участков ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ проводят под руководством комиссии, назначаемой в соответствии с 5.1.

11.1.2 Подрядчик разрабатывает специальную рабочую инструкцию по осушке полости участков газопроводов, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ в соответствии с 5.3.

11.1.3 В специальной рабочей инструкции приводят способы, параметры и последовательность выполнения работ по осушке полости участков газопровода, трубопроводов и оборудования перечисленных в пункте 11.1.1 объектов, а также требования к технике безопасности и охране окружающей среды. Рабочая инструкция должна содержать разделы в соответствии с 5.8. К инструкции прилагают следующие документы:

- исполнительные профили участков, технологические схемы ЛЧ МГ и узлов подключения КС;
- размещение оборудования осушки и положение запорной арматуры в процессе осушки на технологических схемах ЛЧ МГ (трубопроводов КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ);
- таблицу точек контроля параметров осушки;
- свидетельства о поверках средств измерений, выданные метрологическими службами.

11.1.6 Не позднее чем за 30 рабочих дней до начала работ по осушке трубопроводов объектов генеральный подрядчик передает подрядной организации по осушке газопроводов заверенные копии технологических схем ЛЧ МГ (трубопроводов КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ), исполнительных профилей участков газопровода, перемычек между строящимся (ремонтируемым или реконструируемым) и действующими

СТП СФШИ.02.76-2014

газопроводами, узлов подключения КС, чертежи устройств по удалению воды из нижних точек газопроводов.

11.1.7 Генеральный подрядчик непосредственно перед началом работ по осушке представляет подрядчику акт по форме А.6 и разрешение на проведение осушки полости ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ по форме А.7, подтверждающие полноту очистки и удаления воды из участков ЛЧ МГ (трубопроводов и оборудования вышеуказанных объектов).

11.1.8 Подрядчик выполняет работы по осушке полости участков ЛЧ МГ (трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ) с оформлением акта по форме А.8.

11.2 Осушка полости участков ЛЧ МГ, проложенных в талых и сезонно-мерзлых грунтах, после заключительных этапов гидравлических испытаний

11.2.1 После заключительных этапов гидравлических испытаний участков газопровода на прочность и проверки их на герметичность выполняют следующие операции:

-удаляют воду из полости участка газопровода с помощью поршней-разделителей в соответствии с 7.17, после чего по нему пропускают пенополиуретановые поршни в соответствии с 7.18;

-удаляют воду из перемычек между строящимися и действующими газопроводами в соответствии с 7.19;

-продувают технологические обвязки крановых узлов сжатым воздухом через свечи, продувают дренажные линии на запорных кранах (DN от 150 до 1400);

-удаляют воду из емкостей резервного газа запорных кранов.

При отрицательных температурах атмосферного воздуха трубопроводы обвязок крановых узлов и дренажных линий и емкости резервного газа прогревают с целью растапливания льда и удаления воды.

Результаты удаления воды (стравливания воздуха) отражают в акте по форме А.6.

11.2.2 Осушку участка газопровода выполняют сухим воздухом до достижения на выходе осушаемого газопровода ТТР минус 20 °С в соответствии с методикой, приведенной в приложении В. Обвязки крановых узлов, дренажные линии и перемычки между строящимся и действующим газопроводом продувают в процессе осушки.

Типовая технологическая схема осушки участка газопровода сухим воздухом приведена на рисунке Б.9.

11.2.3 Результаты осушки МГ отражают в акте по форме А.8, подписанном членами комиссии по испытаниям (осушке).

11.2.4 Осушенный газопровод заполняют сухим азотом с концентрацией не менее 98 % с ТТР минус 20 °С до избыточного давления 0,02 МПа. Результаты заполнения участков газопроводов азотом отражают в акте по форме А.9.

Типовая технологическая схема заполнения участков газопроводов азотом приведена на рисунке Б.11.

11.3 Осушка полости участков ЛЧ МГ, проложенных в талых, сезонно-мерзлых грунтах, после заключительных этапов пневматических испытаний

11.3.1 После заключительных этапов пневматических испытаний на прочность и проверки на герметичность газопровода осушенным воздухом стравливают воздух в соответствии с 9.6.3.

11.3.2 В процессе стравливания воздуха из участков газопровода выполняют продувку технологических обвязок крановых узлов и дренажных линий через свечные трубопроводы и выполняют продувку емкостей резервного газа запорных кранов. При необходимости трубопроводы обвязок крановых узлов и дренажных линий прогревают с целью растапливания льда. Технологическая схема стравливания воздуха из газопровода после пневматических испытаний представлена на рисунке Б.10.

11.3.3 По завершении стравливания воздуха и выдержки участка газопровода в течение 12 ч устанавливают контроль ТТР воздуха. Если ТТР, замеренная после выдержки, равна минус 20 °С и ниже (при атмосферном давлении), то осушку участка газопровода не проводят, а заполняют его азотом, в соответствии с 11.3.11.

11.3.4 Если ТТР при атмосферном давлении окажется выше минус 20 °С, выполняют осушку сухим воздухом. Замер ТТР выполняют после выдержки участка газопровода в течение 24 ч. При необходимости пропускают метанольную пробку.

11.3.5 Воду и лед, оставшиеся после стравливания воздуха из газопровода, удаляют в процессе осушки сухим воздухом. При этом воздух, подаваемый установкой осушки, стравливают в конце газопровода из свечей перемычек между испытываемым и действующим газопроводами и из свечей крановых узлов. Во время осушки участка газопровода следует проводить замеры ТТР. В процессе осушки периодически необходимо проводить выдержку участка газопровода в течение 8 ч, отключив подачу сухого воздуха и перекрыв все свечи выпуска воздуха с целью повышения его влажности. Продувку сухим воздухом продолжают до достижения ТТР на выходе из участка газопровода минус 20 °С.

11.3.6 Результаты осушки МГ отражают в акте по форме А.8.

11.3.7 Осушенный участок газопровода заполняют сухим азотом с концентрацией не менее 98 % с ТТР минус 20 °С до избыточного давления 0,02 МПа. Результаты заполнения газопроводов азотом отражают в акте по форме А.9.

11.3.8 После пневматических испытаний (неосушенным воздухом) на прочность и проверки на герметичность участка газопровода:

- стравливают воздух;

- удаляют воду (поступившую и сконденсировавшуюся из атмосферного воздуха при испытаниях) путем пропуска пенополиуретановых поршней под давлением сжатого осушенного воздуха;

- удаляют воду из перемычек между строящимся и действующим газопроводом в соответствии с 7.19;

- продувают технологические обвязки крановых узлов сжатым воздухом через свечи, продувают дренажные линии кранов (DN от 150 до 1400);

- удаляют воду из емкостей резервного газа кранов.

При отрицательных температурах атмосферного воздуха газопроводы обвязок крановых узлов и дренажных линий и емкости резервного газа при необходимости прогревают с целью растапливания льда и удаления воды.

11.3.9 Осушку участка газопровода выполняют сухим воздухом до достижения на выходе осушаемого газопровода ТТР минус 20°С. Обвязки крановых узлов, дренажные линии и перемычки между строящимся и действующим газопроводом продувают через свечи в процессе осушки.

Типовая технологическая схема осушки участка газопровода сухим воздухом приведена на рисунке Б.9.

11.3.10 Результаты осушки участков ЛЧ МГ отражают в акте по форме А.8.

11.3.11 Осушенный участок газопровода заполняют сухим азотом с концентрацией не менее 98 % с ТТР минус 20 °С до избыточного давления 0,02 МПа. Результаты заполнения участков газопроводов азотом отражают в акте по форме А.9.

Типовая технологическая схема заполнения участков газопроводов азотом приведена на рисунке Б.11.

11.4 Осушка трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ

11.4.1 Осушку трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ выполняют осушенным воздухом до ТТР минус 20 °С или вакуумированием до достижения давления насыщенных паров влаги в полости трубопроводов 1 мбар.

11.4.2 Осушку КС сухим воздухом выполняют с продувкой через открытые люки-лазы обвязки ГПА, открытые сечения шлейфов, донные свечи всасывающего и нагнетательного контуров ГПА, агрегатные свечи кранов № 5, свечи кранов № 17 и 18 входного и выходного шлейфов, свечи секций АВО газа, пылеуловителей, а также коллекторов топливного, пускового и импульсного газа, в соответствии с методикой, приведенной в приложении В (пример расчета технологических параметров осушки газопровода приведен в приложении Г).

11.4.3 В соответствии с методикой, приведенной в приложении В, осушку трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ выполняют с продувкой сухим воздухом через свечи и открытые сечения трубопроводов.

11.4.4 После достижения на выходе продуваемых сухим воздухом трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ ТТР в потоке воздуха минус 20 °С осушку приостанавливают на 24 ч, при этом, во избежание попадания внутрь трубопроводов влажного воздуха, свободные сечения трубопроводов (шлейфов) герметично закрывают полиэтиленовой пленкой и перекрывают все краны дренажных и свечных линий.

По прошествии 24 ч осушку возобновляют и измеряют ТТР в потоке воздуха на выходе из сечений трубопроводов (шлейфов).

Если значение ТТР превышает минус 20 °С, производят доосушку, а затем контрольный замер ТТР на выходе из сечений трубопроводов (шлейфов).

11.4.5 Осушку трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ вакуумированием проводят без разделения на отдельные участки. При необходимости изолированные друг от друга газопроводы осушаемых объектов объединяют временными газопроводами DN 100, а на открытые концы газопроводов приваривают временные плоские заглушки толщиной не менее 10 мм.

11.4.6 Результаты осушки трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ отражают в акте по форме А.8.

11.4.7 После завершения операций по осушке трубопроводы и оборудование КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ (при необходимости) заполняют сухим азотом с концентрацией не менее 98 % с ТТР минус 20 °С до избыточного давления 0,02 МПа.

Результаты заполнения трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ азотом отражают в акте по форме А.9.

12 Порядок испытаний, удаления воды и осушки участков ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ при капитальном ремонте и реконструкции

12.1 При капитальном ремонте порядок испытаний участков ЛЧ МГ зависит от способа производства работ: с изменением пространственного положения газопровода (над его проектной осью или с выемкой на берму траншеи) при выполнении работ по переизоляции или без изменения проектного положения газопровода методом замены плетей, труб.

12.2 Участок ЛЧ МГ, подвергшийся изменению своего проектного положения в процессе эксплуатации или капитального ремонта и уложенный в траншею, после полной засыпки, обвалования или крепления на опорах, очистки полости, установки арматуры и приборов, катодных выводов и представления исполнительной документации подлежит испытанию на прочность пневматическим способом воздухом на давление 1,1 от рабочего или гидравлическим (водой, жидкостью с пониженной температурой замерзания) на давление 1,1 от рабочего в верхней точке. Участки ЛЧ МГ повышенной категории, входящие в состав ремонтируемого участка, в случае изменения их проектного положения или проведения капитального ремонта на них подлежат предварительным испытаниям согласно таблице 2 до их испытания в составе ремонтируемого участка ЛЧ МГ.

Участки газопроводов повышенной категории, проектное положение которых не менялось и они не подвергались капитальному ремонту в составе ремонтируемого участка ЛЧ МГ, испытывают одновременно с ним.

После снижения давления до рабочего участок газопровода проверяют на герметичность в течение времени, достаточного для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

12.3 Крановые узлы, трубные плети и трубы, подлежащие врезке в ремонтируемые участки ЛЧ МГ, трубопроводы КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ предварительно испытывают на давление, соответствующее давлению испытаний этих участков, в зависимости от их категорий и характеристик, согласно таблице 2.

12.4 После испытания участков ЛЧ МГ на прочность и проверки на герметичность гидравлическим способом из них удаляют воду пропуском разделительных и пенополиуретановых поршней для газопроводов диаметром 219 мм и более и продувкой воздухом для газопроводов диаметром менее 219 мм в соответствии с 7.7 и 7.8, а также удаляют воду из перемычек между ремонтируемым и действующим газопроводами в соответствии с 7.19.

Осушку отремонтированного участка ЛЧ МГ выполняют сухим воздухом в соответствии с требованиями раздела 11.

12.5 После испытания участков ЛЧ МГ на прочность и проверки на герметичность пневматическим способом выполняют продувку сжатым осушенным воздухом с пропуском пенополиуретановых поршней (для газопроводов диаметром менее 219 мм без использования поршней) в соответствии с 7.7, а также удаляют воду из перемычек между отремонтированным и действующим газопроводами в соответствии с 7.19.

Осушку отремонтированного участка ЛЧ МГ выполняют сухим воздухом в соответствии с требованиями раздела 11.

12.6 После выполнения осушки отремонтированного участка газопровода его монтируют в действующую нитку гарантийными стыками (со 100 %-ным радиографическим и 100 %-ным ультразвуковым контролем). Радиографический контроль сварных соединений выполняют в соответствии с требованиями СТБ 1428, ультразвуковой контроль – ГОСТ 14782.

12.7 Испытания отремонтированного участка ЛЧ МГ в составе действующего газопровода выполняют природным газом с проходным рабочим давлением в соответствии с СТП СФШИ.08.05, ТКП 038, ТКП 039.

12.8 При ремонте участков ЛЧ МГ методом замены плетей, труб без изменения проектного положения газопровода проводят предварительное испытание плетей и труб давлением, назначаемым в зависимости от категорий и характеристик участков газопровода согласно таблице 2. Сварку стыков между врезаемыми плетями, трубами и действующим участком выполняют в соответствии с требованиями, предъявляемыми к сборке, сварке и контролю гарантийных сварных соединений. Испытание врезанных плетей и труб в составе действующего участка газопровода проводят природным газом с проходным рабочим давлением – в соответствии с СТП СФШИ.08.05, ТКП 038, ТКП 039.

12.9 При ремонте врезкой плетей или труб (катушек) на трубопроводах КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ без изменения их проектного положения предварительные испытания врезаемых плетей или труб (катушек) выполняют гидравлическим способом на давление 1,5 от рабочего, после чего проводят испытание трубопроводов указанных объектов природным газом на проектное рабочее давление.

12.10 При реконструкции участки ЛЧ МГ подвергают предварительным испытаниям на прочность и проверке на герметичность согласно таблице 2. При замене неравнопроходных крановых узлов на равнопроходные крановые узлы предварительно испытывают на давление испытаний участков, в которые они врезаются, в зависимости от их категорий и характеристик, согласно таблице 2.

Монтаж реконструируемых участков газопровода, крановых узлов к действующему газопроводу выполняют гарантийными стыками в соответствии с требованиями, предъявляемыми к сборке, сварке и контролю гарантийных сварных соединений.

После предварительных испытаний реконструируемых участков ЛЧ МГ, замены неравнопроходных крановых узлов на равнопроходные выполняют их испытание в составе действующего газопровода природным газом с проходным рабочим давлением в соответствии с СТП СФШИ.08.05.

12.11 При реконструкции трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ выполняют гидравлические испытания согласно таблице 2.

12.12 При отрицательных температурах атмосферного воздуха гидравлические испытания отремонтированных (реконструированных) участков ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ выполняют с учетом 6.5 – 6.9.

13 Требования безопасности при очистке полости, испытании, удалении воды, стравливании воздуха, осушке и заполнении азотом участков ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ

13.1 При проведении работ по очистке полости, испытаниям, удалению воды, стравливанию воздуха, осушке и заполнению азотом участков ЛЧ МГ и трубопроводов КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ следует руководствоваться положениями [7], действующими на территории Республики Беларусь техническими документами и требованиями настоящего раздела.

13.2 При проведении работ по очистке полости, осушке, испытаниям, удалению воды, стравливанию воздуха и заполнению азотом участков газопроводов необходимо предусматривать мероприятия по предупреждению воздействия на людей опасных и вредных производственных факторов, связанных с характером работы.

13.3 Все члены комиссий по испытаниям, осушке и заполнению азотом участков ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ, а также инженерно-технические работники и рабочие, участвующие в работах, должны изучить

специальные рабочие инструкции (см. 5.3, 5.8, 5.9, 5.10) и быть ознакомлены с мероприятиями по промышленной и пожарной безопасности. Они должны быть обеспечены необходимым инструментом, инвентарем, спецодеждой и средствами индивидуальной защиты.

13.4 На период проведения работ по очистке полости и испытанию газопроводов устанавливается охранная зона, которую обозначают соответствующими знаками, определяют места и условия безопасного пребывания лиц, занятых в работах. Размеры охранной зоны для подземных газопроводов различных диаметров при проведении гидравлических и пневматических испытаний приведены в таблицах 4 и 5 [1].

Таблица 4 – Размеры охранной зоны, устанавливаемой на период проведения работ по промывке, продувке и вытеснению воды из полости газопроводов при гидравлических испытаниях

Рраб, МПа	Рисп, МПа	Диаметр газопровода, мм				
		до 300	от 300 до 500	от 500 до 800	от 800 до 1000	от 1000 до 1400
Охранная зона в направлении вылета поршней при промывке, продувке и вытеснении воды, м		600	800	800	1000	1000
Размеры охранной зоны в метрах в обе стороны от оси газопровода (в числителе) и в направлении возможного отрыва заглушки от торца газопровода (в знаменателе)						
5,5	6,05	75/600	75/600	75/600	75/600	100/600
	6,88	75/600	75/700	75/600	75/600	100/650
	8,25	75/600	75/800	75/600	100/800	100/800
7,4	8,14	75/600	75/800	75/600	100/800	100/800
	9,25	100/800	100/1000	100/800	100/900	120/900
	11,10	100/900	100/1200	100/900	120/1100	120/1000
9,8	10,08	-	-	100/800	100/1000	120/1000
	11,25	-	-	100/900	120/1100	130/1000
	14,70	-	-	130/1100	160/1400	170/1300
11,8	13,00	-	-	120/1000	140/1200	150/1200
	14,75	-	-	130/1100	170/1400	170/1300
	17,70	-	-	180/1300	210/1500	200/1500
-	Выше 17,70	-	-	200/1500	250/1700	250/1700

Таблица 5 – Размеры охранной зоны, устанавливаемой на период проведения работ по очистке полости и продувке газопроводов при пневматических испытаниях

Рраб, МПа	Рисп, МПа	Диаметр газопровода, мм				
		до 300	от 300 до 500	от 500 до 800	от 800 до 1000	от 1000 до 1400
Охранная зона в направлении вылета поршней при очистке и продувке, м		600	800	800	1000	1000
Размеры охранной зоны в метрах в обе стороны от оси газопровода (в числителе) и в направлении возможного отрыва заглушки от торца газопровода (в знаменателе)						

Продолжение Таблицы 5

5,5	6,05	100/600	150/800	200/800	200/1000	250/1000
	6,88	100/600	150/800	200/800	200/1000	250/1000
	8,25	150/700	200/800	250/1000	300/1200	350/1200
7,4	8,14	150/700	200/800	250/1000	300/1200	350/1200
	9,25	250/900	300/1100	350/1200	400/1500	450/1500
	11,10	350/1000	350/1200	450/1500	500/1500	500/1500
9,8	10,08	-	-	400/1400	450/1500	450/1500
	11,25	-	-	450/1500	500/1500	500/1500
	14,70	-	-	500/1600	630/1800	630/1800
11,8	13,00	-	-	450/1500	550/1600	550/1600
	14,75	-	-	500/1600	630/1800	630/1800
	17,70	-	-	550/1600	630/1800	630/1800

При испытаниях наземных или надземных участков газопровода охранная зона от оси газопровода должна быть увеличена в два раза в обе стороны. Охранная зона в направлении вылета очистных устройств ограничивается сектором с углом в 60°.

13.5 Люди, машины, механизмы и оборудование при очистке полости и испытании газопроводов должны находиться за пределами охранной зоны.

13.6 Для недопущения проникновения в зону проведения испытания газопроводов посторонних лиц, транспортных средств и др. за пределами охранной зоны выставляют охранные посты.

13.7 Замер параметров испытания производят дистанционно приборами, вынесенными за пределы охранной зоны.

13.8 До очистки полости или испытания газопровода в местах, где он пересекает железные и автомобильные дороги или проходит вблизи от них, комиссия по испытаниям газопровода должна уведомить соответствующие организации (управление железной дороги, дорожный отдел и др.) о проведении указанных работ и согласовать с ними необходимые мероприятия по безопасности.

При пневматическом испытании газопровода давление поднимают до 2 МПа (для МГ с $P_{\text{раб}}$ меньше 2 МПа – до рабочего давления), после чего прекращают подачу воздуха и проводят осмотр трассы газопровода. На время осмотра подъем давления должен быть прекращен.

После осмотра трассы газопровода и устранения обнаруженных дефектов продолжают подъем давления до испытательного.

13.9 При подъеме давления от 2 МПа (для МГ с $P_{\text{раб}}$ меньше 2 МПа – от рабочего давления) до испытательного и во время выдержки под испытательным давлением осмотр трассы запрещается.

Осмотр трассы следует проводить только после снижения испытательного давления до рабочего с целью проверки газопровода на герметичность.

13.10 Персонал, занятый на проведении работ по очистке полости и испытаниям участков ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ ЛЧ МГ на прочность и проверке на герметичность, обеспечивают средствами связи, соответствующими требованиям [8].

13.11 Устранение неисправностей испытательного оборудования, обнаруженных в процессе испытания, проводят после отключения оборудования и стравливания давления до атмосферного.

13.12 Стравливание воздуха из участка газопровода с испытательного до рабочего давления по завершении пневматических испытаний выполняют через свечу DN 50 мм, высотой 3 м, отведенную от испытательного шлейфа, с краном, расположенным на расстоянии 50 м от компрессорного агрегата и находящимся за пределами охранной зоны. Техническое решение по закреплению и подсоединению

трубопровода DN 50 мм к испытательному шлейфу должно быть выполнено в соответствии с проектом.

13.13 Производственное оборудование, применяемое при проведении работ по очистке полости, испытаниям и осушке МГ, должно соответствовать общим требованиям безопасности согласно ГОСТ 12.2.003.

13.14 Работы по заполнению полости участков ЛЧ МГ и трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ следует выполнять с учетом ГОСТ 9293 (раздел 6). Содержание кислорода в воздухе рабочей зоны должно быть не менее 19 % (по объему).

Накопление газообразного азота в рабочей зоне вызывает явление кислородной недостаточности и удушья.

13.15 Все работы, связанные с метанолом, проводят в соответствии с требованиями ТКП 038 и СТП СФШИ.08.03.

14 Мероприятия по охране окружающей среды при проведении работ по очистке полости, испытаниям, удалению воды из участков газопроводов, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ

14.1 При проведении работ по очистке полости, испытаниям ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ и удалению воды мероприятия по охране окружающей среды выполняют в соответствии с требованиями проекта, [9], [10], [11] и настоящего стандарта.

14.2 Мероприятия по охране окружающей среды при проведении работ по очистке полости и испытаниям участков ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ направлены на предотвращение и ограничение основных видов техногенных воздействий на воздушную и водную среды, почвенно-растительный покров, растительный и животный мир и их последствий:

- загрязнение природной среды при сбросах вод;
- изменение рельефа и микрорельефа за счет образования колеи, рытвин, борозд и др. от прохождения техники;
- захламление пойм и русел рек отходами;
- выброс в атмосферу вредных веществ от применяемой техники;
- нарушение путей миграции и среды обитания животных и рыб;
- ухудшение физико-механических свойств грунтов;
- водно-эрозионные и геокриологические процессы;
- нарушение структур плодородных горизонтов и почвенного покрова;
- разрушение склонов (пойм, надпойменных террас, берегов, русел рек);
- угнетение растительных сообществ, утрата отдельных экземпляров редких и исчезающих видов растений и животных.

14.3 В специальные рабочие инструкции по очистке полости, испытанию, осушке и заполнению азотом газопровода включают раздел «Требования по охране окружающей среды», содержащий:

- схему размещения и техническое описание водозаборного сооружения, оборудованного средствами рыбозащиты;
- состав воды в источнике;
- схему проведения очистки полости и гидравлических испытаний;
- привязку схемы очистки полости и испытания газопроводов к водным объектам;
- расчет объема воды для промывки и испытания каждого участка газопровода;
- расчеты возможного влияния на урез воды и экологию водоема (реки, озера и др.), из которого производится водозабор, изъятия необходимого для проведения промывки и гидравлического испытания газопровода объема воды;

СТП СФШИ.02.76-2014

-ситуационный план испытываемого участка газопровода с указанием мест размещения водозабора, резервуара-отстойника, постов наблюдения, аварийных бригад, охранной зоны;

-схему высотных отметок по газопроводу;

-расчет времени осветления воды после промывки и гидравлического испытания;

- расчет предельно допустимых сбросов загрязняющих веществ.

14.4 Забор воды для гидравлических испытаний производят из рек и пресноводных водоемов, при этом водозаборное сооружение ограждают снаружи металлической сеткой с величиной ячеек не более 2 мм. Для очистки воды от механических загрязнений используют фильтры с ячейками 100 мкм.

14.5 Воду, использованную при гидравлических испытаниях, сливают в резервуары отстойники, в которых она частично испаряется, частично фильтруется, отстаивается, после чего вода сбрасывается на местность (в реку).

14.6 Сброс технически чистой воды производят в места водозаборов, в водоемы и реки, пересекаемые газопроводом. При необходимости прокладывают дополнительные сливные линии от мест слива до точек сброса. При сбросе воды конец сливного патрубка погружают под поверхность воды на глубину не менее одного метра.

14.7 Плодородный слой почвы и грунт, извлеченный из котлована резервуара-отстойника при его сооружении, укладывают в отдельные бурты и используют при обратной засыпке и рекультивации. Резервуары-отстойники, устраиваемые в углублении земной поверхности, должны быть экранированы в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04.

14.8 По окончании испытаний газопроводов временно использовавшиеся для устройства водозаборов, размещения механизмов, сооружения резервуаров-отстойников и другие земли рекультивируют. Вывоз загрязненной земли (осадка на дне котлованов) осуществляют в отведенные места.

14.9 Сброс воды из резервуара-отстойника в реку должен регулироваться краном на сливном патрубке таким образом, чтобы:

- исключить превышение уровня воды в реке выше допустимого, согласованного с местной гидрометеорологической службой;

- обеспечить нормы предельно допустимых сбросов загрязняющих веществ в реку со сбрасываемыми водами.

14.10 Использование для гидравлических испытаний жидкостей с пониженной температурой замерзания разрешается только по специальной технологии, с учетом ее приготовления и утилизации, указываемой в проекте.

15 Очистка полости и испытания промысловых стальных трубопроводов диаметром до 1400 мм включительно с избыточным давлением среды не выше 32,0 МПа

15.1 Очистка полости трубопровода

15.1.1 Способы, параметры и схемы проведения очистки полости и испытания промысловых трубопроводов устанавливаются рабочей документацией с учетом категории и конструктивных особенностей каждого участка.

15.1.2 Очистку полости трубопроводов выполняют промывкой, продувкой или протягиванием очистных устройств по технологии, определенной [11].

На трубопроводах диаметром 219 мм и более промывку или продувку следует выполнять с использованием очистных поршней.

15.1.3 Очистка полости газопроводов в обязательном порядке должна включать мероприятия по защите полости труб от попадания снега, загрязнений и остатков строительных материалов на всех технологических переделах строительства.

15.1.4 На трубопроводах до 219 мм, монтируемых без внутренних центраторов, очистку полости следует производить протягиванием очистных устройств в процессе сборки и сварки трубопровода в нитку.

15.1.5 Трубопроводы очищают и испытывают по специальной инструкции.

Специальная инструкция на очистку полости и испытание составляется строительной-монтажной организацией и согласовывается с заказчиком по каждому конкретному трубопроводу с учетом местных условий производства работ, также согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по проведению испытаний трубопроводов.

15.1.6 Очистку полости трубопроводов, монтируемых на опорах, следует производить продувкой с пропуском поршней-разделителей под давлением сжатого воздуха со скоростью не более 10 км/ч.

15.1.7 Очистные поршни пропускают по участкам трубопровода под давлением сжатого воздуха, поступающего из ресивера (баллона), создаваемым на прилегающем участке.

Для продувки с пропуском поршня давление воздуха в ресивере при соотношении объемов ресивера и продуваемого участка 1:1 определяют по табл. 6.

15.1.8 Продувку скоростным потоком воздуха без пропуска поршня осуществляют на трубопроводах диаметром до 219 мм (включительно) или при наличии крутоизогнутых вставок радиусом менее 5 диаметров трубопровода.

15.1.9 На участках трубопроводов диаметром более 219 мм с крутоизогнутыми вставками радиусом менее 5 диаметров допускается продувка без пропуска очистных поршней при условии предварительной очистки труб протягиванием очистных устройств в процессе их сборки и сварки в нитку.

Для продувки скоростным потоком воздуха без пропуска поршня давление в ресивере определяют по табл. 6 при соотношении объемов ресивера и продуваемого участка 2:1.

Таблица 6 Давление воздуха в ресивере для продувки

Условный диаметр трубопровода, мм	Давление в ресивере, не менее, МПа	
	для трубопроводов, очищенных протягиванием очистных устройств	для трубопроводов, не очищенных протягиванием очистных устройств
1	2	3
До 250	1,0	2,0
От 300 до 400	0,6	1,2
От 500 до 800	0,5	1,0
От 800 до 1000 включительно	0,4	0,8

15.1.10 В качестве очистных устройств при протягивании следует использовать специальные приспособления, оборудованные металлическими щетками или скребками. При наличии труб с внутренней изоляцией применяются эластичные очистные поршни.

СТП СФШИ.02.76-2014

15.1.11 Для продувки используются очистные поршни типа ОПКЛ или поршни-разделители типа ПР, ДЗК, ДЗК-РЭМ.

15.1.12 Продувка трубопровода с пропуском очистных устройств через линейную арматуру допускается только в случае, если это допускается паспортом арматуры.

15.2 Испытание трубопровода на прочность и герметичность

15.2.1 Трубопроводы необходимо испытывать на прочность и герметичность гидравлическим, пневматическим или комбинированным способами.

Величину испытательных давлений определяют в проекте по табл. 7 [12].

Давление при комбинированном испытании на прочность должно быть равно в верхней точке $1,1 P_{раб}$, а в нижней точке не превышать заводского испытательного давления труб; продолжительность выдержки под этим давлением 12 ч.

Таблица 7 Величины испытательных давлений

Наименование участков трубопроводов	Категории участков	Этапы испытания на прочность	Параметры испытания на прочность				
			Давление			Продолжительность (час)	
			Гидравлическим способом		пневматическим способом	гидравлическим способом	пневматическим способом
			в верхней точке (не менее)	в нижней точке			
1	2	3	4	5	6	7	8
1 Переходы через водные преграды	I, II	Первый этап - после сварки на стапеле или на площадке перехода целиком или отдельными плетями Второй этап - после укладки перехода	$1,5 P_{раб}$	$P_{зав}$ (I-II)	Не испытывают	6	-
1.1 Судоходные и несудоходные шириной зеркала воды в межень 25 м и более в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды)			$1,25 P_{раб}$	$P_{зав}$ (I-II)			

Продолжение Таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
		Третий этап - одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II-III)	1,1 $P_{раб}$	12	12
1.2 Несудоходные шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части, оросительные и деривационные каналы	I, II	Первый этап - после укладки или крепления на опорах Второй этап - одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (I-II)	1,25 $P_{раб}$	12	12
1.3 Поймы рек по горизонту высоких вод 10 % обеспеченности Участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 % обеспеченности	II	То же	1,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (I-II)	1,25 $P_{раб}$	12	12
2 Переходы через болота							
2.1 Тип I, II, III	II, III	Одновременно с прилегающим и участками трубопровода	1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II-III)	1,1 $P_{раб}$	12	12
2.2 Тип III	I, II	Первый этап - после укладки в проектном положении Второй этап - одновременно с прилегающим и участками трубопровода	1,25 $P_{раб}$ 1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (I-II) $P_{зав}$ (II-III)	1,25 $P_{раб}$ 1,1 $P_{раб}$	12 12	12 12
3 Переходы через железные и автомобильные дороги							
3.1 Железные дороги колеи 1500 мм общей сети (на перегонах), включая	II	Первый этап - после укладки	1,5 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II)	Не испытывают	6	-

СТП СФШИ.02.76-2014

Продолжение Таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
участки по обе стороны дороги длиной 65 м каждый от осей крайних путей, но не менее 50 м от подошвы насыпи земляного полотна дороги		Второй этап - одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II-III)	1,1 $P_{раб}$	12	12
3.2 Железные дороги промышленных предприятий колеи 1520 мм (внешние, внутренние железнодорожные пути), включая участки по обе стороны дороги длиной 50 м каждый от осей крайних путей	II	Первый этап - после укладки Второй этап - одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,5 $P_{раб}$ 1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II) $P_{зав}$ (II-III)	Не испытывают 1,1 $P_{раб}$	6 12	- 12
3.3 Автомобильные дороги общего пользования I-а, I-б, II, III категорий и подъездные автомобильные дороги промышленных предприятий I-б, II, III категорий, включая участки длиной не менее 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	II	Первый этап - после укладки Второй этап - одновременно с прилегающими участками	1,5 $P_{раб}$ 1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II) $P_{зав}$ (II-III)	Не испытывают 1,1 $P_{раб}$	6 12	- 12
3.4 Автомобильные дороги общего пользования IV, V, категорий, внутренние межплощадочные автодороги промышленных предприятий, III-в категории, лесовозные дороги I-л, II-л, III-л, IV-л категорий, внутривозвездные автодороги I-с категории, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	II	Первый этап - после укладки Второй этап - одновременно с прилегающими участками	1,5 $P_{раб}$ 1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II) $P_{зав}$ (II-III)	Не испытывают 1,1 $P_{раб}$	6 12	- 12

Продолжение Таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
4 Трубопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям	I, II	Одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II-III)	1,1 $P_{раб}$	12	12
5 Узлы запуска и приема очистных устройств, а также участки трубопроводов по 100 м, примыкающие к ним	II	Первый этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах	1,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II)	Не испытывают	12	-
		Второй этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II-III)	1,1 $P_{раб}$	12	12
6 Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтегазопроводами, конденсатопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами и т.п.) в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	II	Первый этап - до укладки или крепления на опорах	1,5 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II)	Не испытывают	6	-
		Второй этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II-III)	1,1 $P_{раб}$	12	12
7 Трубопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям	II	То же	То же	То же	То же	То же	То же
8 Переходы через овраги, балки, рвы	II	Одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II-III)	1,1 $P_{раб}$	12	12
9 Трубопроводы на участках подхода к НС, НПС, ГПЗ в пределах 250 м от ограждения	II	Первый этап - до укладки или крепления на опорах	1,5 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II)	Не испытывают	12	-

СТП СФШИ.02.76-2014

Продолжение Таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
		Второй этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II-III)	Не испытывают	12	-
10 Узлы линейной запорной арматуры	II	Первый этап - до укладки или крепления на опорах	1,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II)	Не испытывают	6	-
		Второй этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II-III)	1,1 $P_{раб}$	12	12
11 Участки газопроводов, примыкающие к площадкам скважин на расстоянии 150 м от ограждения	II	Первый этап - до укладки или крепления на опорах	1,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II)	Не испытывают	12	-
		Второй этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II-III)	1,1 $P_{раб}$	12	12
12 Газопроводы на длине 250 м от линейной запорной арматуры и гребенок подводных переходов	II	Одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II-III)	Не испытывают	12	-
13 Узлы подключения трубопроводов к межпромысловому коллектору и примыкающие к ним участки длиной не менее 15 м в каждую сторону от границ монтажного узла и участки между охранными кранами УКПГ, КС, ДКС, ГС, ПХГ	II	Первый этап - до укладки или крепления на опорах	1,5 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II)	Не испытывают	12	-
		Второй этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II-III)	1,1 $P_{раб}$	12	12
14 Пересечения с воздушными линиями электропередачи высокого напряжения	II	Первый этап - до укладки или крепления на опорах	1,5 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II)	Не испытывают	6	-

Окончание Таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
		Второй этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II-III)	1,1 $P_{раб}$	12	12
15 Трубопроводы ввода-вывода, транзитные трубопроводы	I	Первый этап - до укладки или крепления на опорах	1,5 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (I)	Не испытывают	12	-
		Второй этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II-III)	1,1 $P_{раб}$	12	12
16 Трубопроводы обвязки куста скважин	I	Первый этап - до укладки или крепления на опорах	1,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (I)	1,25 $P_{раб}$	12	12
		Второй этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (II-III)	1,1 $P_{раб}$	12	12
17 Прочие трубопроводы и их участки, кроме указанных	III	В один этап одновременно со всем трубопроводом	1,1 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (III)	1,1 $P_{раб}$	12	12

15.2.2 Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом производят после испытания на прочность и путем снижения испытательного давления до максимального рабочего ($P_{раб}$) (принимаемого по проекту) и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

15.2.3 При температуре окружающей среды трубопровода ниже 0 °С допускается (при наличии теплотехнического расчета, выполненного проектной организацией) проведение гидравлического испытания подогретой водой от теплообменников, водоподогревательных установок, коммуникаций горячего водоснабжения и т.п. или жидкостями с температурой заморзания ниже температуры окружающей среды.

15.2.4. Для гидравлического испытания могут быть использованы подземные воды из сеноманских или других геологических горизонтов, имеющие пониженную

температуру замерзания, с добавлением при необходимости ингибиторов коррозии. Для трубопроводов диаметром до 219 мм при отрицательных температурах используются жидкости, имеющие пониженную температуру замерзания (антифризы). Использованный антифриз следует утилизировать.

15.2.5 В условиях отрицательных температур проведения гидравлических испытаний водой должна предусматриваться возможность быстрого удаления из трубопровода опрессовочной воды с помощью заранее установленных поршней-разделителей, перемещающихся под давлением воздуха или газа.

15.2.6 Технологические узлы (крановые узлы, узлы задвижек, узлы сбора и распределения газа и нефти) подвергаются предварительному гидравлическому испытанию.

15.2.7 Испытание надземных газопроводов на прочность и герметичность, как правило, проводится гидравлическим способом и включает:

а) предварительные испытания участков повышенной категории (переходы под дорогами, водотоками, реками и т.п.) и технологических узлов (линейные крановые узлы, узлы задвижек, узлы пуска и приема средств диагностики и т.п.);

б) испытание всего подготовленного к эксплуатации участка газопровода.

15.2.8 Предварительное испытание переходов и узлов проводится сразу же после окончания работ на этих участках.

15.2.9 Предварительное испытание технологических узлов зимой осуществляется гидравлическим способом незамерзающей жидкостью. Предварительное испытание узлов, помимо проверки на прочность, должно включать проверку на герметичность импульсных и других трубок, резьбовых соединений.

15.2.10 При предварительном испытании узлов гидравлическим способом должны выполняться мероприятия по удалению и сбору испытательной жидкости без ее выброса в окружающую среду.

15.2.11 Гидравлическое испытание надземного газопровода целесообразно осуществлять в период положительных температур воздуха. В противном случае должны быть предусмотрены мероприятия, позволяющие провести гидравлические испытания при отрицательных температурах, исключающих замерзание испытательной жидкости.

15.2.12 При испытании систем трубопроводов должны быть предусмотрены организационно-технологические схемы, обеспечивающие последовательное испытание участков с многократным использованием испытательной среды.

15.2.13 При многониточной прокладке промышленных трубопроводов допускается их одновременное испытание гидравлическим или пневматическим способом.

15.2.14 Промысловые трубопроводы для транспортировки сероводородсодержащего природного газа или газового конденсата подлежат осушке.

15.2.15 Испытание надземного трубопровода на прочность и проверку на герметичность следует производить после полной готовности участка трубопровода:

- закрепления трубопровода на опорах;
- заделки стыков (противокоррозионная и теплоизоляция);
- установки арматуры и приборов (кроме 1-го этапа испытаний трубопроводов на затопляемых территориях);
- удаления персонала и вывозки техники из опасной зоны;
- обеспечения постоянной или временной связи.

15.2.16 Давление при пневматическом испытании на прочность трубопровода как на первом, так и на втором этапе должно быть равно $1,1 P_{раб}$, а продолжительность выдержки под этим давлением - 12 ч.

15.2.17 Заполнение трубопровода воздухом или природным газом производится с осмотром трассы при давлении, равном 0,3 от испытательного на прочность, но не выше 2 МПа.

15.2.18 В отдельных случаях, с целью облегчения обнаружения трудно выявляемых утечек воздуха, при пневматических испытаниях допускается применять вещества, придающие воздуху (природному газу) запах.

15.2.19 Если при осмотре трассы или в процессе подъема давления будет обнаружена утечка, то подачу воздуха, газа или жидкости в трубопровод следует немедленно прекратить, после чего должна быть установлена возможность и целесообразность дальнейшего проведения испытаний.

15.2.20 Осмотр трассы при увеличении давления от $0,3 P_{исп}$ до $P_{исп}$ и в течение времени испытания на прочность запрещается.

15.2.21 После окончания испытания трубопровода на прочность давление необходимо снизить до проектного рабочего и только после этого выполнить контрольный осмотр трассы для проверки на герметичность.

15.2.22 При испытании трубопроводов на прочность и их проверке на герметичность места утечек необходимо определять следующими методами:

- визуальным;
- акустическим;
- по запаху;
- по падению давления на испытываемом участке.

15.2.23 Трубопровод считается выдержавшим испытания на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность он не разрушился, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным и не было обнаружено утечек.

15.2.24 Удаление воды после испытаний предусматривается в обязательном порядке только для газопроводов; способ удаления должен указываться в проекте.

15.2.25 Контроль за движением по трубопроводу поршней-разделителей должен осуществляться по показаниям манометров, измеряющих давление в узлах их пуска-приема, или с помощью механических сигнализаторов.

15.3 Выполнение природоохранных мероприятий

15.3.1 При проведении работ по очистке полости, испытаниям и удалению воды мероприятия по охране окружающей среды выполняются в соответствии с требованиями проекта, [9], [10], [11] и настоящего стандарта.

15.3.2 Мероприятия по охране окружающей среды при проведении работ по очистке полости и испытаниям направлены на предотвращение и ограничение основных видов техногенных воздействий на воздушную и водную среды, почвенно-растительный покров, растительный и животный мир и их последствий:

- загрязнение природной среды при сбросах вод;
- изменение рельефа и микрорельефа за счет образования колеи, рытвин, борозд и др. от прохождения техники;
- захламливание пойм и русел рек отходами;
- выброс в атмосферу вредных веществ от применяемой техники;
- нарушение путей миграции и среды обитания животных и рыб;
- ухудшение физико-механических свойств грунтов;
- водно-эрозионные и геокриологические процессы;
- нарушение структур плодородных горизонтов и почвенного покрова;
- разрушение склонов (пойм, надпойменных террас, берегов, русел рек);
- угнетение растительных сообществ, утрата отдельных экземпляров редких и исчезающих видов растений и животных.

СТП СФШИ.02.76-2014

15.3.3 В специальные рабочие инструкции по очистке полости, испытанию, осушке включают раздел «Требования по охране окружающей среды», содержащий:

- схему размещения и техническое описание водозаборного сооружения, оборудованного средствами рыбозащиты;
- состав воды в источнике;
- схему проведения очистки полости и гидравлических испытаний;
- привязку схемы очистки полости и испытания трубопровода к водным объектам;
- расчет объема воды для промывки и испытания каждого участка трубопровода;
- расчеты возможного влияния на урез воды и экологию водоема (реки, озера и др.), из которого производятся водозабор, изъятия необходимого для проведения промывки и гидравлического испытания трубопровода объема воды;
- ситуационный план испытываемого участка с указанием мест размещения водозабора, резервуара-отстойника, постов наблюдения, аварийных бригад, охранной зоны;
- схему высотных отметок по трубопроводу;
- расчет времени осветления воды после промывки и гидравлического испытания;
- расчет предельно допустимых сбросов загрязняющих веществ.

15.3.4. Забор воды для гидравлических испытаний производят из рек и пресноводных водоемов, при этом водозаборное сооружение ограждают снаружи металлической сеткой с величиной ячеек не более 2 мм. Для очистки воды от механических загрязнений используют фильтры с ячейками 100 мкм.

15.3.5. Воду, использованную при гидравлических испытаниях, сливают в резервуары отстойники, в которых она частично испаряется, частично фильтруется, отстаивается, после чего вода сбрасывается на местность (в реку).

15.3.6. Сброс технически чистой воды производят в места водозаборов, в водоемы и реки, пересекаемые трубопроводом. При необходимости прокладывают дополнительные сливные линии от мест слива до точек сброса. При сбросе воды конец сливного патрубка погружают под поверхность воды на глубину не менее одного метра. До начала сброса природоохранная служба проводит анализ на соответствие нормативам взвешенных веществ и загрязнений.

Контроль за сбросом воды осуществляют с участием представителей местного водного хозяйства.

15.3.7. Плодородный слой почвы и грунт, извлеченный из котлована резервуара-отстойника при его сооружении, укладывают в отдельные бурты и используют при обратной засыпке и рекультивации. Резервуары-отстойники, устраиваемые в углублении земной поверхности, должны быть экранированы в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04.

15.3.8. По окончании испытаний трубопроводов временно использовавшиеся для устройства водозаборов, размещения механизмов, сооружения резервуаров-отстойников и другие земли рекультивируют. Вывоз загрязненной земли (осадка на дне котлованов) осуществляют в отведенные места.

15.3.9. Сброс воды из резервуара-отстойника в реку должен регулироваться краном на сливном патрубке таким образом, чтобы:

- исключить превышение уровня воды в реке выше допустимого, согласованного с местной гидрометеорологической службой;
- обеспечить нормы предельно допустимых сбросов загрязняющих веществ в реку со сбрасываемыми водами.

15.3.10. Использование для гидравлических испытаний жидкостей с пониженной температурой замерзания разрешается только по специальной технологии, с учетом ее приготовления и утилизации, указываемой в проекте.

Стандарт ОАО "Газпром трансгаз Беларусь"

Приложение А
(обязательное)

Формы представления результатов очистки полости газопроводов, испытаний, удаления воды, осушки и заполнения азотом участков ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ

А.1 Форма разрешения на очистку полости и испытание

ОАО «Газпром»
ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»

Строительство (реконструкция, ремонт)

СМУ, СУ, ПМК, КТП _____
Участок _____
Объект _____

РАЗРЕШЕНИЕ №
на очистку полости и испытание уложенного участка газопровода
от "___" _____ 20__ г.

Разрешается приступить к _____
указать вид работ: очистка (промывка), испытание на прочность или герметичность,

_____ вытеснение используемой для испытания среды (указать название среды, используемой для испытания,
_____ очистки, промывки и др.)

_____ давлением _____ МПа
с пропуском _____
заполняется при производстве очистки: указать число и тип очистных устройств

на участке от км/ПК _____ до км/ПК _____ общей протяженностью _____ м в соответствии с требованиями технических документов ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», строительных норм и правил, специальной инструкции № _____ от "___" _____ 20__ г., согласованной и утвержденной в установленном порядке.

Подготовительные работы на указанном участке выполнены в требуемом объеме и в соответствии с проектом.

Зона в пределах минимальных расстояний _____

_____ освобождена от жилых домов, строений, строительной техники и материалов

Исполнительная документация проверена и имеется в требуемом объеме.

Представитель ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» _____
должность, организация, фамилия, инициалы _____ подпись _____ дата _____

Представитель технадзора _____
должность, организация, фамилия, инициалы _____ подпись _____ дата _____

Представитель генподрядчика _____
должность, организация, фамилия, инициалы _____ подпись _____ дата _____

А.2 Форма акта на очистку полости и калибровку магистрального газопровода

ОАО «Газпром»

ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»

Строительство (реконструкция, ремонт)

СМУ, СУ, ПМК, КТП _____

Участок _____

Объект _____

АКТ № на очистку полости и калибровку магистрального газопровода от "___" _____ 20__ г.

составлен комиссией, назначенной приказом _____
наименование организации

от "___" _____ 20__ г. в составе:

в том, что произведена _____ кратная очистка полости _____ трубопровода,
диаметром _____ мм на участке от км/ПК _____ до км/ПК _____
общей протяженностью _____ м.Очистка выполнена в соответствии с требованиями технических документов
ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», строительных норм и правил, проекта,
специальной инструкции, согласованной и утвержденной "___" _____ 20__ г. в
установленном порядке способом

_____ продувки, промывки, протягивания,

_____ вытеснения загрязнения в потоке жидкости, вид рабочей среды - воздух, вода и т.п.

с пропуском _____ в количестве _____ шт.
указать тип очистного устройстваОчистка внутренней полости трубопровода производилась до выхода чистого поршня.
Проведена калибровка газопровода калибровочным диском диаметром _____ из
_____ толщиной _____ мм.
материалЗаключение комиссии: _____
указать результаты приемки очистки

_____ полости и калибровки трубопровода, какие последующие работы

_____ разрешается выполнять

Председатель комиссии

_____ должность, организация, фамилия, инициалы

_____ подпись

_____ дата

Члены комиссии

_____ должность, организация, фамилия, инициалы

_____ подпись

_____ дата

А.3 Форма акта предварительного испытания кранового узла

ОАО «Газпром»
ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»

_____	Строительство (реконструкция, ремонт)
_____	_____
СМУ, СУ, ПМК, КТП _____	_____
Участок _____	Объект _____

АКТ №
от "___" _____ 20__ г.
предварительного испытания кранового узла
на ПК/км _____ газопровода _____

Испытание производилось _____ способом, давлением _____ МПа,
гидравлическим, пневматическим
с выдержкой в течение двух часов.
В течение испытательного периода давление замерялось техническими манометрами № _____, опломбированными, имеющими паспорта, класс точности приборов _____ со шкалой деления _____
не ниже I не менее 4/3 от испытательного
поверенными _____ метрологической службой _____
дата наименование организации
зарегистрированной в реестре аккредитованных метрологических служб юридических лиц под № _____.
Крановый узел смонтирован в соответствии с требованиями технических документов ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», строительных норм и правил, проекта.
По окончании испытания на прочность давление снижено до _____ МПа и выполнена проверка на герметичность.

Заключение: _____
крановый узел считать выдержавшим испытания, если при осмотре не обнаружены утечки

Представитель ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»	_____	_____
<small>должность, организация, фамилия, инициалы</small>	<small>подпись</small>	<small>дата</small>
Представитель технадзора	_____	_____
<small>должность, организация, фамилия, инициалы</small>	<small>подпись</small>	<small>дата</small>
Представитель генподрядчика	_____	_____
<small>должность, организация, фамилия, инициалы</small>	<small>подпись</small>	<small>дата</small>

А.4 Форма акта предварительного (поэтапного) испытания магистральных газопроводов и их участков категорий В и I

ОАО «Газпром»

ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»

_____ Строительство (реконструкция, ремонт)

СМУ, СУ, ПМК, КТП _____

Участок _____

Объект _____

АКТ №

предварительного (поэтапного) испытания магистральных газопроводов и их участков категорий В и I

от "___" _____ 20__ г.

Предварительное испытание на прочность и герметичность трубопроводов

_____ наименование испытываемого участка

на участке от км/ПК _____ до км/ПК _____ общей протяженностью _____ м
в _____ этапа проведено в соответствии с требованиями технических документов

(число этапов)

ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», строительных норм и правил, проекта, специальной инструкции, согласованной и утвержденной " " _____
20__ г.

Испытание на прочность I этапа _____

указать, на какой стадии строительства

проведено _____ способом _____ давлением _____ МПа в течение _____ ч;

гидравлическим/пневматическим испытательная среда

проверка на герметичность выполнена давлением _____ в течение _____ ч.

Испытание на прочность II этапа _____

указать, на какой стадии строительства

проведено _____ способом _____ давлением _____ МПа (кгс/см²) в течение _____ ч;

гидравлическим/пневматическим испытательная среда

проверка на герметичность выполнена давлением _____ в течение _____ ч.

После испытаний было выполнено удаление _____ /
воды, жидкости с пониженной температурой замерзания

сравливание воздуха.

В течение испытательного периода давление замерялось техническими манометрами № _____ или дистанционными приборами № _____, опломбированными, имеющими паспорта, класс точности приборов _____ со

не ниже I

шкалой деления _____, поверенными _____ метрологической
не менее 4/3 от испытательного дата

службой _____, зарегистрированной в реестре

наименование организации

аккредитованных метрологических служб юридических лиц под № _____.

Заключение: _____

указать результат испытаний

Представитель ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» _____

должность, организация, фамилия, инициалы

подпись

дата

Представитель технадзора _____

должность, организация, фамилия, инициалы

подпись

дата

Представитель генподрядчика _____

должность, организация, фамилия, инициалы

подпись

дата

А.5 Форма разрешения на испытание КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ

ОАО «Газпром»
ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»

Строительство (реконструкция, ремонт)

СМУ, СУ, ПМК, КТП _____

Участок _____

Объект _____

РАЗРЕШЕНИЕ №
на испытание КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ
от "___" _____ 20__ г.

Разрешается приступить к гидравлическим испытаниям на прочность и проверке на герметичность _____

название объекта (указать название среды, используемой для испытания, очистки, промывки и др.)

испытательным давлением _____ МПа, продолжительностью испытания _____ часов, давлением проверки на герметичность _____ МПа с пропуском _____ на участках,

при производстве очистки с применением очистных устройств: указать число и тип очистных устройств

указываемых на технологической схеме в соответствии с требованиями технических документов ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», строительных норм и правил, специальной инструкции от _____ 20__ г., согласованной и утвержденной в установленном порядке.

Подготовительные работы на объекте выполнены в требуемом объеме и в соответствии с проектом.

Газопроводы очищены и из них удалена вода _____
указать способы очистки и удаления воды из газопроводов

Количество остаточной воды не более 0,05 % от объема газопроводов.

Исполнительная документация проверена и имеется в требуемом объеме.

Представитель ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» _____
должность, организация, фамилия, инициалы подпись дата

Представитель технадзора _____
должность, организация, фамилия, инициалы подпись дата

Представитель генподрядчика _____
должность, организация, фамилия, инициалы подпись дата

А.6 Форма акта гидравлического (пневматического) испытания на прочность, проверки на герметичность и удаления воды после испытания ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ДКС, ПХГ, ГРС, ГИС и др. объектов МГ

ОАО «Газпром»

ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»

Строительство (реконструкция, ремонт)

СМУ, СУ, ПМК, КТП _____

Участок _____

Объект _____

АКТ №

от " ____ " _____ 20__ г.

_____ гидравлического, пневматического
испытания на прочность, проверки на герметичность и удаления _____ после
(воды и др.)

испытания линейной части магистрального газопровода, трубопроводов и
оборудования КС, ДКС, ПХГ, ГРС, ГИС и др. объектов магистрального газопровода

Составлен комиссией, назначенной приказом

_____ наименование организации
от " ____ " _____ 20__ г.

о том, что " ____ " _____ 20__ г. проведено _____
пневматическое, гидравлическое

испытание на прочность _____
трубопровода, узла, блока и др.

на (участке от км _____, ПК _____ до км _____, ПК _____, общей протяженностью _____ м,
площадке _____)

в соответствии с требованиями технических документов ОАО «Газпром», строительных
норм и правил, проекта, _____

специальной инструкции, согласованной и утвержденной _____ 20__ г.

Испытание на прочность гидравлическим способом выполнено при давлении в нижней
точке _____ МПа, в верхней точке _____ МПа.

Испытание на прочность пневматическим способом выполнено при давлении
_____ Мпа.

Время выдержки под испытательным давлением составило _____ ч.

В течение испытательного периода давление замерялось техническими манометрами
№ _____ или дистанционными приборами № _____, опломбированными,
имеющими паспорта, класс точности приборов _____ со

шкалой деления _____, поверенными _____ не ниже I
не менее 4/3 от испытательного _____ метрологической
дата

службой _____, зарегистрированной в реестре
наименование организации

аккредитованных метрологических служб юридических лиц под № _____.

Заключение комиссии: _____
указать результат испытаний

СТП СФШИ.02.76-2014

После завершения испытания на прочность произведена проверка на герметичность давлением $P_{\text{раб.макс.}}$ _____ МПа в течение _____ ч

на _____
участке от км _____, ПК _____ до км _____, ПК _____, общей протяженностью _____ м,
площадке _____

в соответствии с требованиями _____
СТО Газпром, СНиП, специальной инструкции, согласованной и утвержденной
" " _____ 20__ г., проекта.

В течение испытательного периода давление замерялось техническими манометрами № _____ или дистанционными приборами № _____, опломбированными, имеющими паспорта, класс точности приборов _____ со

шкалой деления _____, поверенными _____ метрологической
не менее 4/3 от испытательного _____ дата _____
службой _____, зарегистрированной в реестре
наименование организации _____
аккредитованных метрологических служб юридических лиц под № _____.

Заключение комиссии: _____

Удаление _____ после испытания из _____
указать результат проверки на герметичность _____
воды и др. _____ газопровода, перемычек, кранового узла,
трубопроводов, оборудования _____

проведено в соответствии с требованиями технических документов ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», строительных норм и правил _____, проекта _____, специальной рабочей инструкции, согласованной и утвержденной _____ 20__ г. в установленном порядке путем

пропуска поршней-разделителей, продувки воздухом, слива самотеком и т.д.
При этом были применены поршни-разделители _____
в количестве _____ шт.

Удаление _____ проводилось до _____
указать тип поршня _____
воды и др. _____ прекращения выхода воды, выхода чистого воздуха

Стравливание воздуха проводилось _____
указать порядок стравливания воздуха после пневматических испытаний

Заключение комиссии: _____
указать результат удаления воды и др., стравливания воздуха _____
после испытания, какие последующие работы разрешается производить _____

Председатель комиссии

_____ должность, организация, фамилия, инициалы _____ подпись _____ дата _____

Члены комиссии

_____ должность, организация, фамилия, инициалы _____ подпись _____ дата _____

А.7 Форма разрешения на проведение осушки полости ЛЧ МГ, трубопроводов КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ

ОАО «Газпром»

ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»

Строительство (реконструкция, ремонт)

СМУ, СУ, ПМК, КТП _____

Участок _____

Объект _____

РАЗРЕШЕНИЕ № на проведение осушки полости линейной части МГ, трубопроводов КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ от "___" _____ 20__ г.

Разрешается приступить к осушке _____
указать название объекта

на участке от км/ПК _____ до от км/ПК _____ (в соответствии с технологической схемой участка МГ). Для трубопроводов КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ в соответствии с технологическими схемами объектов.

_____ указать способ выполнения осушки

_____ указать тип, производительность и число используемых установок

Из трубопроводов удалена вода (жидкость с пониженной температурой замерзания)

_____ указать способ удаления воды,

с пропуском _____
заполняется при пропуске разделительных и пенополиуретановых поршней; указать тип и число пропущенных по участку разделительных и пенополиуретановых поршней

в соответствии с требованиями действующих технических документов ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», строительных норм и правил, специальной инструкции от "___" _____ 20__ г., согласованной и утвержденной в установленном порядке.

Подготовительные работы на указанном участке выполнены в требуемом объеме и в соответствии с проектом.

Исполнительная документация проверена и имеется в требуемом объеме.

Представитель ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» _____

должность, организация, фамилия, инициалы

подпись

дата

Представитель технадзора _____

должность, организация, фамилия, инициалы

подпись

дата

Представитель генподрядчика _____

должность, организация, фамилия, инициалы

подпись

дата

А.8 Форма акта осушки полости ЛЧ МГ (трубопроводов и оборудования КС, ПХГ, ГРС, ГИС)

ОАО «Газпром»
ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»

Строительство (реконструкция, ремонт)

СМУ, СУ, ПМК, КТП _____
Участок _____
Объект _____

АКТ № _____
осушки полости магистрального газопровода
(трубопроводов и оборудования КС, ПХГ, ГРС, ГИС)
от " _____ " 20__ г.

Осушка _____ на участке от ПК _____ км до ПК _____ км
название объекта для магистральных газопроводов
выполнена _____
краткое описание способа

осушки и использованного оборудования

до ТТР минус ___°С / до давления насыщенных паров воды в полости газопровода ___ кПа.

Осушка выполнена специализированной организацией _____
название организации

в соответствии с требованиями технических документов ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», строительных норм и правил, специальной инструкции от _____ 20__ г., согласованной и утвержденной в установленном порядке.

Заключение комиссии: _____
указать результат осушки

Председатель комиссии

должность, организация, фамилия, инициалы _____ подпись _____ дата

Члены комиссии

должность, организация, фамилия, инициалы _____ подпись _____ дата

А.9 Форма акта заполнения азотом полости магистрального газопровода (трубопроводов и оборудования КС, ПХГ, ГРС, ГИС)

ОАО «Газпром»

ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»

Строительство (реконструкция, ремонт)

СМУ, СУ, ПМК, КТП _____

Участок _____

Объект _____

АКТ № заполнения азотом полости магистрального газопровода (трубопроводов и оборудования КС, ПХГ, ГРС, ГИС) от "___" _____ 20__ г.

Заполнение азотом _____ на участке от ПК _____ км _____ до
_____ км _____
название объекта для магистральных газопроводов ПК

выполнено _____
описание способа заполнения азотом

и использованного оборудования

до избыточного давления в полости газопровода _____ Мпа.

Объемная концентрация кислорода в полости газопровода составляет _____ %.

Заполнение азотом выполнено специализированной организацией _____
(название организации)

в соответствии с требованиями технических документов ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», строительных норм и правил, специальной инструкции № _____ от "___" _____ 20__ г., согласованной и утвержденной в установленном порядке.

Заключение комиссии: _____
указать результаты заполнения азотом

Председатель комиссии

_____ должность, организация, фамилия, инициалы

_____ подпись

_____ дата

Члены комиссии

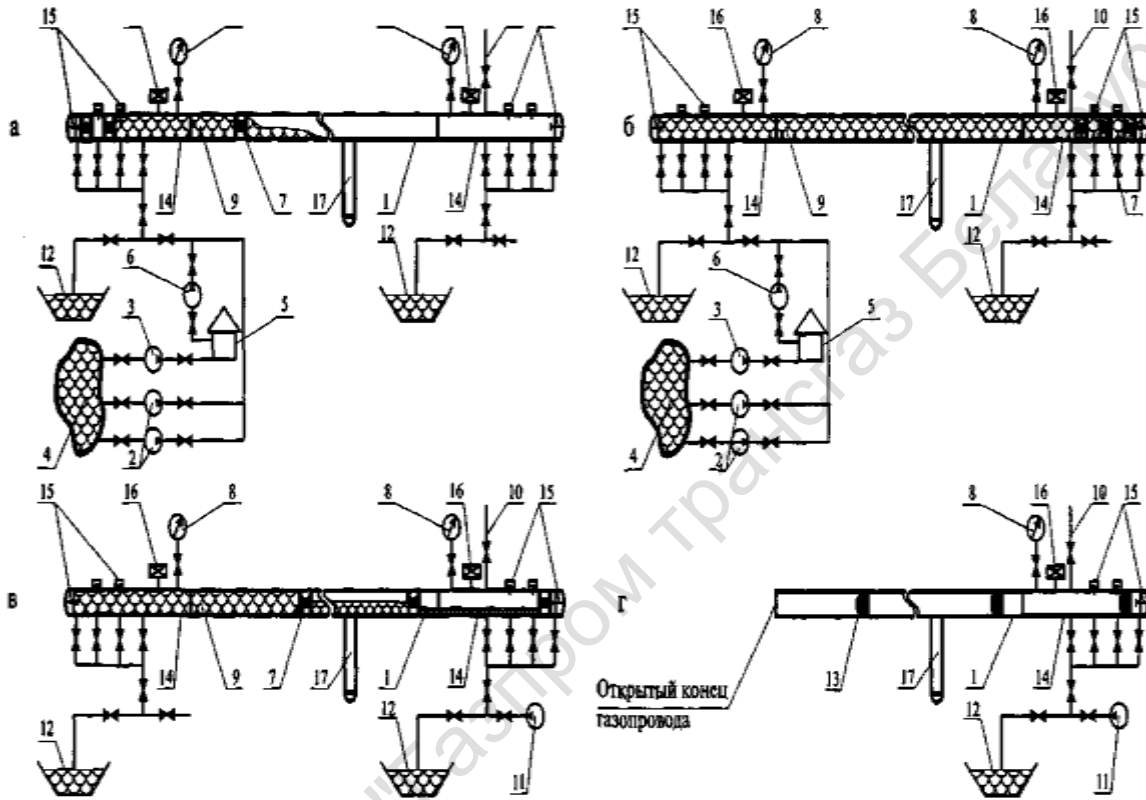
_____ должность, организация, фамилия, инициалы

_____ подпись

_____ дата

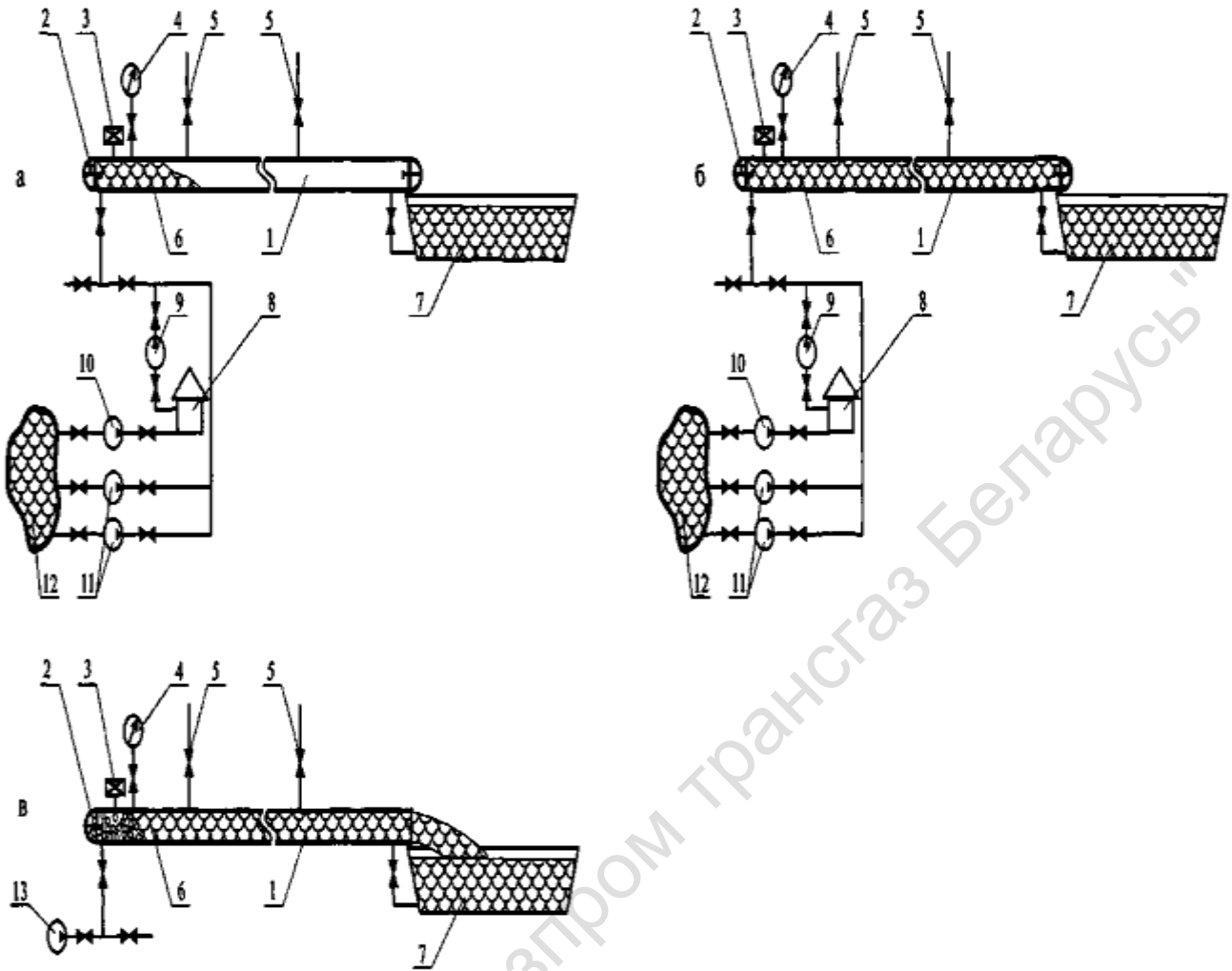
Приложение Б (обязательное)

Типовые технологические схемы очистки полости, калибровки, ВТД, испытаний, удаления воды, осушки и заполнения азотом участков газопроводов, предварительного испытания крановых узлов



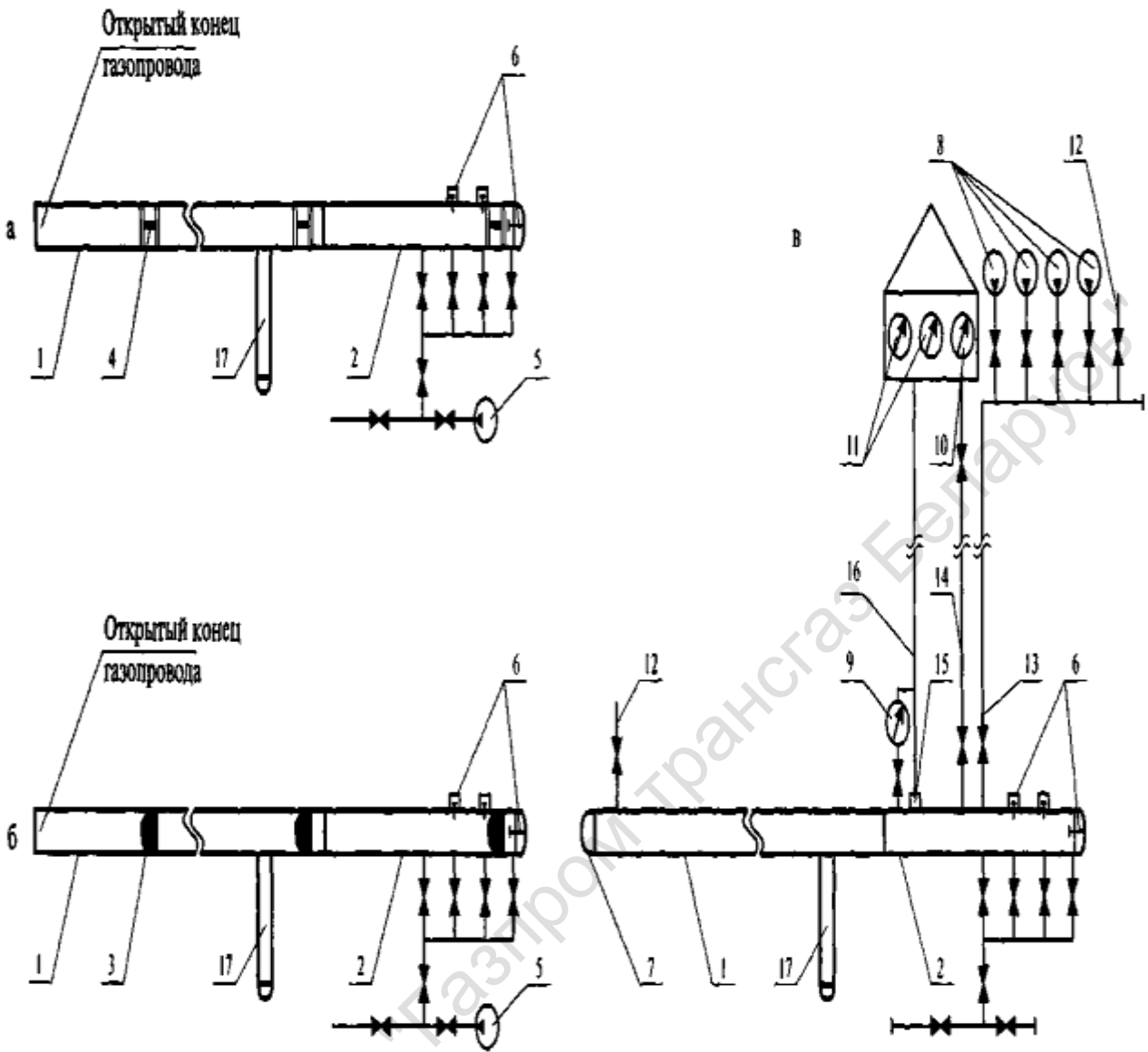
Обозначения: а - участок газопровода, заполняемый водой перед гидравлическим испытанием; б - участок газопровода, заполненный водой, подвергаемый испытанию; в - удаление воды с пропуском поршней-разделителей под давлением воздуха; г - пропуск пенополиуретановых поршней. 1 - испытываемый трубопровод; 2 - наполнительные агрегаты; 3 - насос низкого давления; 4 - источник воды; 5 - резервуар для воды; 6 - опрессовочный агрегат; 7 - разделительные (очистные) поршни; 8 - манометр; 9 - вода; 10 - патрубок для выпуска воздуха; 11 - компрессор; 12 - резервуар-отстойник; 13 - пенополиуретановые поршни, 14 - инвентарная камера пуска-приема ВТУ; 15 - стопорные устройства; 16 - датчик давления и температуры; 17 - переключатель между сооружаемым (ремонтируемым) и действующим газопроводом.

Рисунок Б.1 - Типовые технологические схемы заполнения газопроводов водой, промывки, гидравлических испытаний, удаления воды, пропуск очистных, разделительных и пенополиуретановых поршней по участкам газопроводов



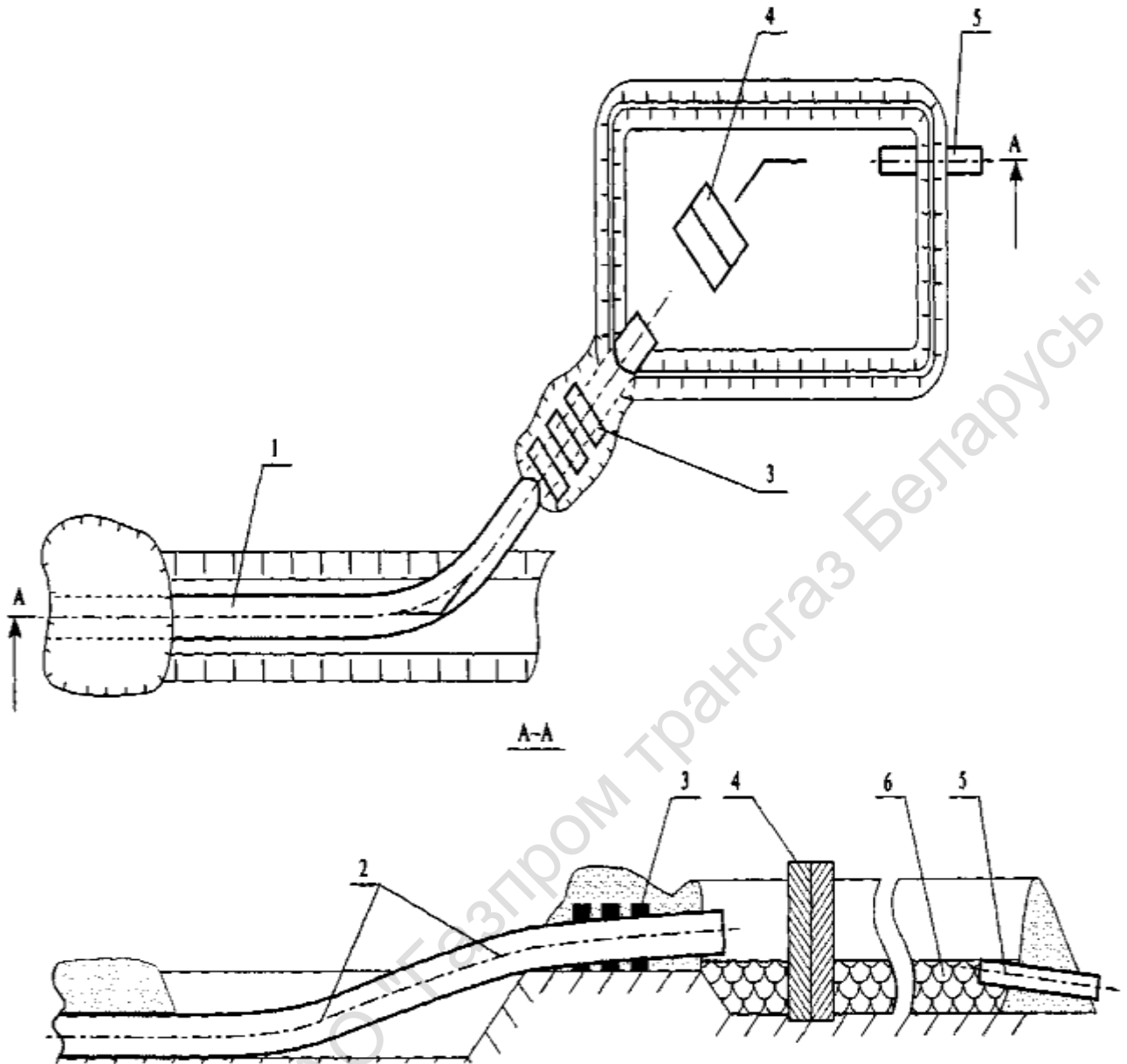
Обозначения: а - участок газопровода, заполняемый водой перед гидравлическим испытанием; б - участок газопровода, заполненный водой, подвергается испытанию; в - удаление воды без пропуска поршней-разделителей. 1 - испытываемый газопровод; 2 - сферические заглушки; 3 - датчик давления и температуры; 4 - манометр; 5 - воздухопускные краны; 6 - вода; 7 - резервуар-отстойник; 8 - резервуар для воды; 9 - опрессовочный агрегат; 10 - насос низкого давления; 11 - наполнительные агрегаты; 12 - источник воды; 13 - компрессор.

Рисунок Б.2 - Типовые технологические схемы заполнения газопроводов водой, гидравлических испытаний, удаления воды без пропуска очистных и разделительных поршней



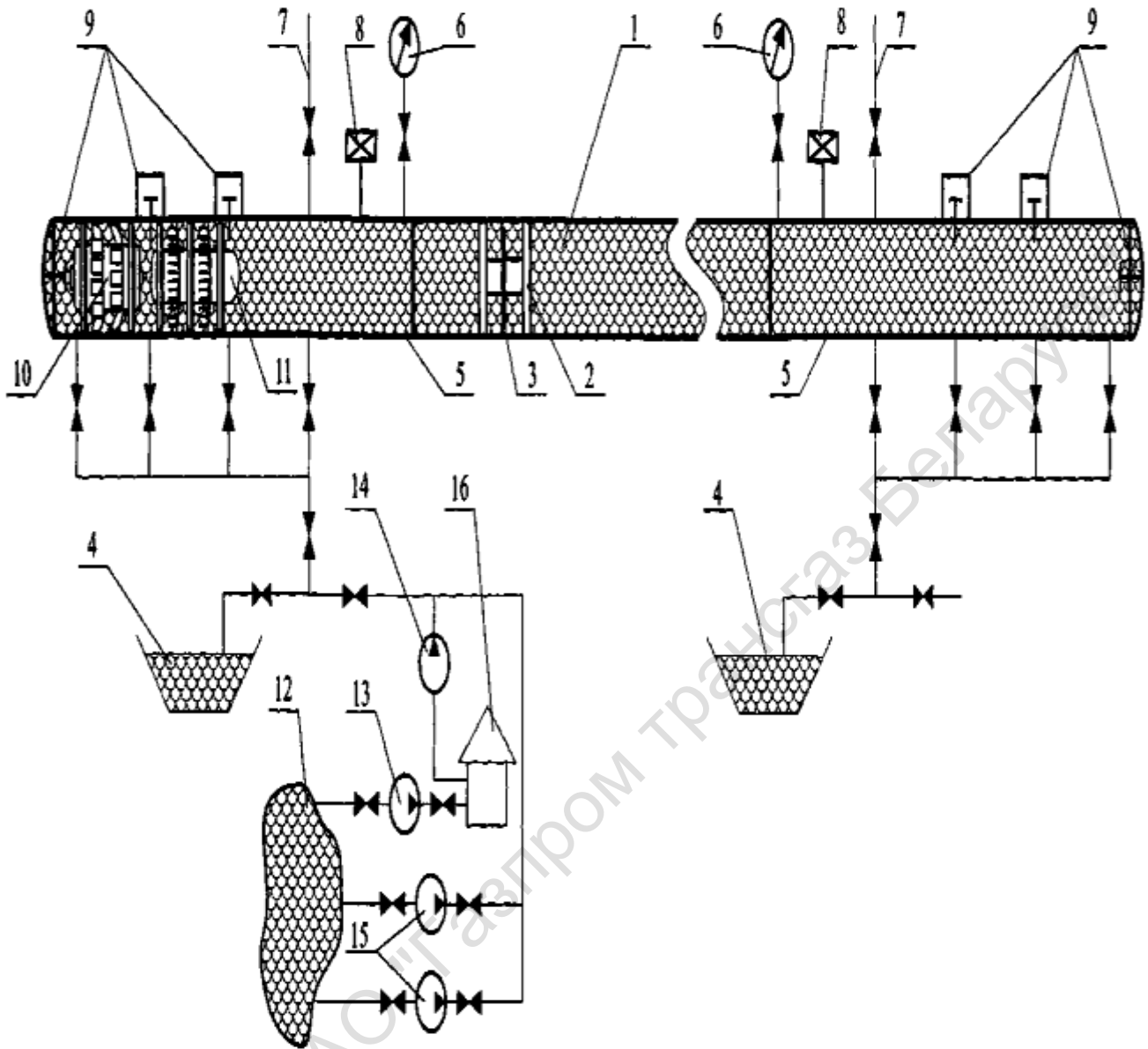
Обозначения: а - участок газопровода при пропуске разделительных поршней; б - участок газопровода при пропуске пенополиуретановых поршней; в - испытываемый участок газопровода. 1 - газопровод; 2 - инвентарная камера запуска ВТУ; 3 - пенополиуретановые поршни; 4 - разделительные поршни; 5 - компрессор для пропуски ВТУ; 6 - стопорные устройства; 7 - заглушка; 8 - компрессорные установки для испытания газопровода; 9 - датчик давления; 10 - манометр; 11 - вторичные приборы контроля давления и температуры; 12 - свечи; 13 - шлейф к компрессорным установкам; 14 - шлейф к выносному манометру; 15 - датчик температуры; 16 - кабель к вторичным приборам контроля давления и температуры; 17 - перемычка между сооружаемым (ремонтируемым) и действующим газопроводом.

Рисунок Б.3 - Типовые технологические схемы пневматических испытаний участков ЛЧ МГ и их продувки с использованием поршней



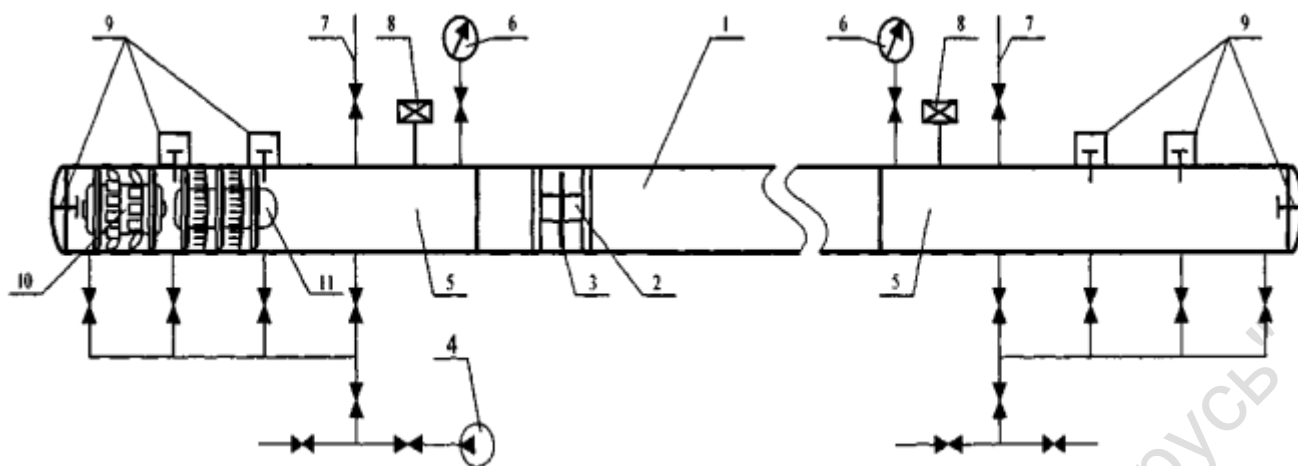
Обозначения: 1 - газопровод; 2 - промывочный патрубок; 3 - пригрузы; 4 - водоотбойная стенка из железобетонных блоков; 5 - сливная труба; 6 - вода.

Рисунок Б.4 - Типовая технологическая схема крепления патрубка при промывке и удалении воды из участка газопровода после гидравлического испытания



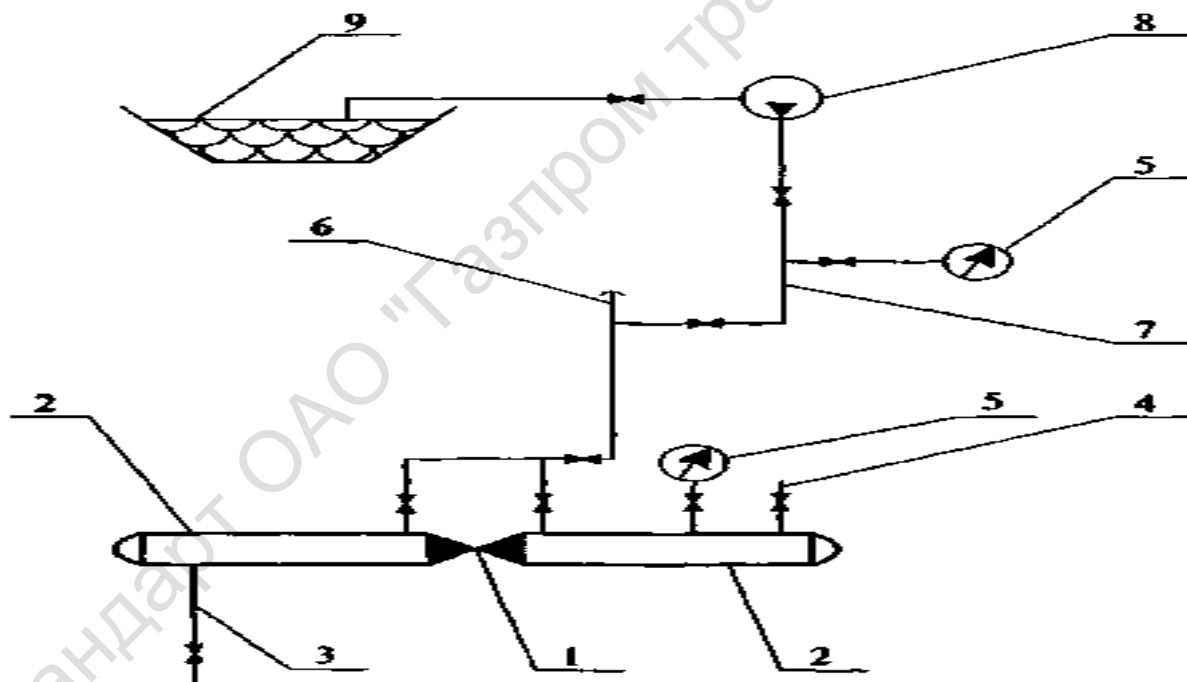
Обозначения: 1 - участок газопровода; 2 - очистной поршень; 3 - калибровочный диск; 4 - резервуар-отстойник; 5 - инвентарные камеры пуска/приема очистных устройств; 6 - манометр; 7 - патрубок для выпуска воздуха; 8 - датчик давления и температуры; 9 - стопорные устройства; 10 - снаряд-дефектоскоп; 11 - снаряд-дефектоскоп контроля геометрии труб; 12 - источник воды; 13 - насос низкого давления; 14 - опрессовочный агрегат; 15 - наполнительные агрегаты; 16 - резервуар для воды.

Рисунок Б.5 - Типовая технологическая схема очистки полости, калибровки и ВТД участков ЛЧ МГ при гидравлических испытаниях



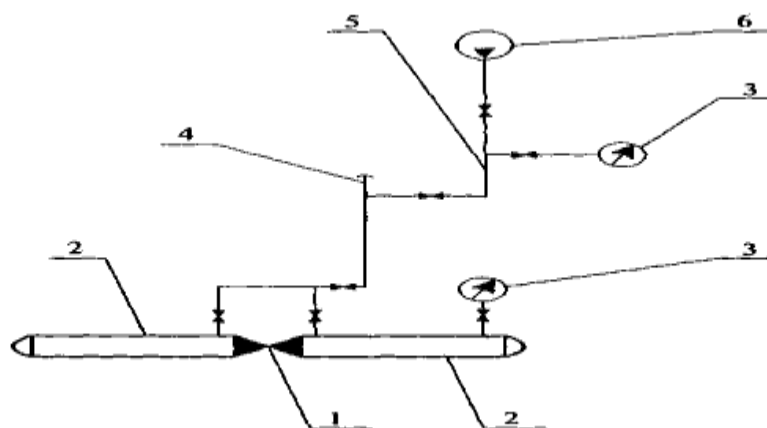
Обозначения: 1 - участок газопровода; 2 - очистной поршень; 3 - калибровочный диск; 4 - компрессор; 5 - инвентарные камеры пуска/приема очистных устройств; 6 - манометр; 7 - патрубок для выпуска воздуха; 8 - датчик давления и температуры; 9 - стопорные устройства; 10 - снаряд-дефектоскоп; 11 - снаряд-дефектоскоп контроля геометрии труб.

Рисунок Б.6 - Типовая технологическая схема очистки полости, калибровки и ВТД участков ЛЧ МГ при пневматических испытаниях



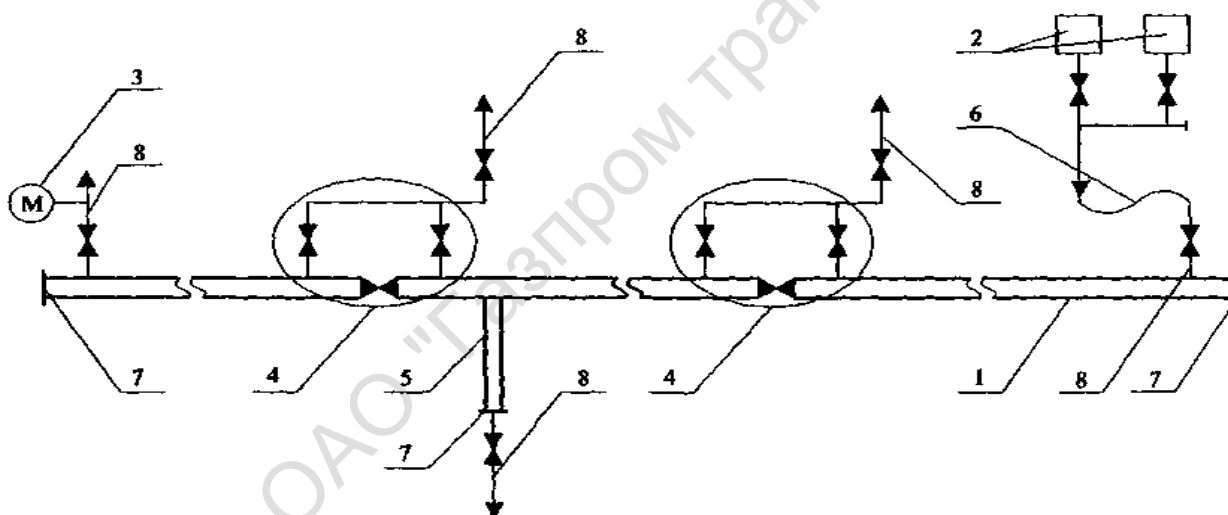
Обозначения: 1 - испытываемый крановый узел; 2 - патрубки с заглушками; 3 - сливной патрубок с краном; 4 - воздухоспускной патрубок; 5 - манометры; 6 - свеча с заглушкой; 7 - шлейф с арматурой; 8 - опрессовочный агрегат; 9 - емкость с водой.

Рисунок Б.7 - Принципиальная схема предварительных гидравлических испытаний крановых узлов



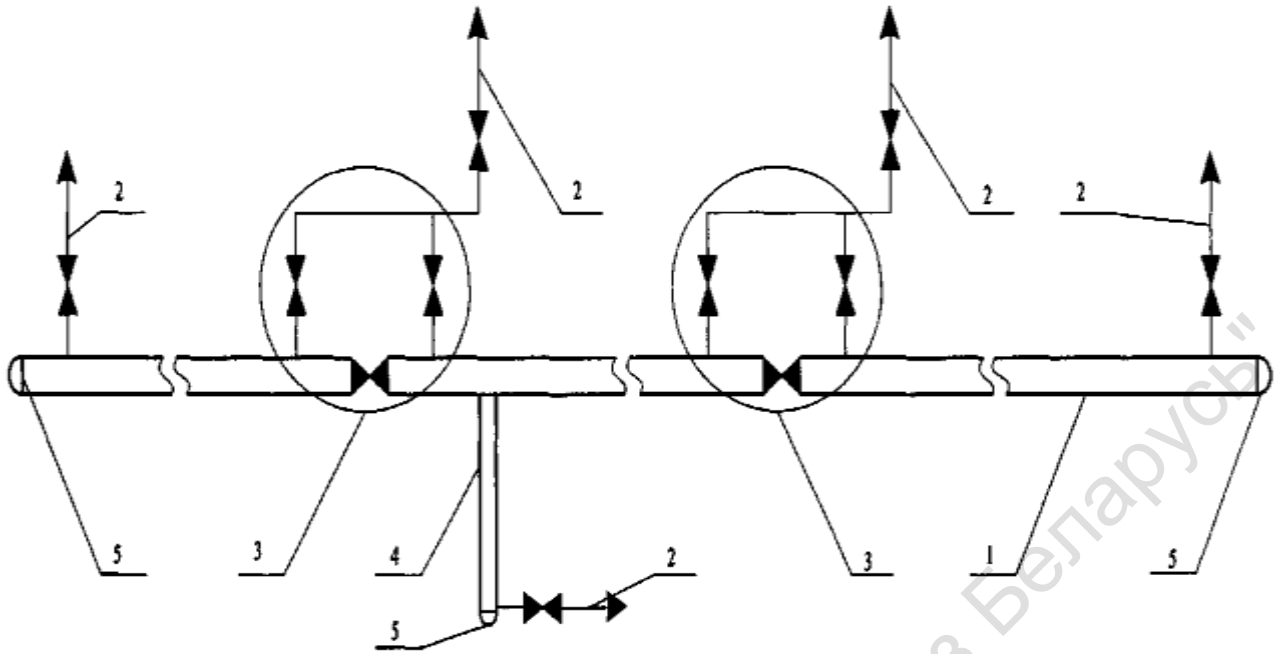
Обозначения: 1 - испытываемый крановый узел; 2 - патрубки с заглушками; 3 - манометры; 4 - свеча с заглушкой; 5 - шлейф с арматурой; 6 - компрессорная установка.

Рисунок Б.8 - Принципиальная схема предварительных пневматических испытаний крановых узлов



Обозначения: 1 - осушаемый участок газопровода; 2 - установки осушки; 3 - проточный гигрометр; 4 - крановые узлы; 5 - перемычка между сооружаемым (ремонтируемым) и действующим газопроводом; 6 - гибкий шланг; 7 - временные заглушки; 8 - свечи.

Рисунок Б.9 - Типовая технологическая схема осушки участка газопровода сухим воздухом



Обозначения: 1 - испытанный участок газопровода; 2 - свеча; 3 - крановый узел; 4 - перемычка между сооружаемым (ремонтируемым) и действующим газопроводом; 5 - сферические заглушки.

Рисунок Б.10 - Типовая технологическая схема стравливания воздуха из участка газопровода после пневматических испытаний



Обозначения: 1 - газопровод; 2 - азотная установка; 3 - проточный гигрометр; 4 - газоанализатор; 5 - свеча.

Рисунок Б.11 - Типовая технологическая схема заполнения участков газопровода азотом

Приложение В
(обязательное)

Методика определения технологических параметров в процессе осушки трубопроводов после испытаний

В.1 Область применения методики

В.1.1 Настоящая методика распространяется на производство подготовительных работ и осушку полости трубопроводов и оборудования при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте МГ диаметром до 1420 мм включительно, трубопроводов КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ.

В.1.2 Настоящую методику рекомендуется учитывать при проектировании магистральных газопроводов.

В.1.3 Методика определяет технологические параметры в процессе осушки трубопроводов, оценивает качество удаления воды из них и осушки.

В.2 Удаление воды и осушка полости линейной части МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ

В.2.1 На линейной части магистральных газопроводов выполняют следующие действия.

В.2.1.1 Удаляют воду из полости трубопровода посредством пропуска разделительных поршней, перемещаемых потоком воздуха (продувкой).

В.2.1.2 Удаляют воду из крановых узлов и перемычек между действующим и строящимся газопроводами путем откачки воды насосами, продувки воздухом.

В.2.1.3 Выполняют пропуск пенополиуретановых поршней под давлением воздуха.

В.2.1.4 Выполняют продувку сухим воздухом, подаваемым установкой осушки, полости газопровода, обвязки крановых узлов и перемычек между действующими и осушаемыми газопроводами в соответствии с технологической схемой участка газопровода.

В.2.1.5 После проведения гидравлического испытания на прочность и проверки на герметичность трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ до их осушки выполняют удаление воды из полости трубопроводов и оборудования сжатым воздухом с давлением от 1,2 до 1,5 МПа.

В.2.1.6 Для удаления воды сжатым воздухом из трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ создают ресиверы. В качестве ресиверов используют часть трубопроводов, шлейфы, пылеуловители.

В.2.1.7 На КС воду удаляют из нагнетательного и пускового контура, шлейфов КС, контура рециркуляции, пылеуловителей, АВО газа, УПТИГ, импульсных линий и крановых узлов продувкой воздухом через открытые сечения газопроводов, открытые люки-лазы всасывающего и нагнетательного газопроводов обвязки ГПА, через агрегатные свечи кранов № 5 и свечи кранов № 17 и 18 входного и выходного шлейфов, через свечи секций АВО газа, пылеуловителей, коллекторов топливного, пускового и импульсного газа.

В.2.1.8 Для удаления воды из всасывающего, нагнетательного и пускового контуров КС, контура рециркуляции, пылеуловителей, АВО газа, импульсных линий и крановых узлов при продувке используют входной шлейф в качестве ресивера.

В.2.1.9 Для удаления воды из шлейфов (после демонтажа заглушек со стороны узла подключения КС) в качестве ресивера используют газопроводы всасывающего и нагнетательного контуров КС.

В.2.1.10 Если шлейфы были испытаны отдельно от трубопроводной обвязки КС, для удаления из них воды пропускают пенополиуретановые поршни. Пропуск

пенополиуретановых поршней под давлением сжатого воздуха проводят в направлении узла подключения КС по входному шлейфу со стороны пылеуловителей, а по выходному шлейфу - со стороны АВО газа.

В.2.1.11 Для удаления остатков воды из трубопроводов и оборудования УПТИГ в качестве ресивера используют всасывающий и нагнетательный коллекторы КС.

Для обеспечения возможности продувки трубопроводов и оборудования УПТИГ и трубопроводов газа на собственные нужды проводят следующие операции:

а) демонтируют клапаны-регуляторы УПТИГ;

б) на места клапанов-регуляторов устанавливают временные вставки;

в) демонтируют временные заглушки на трубопроводах топливного, импульсного и пускового газа;

г) при необходимости демонтируют измерительные диафрагмы на расходомерах топливного газа к ГПА.

В.2.1.12 Технологические обвязки крановых узлов КС, дренажные линии кранов (DN от 150 до 1400) продувают сжатым воздухом через свечи.

В.2.1.13 При отдельных гидравлических испытаниях входного, выходного шлейфов и трубопроводной обвязки КС удаление воды из шлейфов производят с помощью пропуска на открытый конец шлейфа пенополиуретановых поршней под давлением сжатого воздуха.

В.2.2 Осушку трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ выполняют путем продувки сухим воздухом через свечи и открытые сечения трубопроводов или с использованием вакуумных систем.

В.2.3 После осушки шлейфы, трубопроводы обвязки и оборудование КС заполняют азотом с концентрацией не ниже 98 %, ТТР минус 20°С до избыточного давления 0,02 МПа.

В.3 Оценка количества остаточной воды в полости линейной части МГ перед осушкой и определение необходимого числа пенополиуретановых поршней

В.3.1 Для осушки полости трубопровода применяют поршни, изготовленные из пенополиуретана, например, по [13], имеющего следующие физико- механические свойства:

- кажущаяся плотность - от 35 до 45 кг/м³;

- напряжение сжатия при 40 %-ной деформации - от 2,0 до 3,7 кПа;

- разрушающее напряжение - не менее 80 кПа;

- относительное удлинение в момент разрыва - 140 %;

- эластичность - 30 %.

В.3.2 Необходимое число пенополиуретановых поршней определяют по данным таблицы В.1.

Таблица В.1- Число пенополиуретановых поршней на 1 км длины, необходимое для вытеснения воды до начала осушки участка трубопровода

Разность максималь- ных высотных отметок профиля, м	Протяженность участка, км								
	до 30			от 30 до 60			от 60 до 120		
	1420	1220	1020	1420	1220	1020	1420	1220	1020
Менее 50 м	0,33	0,27	0,24	0,25	0,18	0,13	0,22	0,16	0,11
От 50 до 100 м	0,40	0,34	0,29	0,31	0,23	0,16	0,25	0,18	0,13
Свыше 100 м	0,46	0,39	0,33	0,35	0,26	0,18	0,29	0,21	0,15

В.3.3 В качестве контрольного параметра, характеризующего эффективность удаления воды перед началом осушки, принимают удельный показатель $\bar{Q}_{пл}$, который определяет количество остаточной жидкости в объеме трубопровода и вычисляется по формуле

$$\bar{Q}_{пл} = 0,127 \frac{d_{ж}}{D^2 \cdot \rho_{\text{воды}}}, \quad (B.1)$$

где $\bar{Q}_{пл}$ - отношение количества остаточной жидкости (в пленке) к объему трубопровода, %;

$\rho_{\text{воды}}$ - плотность воды, г/см³;

D - внутренний диаметр трубопровода, м;

$d_{ж}$ - количество воды, содержащееся в пленке воды на одном метре длины внутренней поверхности трубопровода, кг/м.

Величина $d_{ж}$ определяется по экспериментальным данным с помощью графика на рисунке В.1. В случае применения труб с внутренним эпоксидным покрытием вводится поправочный коэффициент $k = 0,63$.

В.3.4 Количество влаги, оставшейся в трубопроводе в виде пленки, после выхода первого сухого поршня вычисляется по формуле

$$M = L_T \cdot d_{ж}, \quad (B.2)$$

где L_T - протяженность участка трубопровода, м.

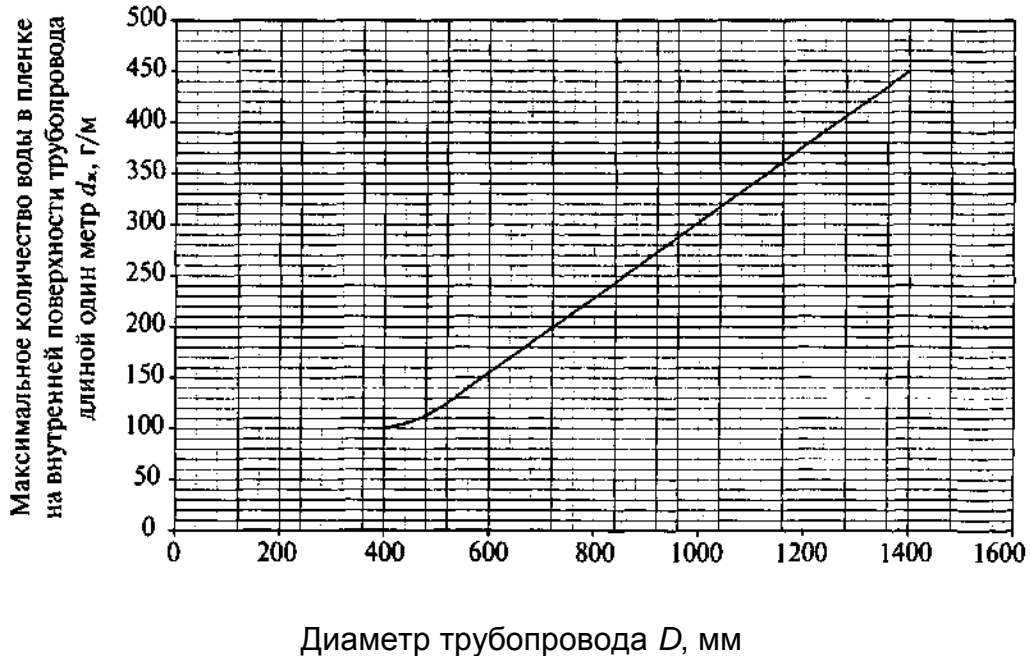


Рисунок В.1 - Зависимость максимального количества воды в пленке на внутренней поверхности трубопровода длиной один метр от диаметра

В.4 Определение количества влаги в трубопроводе в паровой фазе перед началом осушки.

В.4.1 Количество влаги в трубопроводе в паровой фазе $G_{вл}$, кг, вычисляют по формуле

$$G_{\text{вл}} = \frac{G_{\text{в}} \cdot d_{\text{п}}}{1000} \quad (\text{B.3})$$

где $G_{\text{в}}$ - масса воздуха, кг, находящегося в трубопроводе, вычисляемая по формуле

$$G_{\text{в}} = V_{\text{т}} \cdot \rho_{\text{вт}}, \quad (\text{B.4})$$

$d_{\text{п}}$ - влагосодержание воздуха, г/кг, определяется по диаграмме на рисунке В.2 или по формуле

$$d_{\text{п}} = 622 \frac{P_{\text{п}}}{P_{\text{б}} \cdot P_{\text{п}}}, \quad (\text{B.5})$$

$P_{\text{п}}$ - давление упругости водяного пара, принимаемое по таблице В.2, мм рт. ст.;

$P_{\text{б}}$ - барометрическое давление, мм рт. ст.;

$V_{\text{т}}$ - объем трубопровода, м³, определяется по формуле

$$V_{\text{т}} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} L_{\text{т}}, \quad (\text{B.6})$$

$\rho_{\text{вт}}$ - плотность воздуха при температуре трубопровода и барометрическом давлении, кг/м³;

$$\rho_{\text{вт}} = \frac{\rho_{\text{в.н}} \cdot P_{\text{б}} \cdot 273}{T_{\text{в.л}} \cdot 760}, \quad (\text{B.7})$$

$\rho_{\text{в.н}}$ - плотность воздуха при нормальных условиях (при температуре 273 °С и давлении 760 мм рт. ст.); $\rho_{\text{в.н}} = 1,29$ кг/м³;

$T_{\text{в.т}}$ - температура воздуха в трубопроводе, К (принимается равной температуре грунта на глубине прокладки трубопровода).

В.5 Определение количества влаги, выносимой из трубопровода в процессе осушки.

В.5.1 Вынос влаги в процессе осушки в конце трубопровода можно разделить на два этапа.

В.5.2 Первый этап - вынос влаги при 100 %-ном насыщении воздуха в трубопроводе. В это время в газопроводе находится значительное количество воды, поверхность испарения велика и поэтому целесообразно осуществлять осушку при максимальной подаче сухого воздуха в трубопровод.

В.5.3 Второй этап - вынос влаги при относительной влажности воздуха менее 100 % (с падением ТТР воздуха, выходящего из трубопровода, ниже температуры грунта). Этот период характеризуется снижением количества воды в трубопроводе, при этом целесообразно уменьшить подачу в него сухого воздуха.

В.5.4 В процессе осушки осуществляется регулярный контроль ТТР и рассчитывается количество вынесенной влаги.

В.5.5 Количество влаги, выносимой в процессе осушки в конце трубопровода в начальный период (при 100 %-ном насыщении воздуха), $D_{\text{нач}}$, кг, вычисляется по формуле

$$D_{\text{нач}} = \frac{G_{\text{в}} \cdot n_{\text{у}} \cdot t_{\text{нач}} \cdot (d_{\text{нач}} - d_{\text{уст}})}{1000}, \quad (\text{B.8})$$

где $n_{\text{у}}$ - число установок осушки;

СТП СФШИ.02.76-2014

$t_{нач}$ - время осушки трубопровода с момента включения установки осушки воздуха до момента начала изменения ТТР более чем на 2 °С (класс точности гигрометра), ч;

$d_{нач}$ - влагосодержание воздуха при 100 %-ном насыщении в начальный период осушки (при равенстве ТТР воздуха и температуры грунта на глубине прокладки трубопровода), г/кг;

$d_{уст}$ - влагосодержание воздуха при ТТР на выходе из установки осушки, г/кг.

Весовая производительность установки осушки G_v , кг/ч, вычисляется по формуле

$$G_v = Q_{к.о} \cdot \rho_{в.а}, \quad (B.9)$$

где $Q_{к.о}$ - производительность установки осушки, $нм^3/ч$.

Таблица В.2 - Соотношение различных единиц влажности

ТТР, °С	Давление упругости водяного пара над водой (льдом), м рт. ст.	Относительная влажность ($t = 20$ °С), %	Абсолютная влажность, $г/м^3$
-40	0,140	0,795	0,156
-38	0,180	1,023	0,201
-36	0,220	1,250	0,246
-34	0,260	1,477	0,291
-32	0,310	1,761	0,346
-30	0,380	2,159	0,425
-28	0,460	2,610	0,514
-26	0,550	3,125	0,615
-24	0,660	3,750	0,737
-22	0,790	4,489	0,883
-20	0,940	5,341	1,050
-18	1,110	6,307	1,240
-16	1,315	7,472	1,469
-14	1,551	8,812	1,733
-13	1,684	9,568	1,880
-12	1,826	10,375	2,040
-11	1,979	11,244	2,210
-10	2,143	12,176	2,390
-9	2,320	13,182	2,590
-8	2,509	14,256	2,803
-7	2,712	15,409	3,030
-6	2,928	16,636	3,270
-5	3,158	17,943	3,528
-4	3,404	19,341	3,803
-3	3,669	20,847	4,099
-2	3,952	22,455	4,416
-1	4,256	24,182	4,755
0	4,579	26,017	5,116
1	4,926	27,989	5,504
2	5,294	30,08	5,915
3	5,685	32,301	6,352
4	6,101	34,665	6,817

Окончание Таблицы В.2

5	6,543	37,176	7,310
6	7,013	39,847	7,836
7	7,513	42,688	8,394
8	8,045	45,710	8,989
9	8,609	48,915	9,619
10	9,209	52,324	10,289
11	9,844	55,932	11,045
12	10,518	59,761	11,752
13	11,231	63,812	12,549
14	11,987	68,108	13,393
15	12,788	72,659	14,288
16	13,634	77,465	15,234
17	14,53	82,557	16,235
18	15,477	87,938	17,293
19	16,477	93,620	18,410
20	17,533	99,619	19,590

Плотность атмосферного воздуха $\rho_{в.а}$, кг/м³, вычисляется по формуле

$$\rho_{в.а} = \frac{\rho_{в.н} \cdot P_{\sigma} \cdot 273}{T_{в.л} \cdot 760}, \quad (B.10)$$

где $\rho_{в.н}$ - плотность воздуха при нормальных условиях (температуре 273 К и давлении 760 мм рт. ст.), $\rho_{в.н} = 1,29$ кг/м³;

$T_{в.л}$ - температура атмосферного воздуха, К.

В.5.6 Количество влаги, выносимой в процессе осушки из трубопровода за период снижения ТТР до измеренного значения в конце трубопровода, $D_{тек.1}$, кг, вычисляется по формуле

$$D_{тек.1} = G_B \cdot n_y \cdot t_{тек.1} \frac{(d_{нач} - d_{уст}) + (d_{тек.1} - d_{уст})}{2 \cdot 1000}, \quad (B.11)$$

где $d_{тек.1}$ - влагосодержание воздуха при текущем измерении ТТР, г/кг;

$t_{тек.1}$ - период времени, за который произошло снижение ТТР до текущего значения, ч.

При дальнейшем снижении ТТР воздуха в процессе осушки количество влаги, вынесенное воздухом за очередной период времени, $D_{тек.n}$, кг, определяется по формуле

$$D_{тек.n} = G_B \cdot n_y \cdot t_{тек.n} \frac{(d_{тек.n-1} - d_{уст}) + (d_{тек.n} - d_{уст})}{2 \cdot 1000}, \quad (B.12)$$

где $d_{тек.n-1}$ $d_{тек.n}$ - значения влагосодержания воздуха при очередных текущих измерениях ТТР, определяемые по диаграмме на рисунке В.2;

$t_{тек.n}$ - период времени, за который произошло снижение ТТР, ч.

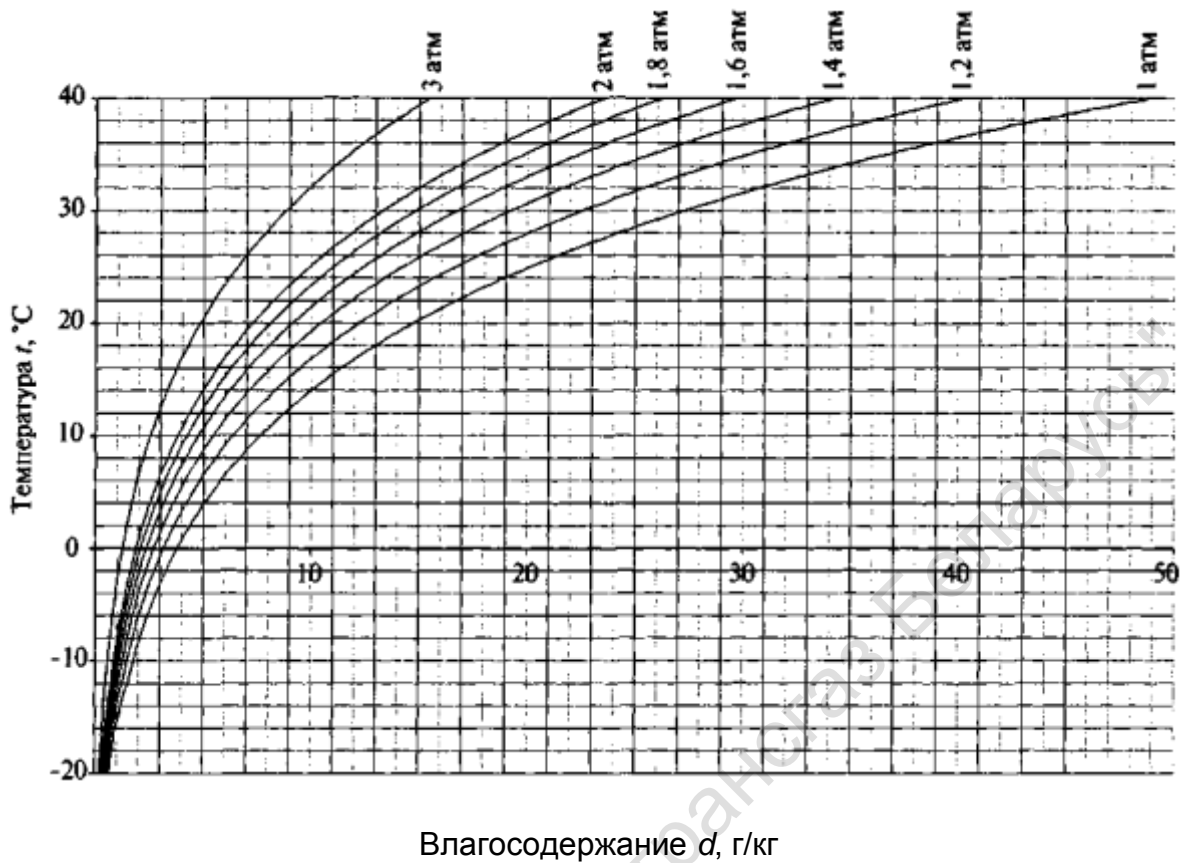


Рисунок В.2 - Зависимость влагосодержания воздуха от температуры и давления (при относительной влажности 100 %)

При достижении ТТР на выходе трубопровода значения минус 20 °С процесс осушки останавливают на время $t_{\text{ост}} = 24$ ч с целью оценки количества оставшейся воды в трубопроводе и определения времени доосушки. Количество вынесенной влаги до остановки осушки $D_{\text{общ}}$, кг, вычисляют по формуле

$$D_{\text{общ}} = D_{\text{н}} + D_{\text{тек 1}} + D_{\text{тек 2}} \dots + D_{\text{тек n}}, \quad (\text{В.13})$$

Фактическое время до остановки осушки $t_{\text{общ}}$, ч, вычисляют по формуле

$$t_{\text{общ}} = t_{\text{нач}} + t_{\text{тек 1}} + t_{\text{тек 2}} \dots + t_{\text{тек n}}, \quad (\text{В.14})$$

Запускают установку осушки и после стабильного выхода воздуха в конце трубопровода замеряют повышение ТТР_{кон} и определяют средний прирост ТТР за время остановки в °С/ч по формуле

$$\frac{\Delta \text{ТТР}}{t_{\text{ост}}} = \frac{\text{ТТР}_{\text{кон}} - (-20)}{t_{\text{ост}}}, \quad (\text{В.15})$$

В.6 Оценка количества воды, оставшейся в трубопроводе после достижения ТТР минус 20 °С, и времени доосушки.

В.6.1 Зависимость количества остаточной влаги в трубопроводе от скорости изменения ТТР в течение времени выдержки трубопровода после остановки процесса осушки представлена на рисунке В.3.

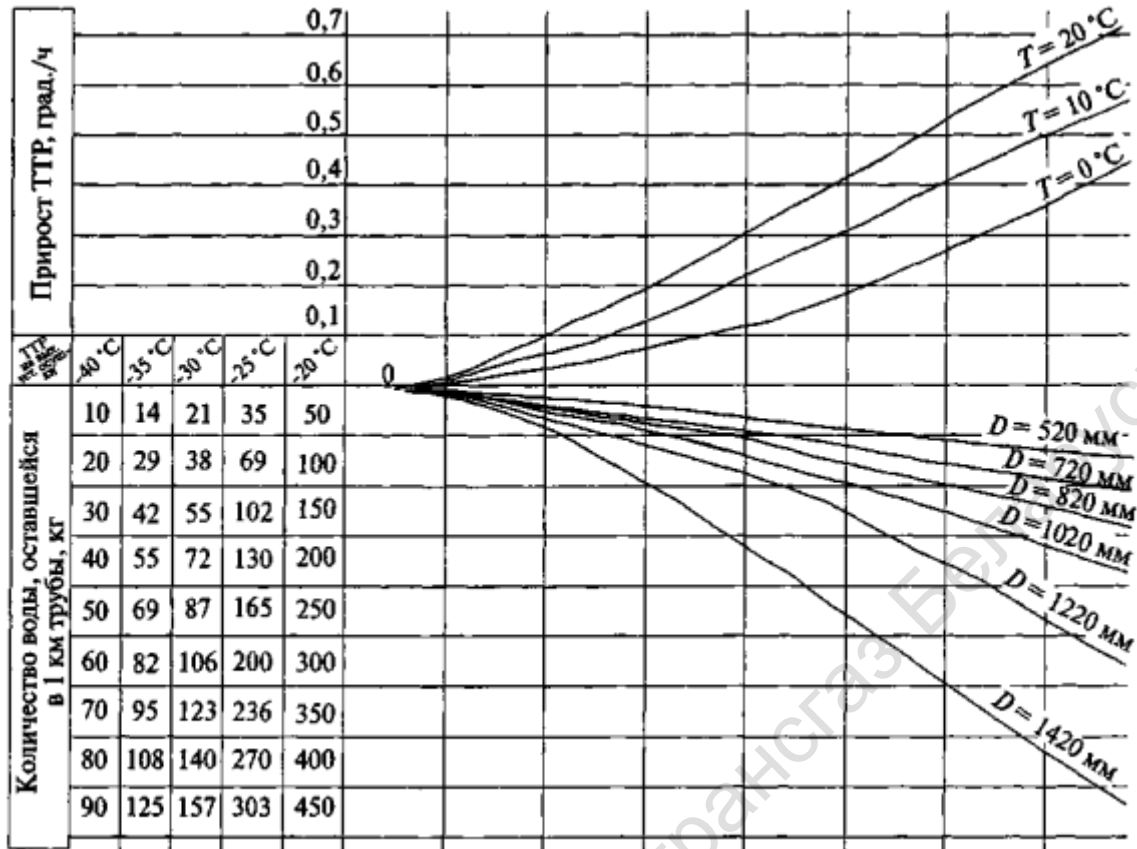


Рисунок В.3 - Зависимость количества остаточной влаги в трубопроводе от скорости изменения ТТР в течение времени выдержки трубопровода после остановки процесса осушки

В.6.2 Время, необходимое для доосушки трубопровода, $t_{доос}$, ч, вычисляют по формуле

$$t_{доос} = 3,1 \times 10^{-4} \frac{L_T \times D^2}{D_{пр}^2 \times V_{ср}} \left\{ \frac{P_y \times e^{\frac{M_{ос}}{AT_{втр,ж}}}}{P'_y} \right\}, \quad (B.16)$$

где L_T - длина участка трубопровода, м;
 D - внутренний диаметр трубопровода, м;
 $D_{пр}$ - внутренний диаметр продувочного трубопровода, м;
 P_y - конечная упругость паров воды при осушке, соответствующая нормативному значению ТТР в трубопроводе (минус 20 °C), мм рт. ст.;

P'_y - промежуточное значение упругости паров воды, мм рт. ст.;

P_y, P'_y - определяются по таблице В.2;

$M_{ос}$ - количество остаточной влаги в трубопроводе - определяется по графику на рисунке В.3, кг;

A - коэффициент, зависящий от диаметра трубопровода, - определяется по таблице В.2;

$T_{в.т}$ - температура в трубопроводе, равная температуре грунта, К;

СТП СФШИ.02.76-2014

$\rho_{\text{воды}}$ - ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ, КГ/М³;

$$V_{cp} = 4 \cdot 10^{-4} \frac{Q_{к.о} \cdot P_{\delta}}{\pi D^2 \left(\frac{T_{в.а} + T_{в.т}}{2} \right)} - \text{среднее значение линейной скорости воздуха в}$$

трубопроводе при доосушке, м/с.

Таблица В.3 - Значение коэффициента А в зависимости от диаметра газопровода

Диаметр трубопровода, мм	1420	1220	1020	820	720	520	420	320
Коэффициент $A \times 10^{-3}$	0,290	0,213	0,154	0,099	0,076	0,040	0,032	0,015

В.7 Критерии качества удаления воды и осушки трубопроводов МГ, трубопроводов и оборудования КС.

В.7.1 Технологическая эффективность удаления воды и осушки после гидравлических испытаний характеризуется следующими показателями:

- количеством жидкости, остающейся в трубопроводе на каждом этапе выполнения технологического регламента по удалению воды из полости трубопровода;
- ТТР по влаге воздуха или азота (при заполнении трубопровода азотом) на выходе из установки осушки или генератора азота.

В.7.2 Критерии качества удаления воды и осушки трубопроводов МГ, трубопроводов и оборудования КС:

- количество неудаляемой жидкости в объеме линейного участка трубопровода после продувки с пропуском поршней перед осушкой $\bar{Q} = 0,03$ % от объема трубопровода;

- количество неудаляемой жидкости в объеме трубопроводов и оборудования КС после удаления воды продувкой воздухом (перед осушкой) $\bar{Q} = 0,05$ % от объема технологических трубопроводов и оборудования КС.

В.7.3 Фактическое количество вынесенной из трубопровода влаги в процессе осушки $\bar{Q}_{\text{факт}}$ %, вычисляется по формуле

$$\bar{Q}_{\text{факт}} = \frac{D_{\text{общ}}}{V_T \cdot \rho_{\text{воды}}} \cdot 100\% \quad , \quad (\text{В.17})$$

где $\rho_{\text{воды}}$ - плотность воды, кг/м³.

Количество влаги, вынесенной за период осушки, $D_{\text{общ}}$, кг, вычисляется по формуле В. 13.

Если $\bar{Q}_{\text{факт}} \leq \bar{Q}_{\text{пл}}$, то качество работ по удалению воды с пропуском поршней до начала осушки признается удовлетворительным.

В.7.4 Инструментальный контроль процесса осушки осуществляют представители подрядчика и организаций, осуществляющих технический надзор. Оперативная информация о текущих значениях технологических параметров на всех этапах проведения работ заносится в оперативный журнал и удостоверяется подписями подрядчика и представителей организаций, осуществляющих технический надзор.

В.7.5 Критерии качества осушки трубопроводов ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ, подводных переходов, переходов через железные и автомобильные дороги приведены в таблице В.4.

Таблица В.4 - Критерии качества осушки трубопроводов ЛЧ МГ, трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ

Способ осушки	Наименование показателя осушки	Нормативное значение показателя осушки	Средство измерения
Продувка сухим воздухом	ТТР	Минус 20 °С	Гигрометр, погрешность ±1 °С
Вакууммирование	Вакуумметрическое давление	1 мбар	Вакуумметр класс 1

В.7.6 Методы и точки контроля параметров осушки.

В.7.6.1 Для контроля процесса осушки участков ЛЧ МГ сухим воздухом проводят измерения ТТР в следующих точках контроля:

- камеры запуска-приема ВТУ;
- внутренняя полость свечей линейных кранов на расстоянии не менее 0,5 м от выходного сечения;
- внутренняя полость трубопровода на расстоянии не менее 10 м от открытого сечения.

В.7.6.2 Для контроля процесса осушки трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ сухим воздухом измерения ТТР выполняют в следующих точках:

- пылеуловитель в месте подключения установки осушки (на расстоянии 0,5 м от фланца смотрового люка);
- донные свечи всасывающего, нагнетательного и пускового контуров, а также контура рециркуляции (на расстоянии 0,5 м от выходного сечения);
- открытые люки-лазы всасывающих трубопроводов на входе в ГПА (на расстоянии 1 м от фланца);
- открытые люки-лазы нагнетательных трубопроводов на выходе из ГПА (на расстоянии 1 м от фланца);
- продувочные свечи секций АВО газа (на расстоянии 0,5 м от выходного сечения);
- продувочные свечи коллекторов топливного, пускового и импульсного газа (на расстоянии 0,5 м от выходного сечения);
- входной и выходной шлейфы КС (на расстоянии не менее 10 м от открытых сечений);
- продувочные (сбросные) свечи трубопроводов ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ (на расстоянии 0,5 м от выходного сечения).

В.7.6.3 В процессе вакуумирования давление контролируют в любой удобной точке трубопроводов КС, ПРГ, ГРС, ГИС, ПХГ с помощью штатного вакуумметра, входящего в комплект вакуумной установки. Заключительное измерение производят при выключенной вакуумной установке.

В.7.6.4 В процессе заполнения участков газопроводов азотом необходимо контролировать концентрацию кислорода на линии выхода азота из мембранной азотной установки по показаниям штатного анализатора кислорода (входящего в комплект азотной установки) и в точках контроля ТТР.

Приложение Г (справочное)

Пример расчета технологических параметров осушки газопровода

Г.1 Исходные данные к примеру расчета технологических параметров осушки участка трубопровода после гидравлических испытаний.

Приведен пример расчета технологических параметров осушки участка МГ СРТО-Торжок протяженностью $L_T = 60$ км, диаметром $D = 1420$ мм, с толщиной стенки 15,7 мм. После гидравлических испытаний и вытеснения воды поролоновыми поршнями осушка осуществлялась продувкой полости трубопровода сухим воздухом с ТТР минус 35 °С при атмосферном давлении на открытое сечение трубопровода. Производительность компрессора установки осушки типа MDU-14000 $Q_{к.о} = 14000$ $\text{м}^3/\text{ч}$, температура воздуха в трубопроводе (принимается равной температуре грунта на глубине прокладки трубопровода) $T_{в.т} = 2,9$ °С (276,05 К). Измеренная ТТР в конце участка после осушки составила минус 20 °С. После остановки осушки трубопровод выдерживался в течение 24 ч. Значение ТТР, измеренное в потоке воздуха после возобновления процесса осушки, составило минус 18,5 °С.

Требуется определить:

- количество влаги, находившейся в трубопроводе перед началом осушки;
- число пенополиуретановых поршней, необходимых для вытеснения воды до начала осушки трубопровода;
- количество влаги, выносимой из трубопровода за период между измерениями ТТР, вплоть до достижения ТТР минус 20 °С в течение 24 ч;
- количество оставшейся в трубопроводе влаги при достижении ТТР минус 20 °С;
- время осушки трубопровода;
- скорость изменения ТТР за время выдержки перед доосушкой;
- время, необходимое для доосушки до стационарного значения ТТР минус 20 °С;
- суммарное время осушки.

Г.2 Начальные исходные данные:

- протяженность участка трубопровода $L_T = 60000$ м;
- диаметр продуваемого трубопровода $D_y = 1420$ мм;
- толщина стенки $\delta = 15,7$ мм;
- производительность компрессора осушки $Q_{к.о} = 14000$ $\text{м}^3/\text{ч}$;
- диаметр трубопровода $D_{пр} = 1400$ мм;
- разность максимальных высотных отметок профиля трассы $\Delta Z - 60$ м;
- температура воздуха в трубопроводе (равная температуре грунта на глубине прокладки трубопровода) $T_{в.т} = 2,9$ °С (276,05 К);
- барометрическое давление перед началом осушки $P_6 = 735$ мм рт. ст.;
- число установок на начальном этапе осушки $n_{нач} = 2$.

Данные по барометрическому давлению и температуре окружающего воздуха во время начального и основного этапов осушки приведены в таблицах Г.1 и Г.2.

Таблица Г.1- Средние значения барометрического давления и температуры окружающего воздуха в течение суток во время начального этапа осушки

Сутки	P_6 , мм рт. ст.	$T_{ва}$ °С
1	735	10
2	740	11
3	745	15

Таблица Г. 2 - Средние значения барометрического давления и температуры окружающего воздуха в течение суток в процессе основного этапа осушки

Сутки	P_6 , мм рт. ст.	$T_{ва}$ °С
1	743	10
2	742	11
3	744	15
4	739	12
5	741	17
6	746	14
7	740	13
8	738	14
9	750	14
10	749	16
11	745	17
12	743	16
13	742	15

Г.3 Данные для доосушки:

- температура окружающего воздуха в начале доосушки $T_{ва} = 14,0$ °С;

- барометрическое давление в начале доосушки $P_6 = 739$ мм рт. ст.;

- ТТР по результатам замера после выдержки перед доосушкой $TTR_{ост} =$ минус $18,5$ °С;

- количество влаги, оставшейся в трубопроводе перед доосушкой, $b = 14$ кг/км.

Г.4 Число пенополиуретановых поршней, необходимое для вытеснения воды до начала осушки участка трубопровода, принимается в соответствии с таблицей В.1 15 шт.

Г.5 Количество влаги, оставшейся в трубопроводе в виде пленки, после выхода сухого поршня:

$$F = L_T \cdot d_{ж} = 26761 \text{ кг,}$$

где $d_{ж}$ - остаточное количество воды в виде пленки, кг на 1 п/м, определяемое по графику на рисунке В.1.

Г.6 Количество влаги в трубопроводе в паровой фазе

$$G_{вл} = \frac{G_B \cdot d_{п}}{1000} = 515 \text{ кг.}$$

Влажностное содержание воздуха при $T_{в.т} = 2,9$ °С составляет $d_h = 4,59$ г/кг.

Масса воздуха, находящегося в газопроводе:

$$G_B = V_T \cdot \rho_{в.т} = 112169 \text{ кг.}$$

Барометрическое давление $P_6 = 735$ мм рт. ст.

Плотность воздуха при давлении P_6 и температуре $T_{в.т}$:

$$\rho_{в.т} = \frac{\rho_{в.н} \cdot P_6 \cdot 273}{T_{в.т} \cdot 760} = 1,23 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность воздуха при нормальных условиях (0 °С; 760 мм рт. ст.) $\rho_{в.н} = 1,29$ кг/м³.

Объем газопровода $V_T = 90865$ м³.

Г.7 Количество влаги, вынесенной в конце трубопровода на начальном этапе осушки (при 100 %-ном насыщении воздуха), до начала снижения ТТР:

$$D_{нач} = \frac{G_{в} \cdot n_{у} \cdot t_{нач} \cdot (d_{нач} - d_{-35^{\circ}})}{1000} = 10521 \text{ кг,}$$

где $n_{у}$ - число установок на начальном этапе осушки;

$t_{нач} = 72$ ч (продолжительность начального этапа осушки).

По графику на рисунке В.2 влагосодержание $d_{нач} = 4,59$ г/кг; $d_{-35^{\circ}} = 0,2$ г/кг; весовая производительность компрессора осушки $G_{в} = Q_{к.о} \cdot \rho_{в.а}$.

Г.8 Количество влаги $D_{тек\ n}$, выносимой в процессе осушки за каждый период между измерениями ТТР (24 ч), до достижения значения ТТР минус 20 °С:

Таблица Г.8

Сутки	$D_{тек\ n}$	Влагосодержание		ТТР, °С
		$d_{тек\ n-1} =$	$d_{тек\ n} =$	
1	3482,08	4,452	4,464	+2,2
2	3225,35	4,464	3,862	0,0
3	2633,44	3,862	3,083	-2,5
4	2161,50	3,083	2,669	5,9
5	906,26	2,669	2,285	-7,0
6	774,33	2,285	1,940	-9,5
7	646,47	1,940	1,668	-12,0
8	538,78	1,668	1,423	-13,0
9	430,44	1,423	1,092	-15,0
10	360,57	1,092	1,094	-16,0
11	324,52	1,094	0,928	-17,0
12	263,49	0,928	0,788	-18,0
13	236,14	0,788	0,789	-20,0

Общее количество влаги, удаленной из трубопровода за фактическое время осушки до ТТР минус 20 °С, составляет:

$$D_{общ} = D_{нач} + D_{тек\ 1} + D_{тек\ 2} \dots + D_{тек\ n} = 26504 \text{ кг}$$

Количество влаги, оставшейся в трубопроводе перед доосушкой,

$$M_1 = F + G_{вл} - D_{общ} = 771 \text{ кг}$$

Продолжительность основного этапа осушки составляет

$$\sum_{i=1}^n t_{осч_i} = 312 \text{ ч.}$$

Время выдержки газопровода перед доосушкой равно 24 ч.

Г.9 Критерий качества удаления воды перед осушкой по формуле (В. 15).

Количество остаточной жидкости в пленке в % от объема трубопровода:

$$\bar{Q}_{\text{пл}} = 0,127 \frac{d_{\text{ж}}}{D^2} = 0,029\%$$

Остаточное количество воды в виде пленки $d_{\text{ж}} = 0,45$ кг на метр газопровода; объем участка газопровода $V_{\text{T}} = 90865$ м³; внутренний диаметр газопровода $D = 1,389$ м.

Если $\bar{Q}_{\text{вын}} \leq \bar{Q}_{\text{пл}}$, то качество работ по удалению воды с пропуском поршней до начала осушки признается удовлетворительным.

Г. 10 Скорость изменения ТТР за время выдержки перед доосушкой

$$\frac{\Delta TTP}{t_{\text{ост}}} = 0,06 \text{ } ^\circ\text{C} / \text{ч.}$$

Г.11 Количество влаги, оставшейся в трубопроводе перед доосушкой, определяемое по номограмме на рисунке В.3, $M_2 = 840$ кг (оценка).

Г. 12 Продолжительность доосушки определяется по формуле (В. 14)

$$t_{\text{доос}} = 3,1 \times 10^{-4} \frac{L_{\text{T}} \times D^2}{D_{\text{пр}}^2 \times V_{\text{ср}}} \left\{ \frac{P_y \times e^{\frac{M_{\text{ос}}}{AT_{\text{вг}} \rho_{\text{ж}}}}}{P'_y} \right\} = 31,9 \text{ ч,}$$

где M - большее значение из M_1 и M_2 .

Г. 12 Общее время осушки, выдержки во время остановки и доосушки $t_{\text{общ}} = t_{\text{нач}} + t_{\text{тек 1}} + t_{\text{тек 2}} + \dots + t_{\text{тек n}} + t_{\text{ост}} + t_{\text{доос}} = 72 + 312 + 24 + 32 = 440 \text{ ч} = 18,33 \text{ сут.}$

Библиография

- [1] СТО Газпром 2-3.5-354-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях
- [2] Кодекс Республики Беларусь от 07.12.1998 № 218-3 Гражданский кодекс Республики Беларусь
- [3] Строительные нормы и правила СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы
- [4] СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Магистральные газопроводы
- [5] Инструкция по технике безопасности при производстве, хранении, транспортировании (перевозке) и использовании одоранта (утверждена ОАО «Газпром» 23 марта 1999 г.)
- [6] Ведомственные строительные нормы Миннефтегазстроя СССР ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ
- [7] Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов (утверждены Миннефтегазстроем СССР 11 августа 1981 г.)
- [8] ГОСТ Р 50829-95 Безопасность радиостанций, радиоэлектронной аппаратуры с использованием приемопередающей аппаратуры и их составных частей. Общие требования и методы испытаний
- [9] Закон Республики Беларусь от 26 ноября 1992 г. №1982-XII Об охране окружающей среды
- [10] Ведомственные строительные нормы Миннефтегазстроя СССР ВСН 014-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды
- [11] Строительные нормы и правила СНиП III-42-80 Магистральные трубопроводы
- [12] Ведомственные строительные нормы СП 34-116-97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов
- [13] Технические условия ООО «РИФ «Аметист» ТУ 2254-001-53938077-2001 Пенополиуретан эластичный
- [14] Ведомственные строительные нормы Миннефтегазстроя СССР ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание