



Заказчик – ООО «Газпром трансгаз Томск»

Магистральный газопровод «Сила Сибири»

ЭТАП 5.2. КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ КС-2 «ОЛЕКМИНСКАЯ»,
ЭТАП 5.2.2. ПРОМБАЗА ПРИ КС-2 «ОЛЕКМИНСКАЯ»,

ЭТАП 5.2.2.1. ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ СООРУЖЕНИЯ ПРОМБАЗЫ ПРИ КС-2 «ОЛЕКМИНСКАЯ»,

ЭТАП 5.3. КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ КС-3 «АМГИНСКАЯ»,

ЭТАП 5.3.2. СКЛАД МЕТАНОЛА ПРИ КС-3 «АМГИНСКАЯ»,

ЭТАП 5.3.3. ПРОМБАЗА ПРИ КС-3 «АМГИНСКАЯ»,

ЭТАП 5.3.3.1. ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ СООРУЖЕНИЯ ПРОМБАЗЫ ПРИ КС-3 «АМГИНСКАЯ»,

ЭТАП 5.6. КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ КС-6 «СКОВОРОДИНСКАЯ»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 1. Текстовая часть.

Книга 3

4570П5-2/5-3/5-6.00.П.03.П31.3

Том 1.1.3



Публичное акционерное общество
“ВНИПИГАЗДОБЫЧА”

Заказчик – ООО «Газпром трансгаз Томск»

Магистральный газопровод «Сила Сибири»

ЭТАП 5.2. КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ КС-2 «ОЛЕКМИНСКАЯ»,

ЭТАП 5.2.2. ПРОМБАЗА ПРИ КС-2 «ОЛЕКМИНСКАЯ»,

ЭТАП 5.2.2.1. ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ СООРУЖЕНИЯ ПРОМБАЗЫ ПРИ КС-2 «ОЛЕКМИНСКАЯ»,

ЭТАП 5.3. КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ КС-3 «АМГИНСКАЯ»,

ЭТАП 5.3.2. СКЛАД МЕТАНОЛА ПРИ КС-3 «АМГИНСКАЯ»,

ЭТАП 5.3.3. ПРОМБАЗА ПРИ КС-3 «АМГИНСКАЯ»,

ЭТАП 5.3.3.1. ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ СООРУЖЕНИЯ ПРОМБАЗЫ ПРИ КС-3 «АМГИНСКАЯ»,

ЭТАП 5.6. КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ КС-6 «СКОВОРОДИНСКАЯ»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 1. Текстовая часть.

Книга 3

4570П5-2/5-3/5-6.00.П.03.П31.3

Том 1.1.3

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Главный инженер

А.Е. Бурданов

Заместитель генерального директора
по производству

В.В. Жмулин

Главный инженер проекта

С.А. Подгорнов

Главный инженер проекта

А.В. Бондаренко

Главный инженер проекта

М.В. Пьянков

Обозначение	Наименование	Примечание
4570П5-2/5-3/5-6.00.П.03.П31.3-С	Содержание тома 1.1.3	2
4570П5-2/5-3/5-6.00.П.03.СП	Состав проектной документации	Отдельный том
4570П5-2/5-3/5-6.00.П.03.П31.3	Часть 1. Текстовая часть. Книга 3	3

Согласовано			

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



Список исполнителей

Главный инженер проекта

С.А. Подгорнов

(подпись, дата)

Главный инженер проекта

А.В. Бондаренко

(подпись, дата)

Нормоконтролёр

С.А. Подгорнов

(подпись, дата)



Содержание

Приложение Т	Изменение №4 к Техническим требованиям на проектирование «Магистральный газопровод «Сила Сибири».....	5
Приложение У	Изменение №5 к Техническим требованиям на проектирование «Магистральный газопровод «Сила Сибири».....	33
Приложение Ф	Изменение №1 к Техническим требованиям на выполнение работ по научно-техническому обеспечению и сопровождению реализации инвестиционного проекта «Магистральный газопровод «Сила Сибири»	41
Приложение X	Изменение №2 к Техническим требованиям на выполнение работ по научно-техническому обеспечению и сопровождению реализации инвестиционного проекта «Магистральный газопровод «Сила Сибири»	46
Приложение Ц	Специальные технические условия на проектирование, строительство и эксплуатацию магистрального газопровода «Сила Сибири» на участках с сейсмичностью выше 8 баллов по шкале MSK-64 и в зонах пересечения активных тектонических разломов при наличии многолетнемерзлых грунтов.....	58
Приложение Ч	Специальные технические условия на проектирование в части обеспечения пожарной безопасности объекта «Магистральный газопровод «Сила Сибири». Этап 5.3.2 Склад метанола при КС-3 «Амгинская», расположенного по адресу: РФ, Дальневосточный федеральный округ: склад метанола при КС-3 «Амгинская» - Республика Саха (Якутия), Аладанский район (Изменение №1).....	101



Приложение Т

**Изменение №4 к Техническим требованиям на проектирование
«Магистральный газопровод «Сила Сибири»**

Приложение № 11 (обязательное)
к заданию на проектирование
№ 114-2011/050-0025П

№ 061-2014/0000873 | n8
д 20. 05. 2017

**Изменение № 4 к техническим требованиям на проектирование
«Магистральный газопровод «Сила Сибири»**

Редакцию пункта раздела 4.1. «Основные технические решения по линейной части магистрального газопровода»:

Предусмотреть одновременный ввод в эксплуатацию с линейной частью магистрального газопровода объектов «Склад метанола при КС-3 «Амгинская» и «Склад метанола при КС-6 «Сковородинская», и первоочередных сооружений Промбазы при КС-2 «Олекминская» и Промбазы при КС-3 «Амгинская»

изложить в следующей редакции:

Предусмотреть одновременный ввод в эксплуатацию с линейной частью магистрального газопровода объектов первоочередных сооружений Промбазы при КС-2 «Олекминская» и Промбазы при КС-3 «Амгинская».

Для возможности выполнения работ по предотвращению гидратообразования и разрушению кристаллогидратных пробок на линейной части объекта и для оперативного реагирования при возникновении аварийных ситуаций предусмотреть строительство склада метанола при КС-3 «Амгинская» (км 793). Ввод объекта «Склад метанола при КС-3 «Амгинская» обеспечить одновременно с вводом линейной части объекта.

Последний абзац раздела 4.1. «Основные технические решения по линейной части магистрального газопровода» изложить в следующей редакции:

Для подключения газопровода-отвода на ГРС «Углегорск» предусмотреть тройниковое соединение (тройник, отвод, заглушка) на магистральном газопроводе «Сила Сибири» в районе н.п. Глухари. Установить электроизолирующее соединение на газопроводе-отводе (вставку электроизолирующую) в районе врезки в магистральный газопровод. Решения по расположению тройникового соединения и его характеристики принять в соответствии с проектом «Газопровод-отвод и ГРС «Углегорск».

Разработать календарно-сетевой график (КСГ) по проведению очистки полости, испытанию, осушке и заполнению инертным газом (азотом)

построенных участков магистрального газопровода, устанавливающий, в том числе, последовательность, периоды проведения работ, объем и параметры выполняемых работ. Учесть границы участков работ генеральных подрядных строительно-монтажных организаций и необходимость их синхронизации. При разработке КСГ учесть ранее разработанный ООО «Газпром ВНИИГАЗ» регламент на проведение работ по заполнению участков магистрального газопровода азотом. Календарно-сетевой график согласовать с ООО «Газпром трансгаз Томск», Департаментом (С.Ф. Прозоров) ПАО «Газпром», генеральными подрядными организациями, выполняющими строительство линейной части магистрального газопровода.

Разработать специальный временный регламент по содержанию испытанных участков магистрального газопровода в технически исправном состоянии до заполнения газом. В том числе учесть необходимость:

- проведения контроля избыточного давления и состава среды на заполненных азотом участках газопровода;
- периодической ревизии линейной запорной арматуры;
- проведения контроля за работоспособностью средств временной электрохимической защиты участков газопровода (протекторная защита) и в случае необходимости проведения работ по дооснащению/замене протекторов для обеспечения расчетного значения электрохимзащиты газопровода до момента ввода постоянной электрохимзащиты.

Специальный временный регламент согласовать с ООО «Газпром трансгаз Томск», Департаментом ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко), Департамент ПАО «Газпром» (С.Ф. Прозоров), ООО «Газпром газнадзор», ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Специальный временный регламент, а также затраты на содержание Объекта до ввода его в эксплуатацию включить в состав проектной документации по Объекту.

Раздел 4.1. «Основные технические решения по линейной части магистрального газопровода» дополнить следующим:

Для отбора газа к внешним потребителям предусмотреть узлы подключения. Узлы подключения предусмотреть в следующем исполнении: тройник – катушка – крановый узел (в ограждении) – катушка – заглушка. Проектирование и строительство на газопроводе-отводе системы телемеханизации, связи, электроснабжения, охранной сигнализации и подъездная автодорога по этапу 1 и этапам 2.1 – 2.8 будут выполнены в рамках программы газоснабжения внешних потребителей.

Для надежного газоснабжения внешних потребителей, подключаемых в районе размещения линейных крановых узлов, отбор газа предусмотреть до и после основного линейного крана МГ.

Принять следующую конструкцию газопроводов-отводов:

По этапу 1. Участок «Чаянда – Ленск»:

- отвод на н.п. Ярославский (КУ № 114.7) – только узел подключения;
- отвод на г. Ленск (КУ № 207.7) – только узел подключения.

По этапу 2.1. Участок «Ленск – КС-1 «Салдыкельская»:

- отвод на н.п. Мурья (КУ № 238.7) – совмещен с линейным КУ № 237.

По этапу 2.3. Участок «КС-2 «Олекминская» – КС-3 «Амгинская»:

- отвод на н.п. Олекминск, Абага (КУ562.7) совмещен с линейным КУ № 563;
- отвод на Тарыннахский ГОК (КУ №719.7) – только узел подключения.

По этапу 2.4. Участок «КС-3 «Амгинская» – КС-4 «Нимнырская»:

- отвод на Томмот, Якокит, Н.Куранах, В.Куранах, Алдан (КУ № 943.7) – крановый узел совмещен с УЗОУ-ЛПУ2;
- отвод на Селигдарский ГХК (КУ №960.7) – только узел подключения;
- отвод на Б. Нимныр (КУ №1008.7) – только узел подключения.

По этапу 2.5. Участок «КС-4 «Нимнырская» – КС-5 «Нагорная»:

- отвод на Таежный ГОК (КУ №1056.7) – только узел подключения;
- отвод на Бол. Хатыми (КУ №1092.7) – только узел подключения;
- отвод на н.п. Чульман (КУ №1166.7) – только узел подключения;
- отвод на н.п. Нерюнгри (КУ №1188.7) – совмещен с линейным КУ № 1187;
- отвод на н.п. Иенгра (КУ №1233,7) – только узел подключения.

По этапу 2.6. Участок «КС-5 «Нагорная» – КС-6 «Сковородинская»:

- отвод на н.п. Сковородино и Невер совмещен с линейным КУ № 1549.

По этапу 2.7. Участок «КС-6 «Сковородинская» – КС-7 «Сивакинская»:

- отвод на н.п. Талдан (КУ №1602.7) – совмещен с линейным КУ № 1602;
- отвод на н.п. Магдагачи (КУ №1684.7) – только узел подключения.

По этапу 2.8. Участок «КС-7 «Сивакинская» – Белогорск»:

- отвод на н.п. Шимановск (КУ №1904.7) – только узел подключения;
- отвод на н.п. Углегорск (КУ №1956).

По этапу 4.1. Участок «Белогорск – Благовещенск»:

- отвод на г. Свободный – совмещен с линейным КУ № 31-1;
- отвод на г. Благовещенск (КУ №170.7) – только узел подключения.

Ранее запроектированные отводы к населенным пунктам исключить:
По этапу 2.2. Участок «КС-1 «Салдыкельская» - КС-2 «Олекминская»:

- отвод на н.п. Турукта (КУ336.7) – исключается.

По этапу 2.6. Участок «КС-5 «Нагорная» – КС-6 «Сковородинская»:

- отвод на н.п. Могот (КУ№ 1322.7) – исключается;
- отвод на г. Тында (КУ№ 1403.7) – исключается;
- отвод на н.п. Соловьевск (КУ №1521.7) – исключается.

По этапу 2.7. Участок «КС-6 «Сковородинская» – КС-7 «Сивакинская»:

- отвод на н.п. Гонжа (КУ №1646.7) – исключается;
- отвод на н.п. Тыгда, Сосновый бор (КУ №1741.7) – исключается;
- отвод на н.п. Ушумун (КУ №1781.7) – исключается.

Пункт 4.2.4.7 раздела 4.2.4 «Установка компримирования газа» изложить в следующей редакции:

4.2.4.7. Предусмотреть технологические замеры расхода газа в соответствии с п.7.2.8 СТО Газпром 2-3.5-051-2006 и потоковые анализаторы влажности.

Подпункт 3 пункта 4.2.4.9 раздела 4.2.4 «Установка компримирования газа» изложить в следующей редакции:

3. Предусмотреть трубопровод подвода газа к центробежному компрессору для подачи технологического газа от входного коллектора КЦ к входному патрубку ЦБК ГПА. На трубопровод установить:

- входной полнопроходной отсечной кран (кран № 1-1) с электроприводом;
- байпас крана № 1-1 в составе (ручной кран, кран шаровый с электрическим приводом, клапан-регулятор с ручным приводом). Опорная конструкция байпасной линии должна быть механически связана с опорной конструкцией крана № 1-1;
- входной полнопроходной отсечной кран (кран № 1) с электроприводом;
- байпас крана № 1 с кранами (ручной кран, кран шаровый с электрическим приводом и клапан-регулятор с ручным приводом). Опорная конструкция байпасной линии должна быть механически связана с опорной конструкцией крана № 1;
- люк-лаз со съемной защитной решеткой. Потери давления на решетке не должны превышать 0,01 МПа.

Подпункт 12 пункта 4.2.4.9 раздела 4.2.4 «Установка компримирования газа» изложить в следующей редакции:

12. Основной отбор буферного газа для КС-1 – КС-7 для системы «сухих» газодинамических уплотнений предусмотреть из нагнетательного патрубка ЦБК, второй отбор буферного газа, на режимах пуска и останова, предусмотреть от напорного коллектора компрессорной станции (за краном № 2). Для КС-7а основной отбор предусмотреть после первой ступени охлаждения газа с температурой до плюс 90⁰ град. С, а второй отбор осуществляется из нагнетательного патрубка ЦБК.

Пункт 4.2.4.27 раздела 4.2.4 «Установка компримирования газа» изложить в следующей редакции:

4.2.4.27. Проектом предусмотреть реализацию функций диагностики компрессорного оборудования.

Пункт 4.2.4.33 раздела 4.2.4 «Установка компримирования газа» изложить в следующей редакции:

4.2.4.33 На каждом ГПА в системе маслообеспечения ГТД предусмотреть установку штатного очистителя масла в количестве 1 шт. (в случае необходимости во взрывозащищенном исполнении). Для системы маслообеспечения ЦБК предусмотреть возможность подключение мобильного очистителя масла, а также предусмотреть автоматический выключатель в НКУ для обеспечения питания. При выборе типа очистителя масла предпочтительней является электростатический очиститель масла.

Пункт 4.2.4.34 раздела 4.2.4 «Установка компримирования газа» исключить.

Раздел 4.2.5. «Установка охлаждения газа (для общехоловой схемы расположения АВО)» изложить в следующей редакции:

АВО газа должны оснащаться площадками обслуживания из металла с заводским горячим оцинкованием.

АВО газа должны поставляться, исходя из климатических условий с системой автоматизированного управления, с установкой промывки, приспособлением для монтажа/демонтажа электродвигателей.

Для регулирования температуры на выходе АВО и плавного пуска двигателей вентиляторов предусмотреть применение системы частотного регулирования.

Раздел 4.5.1 «Система электроснабжения» изложить в следующей редакции:

Электроснабжение магистрального газопровода «Сила Сибири» выполнить в соответствии с СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 «Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром», действующими нормативно-техническими, руководящими документами Российской Федерации и стандартами ПАО «Газпром». Решения по системам электроснабжения объектов принимать с учетом полного развития магистрального газопровода - 1 и 2 ниток (лупингов), обеспечивающих полный объем транспортировки газа в объеме 38 млрд. м³/год по годам ввода в эксплуатацию.

С целью обеспечения бесперебойного электроснабжения технологического процесса КС электро-приемники стационарной азотной установки, АВО-газа, ГПА следует отнести к особой группе первой категории ОГ-1. В качестве независимого источника питания предусмотреть типа АДЭС.

Для всех типов трансформаторных подстанций используемых в проекте МГ «Сила Сибири» применить масляные трансформаторы различной расчетной мощностью Российских заводов изготовителей.

Раздел 4.5.3 «Защита от коррозии» дополнить следующим:

Функции контроля планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания (ППР и ТО) средств ЭХЗ реализовать в рамках отдельного проекта ИУС П. До реализации указанной функциональности в ИУС П предусмотреть использование имеющихся в ООО «Газпром трансгаз Томск» локальных решений.

Раздел 4.5.6 «Информационные технологии» изложить в следующей редакции:

В целях проектирования инженерного обеспечения, сетей и систем для объекта справочно в качестве исходных данных разработать в проектной

документации варианты номенклатуры серверного оборудования (серверы, системы хранения данных, системы резервного копирования, источники питания), оборудования автоматизированных рабочих мест, оргтехнику, периферийное оборудование.

При формировании спецификаций оборудования по проекту не учитывать потребность в ИТ-оборудовании, приобретение которого будет осуществлять за счет собственных средств ООО «Газпром трансгаз Томск» в соответствии с «Методикой бюджетирования затрат дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром» на информационные технологии и автоматизацию технологических процессов».

Для размещения серверного оборудования предусмотреть организацию аппаратного помещения (далее – АП), выполненного в соответствии с СТО ГТТ 0133-285-2015.

В проекте предусмотреть инженерную инфраструктуру АП:

1. Систему электропитания (включая кабельные линии, распределительный щит электропитания, щит заземления, источник бесперебойного питания).

При расчетах сечения кабельной линии исходить из номинальной мощности одного телекоммуникационного шкафа, равной 7 кВт.

Распределительный щит электропитания серверного оборудования и инженерной инфраструктуры расположить внутри АП.

2. Систему кондиционирования воздуха мощностью, достаточной для поддержания нормальной работы серверного оборудования. Электропитание системы кондиционирования осуществить от отдельных автоматических выключателей в распределительном щите электропитания.

3. Телекоммуникационные шкафы для размещения серверного оборудования.

Проектируемые телекоммуникационные шкафы должны быть выполнены в едином стиле с другими телекоммуникационными шкафами в пределах данного АП. Предпочтительнее использовать запираемые на замок несгораемые телекоммуникационные шкафы с перфорированными дверцами.

Каждый телекоммуникационный шкаф должен быть подключен:

- к щиту заземления отдельной кабельной линией.
- к щиту распределения электропитания двумя силовыми кабельными линиями.

В состав телекоммуникационного шкафа включить разрешенные к применению модули распределения электропитания.

Проектные решения в части инженерного обеспечения аппаратных помещений необходимо согласовать со службой информационно-управляющих систем ООО «Газпром трансгаз Томск».

Раздел 4.5.7.1 «Общие требования к системе автоматизации» дополнить следующим:

В качестве СПА и КЗ применить программно-технические средства российского производства.

Тип СПА и КЗ в том числе пожарные извещатели, пожарные оповещатели, приборы приемно-контрольные (приборы приемно-контрольные и управления), согласовать с эксплуатирующей организацией, заказчиком и Департаментом ПАО «Газпром» (Н.Ю. Борисенко).

Раздел 4.5.7.3 «Требования к АСУ ТП КЦ» дополнить следующим:

4.5.7.3.17. Функции диагностики компрессорного оборудования реализовать средствами САУ ГПА и АСУ ТП КЦ.

4.5.7.3.18. Предусмотреть технические решения, исключающие возможность ложного срабатывания пультов резервного управления (ПРУ АСУ ТП КЦ, ПРУ САУ ГПА) в следствии повреждения кабельных линий связи, влияния электромагнитных помех, исчезновения электропитания.

4.5.7.3.19. В проектной документации применить термин «САУ» для комплектно-поставляемых систем локальной автоматики, имеющих возможность работы в автоматическом режиме без наличия вышестоящего уровня АСУ ТП. Все проектно-создаваемые шкафы управления в составе АСУ ТП КЦ обозначить в проектной документации термином «УСО» (устройство связи с объектом), вместо терминов «САУ КЦ», «САУ УП», «САУ УОГ» применить термины «УСО КЦ», «УСО УП», «УСО УОГ».

Раздел 4.5.7.4 «Требования к АСУ Э» переименовать в «Требования к АСУ Э и АСКУЭ» и изложить в следующей редакции:

4.5.7.4.1. Основные положения.

Проектные решения по АСУ Э и АСКУЭ должны быть выполнены в соответствии со следующими нормативно-техническими и руководящими документами:

– СТО Газпром 2-1.15-878-2014 «Основные положения по автоматизации объектов энергетики»;

- СТО Газпром 2-1.15-823-2014 «Человеко-машинные интерфейсы. Требования к видеоформам и функциям рабочих мест автоматизированных систем управления объектами энергообеспечения»;

- СТО Газпром 2-1.15-905-2014 «Ввод в действие и процедура приемки автоматизированных систем управления объектами энергообеспечения. Общие требования»;

- и другими нормативно-техническими и руководящими документами Российской Федерации и ПАО «Газпром».

Проектирование АСУ Э и АСКУЭ осуществлять на принципах системного подхода с учетом процесса поэтапного строительства участков магистрального газопровода, а также планов ввода строящихся объектов и создаваемых (расширяемых) систем автоматизации.

Выделить пусковые комплексы и этапы развития АСУ Э и АСКУЭ в соответствии с этапами строительства комплекса.

4.5.7.4.2. Функциональные требования.

Проектируемая АСУ Э должна обеспечивать комплексный автоматизированный оперативный контроль и управление процессами энергообеспечения (электроснабжение, теплоснабжение, водоснабжение, водоотведение), и технический учет энергоресурсов и предусматривать автоматизацию следующих основных функций:

- управление режимами работы, оборудованием и установками систем электроснабжения, теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения;
- контроль технологического процесса и состояния оборудования;
- сбор и обработка данных о параметрах технологических процессов энергообеспечения, оперативном состоянии и режимах работы оборудования, учете энергопотребления;
- отображение на средствах индикации оперативной информации, а также предупредительной и аварийной сигнализации;
- ведение единого времени и обеспечение синхронизации всех интегрируемых систем автоматизации и устройств;
- ведение журнала и архивирование с метками времени событий и действий оперативного персонала;
- контроль достоверности входной информации;
- самодиагностика состояния технических средств и программного обеспечения.

Проектируемая АСКУЭ должна обеспечивать выполнение измерений в отношении всех точек поставки и предусматривать автоматизацию следующих основных функций:

- измерение количества энергоресурсов с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом на начало расчетного периода, используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных и ведения журнала событий о состоянии средств измерений;
- ведение единого времени и обеспечение синхронизации всех средств измерений и устройств, включенных в состав АСКУЭ;
- периодический (1 раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений энергоресурсов и данных о состоянии средств измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений в энергосбытовую компанию и АСКУЭ ПАО «Газпром»;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне.

Проектируемые АСУ Э и АСКУЭ должны функционировать в непрерывном (круглосуточном) режиме.

4.5.7.4.3. Требования к структуре и программно-техническим средствам систем автоматизации.

АСУ Э должна проектироваться как распределенная иерархическая автоматизированная система контроля и управления, основанная на современных информационных технологиях и российских программно-технических средствах.

При проектировании АСУ Э обеспечить применение САУ, поставляемых комплектно с технологическим оборудованием, на базе российских ПТС, обеспечивающих интеграцию с вышестоящей АСУ Э

Предусмотреть интеграцию в АСУ Э всех САУ объектов электроснабжения, теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения, комплектно-поставляемых с технологическим оборудованием.

АСКУЭ должна проектироваться как иерархическая автоматизированная информационно-измерительная система с централизованным представлением информации и распределенной функцией выполнения измерений, основанная на современных информационных технологиях и российских программно-технических средствах.

Предусмотреть включение в АСКУЭ только приборов учета энергоресурсов, непосредственно связанных с предоставлением в энергосбытовую компанию коммерческой и замещающей информации об объемах потребления энергоресурсов в точках поставки. Данные приборы учета

применить в двухпортовом исполнении, задействовав один порт для включения в АСКУЭ, другой – в АСУ Э.

Предусмотреть в АСКУЭ передачу в АСКУЭ ПАО «Газпром» данных коммерческого учета энергоресурсов. Предусмотреть в АСУ Э передачу в АСКУЭ ПАО «Газпром» данных технического учета энергоресурсов.

Для ведения единого времени в АСКУЭ предусмотреть прием сигналов от источника точного времени из состава АСУ Э. В АСУ Э предусмотреть передачу в АСКУЭ сигналов точного времени.

Надежность функционирования АСУ Э должна характеризоваться показателями безотказности, ремонтопригодности и долговечности согласно ГОСТ 24.701 и соответствовать НТД ПАО «Газпром».

В ТЗ и проектной документации должны быть определены состав и количественные значения показателей надежности АСУ Э и АСКУЭ, в том числе:

- средняя наработка на отказ по видам реализуемых функций;
- среднее время восстановления работоспособности;
- функциональный срок службы.

Предусмотреть решения по обеспечению электромагнитной совместимости средств АСУ Э и АСКУЭ, в том числе по защите от перенапряжений, вызванных грозовыми разрядами. Необходимость и достаточность решений по обеспечению электромагнитной совместимости подтвердить расчетом и привести в разделе «Электромагнитная совместимость».

Системы автоматизации в целом или все их компоненты должны иметь необходимые сертификаты, лицензии, паспорта, свидетельства о заводской или ведомственной приемке, подтверждающие правомочность их применения на объекте. Обязательные требования к техническим устройствам, применяемым на опасном производственном объекте, и формы оценки их соответствия данным требованиям должны устанавливаться в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

Применяемые ПТС АСУ Э, АСКУЭ и комплектно-поставляемых систем автоматизации должны быть российского производства.

Применяемые ПТС должны пройти комплекс испытаний в соответствии с утвержденным «Регламентом проведения испытаний опытных образцов систем автоматизации на объектах ПАО «Газпром».

Типы ПТС АСУ Э, АСКУЭ и комплектно-поставляемых систем автоматизации должны быть согласованы заказчиком, эксплуатирующей организацией и Департаментом ПАО «Газпром» (Н.Ю. Борисенко).

4.5.7.4.4. Требования к КИП и исполнительным механизмам.

Применяемые контрольно-измерительные приборы (КИП), блоки управления исполнительных механизмов (БУ ИМ) должны быть российского производства.

Для контроля и измерения технологических параметров предусмотреть использование средств контроля и измерения с унифицированными выходными сигналами.

Типы применяемых КИП и БУ ИМ должны быть согласованы с заказчиком, эксплуатирующей организацией и Департаментом ПАО «Газпром» (Н.Ю. Борисенко).

4.5.7.4.5. Требования к составу и этапности разработки проектных решений.

Разрабатываемая документация в части АСУ Э и АСКУЭ должна соответствовать ГОСТ 34 серии (ГОСТ 34.601, ГОСТ 34.201, ГОСТ 34.602, РД 50-34.698 и т.д.) с соблюдением стадийности разработки систем автоматизации (согласование типов ПТС, ТЗ на создание систем, проект, рабочая документация), полноты и комплектности документации.

Документация на применяемое блочно-комплектное технологическое оборудование, поставляемое с КИП и БУ ИМ, средствами и системами автоматизации, включая технические части документации о закупке, технические требования на поставку, опросные листы, спецификации, технические условия на поставляемое оборудование должны быть согласованы с эксплуатирующей организацией, заказчиком и Департаментом ПАО «Газпром» (Н.Ю. Борисенко).

При разработке проектной документации разработать и согласовать с эксплуатирующей организацией, заказчиком и Департаментом ПАО «Газпром» (Н.Ю. Борисенко) техническое задание (ТЗ) на создание АСУ Э и ТЗ на создание АСКУЭ. Согласованные ТЗ утвердить заказчиком.

Разработать и представить в составе проектной документации спецификации оборудования и программного обеспечения АСУ Э и АСКУЭ.

При разработке рабочей документации при подготовке материалов для организации закупок, технических заданий на изготовление оборудования, опросных листов, при включении в документацию ссылок на технические условия, в обязательном порядке согласовывать указанные документы и требования в части средств и систем автоматизации с эксплуатирующей организацией, заказчиком и Департаментом ПАО «Газпром» (Н.Ю. Борисенко).

Разработать и согласовать с разработчиками АСУ Э и АСКУЭ, эксплуатирующей организацией, заказчиком и Департаментом ПАО «Газпром» (Н.Ю. Борисенко) программы и методики испытаний АСУ Э и АСКУЭ.

Раздел 4.5.7.5 «Требования к системе телемеханики» дополнить следующим:

Функции контроля и управления энергообеспечивающими объектами, расположенными на линейной части магистрального газопровода, газопроводах-отводах к ГРС и узлах подключения лупингов и газопроводов-отводов к МГ, реализовать программно-техническими средствами системы телемеханики.

Раздел 4.5.8 «Система теплогазоснабжения, отопления и вентиляции» изложить в следующей редакции:

На площадке КС теплоснабжение потребителей предусмотреть от автоматизированных водогрейных котельных.

Для котельных, являющихся единственным источником теплоты резервная мощность должна быть определена с учетом выполнения следующего требования:

– при выходе из строя котла (максимального по мощности), независимо от категории котельной, количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям второй категории, должно обеспечиваться в соответствии с требованиями п. 5.5 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

Количество и единичную производительность котлоагрегатов принять в соответствии с требованиями п. 4.11 и п. 4.14 СП 89.13330.2012 «Котельные установки».

Оборудование котельных должно быть сертифицировано, работать в автоматическом режиме без присутствия обслуживающего персонала и отвечать современным требованиям промышленной эстетики.

Технические характеристики применяемого основного теплотехнического оборудования согласовать с Управлением энергетики ПАО «Газпром».

Теплоноситель для нужд отопления и вентиляции – вода. Параметры теплоносителя системы отопления и вентиляции, а также системы горячего водоснабжения определить в проектной документации.

Режим работы источника теплоснабжения круглогодичный (в течение отопительного периода).

Регулирование отпуска тепла на нужды отопления и вентиляции – качественное. Должно производиться в источнике тепла по температурному графику.

Тепловая схема котельной – двухконтурная с развязкой котлового и сетевого контуров через пластинчатые теплообменники. Производительность водоподогревательных установок принять по расчету.

Объем автоматизации источника тепла должен предусматривать его работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Во всех зданиях, за исключением укрытий ГПА, КНС и т.п., предусмотреть водяное отопление с местными нагревательными приборами. Тип нагревательных приборов определить в проектной документации.

В укрытиях ГПА ангарного типа предусмотреть газовоздушное отопление, совмещенное с вентиляцией, – в блок-боксовом исполнении воздушное отопление электрокалориферными установками.

В проектной документации определить тип системы отопления, вентиляции и кондиционирования, материал труб систем отопления.

В помещениях с постоянным пребывание персонала предусмотреть систему кондиционирования воздуха в соответствии с требованиями СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003».

Тип системы вентиляции в производственных, административно-бытовых и вспомогательных помещениях определить в проектной документации.

При проектировании приточных систем в технологических зданиях, связанных с обработкой газа, предусмотреть резервные вентиляторы.

В случае отсутствии мест в цехе под вытяжные вентиляторы применить вентиляторные блоки с установкой их вне здания.

Оборудование вытяжных систем, устанавливаемых на кровле, предусмотреть в морозостойком исполнении, приточные установки – в исполнении «Север».

Предусмотреть защиту от замораживания калориферов приточных установок.

На площадках, удаленных от источников тепла, теплоснабжение зданий предусмотреть от автономных источников теплоснабжения, встроенных в здания. Рассмотреть возможность использование электроэнергии на нужды отопления и вентиляции. В качестве источников теплоснабжения использовать отопительные водогрейные котлы, работающие на газе. Мощность котлов определить в проектной документации.

Для обогрева небольших зданий (КТП, КНС и т.п.) использовать электроотопительные приборы. В КТП и ЗРУ дополнительно предусмотреть электрокалориферную установку, обеспечивающую принудительную циркуляцию теплого воздуха внутри помещения.

Газоснабжение потребителей предусмотреть от ГРС или узлов собственных нужд. Для замера расходов газа предусмотреть установку счетчиков газа у потребителей.

Выполнить электрообогрев технологических трубопроводов, технологического оборудования, установленного на открытых площадках, а также трубопроводов ВК, проложенных на эстакадах, с использованием греющих кабелей. Тип кабеля принять с учетом технологии, обогреваемых трубопроводов и их протяженности. Предусмотреть электрообогрев резервуаров хранения воды на питьевые, производственные и противопожарные нужды.

В соответствии с постановлением ГКЦ Республики Саха (Якутия) от 21.11.2016 № 225 объемы работ по внеплощадочным сетям теплоснабжения площадки ЛПУМГ № 3 в г. Нерюнгри будут выполняться энергоснабжающей организацией по договору на технологическое присоединение.

Границу раздела балансовой принадлежности с энергоснабжающей организацией определить по ТУ.

Раздел 4.5.9 «Водоснабжение и водоотведение» дополнить следующим:

В соответствии с постановлением ГКЦ Республики Саха (Якутия) № 227 от 21.11.2016 объемы работ по внеплощадочным сетям водоснабжения и водоотведения площадки ЛПУМГ № 3 в г. Нерюнгри будут выполняться энергоснабжающей организацией по договору на технологическое присоединение. Границу раздела балансовой принадлежности с энергоснабжающей организацией определить по ТУ.

В соответствии с постановлением ГКЦ Республики Саха (Якутия) от 09.06.2016 № 83 объемы работ по внеплощадочным сетям водоснабжения и водоотведения площадки ЛПУМГ № 2 в г. Алдане будут выполняться энергоснабжающей организацией по договору на технологическое присоединение. Границу раздела балансовой принадлежности с энергоснабжающей организацией определить по ТУ.

Раздел 6 «Противопожарная защита» дополнить следующим:

При разработке проектно-сметной документации руководствоваться положениями следующих нормативных правовых актов и нормативных документов, регламентирующих вопросы пожарной безопасности:

- Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Распоряжение Правительства Российской Федерации от 10.03.2009 № 304-р «Перечень национальных стандартов, содержащих правила и методы исследований (испытаний) и измерений, в том числе правила отбора образцов, необходимые для применения и исполнения»;
- Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Приказ Росстандарта от 16.04.2014 № 474 «Перечень документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Приказ Росстандарта от 30.03.2015 № 365 «Об утверждении перечня документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 26.12.2014 № 1521 «Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Правила противопожарного режима в Российской Федерации;
- СП 1.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы»;
- СП 2.13130.2012 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты»;
- СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности»;
- СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям»;
- СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения. Нормы и правила проектирования»;

- СП 6.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности»;
- СП 7.13130.2013 «Отопление, вентиляция и кондиционирование. Противопожарные требования»;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- ГОСТ Р 12.3.047-2012 «ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;
- СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» или РД 34.21.122-87;
- другими нормативными документами по пожарной безопасности.

Здания, сооружения, в том числе блочно-комплексной поставки, помещения, защитить автоматическими установками пожаротушения, пожарной сигнализации, системами оповещения и управления эвакуацией при пожаре (при необходимости).

Системы противопожарной защиты (АУПС, АСГА, АУПТ и СОУЭ) зданий модульной, блочной и блочно-комплектной поставки должны быть определены проектной организацией, и включены в технические задания заводам-изготовителям этих зданий. При подготовке технических заданий заводам-изготовителям зданий модульной, блочной и блочно-комплектной поставки указанные ТЗ (опросные листы) согласовать с Заказчиком и Управлением (Д.В. Пономаренко) Департамента ПАО «Газпром» (В.В. Черепанов).

Для обеспечения пожарной безопасности здания в проектной документации одним из способов, указанных в части 6 статьи 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», должны быть обоснованы:

- 1) противопожарный разрыв или расстояние от проектируемого здания или сооружения до ближайшего здания, сооружения или наружной установки;
- 2) принимаемые значения характеристик огнестойкости и пожарной опасности элементов строительных конструкций и систем инженерно-технического обеспечения;
- 3) принятое разделение здания или сооружения на пожарные отсеки;
- 4) расположение, габариты и протяженность путей эвакуации людей (в том числе инвалидов и других групп населения с ограниченными возможностями передвижения) при возникновении пожара, обеспечение противодымной защиты путей эвакуации, характеристики пожарной опасности

материалов отделки стен, полов и потолков на путях эвакуации, число, расположение и габариты эвакуационных выходов;

5) характеристики или параметры систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (с учетом особенностей инвалидов и других групп населения с ограниченными возможностями передвижения), а также автоматического пожаротушения и систем противодымной защиты;

6) меры по обеспечению возможности проезда и подъезда пожарной техники, безопасности доступа личного состава подразделений пожарной охраны и подачи средств пожаротушения к очагу пожара, параметры систем пожаротушения, в том числе наружного и внутреннего противопожарного водоснабжения;

7) организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности здания или сооружения в процессе их строительства и эксплуатации.

При необходимости для защиты зданий, помещений, сооружений и оборудования установками автоматического пожаротушения предусмотреть применение:

- установок автоматического пожаротушения, обеспечивающих работоспособность в аварийных ситуациях;

- для защиты серверов, другого оборудования на базе ПК (ЭВМ), пространства за подвесными потолками (где это требуется) и под двойными полами, фальш-полами, в кабель-каналах – установок автоматического газового пожаротушения;

- для защиты помещений, в которых обращаются ГГ, ЛВЖ, ГЖ преимущественно применять установки пенного тушения пеной низкой и (или) средней кратности.

Предусмотреть вывод сигналов о режимах работы установок противопожарной защиты в помещение с круглосуточным пребыванием обслуживающего персонала.

При разработке рабочей документации разработать задание на проектирование автоматических систем противопожарной защиты.

Противопожарное оборудование, должно иметь подтверждение соответствия требованиям пожарной безопасности в соответствии с требованиями статьи 146 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

При определении затрат на строительство учесть затраты на проведение пусконаладочных работ по системам противопожарной защиты.

Оборудование систем противопожарной защиты должно иметь исполнение, соответствующее условиям окружающей среды в местах установки.

Вывод сигналов о пожаре, неисправности оборудования и линий связи и управления средств противопожарной защиты, сработке установок автоматического пожаротушения предусмотреть в помещение с круглосуточным пребыванием дежурного персонала, а также в помещения пожарного поста.

В проекте классы пожароопасных и взрывоопасных зон указать в соответствии с требованиями Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и Правил устройства электроустановок.

В составе раздела описать организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности каждого здания и сооружения, в том числе в процессе строительства, при этом включить в разделы «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» и «Проект организации строительства» график очередности выполнения противопожарных мероприятий (обеспечение площадки наружным противопожарным водоснабжением, монтаж молниезащиты, выполнение огнезащиты, монтаж и ввод в действие внутреннего противопожарного водопровода, АУПС, АСГА, СОУЭ, АУПТ).

При описании организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности на стадии строительства должен быть приведен исчерпывающий перечень исполнительных документов по пожарной безопасности, необходимый для предъявления объекта приемочной комиссии, а также дальнейшего обслуживания объекта в процессе эксплуатации. В состав указанного перечня для каждого здания, сооружения, в зависимости от наличия на объекте защиты соответствующих систем, установок, материалов должны входить:

- для системы вентиляции:
 - проект;
 - акты испытаний на плотность всех воздуховодов;
 - акты испытания систем противодымной защиты (при ее наличии);
 - документы на огнезащиту воздуховодов систем вентиляции (акты на огнезащиту; паспорт и ТУ на огнезащитный материал, состав; сертификат пожарной безопасности на материал, состав);
 - паспорта на смонтированное оборудование (противопожарные и дымовые клапаны, вентиляторы, в т.ч. систем дымоудаления);

- сертификаты пожарной безопасности на противопожарные и дымовые клапаны, вентиляторы систем дымоудаления;
- для системы автоматической пожарной сигнализации и оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре:
 - проект;
 - ведомость смонтированного оборудования;
 - акты входного контроля;
 - акты (протоколы) приемки в эксплуатацию;
 - протоколы замера сопротивления изоляции электропроводки;
 - протоколы замера сопротивления изоляции шлейфов АПС;
 - протоколы замера уровня звука СОУЭ по помещениям;
 - акт передачи оборудования, изделий и материалов в монтаж;
 - акт об окончании монтажных работ;
 - протокол испытания на герметичность разделительных уплотнений защитных трубопроводов для электропроводок во взрывоопасных зонах;
 - акт готовности траншей к укладке кабелей;
 - акт о выявленных дефектах приборов, оборудования;
 - акт прогрева кабелей на барабанах (в том случае, если для размотки кабеля при отрицательных температурах был произведен его прогрев);
 - акт освидетельствования скрытых работ;
 - акт готовности зданий, сооружений к производству монтажных работ;
 - сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие качество материалов, изделий и оборудования, примененных при производстве монтажных работ;
- для установки автоматического пожаротушения:
 - исполнительную документацию (комплект рабочих чертежей с внесенными в них изменениями);
 - сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие качество материалов, изделий и оборудования, примененных при производстве монтажных работ;
 - акт передачи оборудования, изделий и материалов в монтаж;
 - акт готовности зданий, сооружений к производству монтажных работ;
 - акт об окончании монтажных работ;
 - акт готовности траншей к укладке трубопроводов (кабелей);
 - акт испытания трубопроводов на прочность и герметичность;
 - акт испытания арматуры;
 - акт о выявленных дефектах приборов, оборудования и агрегатов автоматической установки пожаротушения;
 - акт готовности фундаментов (оснований) к установке оборудования;
 - акт испытания агрегатов вхолостую или под нагрузкой;

- акт измерения сопротивления изоляции электропроводок;
- акт прогрева кабелей на барабанах (в том случае, если для размотки кабеля при отрицательных температурах был произведен его прогрев);
- акт освидетельствования скрытых работ;
- протокол испытания на герметичность разделительных уплотнений защитных трубопроводов для электропроводок во взрывоопасных зонах;
- акт испытания гидропневматической емкости;
- акт об окончании пусконаладочных работ;
- акт проведения индивидуальных испытаний АУПТ;
- паспорт на зарядку баллонов установки газового пожаротушения;
- ведомость смонтированных приборов и оборудования автоматической установки пожаротушения;
- по электроснабжению и электрооборудованию:
- сертификаты пожарной безопасности на кабельную продукцию.

Графическая часть должна быть разработана для всех проектируемых объектов, в том числе зданий блочного, блочно-комплектного и модульного исполнения.

Проектные решения по обеспечению пожарной безопасности и техническую часть закупочной документации согласовать с Заказчиком, эксплуатирующей организацией и Управлением (Д.В. Пономаренко) Департамента ПАО «Газпром» (В.В. Черепанов).

Раздел 7 «Требования к природоохранным мероприятиям» изложить в следующей редакции:

7.1. В случаях, предусмотренных ст. 11 и ст. 12 закона Российской Федерации от 23.11.1995 № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе» в материалах ОВОС представить:

- анализ вариантов размещения проектируемых объектов относительно границ ООПТ и их охранных зон;
- обоснование принятого варианта прохождения трассы газопровода в границах государственного природного заказника регионального значения «Толбузинский», учитывая постановление Правительства Амурской области от 29.08.2016 № 371 о внесении изменений в постановление Правительства области от 01.07.2016 № 291 «Об утверждении Положений об особо охраняемых природных территориях регионального значения» и размещения площадочных объектов (КС, КУ, узлы подключения и др.) относительно границ ООПТ и их охранных зон;

– мероприятия по сохранению, восстановлению природных комплексов или их компонентов и поддержанию экологического баланса на затрагиваемой строительством территории ООПТ.

7.2. В составе разделов «Мероприятия по охране окружающей среды», «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» на этапах строительства и эксплуатации объекта предусмотреть:

- комплекс организационных, технических и специальных мероприятий природоохранного назначения, обеспечивающих минимальный уровень воздействия на окружающую среду, в т.ч. сведения о наличии в районе проведения работ объектов размещения отходов, внесенных в государственный реестр объектов размещения отходов, включая перечень специализированных организаций;
- мероприятия, технологические решения о принятых способах прокладки подводных переходов через водные преграды;
- информацию и документы в случае пересечения водных объектов, необходимые для подготовки решения о предоставлении водного объекта в пользование в соответствии с требованием Постановления Правительства Российской Федерации от 30.12.2006 № 844;
- мероприятия по охране и воспроизводству водных биоресурсов при пресечении водных объектов, при выполнении работ в водоохранных зонах и прибрежных защитных полосах водотоков;
- мероприятия по сбросу и очистке сточных вод, образующихся после проведения гидроиспытаний трубопровода;
- мероприятия по размещению отходов (шлам, гидроизолирующий материал), образующихся при ликвидации амбаров-отстойников после промывки и гидроиспытаний трубопроводов;
- мероприятия очистке поверхностных (дождевых и талых) стоков с производственных территорий на период строительства и эксплуатации объектов;
- мероприятия, технические решения по очистке бытовых и производственных стоков, в т.ч. обоснованные мероприятия по размещению хозяйствственно-бытовых и производственных стоков;
- мероприятия по рекультивации нарушенных земель с включением ТУ землепользователей и затрат на выполнение биологической рекультивации, согласованной собственниками/пользователями земельных участков;

- мероприятия по обеспечению устойчивости и защиты от водной эрозии и опасных криогенных процессов откосов дорог и мостовых, и иных переходов трубопроводов через постоянно-действующие водотоки (реки, ручьи);
- мероприятия по сбору, транспортированию, обработке, размещению, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов производства и потребления с предоставлением документа, подтверждающего готовность специализированных организаций принять отходы в необходимых объемах;
- мероприятия по сокращению образования отходов и снижению класса опасности отходов в источниках их образования;
- мероприятия по организации мест временного складирования отходов I-V класса опасности с учетом требований СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления»;
- мероприятия по обоснованию принятого способа удаления отходов (сбор, накопление, транспортирование, обработка, утилизация, обезвреживание, размещение) в целях сокращения количества размещаемых на полигоне твердых коммунальных отходов и уменьшения платы за НВОС при размещении отходов;
- мероприятия по организации своевременного транспортирования отходов IV-V классов опасности с целью их дальнейшего размещения (хранения и захоронения) на полигоне твердых коммунальных отходов;
- документальное подтверждение (письмо) специализированных организаций:
 - о возможности транспортирования отходов I-IV класса опасности на основании лицензии на данный вид деятельности;
 - о возможности принять отходы лома черных металлов и цветных металлов на основании лицензии на деятельность по заготовке, хранению, переработке и реализации лома черных металлов, цветных металлов;
 - о готовности разместить отходы производства и потребления в необходимых объемах, согласно приложения к лицензии на осуществление деятельности по сбору, накоплению, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I- IV класса опасности;
 - расчет платы за выбросы в атмосферу природного газа (метана) при его сбрасывании в период строительства при выполнении врезок на трубопроводах, ревизии оборудования и включить ее в перечень

компенсационных выплат на период строительства. Объемы сгравливающего газа определить расчетным методом, согласовать с ООО «Газпром трансгаз Томск»;

– сведения о размере компенсации убытков, понесенных пользователями земель и других природных ресурсов в местах традиционного проживания и традиционной хозяйственной деятельности малочисленных народов в случае прохождения трассы магистрального газопровода по территориям КМНС.

7.3. Предусмотреть в разделе «Мероприятия по охране окружающей среды» применение устройств защиты птиц от поражения электрическим током на ВЛ и РЛЛС в соответствии с Федеральным законом от 24.04.1995 52-ФЗ «О животном мире» и постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.1996 № 997 «Об утверждении требований по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи».

7.4. При отсутствии необходимости разработки каких-либо из указанных подразделов в текстовой части разделов «Мероприятия по охране окружающей среды», «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», «Оценка воздействия на окружающую среду» предоставить соответствующее обоснование».

Раздел 10.2 «Производственно-экологический мониторинг» переименовать в «Производственно-экологический контроль (мониторинг)» и изложить в следующей редакции:

Программу ПЭК(М) разработать отдельным подразделом на основании:

– постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

– главы XI Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;

– СТО Газпром 12-3-002-2013 «Проектирование систем производственного экологического мониторинга»;

– СТО Газпром 2-1.19-275-2008 «Охрана окружающей среды на предприятиях ОАО «Газпром». Производственный экологический контроль.

Общие требования, утв. ОАО «Газпром» 09.12.08. - М.: ООО «Газпром экспо», 2009.

При разработке проектной документации предусмотреть следующие стадии проведения ПЭК(М):

- в период строительства объекта;
- в период эксплуатации объекта.

В период строительства предусмотреть ПЭК(М):

– химического загрязнения компонентов природной среды и параметров физических воздействий;

- растительности, наземных животных и гидробионтов.

В проектных решениях для каждой стадии ПЭК(М) предусмотреть:

- программу ПЭК(М);
- цели и задачи проведения ПЭК(М);
- характеристики состояния природной среды;
- состав наблюдаемых параметров и размещение пунктов контроля;
- периодичность, методы наблюдений и исследований;
- сведения об испытательных лабораториях (аккредитованных) и их техническое оснащение;
- регламент проведения ПЭК(М).

Программа ПЭК(М) на период эксплуатации должна содержать сведения:

- об инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и их источников;
- об инвентаризации сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду и их источников;
- об инвентаризации отходов производства и потребления и объектов их размещения.

Технические требования дополнить разделом 13 «Требования к мероприятиям по гражданской обороне, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» в следующей редакции:

Проектные решения выполнить в соответствии с требованиями нормативных правовых актов и проектно-технических документов, предусмотренных заданием на проектирование.

Разработать проектные решения с учетом района строительства, климатических условий, опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации природного характера на проектируемом объекте.

Необходимость проектирования защитного сооружения гражданской обороны предусмотреть в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 29 ноября 1999 № 1309 «О порядке создания убежищ и иных объектов гражданской обороны» (с изменениями и дополнениями), СП 165.1325800.2014 «Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне. Актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90» и исходными данными, выданными уполномоченным органом исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации (территориальным органом МЧС России по соответствующему субъекту Российской Федерации).

Объемно-планировочные и конструктивные решения, санитарно-технические системы, электротехнические устройства и систему связи защитного сооружения гражданской обороны предусмотреть в соответствии с требованиями СП 88.13330.2014 «Защитные сооружения гражданской обороны. Актуализированная редакция СНиП II-11-77*».

Маскировочные мероприятия, для объектов расположенных на территории Амурской области, предусмотреть в соответствии с требованиями раздела 10 (п. 10.3) СП 165.1325800.2014.

Предусмотреть в проектной документации возможные сценарии аварий; расчеты по возможным количественным характеристикам поражающих факторов (зоны поражения взрывной ударной волны и зоны поражения тепловым излучением) аварий; о возможном числе пострадавших, включая погибших среди работников и иных физических лиц; о возможном ущербе от аварий и результаты оценки риска аварии.

Предусмотреть в проектной документации мероприятия по защите персонала и территории на случай возникновения ЧС техногенного и природного характера, в том числе при опасных природных процессах и явлениях.

Предусмотреть в соответствии с нормами и правилами в области гражданской обороны, защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в порядке, определённом ГОСТ Р 55201-2012, а также в соответствии с исходными данными о состоянии потенциальной опасности намечаемого района строительства и требованиями

для разработки мероприятий по гражданской обороне, выданными уполномоченным органом исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации (территориальным органом МЧС России по соответствующему субъекту Российской Федерации) мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Заказчик

Главный инженер – первый заместитель генерального директора ООО «Газпром трансгаз Томск»

Генеральный проектировщик

Генеральный директор ПАО «ВНИПИгаздобыча»

Рука
О.П. Андреев
«19» 12 2016 г.



Приложение У

**Изменение №5 к Техническим требованиям на проектирование
«Магистральный газопровод «Сила Сибири»**

**Изменение № 5 к техническим требованиям на проектирование
«Магистральный газопровод «Сила Сибири»**

Редакцию пункта раздела 4.1. «Основные технические решения по линейной части магистрального газопровода»:

Принять следующую конструкцию газопроводов-отводов:

По этапу 1. Участок «Чаянда – Ленск»:

- отвод на н.п. Ярославский (КУ № 114.7) – только узел подключения;
- отвод на г. Ленск (КУ № 207.7) – только узел подключения.

По этапу 2.1. Участок «Ленск – КС-1 «Салдыкельская»:

- отвод на н.п. Мурья (КУ № 238.7) – совмещен с линейным КУ № 237.

По этапу 2.3. Участок «КС-2 «Олекминская» – КС-3 «Амгинская»:

- отвод на н.п. Олекминск, Абага (КУ562.7) совмещен с линейным КУ № 563;
- отвод на Тарыннахский ГОК (КУ №719.7) – только узел подключения.

По этапу 2.4. Участок «КС-3 «Амгинская» – КС-4 «Нимнырская»:

- отвод на Томмот, Якокит, Н.Куранах, В.Куранах, Алдан (КУ № 943.7) – крановый узел совмещен с УЗОУ-ЛПУ;
- отвод на Селигдарский ГХК (КУ №960.7) – только узел подключения;
- отвод на Б. Нимныр (КУ №1008.7) – только узел подключения.

По этапу 2.5. Участок «КС-4 «Нимнырская» – КС-5 «Нагорная»:

- отвод на Таежный ГОК (КУ №1056.7) – только узел подключения;
- отвод на Бол. Хатыми (КУ №1092.7) – только узел подключения;
- отвод на н.п. Чульман (КУ №1166.7) – только узел подключения;
- отвод на н.п. Нерюнгри (КУ №1188.7) – совмещен с линейным КУ № 1187;
- отвод на н.п. Иенгра (КУ №1233,7) – только узел подключения.

По этапу 2.6. Участок «КС-5 «Нагорная» – КС-6 «Сковородинская»:

- отвод на н.п. Сковородино и Невер совмещен с линейным КУ № 1549.

По этапу 2.7. Участок «КС-6 «Сковородинская» – КС-7 «Сивакинская»:

- отвод на н.п. Талдан (КУ №1602.7) – совмещен с линейным КУ № 1602;
- отвод на н.п. Магдагачи (КУ №1684.7) – только узел подключения.

По этапу 2.8. Участок «КС-7 «Сивакинская» – Белогорск»:

- отвод на н.п. Шимановск (КУ №1904.7) – только узел подключения;
- отвод на н.п. Углегорск (КУ №1956).

По этапу 4.1. Участок «Белогорск – Благовещенск»:

- отвод на г. Свободный – совмещен с линейным КУ № 31-1;
- отвод на г. Благовещенск (КУ №170.7) – только узел подключения.

Ранее запроектированные отводы к населенным пунктам исключить:

По этапу 2.2. Участок «КС-1 «Салдыкельская» - КС-2 «Олекминская»:

- отвод на н.п. Турукта (КУ336.7) – исключается.

По этапу 2.6. Участок «КС-5 «Нагорная» – КС-6 «Сковородинская»:

- отвод на н.п. Могот (КУ№ 1322.7) – исключается;
- отвод на г. Тында (КУ№ 1403.7) – исключается;
- отвод на н.п. Соловьевск (КУ №1521.7) – исключается.

По этапу 2.7. Участок «КС-6 «Сковородинская» – КС-7 «Сивакинская»:

- отвод на н.п. Гонжа (КУ №1646.7) – исключается;
- отвод на н.п. Тыгда, Сосновый бор (КУ №1741.7) – исключается;
- отвод на н.п. Ушумун (КУ №1781.7) – исключается.

изложить в следующей редакции:

Принять следующую конструкцию газопроводов-отводов:

По этапу 1. Участок «Чаянда – Ленск»:

- отвод на н.п. Ярославский (КУ № 114.7) – только узел подключения;
- отвод на г. Ленск (КУ № 207.7) – только узел подключения.

По этапу 2.1. Участок «Ленск – КС-1 «Салдыкельская»:

- отвод на н.п. Мурья (КУ № 238.7) – совмещен с линейным КУ № 237.

По этапу 2.3. Участок «КС-2 «Олекминская» – КС-3 «Амгинская»:

- отвод на н.п. Олекминск, Абага (КУ562.7) совмещен с линейным КУ № 563;
- отвод на Тарыннахский ГОК (КУ №719.7) – только узел подключения.

По этапу 2.4. Участок «КС-3 «Амгинская» – КС-4 «Нимнырская»:

- отвод на Томмот, Якокит, Н.Куранах, В.Куранах, Алдан (КУ № 943.7) – крановый узел совмещен с УЗОУ-ЛПУ2;
- отвод на Селигдарский ГХК (КУ №960.7) – только узел подключения;
- отвод на Б. Нимныр (КУ №1008.7) – только узел подключения.

По этапу 2.5. Участок «КС-4 «Нимнырская» – КС-5 «Нагорная»:

- отвод на Таежный ГОК (КУ №1056.7) – только узел подключения;
- отвод на Бол. Хатыми (КУ №1092.7) – только узел подключения;
- отвод на н.п. Чульман (КУ №1166.7) – только узел подключения;

- отвод на н.п. Нерюнгри (КУ №1188.7) – совмещен с линейным КУ № 1187;

- отвод на н.п. Иенгра (КУ №1233,7) – только узел подключения.

По этапу 2.6. Участок «КС-5 «Нагорная» – КС-6 «Сковородинская»:

- отвод на н.п. Сковородино и Невер совмещен с линейным КУ № 1549;
- узел подключения объекта «Газопровод-отвод и УРГ «ЕСН Групп» ОАО «Технолизинг» на крановой площадке Ду 1000 после КУ 1549 (по ходу газа). Выполнить монтаж тройника, патрубков, заглушки и КУ Ду400 без байпаса.

По этапу 2.7. Участок «КС-6 «Сковородинская» – КС-7 «Сивакинская»:

- отвод на н.п. Магдагачи (ПК 17190+45) – выполнить монтаж тройника, патрубка и заглушки.

По этапу 2.8. Участок «КС-7 «Сивакинская» – Белогорск»:

- отвод на н.п. Шимановск (КУ №1904.7) – только узел подключения;
- отвод на н.п. Углегорск (ПК 19869) – выполнить монтаж тройника, патрубка и заглушки.

По этапу 4.1. Участок «Белогорск – Благовещенск»:

- отвод на г. Свободный – совмещен с линейным КУ № 31-1;
- отвод на г. Благовещенск (КУ №170.7) – только узел подключения.

Ранее запроектированные отводы к населенным пунктам исключить:

По этапу 2.2. Участок «КС-1 «Салдыкельская» - КС-2 «Олекминская»:

- отвод на н.п. Турукта (КУ336.7) – исключается.

По этапу 2.6. Участок «КС-5 «Нагорная» – КС-6 «Сковородинская»:

- отвод на н.п. Могот (КУ№ 1322.7) – исключается;
- отвод на г. Тында (КУ№ 1403.7) – исключается;
- отвод на н.п. Соловьевск (КУ №1521.7) – исключается.

По этапу 2.7. Участок «КС-6 «Сковородинская» – КС-7 «Сивакинская»:

- отвод на н.п. Талдан (КУ №1602.7) – исключается;
- отвод на н.п. Гонжа (КУ №1646.7) – исключается;
- отвод на н.п. Тыгда, Сосновый бор (КУ №1741.7) – исключается;
- отвод на н.п. Ушумун (КУ №1781.7) – исключается.

В соответствии с письмом ПАО «Газпром» от 20.09.2018 № 03/08/1-8440 предусмотреть возможность подключения перспективного потребителя «Г/о и ГРС Свободный» на участке магистрального газопровода «Сила Сибири» перед Амурским ГПЗ (КУ N1.12.0 в составе этапа 4.1. Участок «Белогорск – Благовещенск»).

Раздел 4.5.7.4 «Требования к АСУ Э и АСКУЭ» переименовать в раздел «Требования к АСУ Э и АИИС КУЭ»

Подраздел 4.5.7.4.1. «Основные положения» раздела 4.5.7.4 «Требования к АСУ Э и АИИС КУЭ» дополнить следующим:

Взамен термина «АСКУЭ» применить термин «АИИС КУЭ».

Проектные решения по АСУ Э и АИИС КУЭ должны быть реализованы в соответствии со следующими нормативно-техническими и руководящими документами Российской Федерации и ПАО «Газпром»:

- ПНСТ 159-2016 (проект национального стандарта) «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии. Общие технические условия»;
- СТО Газпром 2-1.15-749-2013 «Автоматизированные системы управления объектами энергообеспечения. Классификатор энергооборудования и сигналов информационного обмена»;
- СТО Газпром 2-1.15-823-2014 «Человеко-машические интерфейсы. Требования к видеоформам и функциям рабочих мест автоматизированных систем управления объектов энергообеспечения»;
- СТО Газпром 2-1.15-878-2014 «Основные положения по автоматизации объектов энергетики»
- СТО Газпром 2-1.15-905-2014 «Ввод в действие и процедура приемки автоматизированных систем управления объектами энергообеспечения. Общие требования».

Раздел 4.5.9 «Водоснабжение и водоотведение» дополнить следующим:

По ЛПУМГ № 2 в г. Алдан, в целях оптимизации, объединить выпуск ливневой очищенной канализации с бытовой неочищенной канализацией с учетом согласования о приеме объединенных стоков в существующие сети канализации от АО «Теплоэнергосервис».

Раздел 7 «Требования к природоохранным мероприятиям» переименовать в раздел «Требования к разработке природоохранных мероприятий» и изложить в следующей редакции:

В составе разделов «Мероприятия по охране окружающей среды» и «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» предусмотреть организационные, технические и специальные мероприятия природоохранного назначения, обеспечивающие минимальный уровень воздействия в периоды строительства и эксплуатации проектируемых объектов.

В составе раздела «Оценка воздействия на окружающую среду» оформить резюме нетехнического характера (краткое содержание и основные выводы для информирования общественности) в соответствии с требованиями п. V «Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации», утвержденным Приказом Госкомэкологии Российской Федерации от 16.05.2000 № 372. Представить сведения о прохождении проектируемой трассы газопровода относительно границ государственного природного заказника регионального значения «Толбузинский» с учетом требований «Положения о государственном природном заказнике регионального значения «Толбузинский», предусмотренном в Приложении 26 к постановлению Правительства Амурской области от 01.07.2016 № 291 «Об утверждении Положений об особо охраняемых природных территориях регионального значения» (с изм. на 29.08.2016), а также о размещении площадочных объектов (КС и др.) относительно границ ООПТ и их охранных зон.

В составе разделов «Мероприятия по охране окружающей среды» и «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» предусмотреть обоснования по разработанным мероприятиям с целью установления для конкретного вида отхода выбора приоритетного направления в соответствии с ч. 2 ст. 3 Федерального закона «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 № 89-ФЗ.

Предусмотреть расчет платы за выбросы в атмосферу природного газа (метана) при его стравливании через свечи (выполнение врезок на трубопроводе, ревизии оборудования) и включить плату в перечень компенсационных выплат на период строительства. Объемы стравливаемого газа определить расчетным методом и согласовать с ООО «Газпром трансгаз Томск».

В разделе «Мероприятия по охране окружающей среды» предусмотреть применение устройств защиты птиц от поражения электрическим током на ВЛ

и РЛЛС в соответствии со ст. 28 Федерального закона от 24.04.1995 № 52-ФЗ «О животном мире» и постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.1996 № 997 «Об утверждении требований по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи».

Представить документ (Приказ МПР РФ, в т.ч. приложение), подтверждающий наличие в пределах Амурской области и Республики Саха (Якутия) объектов размещения отходов (ОРО), внесенных в государственный реестр объектов размещения отходов (ГРОРО) в соответствии с требованием п.7 ст. 12 Закона Российской Федерации от 24.06.1998 № 89 «Об отходах производства и потребления».

Предусмотреть передачу отходов производства и потребления, образующихся в периоды строительства и эксплуатации специализированным организациям, имеющих лицензии на осуществление деятельности в соответствии с ч. 30 и ч. 34 ст.12 Закона Российской Федерации от 04.05.2011 № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности».

Редакцию пункта раздела 13 «Требования к мероприятиям по гражданской обороне, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»:

Маскировочные мероприятия, для объектов расположенных на территории Амурской области, предусмотреть в соответствии с требованиями раздела 10 (п. 10.3) СП 165.1325800.2014.

изложить в следующей редакции:

Маскировочные мероприятия предусмотреть в объеме световой маскировки. При получении от территориальных органов МЧС России исходных данных для разработки мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (по ГОСТ Р 55201-2012), включающих в себя разработку иных видов маскировочных мероприятий предусмотреть их выполнение в отдельной проектной документации по отдельному договору.

Технические требования дополнить разделом 14 «Требования к разработке раздела по энергосбережению» в следующей редакции:

В составе раздела предусмотреть организационные, технические и специальные мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений, сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов в периоды строительства и эксплуатации проектируемых объектов.

При обосновании показателей энергоэффективности принимаемого энергетического оборудования, а также уровня технологических потерь энергоресурсов руководствоваться СТО Газпром 2-1.20-534-2011 «Требования к показателям энергоэффективности оборудования, машин и устройств, закупаемых для нужд дочерних обществ группы Газпром».

Агент

**Главный инженер – первый заместитель генерального директора
ООО «Газпром трансгаз Томск»**

А.В. Лун-Фу
20/8 г.



Генеральный проектировщик

**Заместитель генерального директора по производству
ПАО «ВНИПИгаздобыча»**

В.В. Жмулин
20 г.





Приложение Ф

Изменение №1 к Техническим требованиям на выполнение работ по научно-техническому обеспечению и сопровождению реализации инвестиционного проекта «Магистральный газопровод «Сила Сибири»

Приложение № 10
 к заданию на проектирование
 «Магистральный газопровод
 «Якутия – Хабаровск –
 Владивосток»
 № 114-2011/050-0025П

*№ 062-2016/1000973/Ч 7
 от 22.05.2016*

**Изменение № 1 к техническим требованиям
 на выполнение работ по научно-техническому обеспечению и
 сопровождению реализации инвестиционного проекта
 «Магистральный газопровод «Сила Сибири»**

Из раздела 4 пункт 4 «Технический отчет по методическому и научно-техническому сопровождению применения новых материалов, конструкций, технических средств и технологий для проектирования и строительства при реализации проекта «Магистральный газопровод «Сила Сибири» технических требований исключить.

Разработать, согласовать и утвердить в установленном порядке Изменение №1 к «Техническим требованиям к сварке и неразрушающему контролю качества сварных соединений при строительстве, в том числе при пересечении зон активных тектонических разломов» с учетом использования труб классом прочности до K65 включительно.

Нормативная база

- Технические требования к сварке и неразрушающему контролю качества сварных соединений при строительстве МГ «Сила Сибири», в том числе при пересечении зон активных тектонических разломов, утвержденные ПАО «Газпром» 20.08.2015;
- Инструкция по сварке МГ «Бованенково – Ухта» с рабочим давлением 11,8 Мпа;
- СТО Газпром 2-2.2-358-2009 «Инструкция по производству сварочных работ при производстве сухопутных и подводных газопроводов из сталей X-80, X-100».

Исходные данные для выполнения работ

Основные технические решения проекта системы магистральных газопроводов «Сила Сибири»;

Общая пояснительная записка к проекту;

Спецификации основного оборудования и материалов, планируемых к применению при строительстве и эксплуатации системы магистральных газопроводов «Сила Сибири»;

Данные инженерно-геологических изысканий по площадкам и трассе системы магистральных газопроводов Сила Сибири;

Технологическая схема промысловых трубопроводов системы магистральных газопроводов «Сила Сибири»;

Прочие документы технического характера, относящиеся к проекту системы магистральных газопроводов «Сила Сибири», запрашиваемые Исполнителем в рабочем порядке в процессе выполнения работы.

Цель работ

Разработка Изменения № 1 к существующим техническим требованиям с учетом использования при строительстве труб с классом прочности до К65 включительно.

Состав работ

В связи с применением новых основных материалов дополнить существующий нормативный документ следующими дополнительными требованиями:

- к разделке кромок труб, соединительных деталей трубопроводов, трубопроводной арматуры и узлов трубопроводов;
- к сварочным материалам;
- к сварным соединениям;
- к квалификационным и аттестационным испытаниям;
- к технологиям автоматической, механизированной, ручной сварки;
- к неразрушающему контролю качества сварных соединений;
- к ремонту сварных соединений;
- к термической обработке сварных соединений.

Раздел 8 технических требований изложить в следующей редакции:

8. Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода на участке подводного перехода через р. Амур

Нормативная база

- СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*»;
- СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы».

Исходные данные для выполнения работ

Схема прокладки участка магистрального газопровода «Сила Сибири» на участке подводного перехода через р. Амур, материалы инженерных изысканий, проектная документация, конструкция перехода с учетом предложений КНК (письмо ПАО «ВНИПИГаздобыча» от 17.11.2015 № 59AC-4570/22927).

Цель работ

Анализ напряженно-деформированного состояния участка подводного перехода через р. Амур и разработка рекомендаций по конструктивным решениям участка с точки зрения выполнения условий прочности для стенки труб и соединительных деталей газопровода при различных режимах эксплуатации, определенных соглашением с КНК, в том числе при пропуске ВТУ (как очистных, так и диагностических).

Состав работ

- Анализ предоставленных конструктивных решений участка тоннельного перехода через р. Амур и примыкающих участков;
- Разработка математической модели и расчетной схемы участка тоннельного перехода и примыкающих участков;

- Реализация расчетной схемы методом конечных элементов;
- Расчет напряженно-деформированного состояния участка перехода и анализ результатов расчета;
- Разработка математической модели и расчетной схемы для альтернативных вариантов конструктивных решений участка перехода;
- Реализация альтернативных вариантов конструктивных решений участка перехода методом конечных элементов;
- Расчет напряженно-деформированного состояния для альтернативных вариантов конструктивных решений участка перехода и анализ результатов расчета;
- Выработка рекомендаций по оптимизации конструктивных решений участка перехода и примыкающих участков трубопровода в части прочности и устойчивости;
- Оформление итогового документа – «Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода на участке подводного перехода через реку Амур».

**Генеральный директор
ООО «Газпром трансгаз Томск»**



A. Titov

А.И. Титов

**Заместитель генерального
директора по производству
ПАО «ВНИПИГаздобыча»**



Люгай



Д.В. Люгай

**Генеральный директор
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»**



Приложение X

Изменение №2 к Техническим требованиям на выполнение работ по научно-техническому обеспечению и сопровождению реализации инвестиционного проекта «Магистральный газопровод «Сила Сибири»

Приложение № 12
 к заданию на проектирование
 «Магистральный газопровод
 «Якутия – Хабаровск –
 Владивосток»
 № 114-2011/050-0025П
 № 064-2017/1000973 (к8
 с 20.09.2017)

**Изменение № 2 к техническим требованиям
 на выполнение работ по научно-техническому обеспечению и
 сопровождению реализации инвестиционного проекта
 «Магистральный газопровод «Сила Сибири»**

Раздел 10 «Результаты работ» технических требований на выполнение работ по научно-техническому обеспечению и сопровождению реализации инвестиционного проекта «Магистральный газопровод «Сила Сибири» переименовать в раздел 15 «Результаты работ».

Технические требования на выполнение работ по научно-техническому обеспечению и сопровождению реализации инвестиционного проекта «Магистральный газопровод «Сила Сибири» дополнить разделами 10-14:

10. Рекомендации по применению золошлакового отвала Чульманской ТЭЦ при сооружении магистрального газопровода «Сила Сибири»

Нормативная база

- Федеральный закон Российской Федерации от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Федеральный закон Российской Федерации № 116-ФЗ от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- СП 2.2.1.1312-03 «Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий»;
- Федеральный закон Российской Федерации от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения».

Исходные данные для выполнения работ

Материалы инженерных изысканий линейной части магистрального газопровода «Сила Сибири» по этапам строительства 2.3-2.7, включая сведения о фракционном и литологическом составе грунтов.

Ведомость потребности грунта для строительства линейной части магистрального газопровода «Сила Сибири» на этапах строительства 2.3- 2.7.

Образцы грунтов для проведения лабораторных испытаний, результаты лабораторных испытаний грунтов.

Цель работ

Разработка комплекса мероприятий (технических, технологических и методических решений), направленных на обеспечение качества строительства и своевременного ввода в эксплуатацию магистрального газопровода «Сила Сибири» с учетом особых условий применения местных (региональных) грунтов.

Состав работ

- Выполнение комплекса экспериментальных и лабораторных исследований физико-механических и химических характеристик грунтов из золошлакового отвала Чульманской ТЭЦ;
- Оценка опасных факторов и моделирование поведения грунта в различные сезонные периоды строительства, при различных вариантах конструкции траншеи, при особых климатических условиях и в особых условиях рельефа;
- Оценка влияния свойств грунтов из золошлакового отвала Чульманской ТЭЦ на систему защиты от коррозии (защитное покрытие, система электрохимической защиты) строящегося магистрального газопровода «Сила Сибири»;
- Разработка предложений по мероприятиям, обеспечивающим возможность и условия применения грунтов из золошлакового отвала Чульманской ТЭЦ в различных природно-климатических условиях для подсыпки и засыпки линейной части магистрального газопровода «Сила Сибири»;
- Разработка рекомендаций (технологии) выполнения и контроля строительных работ при использовании грунтов золошлакового отвала Чульманской ТЭЦ;
- Разработка рекомендаций по нормированию дополнительных работ при использовании грунтов золошлакового отвала Чульманской ТЭЦ с привязкой данных работ к таблицам ГЭСН;
- Оформление итогового документа – «Рекомендации по применению золошлакового отвала Чульманской ТЭЦ при сооружении магистрального газопровода «Сила Сибири», содержащего следующие основные разделы:
 - а) Программа и результаты исследований (лабораторных и натурных) по оценке свойств грунтов из золошлакового отвала Чульманской ТЭЦ;
 - б) Определение продольного уклона профиля траншеи, не требующего

- специальных мероприятий по предотвращению продольного размыва грунта подсыпки и присыпки;
- в) Рекомендации по конструкции траншеи и выполнению строительных работ для условий летнего периода строительства без изменения ее поперечного профиля;
 - г) Рекомендации по конструкции траншеи и выполнению строительных работ для условий зимнего периода строительства без изменения ее поперечного профиля;
 - д) Рекомендации к конструкции засыпки и валика, предупреждающие размыв траншеи поверхностными водами;
 - е) Варианты специальных решений и мероприятий, обеспечивающих устойчивость траншеи на увеличенных продольных уклонах профиля рельефа;
 - ж) Оценка влияния свойств грунтов из золошлакового отвала Чульманской ТЭЦ на систему защиты от коррозии строящегося магистрального газопровода (защитное покрытие, система электрохимической защиты);
 - з) Рекомендации по применению золошлакового отвала Чульманской ТЭЦ при сооружении линейной части магистрального газопровода «Сила Сибири»;
 - и) Рекомендации (технологии) выполнения и контроля строительных работ при использовании золошлакового отвала Чульманской ТЭЦ;
 - к) Рекомендации по нормированию дополнительных работ при использовании золошлакового отвала Чульманской ТЭЦ с привязкой данных работ к таблицам ГЭСН.

В составе документации представить радиологическое и санитарно-эпидемиологическое заключения на применяемое сырье и материалы.

11. Рекомендации по максимально допустимым фракциям грунтов при подсыпке и присыпке участков линейной части магистрального газопровода «Сила Сибири», прокладываемых в скальных и мерзлых грунтах

Нормативная база

- Федеральный закон Российской Федерации от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Федеральный закон Российской Федерации № 116-ФЗ от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- СП 2.2.1.1312-03 «Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий»;

- Федеральный закон Российской Федерации от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения».

Исходные данные для выполнения работ

Материалы инженерных изысканий линейной части магистрального газопровода «Сила Сибири» по этапам строительства 2.3-2.7, включая сведения о фракционном и литологическом составе грунтов.

Ведомость потребности грунта для строительства линейной части магистрального газопровода «Сила Сибири» на этапах строительства 2.3- 2.7.

Образцы грунтов для проведения лабораторных испытаний, результаты лабораторных испытаний грунтов.

Цель работ

Разработка комплекса мероприятий (технических, технологических и методических решений), направленных на обеспечение качества строительства и своевременного ввода в эксплуатацию магистрального газопровода «Сила Сибири» с учетом особых условий применения местных (региональных) грунтов.

Состав работ

- Проведение анализа действующих нормативных документов в части требований к фракционному составу грунтов подсыпки и присыпки, методам защиты поверхности трубопровода;

- Анализ вариантов предохранения изоляционного защитного покрытия газопроводов от механических повреждений при применении местных грунтов, включая рассмотрение защитных свойств футеровки деревянной рейкой;

- Оценка влияния физико-механических и химических свойств грунтов подсыпки и присыпки на элементы системы электрохимической защиты (протяженные гибкие аноды, элементы системы коррозионного мониторинга)

- Разработка предложений по оценке допустимого фракционного состава грунтов подсыпки и присыпки в зависимости от физико-механических свойств грунтов, отдельных вариантов применяемых средств для предохранения изоляционного покрытия газопроводов и элементов системы ЭХЗ от механических повреждений;

- Научно-методическое сопровождение экспериментальных исследований (исследования проводятся на территории и с использованием материально-технических и трудовых ресурсов, привлекаемых техническим Заказчиком);

- Обработка результатов опытных исследований, направленных на

оценку влияния размеров фракций грунтов подсыпки и присыпки на состояние поверхности трубопровода в процессе строительства и эксплуатации;

– Разработка рекомендаций (технологии) выполнения и контроля строительных работ при использовании местных грунтов с максимально допустимыми фракциями;

– Разработка рекомендаций по нормированию дополнительных работ при использовании местных грунтов с максимально допустимыми фракциями с привязкой данных работ к таблицам ГЭСН;

– Оформление итогового документа – «Рекомендации по максимально допустимым фракциям грунтов при подсыпке и присыпке участков линейной части магистрального газопровода «Сила Сибири», прокладываемых в скальных и мерзлых грунтах», содержащего следующие основные разделы:

- а) Требования к фракционному составу грунтов подсыпки и присыпки в зависимости от условий прокладки участка газопровода;
- б) Рекомендации по параметрам подсыпки и обсыпки участков газопровода в зависимости от физико-механических свойств грунтов и применяемых средств для предохранения изоляционного защитного покрытия магистрального газопровода и элементов системы ЭХЗ от механических повреждений;
- в) Требования к технологиям укладки и засыпки газопровода (в том числе, оборудования для защиты от коррозии) в зависимости от фракционного состава, свойств грунтов, применяемых средств для предохранения изоляционного защитного покрытия магистрального газопровода и протяженных гибких анодов системы ЭХЗ от механических повреждений и специальных приспособлений для защиты поверхности трубопровода от падающих кусков горных пород;
- г) Рекомендации по условиям применения местных грунтов при подсыпке и присыпке участков ЛЧ МГ «Сила Сибири», прокладываемых в скальных и мерзлых грунтах для обеспечения сохранности и эффективности изоляционного защитного покрытия и элементов системы защиты от коррозии магистрального газопровода от механических повреждений в процессе строительства и начального этапа эксплуатации;
- д) Рекомендации (технологии) выполнения и контроля строительных работ при использовании местных грунтов с максимально допустимыми фракциями;
- е) Рекомендации по нормированию дополнительных работ при использовании местных грунтов с максимально допустимыми фракциями с привязкой данных работ к таблицам ГЭСН.

12. Рекомендации по применению футеровки деревянной рейкой в качестве средства предохранения изоляционного покрытия магистрального газопровода «Сила Сибири» от механических повреждений при применении грунтов с максимально допустимыми фракциями

Нормативная база

- Федеральный закон Российской Федерации от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Федеральный закон Российской Федерации № 116-ФЗ от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- СП 2.2.1.1312-03 «Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий»;
- Федеральный закон Российской Федерации от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения».
-

Исходные данные для выполнения работ

Материалы инженерных изысканий линейной части магистрального газопровода «Сила Сибири» по этапам строительства 2.3-2.7, включая сведения о фракционном и литологическом составе грунтов.

Ведомость потребности грунта для строительства линейной части магистрального газопровода «Сила Сибири» на этапах строительства 2.3- 2.7.

Образцы грунтов для проведения лабораторных испытаний, результаты лабораторных испытаний грунтов.

Цель работ

Разработка комплекса мероприятий (технических, технологических и методических решений), направленных на обеспечение качества строительства и своевременного ввода в эксплуатацию магистрального газопровода «Сила Сибири» с учетом особых условий применения местных (региональных) грунтов.

Состав работ

- Анализ действующей нормативной документации на предмет требований к применению футеровки деревянной рейкой в качестве средства предохранения изоляционного покрытия газопроводов от механических повреждений;

- Оценка влияния процесса инфильтрации в толще грунта на характеристики поверхности контакта трубопровода с грунтом подсыпки и обсыпки;

- Рассмотрение возможности использования древесины без пропитки

специальными средствами;

- Выбор наиболее подходящей древесной породы из общедоступных для изготовления футеровки;

- Разработка требований к используемым для футеровки пиломатериалам;

- Разработка требований к технологии укладки трубопровода, футерованного деревянной рейкой;

- Оформление итогового документа – «Рекомендации по применению футеровки деревянной рейкой в качестве средства предохранения изоляционного покрытия магистрального газопровода «Сила Сибири» от механических повреждений при применении грунтов с максимально допустимыми фракциями», содержащего следующие основные разделы:

- a) Рекомендации по применению футеровки деревянной рейкой в качестве средства предохранения изоляционного покрытия газопроводов от механических повреждений при применении грунтов с максимально допустимыми фракциями;
- б) Требования к используемым для футеровки пиломатериалам;
- в) Требования к технологии укладки трубопровода, футерованного деревянной рейкой;
- г) Рекомендации (технологии) выполнения и контроля строительных работ при использовании футеровки деревянной рейкой в качестве средства предохранения изоляционного покрытия газопроводов от механических повреждений при применении грунтов с максимально допустимыми фракциями;
- д) Рекомендации по нормированию дополнительных работ при использовании футеровки деревянной рейкой в качестве средства предохранения изоляционного покрытия газопроводов от механических повреждений при применении грунтов с максимально допустимыми фракциями с привязкой данных работ к таблицам ГЭСН.

13. Рекомендации по применению сегментов (скорлуп) защитных универсальных наномодифицированных ЗУБ-Р-СК в качестве средства предохранения изоляционного покрытия магистрального газопровода «Сила Сибири» от механических повреждений при применении грунтов с максимально допустимыми фракциями

Нормативная база

- Федеральный закон Российской Федерации от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;

- Федеральный закон Российской Федерации № 116-ФЗ от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- СП 2.2.1.1312-03 «Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий»;
- Федеральный закон Российской Федерации от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения».

Исходные данные для выполнения работ

Материалы инженерных изысканий линейной части магистрального газопровода «Сила Сибири» по этапам строительства 2.3-2.7, включая сведения о фракционном и литологическом составе грунтов.

Ведомость потребности грунта для строительства линейной части магистрального газопровода «Сила Сибири» на этапах строительства 2.3- 2.7.

Образцы грунтов для проведения лабораторных испытаний, результаты лабораторных испытаний грунтов.

Цель работ

Разработка комплекса мероприятий (технических, технологических и методических решений), направленных на обеспечение качества строительства и своевременного ввода в эксплуатацию магистрального газопровода «Сила Сибири» с учетом особых условий применения местных (региональных) грунтов.

Состав работ

– Анализ действующей нормативной документации на предмет требований к сегментам (скорлупам) защитным универсальным наномодифицированным ЗУБ-Р-СК в качестве средства предохранения изоляционного покрытия газопроводов от механических повреждений;

– Разработка требований к технологии укладки трубопровода с применением сегментов (скорлуп) защитных универсальных наномодифицированных ЗУБ-Р-СК.

– Оформление итогового документа – «Рекомендации по применению сегментов (скорлуп) защитных универсальных наномодифицированных ЗУБ-Р-СК в качестве средства предохранения изоляционного покрытия магистрального газопровода «Сила Сибири» от механических повреждений при применении грунтов с максимально допустимыми фракциями», содержащего следующие основные разделы:

а) Рекомендации по применению сегментов (скорлуп) защитных универсальных наномодифицированных ЗУБ-Р-СК в качестве

- средства предохранения изоляционного покрытия газопроводов от механических повреждений при применении грунтов с максимально допустимыми фракциями;
- б) Требования к сегментам (скорлупам) защитным универсальным наномодифицированным ЗУБ-Р-СК;
 - в) Требования к технологии укладки трубопровода, защищенного сегментами (скорлупами) защитными универсальными наномодифицированными ЗУБ-Р-СК;
 - г) Рекомендации (технологии) выполнения и контроля строительных работ при использовании сегментов (скорлуп) защитных универсальных наномодифицированных ЗУБ-Р-СК в качестве средства предохранения изоляционного покрытия газопроводов от механических повреждений при применении грунтов с максимально допустимыми фракциями;
 - д) Рекомендации по нормированию дополнительных работ при использовании сегментов (скорлуп) защитных универсальных наномодифицированных ЗУБ-Р-СК в качестве средства предохранения изоляционного покрытия газопроводов от механических повреждений при применении грунтов с максимально допустимыми фракциями с привязкой данных работ к таблицам ГЭСН.

14. Рекомендации по применению защитного покрытия ЗУБ-Композит в качестве средства предохранения изоляционного покрытия магистрального газопровода «Сила Сибири» от механических повреждений при применении грунтов с максимально допустимыми фракциями

Нормативная база

- Федеральный закон Российской Федерации от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Федеральный закон Российской Федерации № 116-ФЗ от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- СП 2.2.1.1312-03 «Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий»;
- Федеральный закон Российской Федерации от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения».

Исходные данные для выполнения работ

Материалы инженерных изысканий линейной части магистрального газопровода «Сила Сибири» по этапам строительства 2.3-2.7, включая сведения о фракционном и литологическом составе грунтов.

Ведомость потребности грунта для строительства линейной части магистрального газопровода «Сила Сибири» на этапах строительства 2.3- 2.7.

Образцы грунтов для проведения лабораторных испытаний, результаты лабораторных испытаний грунтов.

Цель работ

Разработка комплекса мероприятий (технических, технологических и методических решений), направленных на обеспечение качества строительства и своевременного ввода в эксплуатацию магистрального газопровода «Сила Сибири» с учетом особых условий применения местных (региональных) грунтов.

Состав работ

- Анализ действующей нормативной документации на предмет требований к защитному покрытию ЗУБ-Композит в качестве средства предохранения изоляционного покрытия газопроводов от механических повреждений;
- Разработка требований к технологии укладки трубопровода с применением защитного покрытия ЗУБ-Композит.

– Оформление итогового документа – «Рекомендации по применению защитного покрытия ЗУБ-Композит в качестве средства предохранения изоляционного покрытия магистрального газопровода «Сила Сибири» от механических повреждений при применении грунтов с максимально допустимыми фракциями», содержащего следующие основные разделы:

- а) Рекомендации по применению защитного покрытия и ЗУБ-Композит в качестве средства предохранения изоляционного покрытия газопроводов от механических повреждений при применении грунтов с максимально допустимыми фракциями;
- б) Требования к защитному покрытию ЗУБ-Композит;
- в) Требования к технологии укладки трубопровода, защищенного покрытием ЗУБ-Композит;
- г) Рекомендации (технологии) выполнения и контроля строительных работ при использовании защитного покрытия ЗУБ-Композит в качестве средства предохранения изоляционного покрытия газопроводов от механических повреждений при применении грунтов с максимально допустимыми фракциями;

- д) Рекомендации по нормированию дополнительных работ при использовании защитного покрытия ЗУБ-Композит в качестве средства предохранения изоляционного покрытия газопроводов от механических повреждений при применении грунтов с максимально допустимыми фракциями с привязкой данных работ к таблицам ГЭСН.

**Генеральный директор
ООО «Газпром трансгаз Томск»**

**Генеральный директор
ПАО «ВНИПИгаздобыча»**

**Генеральный директор
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»**

А.И. Титов

О.П. Андреев

Д.В. Люгай





Приложение Ц

**Специальные технические условия на проектирование,
строительство и эксплуатацию магистрального газопровода
«Сила Сибири» на участках с сейсмичностью выше 8 баллов
по шкале MSK-64 и в зонах пересечения активных тектонических
разломов при наличии многолетнемерзлых грунтов**



ООО «Газпром трансгаз Томск»

МИНИСТЕРСТВО РЕГИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И ЖИЛИЩНО-
КОММУНАЛЬНОМУ ХОЗЯЙСТВУ

(ГОССТРОЙ)

ЗАМЕСТИТЕЛЬ РУКОВОДИТЕЛЯ

*Садовая-Самотечная, д.10/23, стр.1
город Москва, Российская Федерация, ГСП, 127994
Тел.: (495) 980 25 47; факс (495) 699 38 41*

09.08.2013 № 8366-б/11/03/1/с

На № _____ от _____

Федеральное агентство по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству рассмотрело документы ООО «Газпром трансгаз Томск», представленные письмом (входящий от 27 июня 2013 г. № 53368) для согласования специальных технических условий на проектирование, строительство и эксплуатацию магистрального газопровода «Сила Сибири» на участках с сейсмичностью выше 8 баллов по шкале MSK-64 и в зонах пересечения активных тектонических разломов при наличии многолетнемерзлых грунтов, и сообщает следующее.

В соответствии с порядком, утвержденным приказом Минрегиона России от 1 апреля 2008 г. № 36 «О Порядке разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства» и приказом Госстроя от 17 октября 2012 г. № 29/ГС «Об организации работы Федерального агентства по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству по согласованию специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства» по результатам рассмотрения представленной документации Госстроем принято решение о согласовании указанных специальных технических условий.

Приложение: согласованные специальные технические условия 1 книга в 1 экз.

Б.М. Мурашов

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ООО «Газпром трансгаз Томск»

А.И. Титов

«___» 2013 г.

СОГЛАСОВАНО
ЗАМЕСТИТЕЛЬ РУКОВОДИТЕЛЯ
ГОССТРОЯ

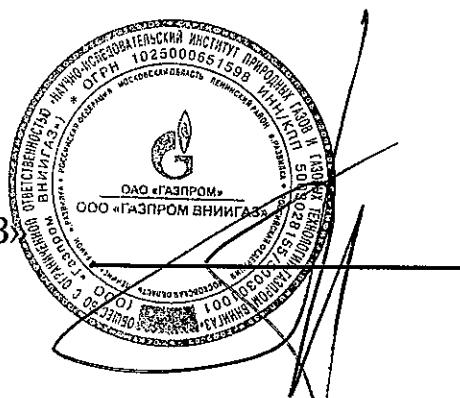


Б. М. МУРАШОВ

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на проектирование, строительство и эксплуатацию магистрального
газопровода «Сила Сибири» на участках с сейсмичностью свыше 8 баллов
по шкале MSK-64 и в зонах пересечения активных тектонических
разломов при наличии многолетнемерзлых грунтов

РАЗРАБОТАНЫ:

Генеральный директор
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»



П.Г. Щыбульский

Москва 2013

Список исполнителей СТУ

Руководитель разработки

Начальник лаборатории
научно-методического и
нормативного обеспечения,
д-р техн. наук

В.П. Черний

Исполнители

Начальник лаборатории
моделирования аварийных
процессов,
канд. техн. наук

С.А. Ковалев

Начальник лаборатории
надежности трубопроводов,
канд. техн. наук

Т.С. Есиев

Начальник лаборатории
сварки и контроля,
канд. техн. наук

С.П. Севостьянов

Начальник лаборатории
испытаний газопроводов

А.В. Елфимов

Начальник лаборатории
электрохимической защиты,
канд. техн. наук

Н.Н. Глазов

Начальник лаборатории
защитных покрытий,
канд. хим. наук

А.П. Сазонов

Начальник лаборатории
прогноза технического
состояния, планирования,
диагностики и ремонта ГТС,
канд. техн. наук

В.Е. Грязин

Главный научный сотрудник,
д-р техн. наук

О.В. Трифонов

Оглавление

1 Общие положения.....	5
1.1 Наименование и место расположения объекта.....	5
1.2 Сведения об инвесторе (заказчике).....	5
1.3 Сведения о генеральной проектной организации.....	5
1.4 Сведения о разработчике СТУ.....	5
1.5 Основание для строительства.....	6
1.6 Основание для разработки СТУ.....	6
1.7 Необходимость разработки СТУ	6
1.8 Комплекс инженерно – технических мероприятий и решений по компенсации отступлений и обеспечению дополнительных требований...	7
1.9 Область применения специальных технических условий.....	8
1.10 Краткое описание объекта.....	9
1.11 Перечень нормативных правовых актов и нормативных документов.....	9
1.12 Термины, определения.....	11
1.13 Обозначения и сокращения.....	11
2 Требования к обеспечению безопасности персонала, населения и окружающей среды.....	12
2.1 Категории участков газопровода.....	12
2.2 Минимальные расстояния до участков газопровода.....	13
2.3 Требования к прокладке газопровода на участках сближения с действующими нефтепроводами.....	16
3 Требования к трассе и конструктивные решения.....	17
3.1 Конструктивные решения прокладки участков газопровода в зоне многолетнемерзлых грунтов с сейсмичностью 8-9 баллов.....	17
3.2 Конструктивные решения для подземной прокладки участков газопровода на пересечениях активных тектонических разломов.....	18
3.3 Конструктивные решения при переходе через реку Амур.....	19
4 Бесшлейфовая компоновка КС.....	19
5 Расчет газопровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость.....	20
5.1 Общие требования.....	20
5.2 Критерии сейсмостойкого проектирования участков пересечений АТР.....	21
6 Материалы и изделия.....	22
6.1 Трубы и соединительные детали трубопроводов для участков газопровода в опасных зонах.....	22
6.2 Антикоррозионные покрытия.....	23
6.3 Внутреннее гладкостное покрытие.....	27
6.4 Теплоизоляционные покрытия.....	28
7 Электрохимическая защита.....	29
7.1 Общие положения.....	29
7.2 Требования к средствам электрохимической защиты.....	30

	63
7.3 Защита газопровода на переходах через автомобильные дороги.....	32
7.4 Дистанционный коррозионный мониторинг	32
7.5 Требования к приемке	33
8 Требования к сварке и неразрушающему контролю качества сварных соединений.....	33
8.1 Требования к технологиям сварки.....	33
8.2 Требования к неразрушающему контролю качества сварных соединений.....	34
9 Основные параметры испытаний на прочность и проверки на герметичность.....	34
10 Диагностика технического состояния участков газопровода в опасных зонах.....	34
11 Требования к эксплуатации и техническому обслуживанию.....	38
	40

1 Общие положения

1.1 Наименование и место расположения объекта

Наименование объекта – «Магистральный газопровод “Сила Сибири”». Объект предназначен для транспорта газа с Чаяндинского НГКМ и газоснабжения регионов Дальневосточного федерального округа России, с учетом возможного экспорта на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

Чаяндинское НГКМ расположено на юго-западе Республики Саха (Якутия), в 90 км на север от поселка Витим, в 130 км на запад-юго-запад от г. Ленска.

Входящие в состав МГ объекты расположены на территории Республики Саха (Якутия), Амурской области, Еврейской АО и Хабаровского края Российской Федерации.

1.2 Сведения об инвесторе (заказчике)

ООО «Газпром трансгаз Томск».

Юридический и фактический адрес: 634029, Томск, пр. Фрунзе, д. 9, тел. (3822) 77 98 11, факс (3822) 52 80 13.

Генеральный директор Титов Анатолий Иванович.
ИИН 7017005289.

1.3 Сведения о генеральной проектной организации

ОАО «ВНИПИгаздобыча».

Юридический и фактический адрес: 410012, Саратов, ул. Сакко и Ванцетти, д. 4, тел. (8452) 23 66 46, факс (8452) 74 30 17.

Генеральный директор Милованов Виктор Иванович.
ИИН 6455010081.

1.4 Сведения о разработчике СТУ

ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»).

Юридический и фактический адрес: 142717, Московская обл., Ленинский район, пос. Развилка, тел. (498) 657 42 06, факс (498) 657 96 05.

Генеральный директор Цыбульский Павел Геннадьевич.
ИИН 5003028155.

1.5 Основание для строительства

1.5.1 Изменение № 1 к заданию на проектирование «Магистральный газопровод Якутия-Хабаровск-Владивосток», № 202-2012/050-0025П от 27.09.2012.

1.5.2 Изменение № 2 к заданию на проектирование «Магистральный газопровод Якутия-Хабаровск-Владивосток», № 014-2011/033-0053П/и2 от 05.02.2013.

1.5.3 Договор № 4570П с ОАО «Газпром инвест Восток» от 24.11.2012 на выполнение проектных работ по объекту «Магистральный газопровод Якутия – Хабаровск – Владивосток».

1.5.4 Решения Совета директоров ОАО «Газпром» от 26.11.2008 № 1317 и от 04.02.2010 № 1541.

1.5.5 Протокол совместного совещания в г. Якутск Правительства Республики Саха (Якутия) и ОАО «Газпром» «О формировании Якутского центра газодобычи в рамках реализации Восточной газовой программы» от 12.03.2010, подписанный Председателем Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером и Президентом Республики Саха (Якутия) В.А. Штыровым.

1.5.6 «Комплексный план мероприятий по созданию газодобывающих, газотранспортных и газоперерабатывающих мощностей, использующих газ месторождений Якутского центра газодобычи», утвержденный Председателем Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером 08.02.2013 № 01-64.

1.6 Основание для разработки СТУ

СТУ разрабатываются на основании:

- п. 8 ст. 6 Федерального закона от 30 декабря 2009 года № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- п. 5 Положения о составе разделов проектной документации и требований к их содержанию (утв. Правительством РФ от 16 февраля 2008 г. № 87).

1.7 Необходимость разработки СТУ

Нормами проектирования СНиП 2.05.06-85* не допускается подземная прокладка магистральных трубопроводов на пересечениях АТР.

Необходимость разработки СТУ также обусловлена отсутствием в нормах проектирования магистральных газопроводов СНиП 2.05.06-85* требований

для:

- участков прокладки газопровода в сейсмической зоне (8-9 баллов по шкале MSK-64 [1]) при наличии многолетнемерзлых грунтов (ММГ);
 - участков параллельного следования газопровода в одном техническом коридоре с магистральным нефтепроводом в сейсмической зоне при наличии ММГ;
 - участков несоблюдения минимальных расстояний по СНиП 2.05.06-85* до оси газопровода от объектов магистрального нефтепровода;
 - участков несоблюдения минимальных расстояний до оси газопровода от объектов инфраструктуры, действующих нефтепроводов (по СНиП 2.05.06-85*) и линий электропередачи высокого напряжения (по ПУЭ, Раздел 2, п. 2.5.288);
 - бесшлейфовой компоновки компрессорных станций,
- а также отступлением от СНиП 2.05.06-85* в части расстояний между запорной арматурой на участке перехода газопровода через р. Амур.

1.8 Комплекс инженерно – технических мероприятий и решений по компенсации отступлений и обеспечению дополнительных требований

1.8.1 Компенсирующими мероприятиями для участков подземной прокладки газопровода на пересечениях зон АТР являются:

- 1) более высокая категория участка по сравнению с требованиями СНиП 2.05.06-85*;
- 2) специальная форма траншеи, допускающая большую податливость трубопровода;
- 3) дополнительные конструктивные требования к:

- геометрии оси трубопровода, радиусам упругого изгиба и углу пересечения АТР;
- глубине заложения газопровода;
- подсыпке и засыпке траншеи малосвязанным материалом;
- размещению КС, УРГ, ГИС, запорной арматуры, узлов пуска/приёма ВТУ и другого оборудования, препятствующего свободному перемещению газопровода;
- устройству компенсаторов;
- расположению продольного заводского сварного шва при укладке газопровода на участке пересечения АТР;
- 4) расчетная проверка прочности газопроводов на участках пересечений АТР с использованием критериев сейсмостойкого проектирования;
- 5) применение труб с повышенными требованиями к их пластическим свойствам;
- 6) дополнительные требования к сварке и неразрушающему контролю качества сварных соединений труб;
- 7) дополнительные требования к параметрам испытаний на прочность и

проверки на герметичность.

1.8.2 Компенсирующими мероприятиями для участков прокладки газопровода в сейсмической зоне (8-9 баллов) при наличии ММГ являются:

1) более высокая категория участка по сравнению с требованиями СНиП 2.05.06-85*;

2) дополнительные конструктивные требования к:

- применению теплоизоляционных материалов, исключающих растяжение ММГ;
- уплотнению дна траншеи;
- защите изоляционного покрытия газопровода за счет устройства подушки и обсыпки вокруг трубы;

3) применение труб с повышенными требованиями к их пластическим свойствам;

4) дополнительные требования к сварке и неразрушающему контролю качества сварных соединений труб;

5) дополнительные требования к параметрам испытаний на прочность и проверки на герметичность.

1.8.3 Разработаны дополнительные требования к проектным решениям для участков параллельного следования с магистральным нефтепроводом ВСТО.

1.8.4 Разработаны дополнительные требования к проектным решениям КС, при которых не устанавливаются требования к расстояниям между КЦ и линейной частью (бесшлейфовая компоновка), т.е. место размещения узла подключения (в пределах ограждения площадки КС или за ее пределами) определяется проектом.

1.8.5 Для перехода газопровода через р. Амур предусмотрена резервная нитка на расстоянии не менее 50 м от основной нитки газопровода, а также сформулировано требование о размещении запорной арматуры на обоих берегах реки на отметках не ниже уровня ГВВ 10 % обеспеченности.

1.8.6 Разработаны дополнительные требования к проектным решениям для участков несоблюдения минимальных расстояний до оси участков газопровода от объектов инфраструктуры, линий электропередач высокого напряжения и магистрального нефтепровода ВСТО.

1.8.7 Разработаны дополнительные требования к проектным решениям по системе мониторинга технического состояния магистрального газопровода.

9 Область применения специальных технических условий

Настоящие специальные технические условия (СТУ) распространяются

на проектирование и строительство следующих участков трубопроводов в опасных зонах МГ «Сила Сибири»:

- участки подземной прокладки на пересечениях активных тектонических разломов;
- участки, прокладываемые в зонах многолетнемерзлых грунтов (ММГ) в районах с сейсмичностью 8 баллов и выше по шкале MSK-64 [1];
- участки параллельного следования газопровода в одном техническом коридоре с магистральным нефтепроводом ВСТО в сейсмической зоне при наличии ММГ;
- участки несоблюдения минимальных расстояний по СНиП 2.05.06-85* до оси газопровода от объектов магистрального нефтепровода ВСТО;
- участки несоблюдения минимальных расстояний до оси газопровода от объектов инфраструктуры, действующих нефтепроводов (по СНиП 2.05.06-85*) и линий электропередачи высокого напряжения (по ПУЭ, Раздел 2, п. 2.5.288).
- переход газопровода через р. Амур.

1.9.2 Настоящие специальные технические условия (СТУ) распространяются также на проектирование и строительство всех компрессорных станций по трассе газопровода в отношении бесшлейфовой компоновки.

1.10 Краткое описание объекта

1.10.1 Конструктивные решения линейной части

Магистральный газопровод «Сила Сибири» рассчитан на транспортировку природного газа объемом до 32,6 млрд.м³/год (по каждой нитке). Скорость потока газа на линейной части газопровода не должна превышать 15 м/с. Трасса газопровода имеет протяжённость примерно 3 000 км.

В географическом отношении трасса газопровода состоит из трех участков:

1. участок «Чаянда – Ленск»;
2. участок «Ленск – Сковородино - Белогорск - Благовещенск»;
3. участок «Белогорск - Хабаровск.

Рабочее избыточное давление газа в МГ принято 9,8 МПа (100 кгс/см²).

Для очистки полости газопровода и проведения внутритрубной дефектоскопии предусмотрены камеры пуска и приема ВТУ номинальным диаметром DN 1400 и условным давлением Ру 10,0 МПа, а также DN 1200 и 10,0 МПа в блочно-комплектном исполнении.

Прокладка МГ предусмотрена подземной на всем протяжении трассы.

11 Перечень нормативных правовых актов и нормативных документов

В настоящих специальных технических условиях даны ссылки на следующие нормативные правовые акты и нормативные документы Российской Федерации:

Федеральный закон от 30 декабря 2009 года № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 года № 87 (Об утверждении «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»)

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

ГОСТ 12503-75 Сталь. Методы ультразвукового контроля. Общие требования

ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

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

ГОСТ 21104-75 Контроль неразрушающий. Феррозондовый метод

ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод

ГОСТ 23667-85 Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Методы измерения основных параметров

ГОСТ 23702-90 Контроль неразрушающий. Преобразователи ультразвуковые. Методы испытаний

ГОСТ 24289-80 Контроль неразрушающий вихревоковый. Термины и определения

ГОСТ 26182-84 Контроль неразрушающий. Люминесцентный метод течеискания

ГОСТ 9.402-2004 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию

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

ГОСТ Р 52568-2006 Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы

СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы

СНиП 2.02.04-88* Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах

14.13330.2011 «СНиП II-7-81* Строительство в сейсмических районах»

22.13330.2011 «СНиП 2.02.01-83*. Основания зданий и сооружений»

К-64 Шкала сейсмической интенсивности MSK-64, 1964 г.

СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы (утверждены Министерством энергетики Российской Федерации, Приказ от 20 мая 2003 г. N 187). Глава ПУЭ-7.

Примечание При пользовании настоящими СТУ целесообразно проверять наличие ссылочных нормативных документов в информационной системы общего применения. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании

настоящими СТУ следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

1.12 Термины, определения

В настоящих СТУ использованы термины и определения, принятые в соответствии с действующими нормативно-техническими документами в РФ для проектирования и строительства магистральных трубопроводов. Кроме того, используются следующие определения:

активный тектонический разлом	- трещина в земной коре, образовавшаяся при тектонических движениях и деформациях горных пород, в зоне которой за четвертичный период геологического развития произошло относительное перемещение примыкающих блоков земной коры на 0.5 м и более. Дополнительным показателем АТР является отнесение современной активности разлома к степени «высокая».
бесшлейфовая компоновка КС	- проектные решения, в которых не устанавливаются требования к расстояниям между КЦ и линейной частью, т.е. место размещения узла подключения (в пределах ограждения площадки КС или за ее пределами) определяется проектом. Фактически входными и выходными шлейфами КЦ являются примыкающие участки линейной части между кранами безопасности;

1.13 Обозначения и сокращения

АТР	- активный тектонический разлом
ВСТО	- Восточная Сибирь – Тихий океан
ВТУ	- внутритрубное устройство;
ВТД	- внутритрубная диагностика;
ГВВ	- горизонт высоких вод;
ГОСТ	- государственный общероссийский стандарт;
ГРС	- газораспределительная станция;
ГТС	- газотранспортная система
Ду	- диаметр условный;
ИСС	- инженерно-сейсмометрическая служба;
КС	- компрессорная станция;
КЦ	- компрессорный цех;
ЛЭП	- линия электропередач;

МКЭ	- метод конечных элементов;
МГ	- магистральный газопровод;
МРЗ	- максимальное расчетное землетрясение
НГКМ	- нефтегазоконденсатное месторождение;
НУЭ	- нормальные условия эксплуатации;
ПЗ	- проектное землетрясение;
ППР	- проект производства работ;
ПУЭ	- правила устройства электроустановок;
СМР	- строительно – монтажные работы;
СДТ	- соединительные детали трубопровода;
СНиП	- строительные нормы и правила;
СТУ	- специальные технические условия;
СХВ	- Сахалин-Хабаровск-Владивосток;
ТБО	- твердые бытовые отходы;
ТУ	- технические условия;
УКЗ	- установка катодной защиты;
ЭХЗ	- электрохимическая защита от коррозии;
Рраб	- рабочее давление;
ЧНГКМ	- Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение;

2 Требования к обеспечению безопасности персонала, населения и окружающей среды

2.1 Категории участков газопровода

2.1.1 Следующие участки газопровода принять категории I по СНиП 2.05.06-85*:

- участки пересечений активных тектонических разломов и прилегающие к ним участки длиной не менее 100 м каждый;
- участки прокладки в многолетнемерзлых грунтах в районах с сейсмичностью 8 баллов и выше по шкале MSK-64.

Примечание В случае если толщина стенки трубы окажется недостаточной в результате проверочного расчета на действие прогнозных амплитудных смещений грунта в разломе, необходимо применить трубы с толщиной большей, чем требуется для участков категории I, на участках пересечений активных тектонических разломов и прилегающих к ним участках длиной не менее 100 м каждый.

2.1.2 Технологические трубопроводы основного назначения, расположенные внутри зданий и в пределах территории КС, а также трубопроводы узлов подключения к КС, расположенные на территории КС, принять категории В по СНиП 2.05.06-85* (бесшлейфовая компоновка КС).

2.1.3 Участки между территорией КС и охранными кранами следует

принимать категории I, а угол подхода газопровода к площадке КС (угол между осью газопровода и ограждением площадок) следует принимать не менее 60° . В случае несоблюдения требования к углу подхода участок газопровода между территорией КС и охранными кранами следует принимать категории В.

2.2 Минимальные расстояния до участков газопровода

2.2.1 Минимальные расстояния до участков газопровода от населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений и других объектов инфраструктуры следует принимать в соответствии с поз. 1 – 8 таблицы 4* СНиП 2.05.06–85*.

2.2.2 Допускаются проектные решения, предусматривающие сокращение минимальных расстояний от оси газопровода до объектов, указанных в поз. 1 – 8 таблицы 4* СНиП 2.05.06–85*:

- для участков категории III до 50 % при повышении категории участка до категории В;
- для участков категории III до 25 % при повышении категории участка до категории I-II;
- для участков категории I-II до 25 % при повышении категории участка до категории В.

2.2.3 Минимальные расстояния для всех других объектов инфраструктуры, располагаемых вблизи трассы газопровода, следует принимать в соответствии с таблицей 1.

2.2.4 Расстояния от следующих объектов:

- ВЛ электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается газопровод;
- ВЛ электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается газопровод в стесненных условиях трассы;
- опор ВЛ электропередачи высокого напряжения при пересечении их газопроводом

следует принимать в соответствии с ПУЭ.

2.2.5 Расстояние от проводов вдольтрасовых ВЛ 35 (10, 6) кВ, входящих в состав газопровода, до продувочных свечей должно быть не менее полуторократной высоты опоры. Диаметр продувочной свечи следует определять из условия опорожнения участка газопровода между запорной арматурой в течение не более 2 ч.

Таблица 1. Минимальные расстояния до оси газопровода, м

Объекты инфраструктуры	Ду 1400	Ду 1200
1	2	3
1. Надземные объекты магистрального нефтепровода «ВСТО» (площадки крановых узлов, пунктов подогрева нефти, камер приема-пуска ВТУ).	250	225
2. Автоматизированные электростанции с термоэлектрогенераторами; электростанции с дизельными и газопоршневыми агрегатами; аппаратура связи, телемеханики и автоматики, зоны прокладки кабелей КИП, относящихся к МГ; мачты (башни) и сооружения необслуживаемой малоканальной РРЛ связи трубопроводов.	15 <i>от крайней нитки</i>	
3. Объекты: - магистральные оросительные каналы и коллекторы, реки и водоемы, вдоль которых прокладывается трубопровод; - водозaborные сооружения и станции оросительных систем.	<i>Согласно требованиям санитарных норм</i>	
4. Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ, карьеры полезных ископаемых, добыча на которых производится с применением взрывных работ, склады сжиженных горючих газов.	<i>По согласованию с заинтересованным и организациями и соответствующими федеральными надзорными органами</i>	
5. Площадки захоронения ТБО.	75	
6. Кабели междугородной связи и силовые электрокабели.	10	
7. Необслуживаемый усиливательный пункт кабельной связи в подземных термокамерах.	10	
8. Притрассовые постоянные автодороги и подъездные автодороги, предназначенные только для обслуживания газопровода или других трубопроводов.	Не менее 10	
П р и м е ч а н и я:		
1 Расстояния от объектов, отсутствующих в таблице 4* СНиП 2.05.06-85* и в данной таблице, принимают по согласованию с соответствующими органами Государственного надзора и заинтересованными организациями.		
2 Для участков газопровода, прокладываемых в лесных районах, минимальные расстояния от железных и автомобильных дорог общего пользования и подъездных дорог промышленных предприятий допускается сокращать на 30 % без повышения категории участка газопровода.		
3 Объекты газопровода, из которых возможен выброс или утечка газа в атмосферу, должны располагаться за пределами полос воздушных подходов к аэропромам и вертодромам.		
4 Расстояния от ГИС, ПРГ и пункта замера и редуцирования газа принимают такими же, как и для газопроводов, на которых данные объекты расположены.		

2.2.6 Расстояние от строящегося подземного магистрального газопровода до законченных строительством промысловых трубопроводов в пределах горного отвода месторождения принимается из условий обеспечения сохранности промысловых трубопроводов при строительстве магистрального газопровода, безопасности при проведении работ и надежности трубопроводов в процессе эксплуатации, но не менее значений, приведенных в таблице 2.

2.2.7 Для участков газопровода с параллельным следованием с магистральными линиями электропередачи высокого напряжения номинальный диаметр продувочных свечей в крановых узлах назначить $DN\ 300$. При этом время опорожнения участка газопровода между запорной арматурой не регламентируется.

Таблица 2 – Минимальные расстояния между строящимся магистральным газопроводом и законченными строительством промысловыми трубопроводами при параллельной прокладке

Условный диаметр промыслового трубопровода, мм	Минимальное расстояние между осями трубопроводов, м
До 300 включительно	8
Свыше 300 до 600 включительно	11
Свыше 600 до 1400 включительно	14

Примечания:

1 Указанные расстояния принимаются независимо от способа прокладки промыслового трубопровода.

2 На участках параллельного следования с законченными строительством промысловыми трубопроводами на расстояниях до 25 м независимо от диаметра промыслового трубопровода в ППР должны быть предусмотрены меры для исключения возможности их повреждения при проведении СМР.

2.2.8 Расстояния от оси вертикального факела и от границ обвалования горизонтального факела до объектов магистрального газопровода «Сила Сибири» должно быть не менее 60 м.

Расстояния от свечей сброса газа с контура КС и технологических линий УПГ (УКПГ) до объектов магистрального газопровода «Сила Сибири» должны быть не менее 25 м.

2.2.9 При расположении основания вытяжной свечи ниже отметки бровки насыпи автомобильной дороги расстояние от подошвы насыпи дороги до вытяжной свечи следует увеличивать на 5 метров на каждый метр превышения отметки бровки насыпи автодороги над основанием свечи.

2.3 Требования к прокладке газопровода на участках сближения с действующими нефтепроводами

2.3.1 Минимальные расстояния для участков газопровода, на которых вследствие природных или иных условий нарушаются минимальные расстояния при параллельной прокладке с действующими нефтепроводами, указанные в СНиП 2.05.06-85*, следует принимать в соответствии с настоящим разделом 2.3.

2.3.2 Расстояния между осями параллельных ниток подземного газопровода и нефтепровода следует принимать не менее 25 м, если данные участки проложены в грунтах, не теряющих при оттаивании несущую способность, и не менее 100 м на участках многолетнемерзлых грунтов. Организация и технология производства работ строящегося газопровода параллельно действующему трубопроводу в одном техническом коридоре должна обеспечивать безопасность и надежность эксплуатации действующего трубопровода.

2.3.3 Проектирование рассматриваемых участков газопровода необходимо выполнять при повышенных требованиях к тепловой изоляции газопровода или при повышенных требованиях к температуре транспортируемого газа (вплоть до требования обеспечения отрицательной температуры транспортируемого газа) с целью недопущения поперечных перемещений газопровода от проектного положения.

2.3.4 Проектирование рассматриваемых участков газопровода должно вестись только после проведения работ по геодезическому позиционированию реального положения существующих (действующих) нефтепроводов в зонах сближения с газопроводом.

2.3.5 Линейную часть газопровода и нефтепровода на данных участках следует обозначить знаками: на прямых участках в пределах видимости, а также на углах поворота газопровода в горизонтальной плоскости. Знаки установить на столбах высотой не менее 2,5 м, при необходимости, в основаниях столбиков предусмотреть мероприятия по термостабилизации.

2.3.6 Все строительные работы в пределах рассматриваемых участков сближения (в том числе и установку информационных столбов) разрешается производить только при согласовании и контроле со стороны организации, эксплуатирующей нефтепровод.

3 Требования к трассе и конструктивные решения

3.1 Конструктивные решения прокладки участков газопровода в зоне многолетнемерзлых грунтов с сейсмичностью 8-9 баллов

3.1.1 Участки газопровода в зоне многолетнемерзлых грунтов с сейсмичностью 8-9 баллов следует прокладывать подземно. Газопровод следует укладывать преимущественно параллельно рельефу местности. Заглубление трубы до верха балластирующих устройств должно составлять не менее 1,0 м.

3.1.2 Повороты трубопровода в вертикальной плоскости осуществить за счет упругого изгиба труб, отводов холодного гнутья и штампосварных отводов заводского изготовления. Повороты в горизонтальной плоскости должны выполняться путем применения отводов холодного гнутья и штампосварных отводов заводского изготовления.

3.1.3 Радиус изгиба отводов заводского изготовления должен составлять не менее 5-ти диаметров трубы для обеспечения прохождения по газопроводу ВТУ.

3.1.4 В районах с сейсмичностью 8-9 баллов газопровод следует укладывать в траншеею, дно которой уплотняется трамбующими плитами. Защита изоляционного покрытия газопровода должна обеспечиваться устройством подушки и обсыпки вокруг трубы высотой 20 см из привозного минерального грунта. В отдельных случаях допускается применение скального листа. Обратная засыпка траншеи должна выполняться местным, ранее разработанным грунтом.

3.1.5 На участках с обводнением грунтов для предотвращения всплытия трубопровода и закрепления его в проектном положении следует применять полимерно-контейнерные балластирующие устройства, заполненные привозным или местным минеральным грунтом.

3.2 Конструктивные решения для подземной прокладки участков газопровода на пересечениях активных тектонических разломов

3.2.1 Приведенные в разделе 3.2 требования к конструктивным решениям для подземной прокладки участков газопровода на пересечениях активных тектонических разломов следует применить как к талым, так и к многолетнемерзлым грунтам.

3.2.2 Пересечение газопроводом зон активных тектонических разломов следует принять подземным способом, прямолинейно. Угол пересечения осью газопровода тектонического разлома (в плане) должен приниматься близким к 90° , а также из условия отсутствия сжимающих продольных сил на участке пересечения АТР при возникновении смещения грунта в разломе. Сжимающие продольные силы могут привести к выпучиванию трубопровода из траншеи, а также образованию вмятин и гофров.

3.2.3 КС, УРГ, ГИС, запорная арматура, узлы приёма ВТУ и другое оборудование, препятствующее свободному перемещению газопровода, должны устанавливаться за пределами зон пересечений АТР, на расстоянии не менее 100 м от границ зоны активного тектонического разлома.

3.2.4 На участках пересечений газопроводом АТР и прилегающим к ним участкам длиной не менее 100 м повороты газопровода в горизонтальной плоскости не допускаются, повороты в вертикальной плоскости должны выполняться упругим изгибом оси газопровода без применения отводов холодного и горячего гнутья. Величина радиуса упругого изгиба должна составлять не менее 1500 наружных диаметров газопровода.

3.2.5 Для обеспечения продольной устойчивости участков газопровода в зонах активных тектонических разломов допускается устройство подземных компенсаторов – упоров вне зоны разлома на расстоянии не менее 100 м от границ зоны активного тектонического разлома.

3.2.6 Для обеспечения необходимой податливости газопровода при возможных подвижках грунта в зоне АТР траншея должна удовлетворять следующим требованиям:

- специальная форма сечения траншеи;
- подсыпка и засыпка траншеи малосвязным материалом;
- уменьшенная глубина заложения газопровода.

3.2.7 В зонах пересечения АТР форма сечения траншеи должна быть трапециoidalной (пологие откосы траншеи с уклоном не более 1:2).

3.2.8 Для подсыпки и засыпки траншеи следует применять несвязный

материала. Можно использовать крупнозернистый песок и гравий с максимальным размером частиц не более 5 мм.

3.2.9 В зонах пересечения АТР глубина заложения газопровода должна составлять 0,7 - 1,0 м от верха трубы.

3.2.10 При выполнении сварочно-монтажных работ продольный заводской сварной шов следует располагать таким образом, чтобы плоскость, проходящая через ось трубы и продольный заводской сварной шов, располагалась:

- горизонтально – при разломе с преобладающим вертикальным смещением (сброс/взброс);
- вертикально – при разломе с преобладающим горизонтальным смещением (сдвиг).

3.3 Конструктивные решения при переходе через реку Амур

3.3.1 Следует запроектировать резервную нитку на расстоянии не менее 50 м от основной нитки перехода.

3.3.2 Запорную арматуру следует разместить на обоих берегах реки на отметках не ниже уровня ГВВ 10 % обеспеченности. Данное требование исключает размещение крановых узлов в пойме реки Амур. Номинальный диаметр продувочных свечей в крановых узлах назначить *DN 300*. При этом время опорожнения участка газопровода между запорной арматурой не регламентируется.

3.3.3 Переход через р. Амур в зависимости от геологических условий может быть выполнен траншейным способом с заглублением в дно реки с использованием чугунных грузов и/или обетонированных труб или методом горизонтально-направленного бурения. Величина заглубления при траншееном способе прокладки должна соответствовать требованиям СНиП 2.05.06-85*.

4 Бесшлейфовая компоновка КС

4.1 При строительстве площадок КС следует применить бесшлейфовую компоновку. В этом варианте КС составляет единую площадку с узлом подключения к МГ. Узел подключения следует расположить в ограждении КС на минимально возможном расстоянии от основной технологической зоны через проезд.

4.2 Узел подключения КС совместить с узлом приема и пуска ВТУ.

Проектирование площадки узла подключения с узлом приема ВТУ проводить в соответствии с требованиями, предъявляемыми к площадке КС.

4.3 Трубы с внутренним гладкостным покрытием для технологических трубопроводов КС основного назначения применять не следует.

4.4. Размещение и устройство продувочных свечей узла подключения КС, контура обвязки центробежных нагнетателей, камер запуска и приема ВТУ, конденсатосборника и иных продувочных свечей контуров КС должно обеспечивать санитарные условия по шуму на территории КС. В случае нарушения санитарных условий по шуму свечи должны быть оснащены шумоглушителями.

Высоту продувочной свечи (в том числе, оснащенной шумоглушителем) следует предусматривать из условия непревышения приземной концентрации природного газа 10 % от нижнего концентрационного предела воспламенения, но не менее 5 м от планировочной отметки земли.

Общее время стравливания газа из контуров КС (включая газопроводы-шлейфы) не должно превышать 1,5 часов.

4.5 Продувочные свечи обвязки центробежных нагнетателей следует размещать на расстоянии не менее 25 м за ограждением компрессорной станции и не менее 50 м от ВЛ.

4.6 Расстояния между узлами пуска ВТУ и узлами приема ВТУ не должны превышать 300 км.

5 Расчет газопровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость

5.1 Общие требования

5.1.1 Расчет газопровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость должен состоять из трех этапов:

- определение толщин стенок труб, проверочный расчет на прочность и устойчивость при нормальных условиях эксплуатации (НУЭ);
- то же, с учетом сейсмических воздействий;
- расчет на прочность с учетом воздействий необратимых смещений грунта в зоне активных тектонических разломов (АТР).

5.1.2 Первые два этапа п. 5.1.1 следует выполнять согласно требованиям СНиП 2.05.06-85*.

5.1.3 Расчет на прочность с учетом воздействий необратимых смещений

грунта в зоне АТР следует проводить после положительных результатов проверок рассчитываемого участка газопровода по первым двум этапам п. 5.1.1.

5.1.4 Расчет подземного участка газопровода в зоне пересечения АТР следует выполнять на воздействия необратимых смещений грунта, обусловленных сдвигом, надвигом, сбросом или взбросом, которые характеризуются прогнозной амплитудой остаточного смещения и его направлением относительно продольной оси газопровода в зоне АТР. Расчет должен быть основан на методе конечных элементов с учетом геометрической и физической нелинейности при деформациях материала труб и взаимодействии трубопровода с грунтом.

Прогнозные амплитуды необратимых смещений грунта и их направление должны быть определены при проведении сейсмотектонических исследований по трассе газопровода.

5.1.5 Расчет участка газопровода на действие необратимых смещений грунта следует выполнять с учетом следующих предельных состояний:

- разрыв газопровода (потеря прочности стенки трубы);
- потеря местной устойчивости стенки трубы;
- потеря местной устойчивости при осевом сжатии трубы (гофрообразование);
- трещинообразование в кольцевых сварных швах, зонах термического влияния, по телу трубы.

5.2 Критерии сейсмостойкого проектирования участков пересечений АТР

5.2.1 Проектирование газопровода следует производить на основе двухуровневого подхода с целью выполнения следующих требований:

- газопровод должен выдерживать воздействие проектного землетрясения (ПЗ) при минимальных повреждениях или полном отсутствии таковых. В этом случае трубопровод должен продолжать работать при минимальных перерывах в нормальной эксплуатации без необходимости в ремонтных работах значительного объема;
- газопровод должен выдерживать воздействие максимального расчетного землетрясения (МРЗ) без разрывов; в этом случае трубопроводу могут быть нанесены значительные повреждения, в результате которых будет прервана эксплуатация и для устранения которых потребуется провести ремонтные работы в одном или нескольких местах.

6 Материалы и изделия

6.1 Трубы и соединительные детали трубопроводов для участков газопровода в опасных зонах

6.1.1 Для следующих подземных участков магистрального газопровода «Сила Сибири» следует применять трубы диаметром до 1420 мм класса прочности К60 с повышенными требованиями к пластическим свойствам труб:

- участков пересечений активных тектонических разломов и прилегающих к ним участков длиной не менее 100 м каждый;
- участков прокладки в многолетнемерзлых грунтах в районах с сейсмичностью 8 баллов и выше по шкале MSK-64.

Минимальные значения нормативного предела прочности и нормативного предела текучести материала труб класса прочности К60 должны составлять 590 МПа и 480 МПа соответственно.

6.1.2 Для строительства надземных участков газопровода, обвязочных трубопроводов и трубопроводов КС в зонах с температурой воздуха ниже минус 30 °С должны применяться трубы и соединительные детали диаметром до 1420 мм класса прочности до К60 с повышенными требованиями к хладостойким свойствам металла труб и сварных соединений.

6.1.3 Трубы и соединительные детали должны соответствовать техническим требованиям, согласованным в установленном порядке.

6.1.4 В технических требованиях к трубам и соединительным деталям должны быть приведены требования к технологии изготовления, геометрическим параметрам, химическому составу основного металла труб, содержанию неметаллических включений, механическим свойствам основного металла и сварного соединения. Для труб, применяемых для строительства в сейсмоопасных зонах, должны быть дополнительно установлены требования к относительному равномерному удлинению и относительному сужению, а также к механическим характеристикам металла труб после деформационного старения.

6.1.5 Для линейной части газопровода должны применяться трубы с внутренним гладкостным покрытием. Для технологических трубопроводов основного назначения КС трубы с внутренним гладкостным покрытием не применять.

6.2 Антикоррозионные покрытия

6.2.1 При проектировании газопровода необходимо предусматривать минимальный объем проведения работ по нанесению покрытий в трассовых условиях. Все элементы газопровода (трубы, соединительные детали и запорная арматура) должны быть высокой монтажной готовности, в виде монтажных узлов с заводской (базовой) изоляцией.

6.2.2 Защиту газопровода от коррозии защитными покрытиями следует проектировать в сочетании со средствами электрохимической защиты.

6.2.3 Наружное антикоррозионное полиэтиленовое покрытие стальных труб диаметром до 1420 мм включительно должно производиться в соответствии с техническими условиями, согласованными в установленном порядке.

Заводское наружное полиэтиленовое антикоррозионное покрытие труб

6.2.4 Наружное антикоррозионное полиэтиленовое покрытие газопроводных труб должно иметь трехслойную конструкцию:

- слой 1 – на основе термоплавких порошковых или жидких эпоксидных композиций;

- слой 2 - адгезив на основе термоплавких порошковых или гранулированных термостабилизированных полиолефиновых композиций;

- слой 3 - основной защитный слой на основе термосветостабилизированных полиэтиленовых композиций.

6.2.5 Допускается применение наружного полиэтиленового покрытия без грунтовочного слоя при условии обеспечения требуемого уровня свойств.

6.2.6 В зависимости от конструкции, назначения, диаметра труб и допустимых температурных условий эксплуатации наружное антикоррозионное полиэтиленовое покрытие газопроводных труб может быть выполнено по одному из 5 классов (таблица 3).

6.2.7 Трубы со всеми указанными классами покрытия могут использоваться для строительства трубопроводов надземной прокладки при условии дополнительной защиты покрытия от воздействия солнечной радиации.

6.2.8 Двухслойное полиэтиленовое покрытие, предназначенное для изоляции труб нормального исполнения, должно состоять из клеевого подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции и наружного полиэтиленового слоя.

Таблица 3 - Классификация полиэтиленовых покрытий

Условия применения	Класс покрытия			Специального исполнения	Термостойкого исполнения
	Нормального исполнения				
Допустимый температурный диапазон эксплуатации, °C:	от - 20 до + 50	от - 20 до + 60	от - 20 до + 60	от - 20 до + 60	от - 20 до + 80
- при транспортировании, проведении погрузочно-разгрузочных и строительно-монтажных работ;	от - 40 до + 50	от - 45 до + 60	от - 45 до + 60	от - 45 до + 60	от - 45 до + 60
- при хранении	от - 40 до + 50	от - 60 до + 60	от - 60 до + 60	от - 60 до + 60	от - 60 до + 60
Тип прокладки трубопровода	Подземный в траншее	Подземный в траншее	Подземный в траншее	Наклонное бурение	Подземный в траншее, наклонное бурение
Конструкция покрытия	2-слойное; 3-слойное	3-слойное	3-слойное	3-слойное	3-слойное
Максимальный диаметр труб, мм	до 530 включ.	до 530 включ.	до 1420 включ.	до 1420 включ.	до 1420 включ.

6.2.9 Трехслойное полиэтиленовое покрытие должно состоять из слоя эпоксидной грунтовки, клеевого подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции и наружного полиэтиленового слоя.

6.2.10 Перед дробеметной обработкой с наружной поверхности труб должны быть удалены масляные и солевые загрязнения, а также консервационное покрытие (при наличии). Степень обезжиривания поверхности должна быть не ниже первой по ГОСТ 9.402.

6.2.11 Перед нанесением покрытия наружная поверхность труб должна подвергаться дробеметной обработке, обеспечивающей необходимую чистоту поверхности.

6.2.12 Содержание солей на наружной поверхности металла труб не должно превышать 20 мг/м².

6.2.13 Температура труб перед дробеметной обработкой должна превышать точку росы не менее чем на 3°C.

6.2.14 Подлежащая изоляции наружная поверхность труб не должна иметь острых выступов, заусениц, брызг металла, шлака, очевидные поверхностных дефектов, таких как вмятины, раковины, задиры и др.

6.2.15 Очищенная поверхность труб должна быть подвергнута хроматированию.

6.2.16 Все конструкции наружного покрытия, предлагаемых для изоляции труб данного газопровода, должны пройти квалификационные испытания и иметь положительное заключение на применение организациями, согласованными Заказчиком объекта.

6.2.17 Концы труб на длине (130 ± 20) мм от торца для труб диаметром 530 мм и менее и (140 ± 20) мм для труб диаметром более 530 мм должны быть свободны от наружного полиэтиленового покрытия. Допускается наличие на свободных от покрытия концах (кроме фасок труб) остатков грунтовочного слоя. По требованию проектировщиков на неизолированные концы труб может наноситься легко удаляемое консервационное покрытие, обеспечивающее защиту от коррозии в атмосферных условиях на период транспортировки и хранения труб.

6.2.18 Края наружного покрытия должны иметь угол перехода к поверхности трубы не более 30° .

Заводское наружное полипропиленовое антикоррозионное покрытие труб

6.2.19 Наружное полипропиленовое покрытие труб должно быть нанесено в заводских условиях по согласованным с Заказчиком объекта техническим условиям.

6.2.20 Наружное антикоррозионное полипропиленовое покрытие труб должно иметь трехслойную конструкцию:

- первый слой - грунтовочный на основе термоплавких порошковых эпоксидных композиций;
- второй слой - адгезив на основе термоплавких порошковых или гранулированных термостабилизированных полиолефиновых композиций;
- третий слой - основной защитный на основе термостабилизированных полипропиленовых композиций.

6.2.21 Грунтовочный слой следует наносить методом электростатического напыления или другим способом, позволяющим, после оплавления порошковой композиции, получить на металле равномерную пленку толщиной не менее (R_z+40) мкм, где R_z – шероховатость поверхности.

Грунтовочный слой для труб с покрытием, предназначенных для морских (подводных) участков газопроводов, а также участков газопроводов, прокладываемых методом наклонного бурения, должен иметь толщину не менее 250 мкм.

6.2.22 Адгезионный слой следует наносить на трубы непосредственно после нанесения грунтовочного слоя методом боковой или кольцевой экструзии или напыления порошковых адгезивов. При любом методе нанесения должно быть обеспечено формирование равномерной (без пропусков) пленки адгезива толщиной не менее 250 мкм.

6.2.23 Основной защитный слой на основе полипропиленовых композиций следует наносить методом боковой или кольцевой экструзии. Толщина полипропиленового слоя должна быть достаточной для обеспечения требований настоящего стандарта к общей толщине покрытия.

6.2.24 В зависимости от допустимых температурных условий длительной эксплуатации наружное антикоррозионное полипропиленовое покрытие газопроводных труб может быть выполнено по одному из двух классов – до плюс 80 °С (класс 1) и до плюс 110 °С (класс 2).

6.2.25 Допустимая температура окружающей среды для труб с полипропиленовым покрытием при хранении, транспортировке, а также проведении погрузочно-разгрузочных и строительно-монтажных работ должна составлять от минус 20 °С до плюс 60 °С.

6.2.26 Покрытие должно быть сплошным, иметь ровную поверхность. Допускается наличие наплывов полипропилена высотой не более 0,5 мм. На поверхности покрытия не допускается наличие трещин и пузьрей, а также задиров и царапин, снижающих общую толщину покрытия ниже требуемого значения.

6.2.27 Концы труб должны быть свободны от наружного полипропиленового покрытия:

- для труб диаметром до 530 мм включительно - на длине (120 ± 30) мм от торца;

- для труб диаметром более 530 мм - на длине (140 ± 30) мм от торца. Допускается наличие на свободных от покрытия концах (кроме фаски труб) остатков грунтовочного слоя.

6.2.28 Края наружного полипропиленового покрытия должны иметь угол перехода к поверхности трубы не более 30 °.

6.2.29 Показатели свойств наружного полипропиленового покрытия должны

соответствовать требованиям нормативной документации.

Изоляция сварных стыков

6.2.30 Для изоляции сварных стыков должны использоваться материалы и покрытия на их основе, разрешенные к применению согласно действующим нормативным документам. Тип покрытия для изоляции сварных стыков следует определять согласно эксплуатационным характеристикам трубопровода и типу защитного покрытия трубопровода. Изоляционные работы по защите сварных стыков труб должны выполняться в соответствии с требованиями ГПР и операционных технологических карт.

6.2.31 Для изоляции зоны сварных стыков труб и изделий с заводским наружным покрытием следует использовать термоусаживающиеся полимерные ленты (манжеты), состоящие из радиационно- или химически спитой полиэтиленовой пленки-основы с нанесенным на неё адгезионным подслоем на основе термоплавких полимерных композиций. Термоусаживающиеся ленты должны применяться в комплекте с эпоксидным праймером.

6.2.32 Изоляция сварных стыков труб может производиться как на трубосварочных базах после сварки изолированных труб в секции, так и в трассовых условиях после сварки секций или отдельных труб в плеть.

6.2.33 Изоляцию сварных стыков труб следует производить после получения заключения о качестве сварного поперечного шва и выдачи разрешения на проведение работ.

6.2.34 В процессе нанесения защитного покрытия на сварные стыки необходимо контролировать:

- качество предварительной очистки зоны стыка (на отсутствие загрязнений - земли, снега, наледи, масляных пятен);
- величину угла скоса кромок заводского покрытия к поверхности трубы, который не должен быть более 30°;
- качество абразивной очистки трубы в зоне стыка (степень очистки и шероховатость стальной поверхности должна соответствовать требованиям нормативов для данного типа покрытия);
- равномерность нанесения праймера (отсутствие пропусков, подтеков);
- качество нанесенного защитного покрытия на сварной стык.

6.3 Внутреннее гладкостное покрытие

6.3.1 Для линейной части газопровода должны применяться трубы с

внутренним гладкостным покрытием.

6.3.2 При строительстве газопровода необходимо учитывать следующие особенности применения труб с внутренним гладкостным покрытием:

- при транспортировке и хранении внутренняя поверхность труб должна быть защищена торцевыми заглушками;
- торцевые заглушки снимать непосредственно при проведении сварочных работ;
- при проведении разгрузочно-погрузочных работ необходимо применять торцевые захваты или полотенца, не повреждающие внутреннее покрытие;
- при проведении сварочно-монтажных работ следует контролировать отсутствие на внутренней поверхности труб грунта, песка и других инородных загрязнений. При наличии загрязнений они должны быть удалены мягкими щетками. В летнее время поверхность промывать пресной водой.

6.3.3 Конструкции ВТУ не должны иметь металлических элементов контактирующих с покрытием внутренней поверхности труб.

6.4 Теплоизоляционные покрытия

6.4.1 Тепловая изоляция должна обеспечивать:

- требуемые параметры транспортируемого продукта, предъявляемые к нему технологическими нормами по подготовке и транспортированию в зимних или других особых условиях эксплуатации;
- исключение растепления грунта в зонах прокладки газопровода в ММГ;
- снижение скорости изменения температуры газа при его транспортировке;
- сокращение энергетических затрат на охлаждение транспортируемого газа;
- уменьшение или предотвращение пучения или осадки газопровода на участках пучинистых и льдистых просадочных многолетнемерзлых грунтов;
- сохранение окружающей среды.

6.4.2 Тепловая изоляция трубопроводов должна изготавливаться из современных эффективных экологически безопасных материалов, которые в процессе эксплуатации не выделяют вредных и токсичных веществ. Все материалы, применяемые в конструкции тепловой изоляции, должны быть сертифицированы.

6.4.3 Строительство теплоизолированных участков газопровода следует осуществлять с применением готовых к монтажу теплоизолированных труб и соединительных деталей, изготовленных в заводских условиях или промышленных изоляционных баз.

6.4.4 Теплоизолированные трубы и фасонные изделия должны изготавливаться в заводских или базовых условиях. Термоизоляционная конструкция (теплогидроизоляционное покрытие) труб и фасонных изделий заводского изготовления должно состоять из антикоррозионного покрытия и теплоизоляционного слоя в защитной оболочке.

6.4.5 Теплогидроизолированные трубы и фасонные изделия следует изготавливать в виде конструкции «труба в трубе», в которой в качестве антикоррозионного покрытия применяют полиэтиленовые и полипропиленовые покрытия, а также покрытия на основе термореактивных материалов по ГОСТ Р 51164, ГОСТ Р 52568. В качестве теплоизоляционного слоя следует использовать пенополиуретан с защитной оболочкой полимерной или металлополимерной.

6.4.6 Конструкция теплоизоляционного покрытия должна обладать жесткостью и прочностью, исключающей деформацию и повреждение теплоизоляционного слоя в условиях транспортировки, монтажа и эксплуатации.

6.4.7 Не допускается применение сборных теплоизоляционных конструкций из влагонасыщаемых материалов без гидроизоляционного покрытия.

6.4.8 Толщина слоя тепловой изоляции следует определять путем теплогидравлических расчетов. При этом толщина теплоизоляции должна приниматься не менее 30 мм.

При расчете толщины теплоизоляции трубопроводов по нескольким ограничивающим условиям следует принимать наибольшую толщину.

Расчетную толщину уплотняющихся теплоизоляционных материалов следует корректировать с учетом коэффициента уплотнения.

7 Электрохимическая защита

7.1 Общие положения

7.1.1 Требования к электрохимической защите от коррозии должны соответствовать ГОСТ Р 51164, СНиП 2.05.06-85*, СНиП III-42-80*, а также положениям данного раздела настоящих СТУ.

7.1.2 Электрохимическая защита МГ следует осуществлять при помощи УКЗ и протекторных групп. Для защиты от коррозии МГ, располагающихся в зонах действия ближдающих токов проектом должны быть предусмотрены установки дренажной защиты и/или катодные преобразователи с автоматическим поддержанием поляризационного потенциала.

7.1.3 Средства ЭХЗ должны обеспечивать поддержание защитных поляризационных потенциалов на всем протяжении МГ и на всей его поверхности в диапазоне значений: максимальный – минус 1.10 В; минимальный – минус 0.85 В. На участках МГ, расположенных в зонах высокой коррозионной агрессивности грунта и повышенной коррозионной опасности, величина минимального поляризационного потенциала должна быть больше (по абсолютной величине) на 0.10 В.

7.1.4 При проектировании системы ЭХЗ на участках сближения или пересечения со сторонними подземными трубопроводами следует предусматривать дополнительные мероприятия по исключению негативного взаимного влияния. Указанные мероприятия следует разрабатывать для конкретного участка исходя из условий взаиморасположения коммуникаций, типов и размещения существующих и проектируемых средств ЭХЗ.

7.1.5 Должны быть предусмотрены мероприятия по снижению опасного влияния высоковольтных линий электропередач на трубопроводы, предельно допустимая величина индуцированного напряжения на участках МГ составляет 60 В.

7.2 Требования к средствам электрохимической защиты

7.2.1 Средства ЭХЗ и приборы контроля эффективности противокоррозионной защиты, которые применяются на МГ, должны соответствовать техническим требованиям, утвержденным в установленном порядке.

7.2.2 На участках повышенной коррозионной опасности, выявленных по п. 7.1.3, должно быть предусмотрено 100 %-ное резервирование в цепях электроснабжения, преобразования и нагрузки с обеспечением автоматического перевода на резервные элементы при отказе основных.

7.2.3 На участках повышенной коррозионной опасности должны быть предусмотрены автоматические станции катодной защиты (СКЗ) с управлением по «поляризационному потенциалу».

7.2.4 Поставку СКЗ необходимо предусмотреть в блок-боксах заводской готовности (в антивандальном исполнении), блок-боксы рекомендуется располагать рядом с линейными кранами.

7.2.5 Мощность катодного преобразователя должна быть определена на стадии проектирования с учётом 30 %-го запаса на конечный момент его эксплуатации (за исключением модульных СКЗ).

7.2.6 Выбор типа анодного заземления должен осуществляться на основании данных вертикального электрического зондирования. Анодные заземления должны размещаться в пластах с наименьшим удельным электрическим сопротивлением. Решение о применении глубинных и поверхностных (подпочвенных) анодных заземлений должно основываться, исходя из наличия свободной площади.

7.2.7 ЭХЗ подземных коммуникаций КС следует осуществлять с помощью СКЗ и комбинированных анодных заземлений (глубинных и подповерхностных).

7.2.8 Анодные заземления (включая дренажные линии и контактные устройства) должны обеспечивать протекание защитного тока в течение срока эксплуатации.

7.2.9 Анодные заземления не должны оказывать вредного влияния на окружающую среду, расположение или пересечение заземлений горизонтов питьевой воды – не допускается. Анодные заземления должны быть выполнены из малорастворимых материалов: углеродосодержащих, магнетита или высококремнистого чугуна.

7.2.10 Должно быть предусмотрено электрическое разделение МГ от коммуникаций КС с помощью электроизолирующих вставок.

7.2.11 Защита кожухов на переходах МГ через автомобильные и железные дороги должна осуществляться протекторами из магниевого сплава.

7.2.12 На участках пересечения и/или сближения с источником ближдающих токов должна быть предусмотрена защита с помощью установок дренажной защиты с автоматическим поддержанием заданного потенциала.

7.2.13 КИП для измерения защитных и поляризационных потенциалов трубопроводов, измерения величины и направления тока, дренажные и прочие КИП должны быть предусмотрены проектом в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

7.2.14 Защитные заземления оборудования и сооружений, не имеющие гальванической развязки с защищаемым трубопроводом, должны выполняться из оцинкованной стали.

7.2.15 Электроснабжение станций катодной защиты, не оборудованных системой дистанционного коррозионного мониторинга, должно быть обеспечено по второй категории надёжности, допускается в качестве резервного источника предусматривать автономный источник электропитания.

7.2.16 Все КИП, устанавливаемые на линейной части и коммуникациях КС, должны быть оснащены контрольным выводом от МГ, электродом сравнения длительного действия и датчиком поляризационного потенциала. Коммутация кабелей должна обеспечивать выполнение измерений поляризационного потенциала без применения специальных инструментов.

7.3 Защита газопровода на переходах через автомобильные дороги

7.3.1 Выбор типа и количества протекторов на переходах МГ через автомобильные дороги должен основываться на условии обеспечения защиты кожуха в течение 15 лет.

7.3.2 В грунтах низкой коррозионной агрессивности с удельным электрическим сопротивлением выше 150 Ом м смещение поляризационного потенциала кожухов должно быть не менее 100 мВ, при этом проектными решениями предусматриваются дополнительные мероприятия по коррозионному мониторингу участка перехода через автомобильные и железные дороги согласно разделу 7.4 настоящих СТУ.

7.3.3 Коммутация дренажных линий установок протекторной защиты должна производиться на клеммной плате диагностического пункта, позволяющая проводить диагностику каждого протектора группы, допускается его совмещение с линейным КИП.

7.4 Дистанционный коррозионный мониторинг

7.4.1 Дистанционный коррозионный мониторинг участков МГ «Сила Сибири» следует предусматривать для повышения эксплуатационной надежности МГ, возможности оперативного контроля эффективности системы противокоррозионной защиты, регулирования режимов оборудования ЭХЗ с минимальным присутствием обслуживающего персонала на трассе газопровода, эксплуатирующегося по «малолюдным

технологиям».

7.4.2 Размещение и состав оборудования дистанционного коррозионного мониторинга должна определять проектная организация на основе данных изысканий по трассе газопровода, опасности внешних коррозионных факторов и технологических решений для МГ, в том числе для участков сближения/пересечения с нефтепроводом ВСТО.

7.5 Требования к приемке

7.5.1 Приёмка в эксплуатацию средств ЭХЗ участка газопровода должна производиться на основании проверки соответствия построенной и смонтированной системы ЭХЗ, предусмотренной проектом. Основой для приемки должна служить следующая документация:

- исполнительная документация;
- акт проверки изоляционного покрытия методом катодной поляризации;
- акт на скрытые работы при сооружении анодного заземления;
- акт на скрытые работы при монтаже протекторных групп;
- акт на скрытые работы при прокладке кабельных линий;
- акт на скрытые работы при сооружении КИП;
- акт на электромонтажные работы при сооружении устройств ЭХЗ.

7.5.2 До ввода системы ЭХЗ в эксплуатацию средства ЭХЗ должны пройти индивидуальное и комплексное опробование, на участке должны быть завершены пуско-наладочные работы системы ЭХЗ.

7.5.3 Система ЭХЗ участка газопровода может быть принята в эксплуатацию только при соблюдении следующих условий:

- минимальная величина поляризационного потенциала на протяжении всего участка, включая защитные кожухи, должна быть не ниже проектной величины;
- запас мощности системы катодной защиты и силы тока дренажных установок должен составлять не менее 70 % (за исключением модульных СКЗ);
- должно быть исключено вредное влияние на другие объекты.

8 Требования к сварке и неразрушающему контролю качества сварных соединений

8.1 Требования к технологиям сварки

8.1.1 Сварка участков газопровода в опасных зонах должна выполняться

автоматическими, механизированными способами, а также их комбинациями.

8.1.2 Ручная дуговая сварка может быть применена в составе комбинированных технологий сварки, а также при ремонте сварных соединений.

8.1.3 Сварка должна выполняться по нормативным и технологическим документам, утвержденным в установленном порядке, в которых должны быть приведены требования к параметрам и свойствам сварных соединений, к сварочным материалам и оборудованию, порядку выполнения подготовительных, сборочных и сварочных работ, контролю качества сварных соединений.

8.1.4 Захлестные сварные соединения должны быть вынесены за границы участков газопроводов, перечисленных в п. 1.9.1, на расстояние не менее 100 м от зоны влияния АТР, подготовка кромок труб для захлестных сварных соединений должна выполняться механическим способом станками типа СПК.

8.1.5 Необходимость послесварочной термической обработки кольцевых стыковых соединений труб с толщиной стенки более 32,0 мм следует определять по результатам квалификационных испытаний технологий сварки.

8.2 Требования к неразрушающему контролю качества сварных соединений

8.2.1 Порядок проведения неразрушающего контроля качества сварных соединений, а также допустимые размеры дефектов сварных соединений должны быть приведены в нормативных и технологических документах, утвержденных в установленном порядке.

8.2.2 Сварные соединения должны быть проектированы в объеме:

- визуальным и измерительным методом – 100 %;
- радиационным методом – 100 %;
- ультразвуковым методом – 100 %.

9 Основные параметры испытаний на прочность и проверки на герметичность

9.1 Основные требования к очистке полости, испытаниям на прочность и

проверке на герметичность участков газопровода должны соответствовать требованиям СНиП III-42-80* и настоящим СТУ.

9.2. Внутреннюю поверхность труб следует очистить от загрязнений, грунта, воды, снега, льда, инея и случайно попавших предметов. Технологию и средства очистки следует предусматривать в специальной рабочей инструкции, разработанной генеральной строительно-монтажной организацией и согласованной с заказчиком и генеральной проектной организацией.

9.3. Смонтированные участки газопровода во время перерывов в работе следует герметично заглушать до ликвидации технологических разрывов.

9.4. Перед заключительным этапом испытания газопровода следует провести его промывку (очистку) и пропуск поршней с калибровочными дисками диаметром 95 % от минимального внутреннего диаметра самого узкого элемента в пределах обследуемого участка (тройник, отвод) с учётом его овальности. Очистные поршни и поршни с калибровочными дисками следует оборудовать устройствами обнаружения в случае их застревания. Поршни не должны иметь металлических частей, узлов и деталей, контактирующих с внутренним гладкостным покрытием труб.

9.5 В случае выхода из участка трубопровода калибровочного диска с видимыми повреждениями, следует пропустить внутритрубный снаряд-дефектоскоп контроля геометрии труб для определения местоположения нарушений геометрии труб газопровода (вмятины, гофры, овальность). При проведении калибровки обнаруженные нарушения геометрии труб газопровода должны быть устранены до проведения испытаний.

9.6 Участки газопровода следует испытывать на прочность гидравлическим (водой, жидкостями с пониженной температурой замерзания [кроме солевых растворов]) или пневматическим (воздухом) способом.

9.7 Типы, этапы и параметры испытаний газопровода на прочность должна назначать проектная организация в соответствии с требованиями настоящего раздела СТУ в зависимости от характеристик участков газопровода. Предварительное испытание на прочность крановых узлов запорной арматуры и узлов пуска и приема ВТУ следует выполнять гидравлическим способом на прочность при давлении 1,1 Рраб в течение 2 ч, проверку на герметичность - при снижении давления до Рраб в течение времени, необходимого для осмотра кранового узла.

9.8 Для отдельных участков газопровода, в зависимости от их ответственности, следует предусматривать испытания в 2 этапа.

9.9 Обязательное применение гидравлического способа следует предусматривать только для испытаний:

- трубопроводов внутри зданий и в пределах территорий КС, ГРС, ГИС, ПРГ, трубопроводов узлов подключения к КС, совмещённых с

камерами пуска-приёма ВТУ и расположенных на территории или непосредственно возле границ КС, а также трубопроводов топливного газа. Технологических трубопроводов КС основного назначения между охранными кранами;

- участков газопровода, расположенных на расстоянии 25 м и менее от наземных или надземных участков действующих трубопроводов независимо от их диаметра;
- участков параллельного следования с магистральным нефтепроводом ВСТО при минимальных расстояниях в соответствии с п. 2.3.2 данного СТУ.

9.10 Второй этап при испытании в 2 этапа следует проводить одновременно с испытанием газопровода.

9.11 Проверку на герметичность участка или газопровода в целом следует выполнять после испытания на прочность и снижения испытательного давления до Рраб. Продолжительность проверки на герметичность должна быть достаточной для осмотра трассы, но составлять не менее 12 ч. В течение проверки на герметичность должны быть учтены колебания давления, вызванные изменением температуры.

9.12 После завершения проверки на герметичность из газопровода должна быть удалена вода (при испытаниях гидравлическим способом), после чего газопровод должен быть осушен до температуры точки росы минус 20°C (минус 30°C для участков с многолетнемерзлыми грунтами) или ниже, либо вакуумированием до достижения давления насыщенных паров воды 1 мбар.

9.13 При разрыве, обнаружении утечек участок газопровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

9.14 После завершения осушки с целью предотвращения образования взрывоопасной газовоздушной смеси при заполнении участка газопровода газом, а также для консервации участка МГ, его следует заполнить инертным газом (азотом) с концентрацией не менее 98 %, ТТР при атмосферном давлении не выше минус 20°C (минус 30°C для участков с многолетнемерзлыми грунтами), до избыточного давления 0,02 МПа.

9.15 Требования безопасности при проведении работ по очистке полости и испытаниям газопровода должны соответствовать положениям СНиП III-42-80*.

9.16 На период проведения работ по очистке полости и испытанию газопровода следует установить охранную зону, которую обозначают соответствующими знаками. Во время очистки полости и испытаний на прочность газопровода в пределах установленной охранной зоны запрещено нахождение людей, оборудования, машин и механизмов.

9.17 Участки трубопроводов категории В, расположенные внутри зданий и в

пределах территорий КС, ПРГ, ГРС, ГИС, трубопроводы топливного газа, трубопроводы узлов подключения КС, узлов приёма и пуска ВТУ, располагаемые в пределах территории КС, а также участки технологических трубопроводов КС категории I, относящиеся к трубопроводам основного назначения и расположенные между территорией КС и охранными кранами, следует испытывать на прочность после укладки и засыпки или крепления на опорах (при технической возможности с подключенными агрегатами и аппаратами) в один этап гидравлическим способом давлением 1,25 Рраб в течение 24 часов.

9.18 Участки трубопроводов категории В, проложенные параллельно магистральному нефтепроводу ВСТО при минимальных расстояниях, назначенных в соответствии с п. 2.3.2 настоящих СТУ, а также между территорией КС и охранными кранами испытывают в два этапа:

- на первом этапе после укладки и засыпки или крепления на опорах гидравлическим способом давлением 1,5 Рраб в течение 12 часов;
- на втором этапе одновременно с газопроводом гидравлическим либо пневматическим способом давлением 1,1 Рраб в течение 24 часов (12 часов в случае испытаний пневматическим способом).

9.19 Участки трубопровода категории I, указанные в пункте 2.1.1, испытывают в два этапа:

- на первом этапе после укладки и засыпки или крепления на опорах гидравлическим либо пневматическим способом давлением 1,25 Рраб в течение 12 часов;
- на втором этапе одновременно с газопроводом гидравлическим либо пневматическим способом давлением 1,1 Рраб в течение 24 часов (12 часов в случае испытаний пневматическим способом).

9.20 Участки газопровода I-III категорий, за исключением участков, перечисленных в пп. 9.17-9.19, испытывают на прочность согласно СНиП III-42-80*.

9.21 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.

9.22 Временные трубопроводы для подключения опрессовочных агрегатов и компрессоров должны быть предварительно подвергнуты гидравлическому испытанию на давление, составляющее 125 % от испытательного давления испытываемых на прочность газопроводов в течение не менее чем двух часов.

9.23 Для каждого из участков трубопровода в проекте следует указывать давление испытаний на прочность.

10 Диагностика технического состояния участков газопровода в опасных зонах

10.1 С целью обнаружения строительно-монтажных дефектов послезавершения строительства в первый год эксплуатации следует проводить ВТД газопровода. По результатам ВТД выполняют приборное обследование недопустимых в эксплуатации дефектов в шурфах и по результатам обследования принимают решение по их устранению.

10.2 Сроки проведения ВТД газопровода с целью обнаружения эксплуатационных дефектов следует определять по результатам оценки безопасного срока его эксплуатации по коррозионному и стресс-коррозионному состоянию.

10.3 ВТД газопровода следует выполнять для определения его геометрических параметров (овальность, сужение, углы поворота), обнаружения эксплуатационных дефектов: вмятин, гофр, коррозионных повреждений, внутренних дефектов стенок трубопровода (раслоения, неметаллические включения) и других дефектов.

10.4 Установка станций инженерно-сейсмометрической службы

10.4.1 В проекте газопровода следует предусмотреть организацию инженерно-сейсмометрической службы (ИСС) для получения количественных данных о параметрах колебаний окружающего подземный газопровод грунтового массива на участках пересечений зон АТР при землетрясениях.

Получаемая информация должна использоваться для инженерной оценки напряженно-деформированного состояния эксплуатируемого газопровода на участках АТР.

10.4.2 Станции ИСС должны быть установлены на всех участках пересечений газопроводом АТР с современной активностью «высокая».

10.4.3 Станция ИСС должна состоять из регистрационного помещения, измерительных пунктов, сейсмометрической аппаратуры, оборудования и каналов связи, соединяющих аппаратуру измерительных пунктов с приборами регистрационного помещения.

10.4.4 Станции ИСС предназначены для записи движений окружающего газопровод грунтового массива во время землетрясения.

10.4.5 Станции ИСС, установленные на пересечении АТР, должны иметь три измерительных пункта, расположенных в начале, середине и в конце участка пересечения зоны АТР по трассе газопровода. Измерительные пункты следует оборудовать в грунте на расстоянии 10-15 м от оси газопровода на глубине 3 м.

10.4.6 Измерительный пункт представляет собой специальное помещение, заглубленное в грунт и предназначенное для непосредственного расположения сейсмоприемников в грунте.

Измерительный пункт должен быть достаточной площади для размещения приборов, с хорошей гидроизоляцией стен, потолка и входного люка или двери. Внутри пункта обязательна принудительная вентиляция и наличие источника света. Приборы должны устанавливаться на бетонные постаменты высотой 0,4 – 0,6 м над уровнем пола. Верх постаментов должен находиться ниже уровня промерзания грунта.

Установка сейсмоприемников в измерительных пунктах должна обеспечивать регистрацию движения грунта в горизонтальной плоскости вдоль оси газопровода и в перпендикулярном направлении, а также по вертикали.

Конструктивное оформление измерительных пунктов должно обеспечивать надежное сочленение сейсмоприемников с грунтом, свободный доступ к приборам для их монтажа и наладки.

10.4.7 Станции ИСС должны осуществлять регистрацию движения грунта, начиная с интенсивности землетрясений 3 балла. Аппаратура станции ИСС должна работать в ждущем режиме, не требующем ежедневного обслуживания. Включение приборов должно производиться автоматическими пусковыми устройствами, которые обеспечивают автоматическое включение и выключение станции при каждом землетрясении установленной интенсивности.

10.4.8 Проект инженерно-сейсмометрической станции должен иметь общую схему размещения измерительных пунктов и регистрационного помещения, полный перечень оборудования и приборов, строительную часть, включающую рабочие чертежи размещения и крепления приборов, вспомогательного оборудования, кабельных линий, а также чертежи основных и вспомогательных помещений.

10.5 Утечки газа на трубопроводе следует выявлять при плановых осмотрах газоанализаторами. Кроме того, не реже одного раза в год поиск утечек газа следует производить лазерной или тепловизорной аппаратурой с применением авиации или автотранспортных средств с последующим уточнением мест утечек газа. Для обследования необходимо применять технические средства, оборудование и технологии, прошедшие аттестацию и разрешённые к применению в установленном порядке.

10.6 Обследование газопровода в шурфах следует проводить по результатам внутритрубного обследования с целью уточнения размеров и типов дефектов, а также для проведения исследований грунта, глубины его протаивания, продуктов коррозии и состояния защитного покрытия.

10.7 Для обнаружения дефектов труб и сварных соединений и измерения толщины стенки трубы следует применять следующие методы неразрушающего контроля:

- магнитные в соответствии с ГОСТ 21104;
- визуально-измерительный;
- ультразвуковые в соответствии с ГОСТ 23702, ГОСТ 12503, ГОСТ 14782 и ГОСТ 23667;
- магнитопорошковый в соответствии с ГОСТ 21105;
- капиллярный в соответствии с ГОСТ 18442;
- люминесцентный в соответствии с ГОСТ 26182;
- радиографический в соответствии с ГОСТ 7512;
- вихревоковый в соответствии с ГОСТ 24289.

10.8 При визуальном и измерительном контроле состояния наружной поверхности газопровода следует определять:

- наличие и характер коррозии металла трубопровода;
- наличие механических повреждений (вмятина, гофр, царапина, задир и др.);
- наличие каверн, их количество, глубину и суммарную площадь;
- поверхностные трещины в сварном соединении;

- наплывы, подрезы, прожоги, смещения кромок, незаваренные кратеры, свищи, пористости и другие дефекты;
- излом осей соединяемых элементов.

10.9 Неразрушающий контроль сварных соединений следует проводить с целью выявления внутренних и наружных дефектов типа трещин, непроваров, раковин, пор, шлаковых включений в сварных соединениях.

10.10 Для определения фактической толщины стенки газопровода следует проводить ультразвуковую толщинометрию. Измерение толщины необходимо проводить в околовшовных зонах, в зонах коррозионных повреждений и в четырех точках поперечного сечения трубы на 3, 6, 9, 12 часах.

10.11 Обследование состояния защитного покрытия следует проводить с целью установления соответствия фактического состояния защитного покрытия требованиям нормативной, проектной и исполнительной документации. При обследовании защитного покрытия:

- указывают тип защитного покрытия;
- измеряют толщину защитного покрытия в четырех точках поперечного сечения трубы на 3, 6, 9, 12 часах;
- оценивают состояние поверхности защитного покрытия;
- измеряют площади отдельных отслоений и сквозных повреждений защитного покрытия;
- определяют суммарную площадь отслоений и сквозных повреждений;
- определяют степень адгезии защитного покрытия к трубе;
- определяют наличие влаги под защитным покрытием.

10.12 Переходное сопротивление защитного покрытия в шурфе следует контролировать методом «мокрого» контакта согласно ГОСТ 9.602. Контроль адгезии защитного покрытия проводят согласно ГОСТ Р 51164. В зависимости от типа покрытия контроль адгезии следует проводить по методикам для защитных покрытий из полимерных лент или для защитных покрытий на основе битумных мастик.

10.13 Для выполнения геодезического позиционирования на газопроводе следует закреплять геодезические марки фиксированной длины, совмещаемые с опознавательными столбами, и устанавливать постоянные грунтовые реперы для возможности отслеживания грунтовых процессов и послепостроенного наблюдения за положением газопровода.

I Требования к эксплуатации и техническому обслуживанию

1 Эксплуатация и техническое обслуживание магистрального газопровода должны осуществляться в соответствии с Регламентом эксплуатации магистрального газопровода «Сила Сибири», разрабатываемого на основе характеристик технических устройств, средств и решений, а также руководства входящего в состав магистрального газопровода, с учётом местного расположения трассы газопровода.

Регламент должен быть разработан генеральной проектной организацией или специализированным научно-исследовательским институтом до ввода магистрального газопровода в эксплуатацию.

Пронумеровано и прошито

40 (сорок) листов.

Начальник лаборатории

«Газпром ВНИИГАЗ»
В.П. Черний



Б.Черний

Черный

Черный



Приложение Ч

Специальные технические условия на проектирование в части обеспечения пожарной безопасности объекта «Магистральный газопровод «Сила Сибири». Этап 5.3.2 Склад метанола при КС-3 «Амгинская», расположенного по адресу: РФ, Дальневосточный федеральный округ: склад метанола при КС-3 «Амгинская» - Республика Саха (Якутия), Алданский район (Изменение №1)



**МИНИСТЕРСТВО
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-
КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

(МИНСТРОЙ РОССИИ)

**ПЕРВЫЙ ЗАМЕСТИТЕЛЬ
МИНИСТРА**

Садовая-Самотечная ул., д. 10/23,
стр. 1, Москва, 127994
тел. (495) 647-15-80, факс (495) 645-73-40
www.minstroyrf.ru

02.07.2018 № 28126-11963

ООО «Газпром трансгаз Томск»

пр. Фрунзе, д. 9
г. Томск, 634029

На № _____ от _____

Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации рассмотрело документы ООО «Газпром трансгаз Томск», представленные письмом от 31 мая 2018 г. № 0140-05/07886 (вх. от 6 июня 2018 г. № 58430/МС) для согласования специальных технических условий (далее – СТУ) на проектирование в части обеспечения пожарной безопасности объекта: «Магистральный газопровод «Сила Сибири». Этап 5.3.2 Склад метанола при КС-3 «Амгинская», расположенного по адресу: РФ, Дальневосточный федеральный округ: склад метанола при КС-3 «Амгинская» - Республика Саха (Якутия), Алданский район (Изменение № 1)», и сообщает следующее.

В соответствии с Порядком, утвержденным приказом Минстроя России от 15 апреля 2016 г. № 248/пр «О порядке разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства», и приказом Минстроя России от 3 июля 2017 г. № 959/пр «Об организации работы Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации по согласованию специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства» по результатам рассмотрения представленной документации Минстроем России принято решение о согласовании указанных СТУ.

Со дня регистрации настоящего письма СТУ на проектирование в части обеспечения пожарной безопасности объекта: «Магистральный газопровод «Сила Сибири». Этап 5.3.2 Склад метанола при КС-3 «Амгинская», расположенного по адресу: РФ, Дальневосточный федеральный округ: склад метанола при КС-3 «Амгинская» - Республика Саха (Якутия), Алданский район, согласованные ранее письмом Минстроя России от 17 июля 2017 г. № 25431-ЕС/03, утрачивают силу.

Приложение: согласованные СТУ 1 книга в 1 экз.

Л.О. Ставицкий

Входящий № _____
« _____ » 20 ____ г.
ПАО «ВНИПИгаздобыча»

Исп. Толочкин Д.Н.
тел.(495) 647-15-80 * 57039

096139



МПЦ

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ПРОТИВОПОЖАРНЫЙ ЦЕНТР

УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ ПОЖАРОВ И ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

115446, Москва, Коломенский проезд, д.14, этаж 4, комната 2;7

УТВЕРЖДАЮ

Утверждаю
Первый заместитель генерального директора
по развитию и (должность)

ООО «Газпром трансгаз Томск»

(подпись)  (инициалы, фамилия)

2018 г.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на проектирование в части обеспечения пожарной безопасности объекта

«Магистральный газопровод «Сила Сибири».

Этап 5.3.2 Склад метанола при КС-3 «Амгинская», расположенного по адресу: РФ, Дальневосточный федеральный округ:

В «Амгинская» - Р

Алданский район

Разработаны:

ООО «Международный противопожарный центр»

Генеральный директор

Ю.В. Свыдина

Москва 2018

Список исполнителей СТУ

ООО «Международный противопожарный центр»

Руководитель разработки:
Генеральный директор
(должность)


(личная подпись)

Ю. В. Свыдина
(инициалы, фамилия)

Директор департамента
промышленной и пожарной
безопасности ОПО, к.т.н.
(должность)


(личная подпись)

Д.Л. Бастиров
(инициалы, фамилия)

**Подтверждение согласия организации - заказчика разработки СТУ
принятых в СТУ решений по противопожарной защите**

В соответствии с п. 12 приказа МЧС России от 28 ноября 2011 г. № 710 «Об утверждении Административного регламента Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий предоставления государственной услуги по согласованию специальных технических условий для объектов, в отношении которых отсутствуют требования пожарной безопасности, установленные нормативными правовыми актами Российской Федерации и нормативными документами по пожарной безопасности, отражающих специфику обеспечения их пожарной безопасности и содержащих комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению их пожарной безопасности» **ООО «Газпром трансгаз Томск»** (организация-заказчика разработки СТУ) подтверждает согласие принятых в СТУ решений по противопожарной защите.

Первый заместитель генерального директора
по ремонту и капитальному строительству
ООО «Газпром трансгаз Томск»

Ю.А. Косилов



СОДЕРЖАНИЕ

1	Общие сведения.....	5
2	Основные положения.....	14
3	Дополнительные требования по пожарной безопасности	14
3.1	Требования к генеральному плану	14
3.2	Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям. Требования к эвакуационным путям и выходам.....	18
3.3	Общие требования к технологическому оборудованию и технологическим трубопроводам	19
3.4	Дополнительные требования к технологическому оборудованию и технологическим трубопроводам	20
3.5	Дополнительные требования к вспомогательному технологическому оборудованию	21
3.6	Дополнительные требования к системам отопления и вентиляции	22
3.7	Система обнаружения горючих газов и паров.....	24
3.8	Системы противопожарной защиты	25
3.9	Наружное противопожарное водоснабжение.....	26
3.10	Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	27

1 Общие сведения

1.1 Полное наименование объекта

«Магистральный газопровод «Сила Сибири». Этап 5.3.2 Склад метанола при КС-3 «Амгинская» (далее – склад метанола), расположенный по адресу: РФ, Дальневосточный федеральный округ склад метанола при КС-3 «Амгинская» - Республика Саха (Якутия), Алданский район (далее – Объект).

1.2 Сведения о заказчике (техническом заказчике)

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Томск»

Юридический и фактический адрес:

634029, г. Томск, пр. Фрунзе, д. 9

Генеральный директор: Титов Анатолий Иванович

ИНН 7017005289

Тел.: +7 (3822) 72-49-40, факс: +7 (3822) 52-80-13, +7 (3822) 60-31-00

Электронная почта: office@gtt.gazprom.ru

1.3 Сведения о генеральной проектной организации

Публичное акционерное общество «ВНИПИГаздобыча»

Юридический и фактический адрес:

410012, г. Саратов, ул. Сакко и Ванцетти, д. 4

Генеральный директор: Андреев Олег Петрович

ИНН 6455010081

Телефон: 8(8452) 74-33-23, факс: 8(8452) 74-30-17

Электронная почта: box@vnipigaz.gazprom.ru

1.4 Сведения о разработчике СТУ

Общество с ограниченной ответственностью «Международный противопожарный центр»:

Юридический и фактический адрес:

115446, г. Москва, Коломенский проезд, д.14, 2;7

Генеральный директор: Свыдына Юрий Валентинович

ИНН 7721258344

Телефон: 8(495) 225-58-47, факс: 8(495) 225-58-47

Электронная почта: info@firecenter.ru

1.5 Основание для строительства

Лицензия на разработку месторождения ЯКУ-14564-НЭ от 02.09.2008г.

Задание на проектирование № 114-2011/050-0025П «Магистральный газопровод Якутия - Хабаровск-Владивосток» от 11.07.2011г.

Изменение № 1 к заданию на проектирование № 114-2011/050-0025П «Магистральный газопровод Якутия-Хабаровск-Владивосток» № 202-2012/050-0025П от 27.09.2012г.

Изменение № 2 к заданию на проектирование № 114-2011/050-0025П «Магистральный газопровод Якутия-Хабаровск-Владивосток» № 014-2013/033-0053П/и2 от 05.02.2013г.

Изменение № 4 к заданию на проектирование № 114-2011/050-0025П «Магистральный газопровод «Сила Сибири».

Изменение № 5 к заданию на проектирование № 114-2011/050-0025П «Магистральный газопровод «Сила Сибири» № 040-2015/1000973/и5 от 18.05.2015г.

Изменение № 6 к заданию на проектирование № 114-2011/050-0025П «Магистральный газопровод «Сила Сибири» № 084-2015/1000973 от 26.10.2015г.

Изменение № 7 к заданию на проектирование № 114-2011/050-0025П «Магистральный газопровод «Сила Сибири».

«Перечень мероприятий по созданию газодобывающих и газотранспортных мощностей, использующих газ месторождений Якутского центра газодобычи», утвержденный Приказом Председателя Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллером от 02.06.2016 № 370.

1.6 Основание для разработки СТУ

Настоящие СТУ разрабатываются на основании:

- пункта 8 статьи 6 Федерального закона от 30 декабря 2009 г. N 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- пункта 5 Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, (утв. постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. N 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»);
- Порядка разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства, утвержден приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 15 апреля 2016 года N 248/пр (зарегистрировано в Министерстве юстиции Российской Федерации 31 августа 2016 г., регистрационный N 43505);

- статьи 20 Федерального закона от 21 декабря 1994 г. N 69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
 - пункта 2 статьи 78 Федерального закона от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
- а также:
- пункта 1.3 Свода Правил 10.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности (с Изменением N 1)»;
 - пункта 1.2 Свода Правил 8.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности (с Изменением N 1)»;
 - пункта 1.3 Свода Правил 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования (с Изменением N 1)»;
 - пункта 1.4. Свода Правил 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности».

1.7 Необходимость разработки СТУ

Разработка СТУ обусловлена отсутствием требований пожарной безопасности, необходимых для проектирования противопожарной защиты объектов инфраструктуры магистрального газопровода (склада метанола), а именно к:

- генеральному плану при проектировании зданий, сооружений и наружных установок, размещаемых в составе склада метанола (не установлены требования к противопожарным расстояниям до зданий, сооружений и наружных установок, противопожарным проездам и подъездам);
- степени огнестойкости, классу конструктивной пожарной опасности зданий и сооружений комплектной заводской готовности (блочного, блок-модульного и блок-контейнерного типа);
- системам противопожарной защиты зданий (сооружений) и наружных установок (не установлены требования к системам противопожарной защиты, внутреннему противопожарному водопроводу предприятий, хранящих легковоспламеняющиеся горючие вещества (метанол), наружному противопожарному водоснабжению склада метанола).

1.8 Область применения

1.8.1 Настоящие СТУ распространяются на проектируемые здания, сооружения и наружные установки, размещаемые на складе метанола при КС-3 «Амгинская», являющиеся объектами инфраструктуры «Магистрального газопровода «Сила Сибири» на участке «Ленск–Сковородино–Белогорск–Благовещенск».

1.8.2 При проектировании Объекта наряду с требованиями настоящих СТУ следует руководствоваться:

- обязательными требованиями пожарной безопасности, установленные Техническими регламентами и другими нормативными правовыми актами РФ;
- требованиями пожарной безопасности, содержащимися в нормативных документах по пожарной безопасности, в стандартах и иных документах ПАО «Газпром», в части, не противоречащей настоящим СТУ в соответствии с действующим законодательством РФ.

1.9 Перечень нормативных правовых актов и нормативных документов, применяемых при разработке СТУ

1. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
2. СП 1.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы».
3. СП 2.13130.2012 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты».
4. СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности».
5. СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».
6. СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования».
7. СП 6.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности».
8. СП 7.13130.2013 «Отопление, вентиляция и кондиционирование. Требования пожарной безопасности».
9. СП 8.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности».
10. СП 10.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности».
11. СП 60.13330.2016 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003».
12. СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности».

13. ГОСТ Р 53323-2009 «Огнепреградители и искрогасители. Общие технические требования. Методы испытаний».
14. ГОСТ 33666-2015 «Автомобильные транспортные средства для транспортирования и заправки нефтепродуктов. Технические требования».
15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ 6-е и 7-е издания).
16. Рекомендации по тушению полярных жидкостей в резервуарах. – М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2007 (согласованы УОП МЧС России, письмом от 11.04.2007 г. № 18-6-2-911).
17. СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».
18. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».

П р и м е ч а н и е — При пользовании настоящими специальными техническими условиями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов, включая стандарты ПАО «Газпром», в информационной системе общего пользования — на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящими специальными техническими условиями следует руководствоваться заменяющим (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

1.10 Термины, определения и сокращения, принятые в СТУ

Здания блочного, блок-модульного и блок-контейнерного типа — здания, поставляемые к месту строительства (монтажа) в виде цельных сборных конструкций и инженерных коммуникаций, монтируемых на одном основании (платформе).

Максимальный проектный пожар — пожар в здании (сооружении) или на наружной установке для которого требуется наибольший запас огнетушащих веществ принятый в соответствии с нормативной интенсивностью (расходом), максимальной площадью и временем подачи огнетушащих веществ на тушение и (или) водяное орошение, установленные в настоящих СТУ и действующих нормативных документах.

Пожарный пост - место (помещение) на территории объекта укомплектованное пожарной техникой (пожарной мотопомпой) и пожарно-техническим вооружением, обеспечивающим подачу огнетушащих веществ.

Технологическая установка - это производственный комплекс зданий, сооружений и технологического оборудования, расположенный на отдельной площадке предприятия и предназначенный для осуществления единого технологического процесса по хранению и выдаче метанола.

БКЭС - блок-комплектное устройство электроснабжения

ДВК – довзрывоопасная концентрация

КС – компрессорная станция

ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость

ЛПУ – линейно-производственное управление

ОТВ – огнетушащее вещество

1.11 Краткое описание объекта

1.11.1 Общее описание объекта

Объектом проектирования является склад метанола при КС-3 «Амгинская», предназначенных для транспорта газа (с давлением 9,8 МПа) с Чаяндинского НГКМ и газоснабжения регионов Дальневосточного федерального округа России, с учетом экспорта на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона в объеме 38 млрд. м³/год.

Доставку метанола планируется осуществлять с использованием танк-контейнеров. Для их хранения предусмотрена площадка хранения танк-контейнеров. Для слива метанола в дренажную ёмкость предусмотрена специальная площадка с твердым покрытием.

1.11.2 Объемно-планировочные и конструктивные решения

Схема склада хранения метанола при КС-3 включает в себя:

- установку расходных емкостей метанола $V=2 \times 50$ м³, габариты – около 14x12 м;
- блок-бокс насосной метанола, габариты – около 3,3x12 м;
- узел переключающей арматуры;
- установку приемно-дренажной емкости метанола $V=40$ м³;
- установку стояка верхнего налива автоцистерн;
- площадку хранения танк-контейнеров.

В блок-боксе насосной метанола устанавливаются:

- Н-1 – насосы подачи метанола на стояк налива;
- Н-2 – насос для подачи красителя;
- Е-3 – емкость для красителя.

Поступление метанола планируется в танк-контейнерах. Предусматривается площадка для хранения танк-контейнеров.

Из танк-контейнеров метанол подается в приемную емкость Е-2 объемом 40 м³, откуда погружным насосом откачивается в емкости Е-1 объемом 50 м³ каждая. Коэффициент заполнения емкостей – 0,8.

В расходные емкости метанола Е-1 предусмотрена подача азота для предотвращения вредных выбросов паров метанола в атмосферу.

У каждого резервуара на входе и выходе продукции предусмотрены ручные задвижки, которые дублируются арматурой с дистанционным управлением для отключения резервуаров в аварийных ситуациях. Управляемая арматура размещается за обвалованием на установке отключающей арматуры.

Предусмотрено окрашивание метанола. Для окрашивания метанола предусматриваются емкость Е-3 и блок насоса Н-2. Насосом Н-1 окрашенный метанол подается на установку стояка верхнего налива для последующего налива в автоцистерны.

Насосы устанавливаются в закрытом помещении (блок-боксе), остальные технологические установки выполнены на открытом воздухе.

Блок-бокс насосная метанола

Блочно-комплектное здание (блок-бокс) – одноэтажное здание размерами около 3,3x12 м, полной заводской готовности, поставляется в комплектном исполнении. Блок-бокс состоит из основания, каркаса и ограждающих конструкций. Основание блок-бокса металлическая сварная рама с поперечными балками из гнутых и прокатных профилей, обшитая сверху и снизу металлическим листом. Внутренняя часть рамы утепляется минераловатными плитами. Конструктивная схема блок-бокса – каркасная из стальных прокатных профилей. Жесткость каркаса обеспечивается узламистыковки. Стеновое и кровельное ограждение блок-бокса выполнено из сэндвич-панелей с обшивкой с двух сторон стальным профилированным листом и утеплением из минераловатных плит.

Блочно-комплектное здание устанавливается на предварительно подготовленный монолитный железобетонный фундамент или свайное основание.

Узел переключающей арматуры

Представляет собой открытую площадку размерами около 3,4x5,4 м для обслуживания с опорами под технологические трубопроводы. Опоры, площадки обслуживания оборудования выполняются из прокатных профилей и располагаются на предварительно подготовленный монолитный железобетонный фундамент или свайное основание.

Установка стояка верхнего налива автоцистерны

Представляет собой открытую площадку размерами около 7x2,8 м (без учета отбортованной территории) для обслуживания с опорами под технологические трубопроводы и оборудование. Опоры, площадки обслуживания оборудования выполняются из прокатных профилей и устанавливаются на предварительно подготовленный монолитный железобетонный фундамент или свайное основание с устройством в уровне планировки огороженной бортиками площадки от разлива продукта.

Площадка хранения танк-контейнеров

Представляет собой открытую площадку размерами около 7x15 м для хранения танк-контейнеров метанола заводского изготовления. В качестве фундаментов под танк-контейнеры приняты монолитные железобетонные плиты, способные воспринять приложенную нагрузку.

В пределах площадки хранения танк-контейнеров предусмотрено устройство герметичного поддона с бортиками.

Установка приемно-дренажной емкости (метанол) $V=40\text{m}^3$

Емкость представляет собой резервуар, выполненный в виде горизонтальных цилиндрических металлоконструкций заводского изготовления. Установка заглубленных емкостей в металлических конструкциях предусмотрена - подземная на предварительно подготовленный монолитный железобетонный или свайный фундамент, габаритные размеры установки около 11,8x4,8м. При особых требованиях к контролю герметичности подземных емкостей, их установка предусмотрена в железобетонных или металлических колодцах. Над колодцем предусмотрено укрытие из прокатных профилей с обшивкой из профилированного листа.

Резервуар производственно-дождевых стоков подземный $V=50\text{m}^3$

Заглубленная емкость, выполненная из полимерных материалов заводского изготовления. Установка резервуара производственно-дождевых стоков предусмотрена – подземная на предварительно подготовленный фундамент.

Установка расходных емкостей метанола $V=2x50\text{m}^3$

Надземные емкости заводского изготовления устанавливаются на подготовленный монолитный железобетонный фундамент или металлические балочные ростверки из прокатных профилей и свайное основание. габаритные размеры установки около 14x12м. В пределах площадок расходных емкостей предусмотрено устройство площадок обслуживания и герметичного поддона. Поддон выполнен в виде монолитной железобетонной плиты с бортиками от разлива продукта.

Ресиверы азота $V=2x16\text{m}^3$

Представляют собой открытую площадку обслуживания с опорами под технологические трубопроводы. Габариты площадки около 10x13 м. Опоры, площадки обслуживания оборудования выполняются из прокатных профилей и располагаются на предварительно подготовленный монолитный железобетонный фундамент или свайное основание.

Блочно-комплектное устройство электроснабжения

Одноэтажное здание блок-контейнера прямоугольной формы с двухскатной кровлей, полной заводской готовности.

Блочно-комплектное здание устанавливается на предварительно подготовленный монолитный железобетонный фундамент или свайное основание.

Резервуары пожарного запаса воды V=100м³

Надземные емкости устанавливаются на предварительно подготовленное основание или металлические балочные ростверки из прокатных профилей и свайное основание, размерами около 15x10,5 м. В пределах резервуаров пожарного запаса воды предусмотрено устройство площадки обслуживания.

Блок-бокс мотопомпы и пожарного инвентаря

Одноэтажное здание блок-контейнера прямоугольной формы с двухскатной кровлей, полной заводской готовности. Габариты здания в плане составляют около 12x6 м.

Блочно-комплектное здание устанавливается на предварительно подготовленный монолитный железобетонный фундамент или свайное основание.

Примечание: При проектировании объекта капитального строительства проектные решения, технологические показатели, указанные в настоящем разделе СТУ могут быть уточнены в проектной документации.

1.11.3 Сведения по обслуживающему персоналу

Постоянных рабочих мест на складе метанола при КС-3 не предусмотрено.

Периодичность присутствия персонала:

- при доставке и сливе метанола из танк-контейнеров в резервуары - 1 рабочая смена 2 раза в год;
- при наливе метанола в автоцистерну - 1 рабочая смена 2 раза в год).

1.11.4 Сведения о подразделениях пожарной охраны

Проектируемый объект (склад метанола при КС-3 «Амгинская») попадает в зону прикрытия ПСЧ-1 ФГКУ «1 ОФПС по Республике Саха (Якутия) (г. Алдан).

Количество личного состава:

- по штату – 50 чел;
- на дежурстве – 12 чел.

Численность и вид пожарной техники:

- всего – 9 ед. (АЦ-40 - 5 ед., АЛ-30-1 ед.; автоводовозка – 3 ед.);
- на дежурстве – 3 ед. (АЦ-40 – 2 ед., АЛ-30 – 1 ед.);
- в резерве – 6 ед. (АЦ-40 - 3 ед., автоводовозка – 3 ед.).

2 Основные положения

2.1 При проектировании склада метанола должны выполняться действующие технические регламенты, нормативные документы, а также стандарты и иные документы ПАО «Газпром», содержащие требования пожарной безопасности в части не противоречащей настоящим СТУ.

2.2 Отступления от настоящих СТУ, вызванные изменением принципиальных проектных решений в ходе реконструкции, технического перевооружения или другими особыми условиями, должны быть оформлены как изменения в настоящие СТУ и согласованы в установленном порядке.

2.3 Наряду с настоящими СТУ должны соблюдаться требования пожарной безопасности, изложенные в других нормативных документах, в части не противоречащей настоящим СТУ.

2.4 Эвакуационные пути и выходы из зданий, сооружений и эвакуационные пути наружных установок должны соответствовать требованиям [2].

2.5 Проектирование автоматических установок пожаротушения и пожарной сигнализации для зданий, сооружений и наружных установок следует предусматривать в соответствии с [6], систем оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре в соответствии с [4], в части проектирования электрооборудования – [7].

2.6 Требования пожарной безопасности к системам отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха в помещениях зданий и сооружений (при их необходимости) устанавливаются в соответствии с [8] и [11].

2.7 Требования пожарной безопасности к источникам наружного противопожарного водоснабжения, противопожарным запасам огнетушащих веществ устанавливаются с учетом нормативных интенсивностей, определяемых в соответствии с требованиями настоящих СТУ.

2.8 Устройство молниезащиты зданий и сооружений склада метанола выполняется в соответствии с требованиями [17] и [18].

2.9 Технические решения склада метанола должны обеспечивать надежность эксплуатации, пожаровзрывобезопасность, простоту и доступность обслуживания, максимальную автоматизацию.

3 Дополнительные требования по пожарной безопасности

3.1 Требования к генеральному плану

3.1.1 Склад метанола следует размещать на открытой площадке, входящей в состав КС.

Территория склада метанола должна иметь самостоятельное проветриваемое ограждение высотой не менее 2 м, выполненное из негорючего материала. Расстояние от ограждения до зданий, сооружений и наружных установок склада метанола должно обеспечивать свободный проезд пожарных автомобилей и быть не менее 5 м.

3.1.2 Здания, сооружения и наружные установки склада метанола должны быть скомпонованы по функциональной принадлежности в соответствии с принципом зонирования территории, с обеспечением пожарной и взрывопожарной безопасности зданий, сооружений и наружных установок, с учетом их обслуживания при эксплуатации.

3.1.3 Здания, сооружения и наружные установки, входящие в состав склада метанола, необходимо размещать с учетом функционального назначения, пожарной и взрывопожарной опасности, в соответствующих зонах:

- I зона – производственная зона (хранение метанола и размещение основного технологического оборудования);
- II зона – вспомогательная зона (установки вспомогательного назначения сооружения: тепло-, водо-, энергоснабжения, канализации, пожаротушения, связи, подсобно-вспомогательные здания).

Иные зоны на складах метанола не предусматриваются.

3.1.4 Распределение зданий (сооружений) и наружных установок склада метанола по зонам должно соответствовать таблице 3.1.

Таблица № 3.1 - Распределение зданий, сооружений и наружных установок склада метанола по зонам

№ п/п	Наименование зоны	Перечень зданий (сооружений) и наружных установок, размещаемых в указанных зонах
1	I зона – производственная зона	Блок-бокс насосной метанола. Узел переключающей арматуры. Установка стояка верхнего налива автоцистерны. Площадка хранения танк-контейнеров. Установка приемно-дренажной емкости (метанол) $V=40\text{ м}^3$. Установка расходных емкостей метанола $V=2\times50\text{ м}^3$. Ресиверы азота $V=2\times16\text{ м}^3$.
2	II зона – вспомогательная зона	Блок-комплектное устройство электроснабжения. Резервуары противопожарного запаса воды $V=100\text{ м}^3$. Блок-бокс мотопомпы и противопожарного инвентаря. Резервуар производственно-дождевых стоков подземный $V=50\text{ м}^3$.
Примечание – Прожекторные мачты освещения и молниеотводы допускается размещать во всех указанных зонах.		

3.1.5 На территорию склада метанола должны быть предусмотрены самостоятельные въезды с устройством ворот для проезда передвижной пожарной техники шириной не менее 4,5 м. Количество въездов определяется в соответствии с требованиями статьи 98 [1].

3.1.6 Расходные емкости с метанолом и приемно-дренажные емкости должны располагаться, как правило, на более низких отметках по отношению к другим зданиям и сооружениям склада.

При размещении емкостей с метанолом и приемно-дренажных емкостей на более высоких отметках по отношению к другим зданиям и сооружениям склада, следует предусматривать дополнительные мероприятия по ограничению разлива метанола в случае аварии (устройство канав, кюветов или дополнительных ограждений).

В качестве дополнительных ограждений допускается использовать проезды для пожарных автомобилей, приподнятых на 0,3 м относительно прилегающей территории склада метанола.

3.1.7 По периметру площадок расходных емкостей с метанолом необходимо предусмотреть ограждающую стенку (бортик) высотой 0,5 м из материалов НГ.

Для прохода на площадку с двух противоположных сторон ограждающей стенки (борттика) следует устанавливать лестницы.

3.1.8 На складе метанола следует предусматривать кольцевой противопожарный проезд шириной не менее 3,5 м.

3.1.9 Ко всем зданиям, сооружениям и наружным установкам склада метанола должны предусматриваться внутриплощадочные проезды и подъезды для пожарных автомобилей с учетом требований статьи 98 [1].

Внутриплощадочные проезды и подъезды должны размещаться на расстоянии не менее 5 м от стен зданий (сооружений) и границ наружных установок.

3.1.10 В пределах обочин внутриплощадочных автомобильных дорог допускается прокладка наземных и надземных сетей (водопровода, связи, сигнализации и силовых электрокабелей).

3.1.11 В районах расположения емкостей с метанолом (размещаемых открыто), для предотвращения разлива метанола на внутриплощадочные дороги планировочные отметки проезжей части дорог, должны быть выше планировочных отметок прилегающей территории не менее чем на 0,3 м, считая от бровки земляного полотна.

При наземной и надземной прокладке инженерных сетей в специальных коммуникационных коридорах должны быть предусмотрены проезды под ними для пожарных автомобилей высотой не менее 5 м, при этом расстояние между опорами указанных коммуникационных коридоров должно быть не менее 6 м.

3.1.12 Для въезда на территорию склада метанола должны допускаться транспортные средства (автоцистерны, уборочная и производственная техника) оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах.

3.1.13 Территория площадок склада метанола должна быть отделена от прилегающих торфяных массивов минерализованной полосой шириной не менее 6 м.

Допускается принимать в качестве такой полосы проезд для пожарной техники, шириной не менее 6 м и выполненный из твердого покрытия или местных сыпучих материалов.

3.1.14 При определении расстояний от зданий, сооружений и наружных установок их следует принимать:

- для зданий и сооружений, емкостей и оборудования - от наружных стен или конструкций (без учета металлических лестниц, площадок обслуживания и т. п.);
- для эстакад технологических трубопроводов и для трубопроводов, проложенных без эстакад - от стенки крайнего трубопровода;
- для внутриплощадочных автомобильных дорог - от края проезжей части дороги;
- для наружных установок и площадок (открытых или под навесами) под сливоналивные устройства автомобильных цистерн — от границ этих площадок, а если для них предусмотрено устройство ограждения (ограждающей стенки, обвалования, бортик и т.д.) - от границ ограждения.

3.1.15 Противопожарные расстояния между зданиями, сооружениями и наружными установками склада метанола следует принимать по таблице 3.2.

Таблица № 3.2 – Минимальные противопожарные расстояния между зданиями, сооружениями и наружными установками склада метанола

№ п/п	Наименование зданий, сооружений и наружных установок	Минимальное расстояние между соответствующими зданиями, сооружениями и наружными установками графы 2 настоящей таблицы							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Блок-бокс насосной метанола		-	10	30	15	15	20	20
2.	Узел переключающей арматуры	-		15	20	15	10	10	20
3.	Установка стояка верхнего налива	10	15		15	15	15	20	10
4.	Площадка хранения танк-контейнеров	30	20	15		10	10	15	15
5.	Приемно-дренажные емкости (метанол)	15	15	15	10		10	15	15
6.	Расходные емкости метанола	15	10	15	10	10		10	15
7.	Ресиверы азота	20	10	20	15	15	10		-
8.	Блочно-комплектное устройство электроснабжения*	20	20	10	15	15	15	-	

Примечание: противопожарные расстояния указанные в настоящей таблице следует принимать при условии устройства приточной вентиляции в электропомещениях БКЭС создающей избыточное давление в соответствии с требованиями раздела 3.6 настоящих СТУ.

3.1.16 Расстояния от резервуаров хранения пожарного запаса воды (мест забора воды передвижной пожарной техникой), помещений хранения пожарно-технического оборудования (вооружения) и огнетушащих веществ (при их наличии) до зданий и сооружений IV степени огнестойкости, расходных емкостей с метанолом и приемно-дренажных емкостей, открытой площадки хранения блок-контейнеров с метанолом должно быть не менее 30 м.

3.1.17 Расходные емкости с метанолом и приемно-дренажные емкости должны размещаться на открытых площадках (вне зданий, сооружений).

3.1.18 Блочно-комплектное устройство электроснабжения следует преимущественно размещать с наветренной стороны (для ветров преобладающего направления – по годовой розе ветров) от потенциальных мест утечек метанола с учетом других опасных производственных объектов, расположенных вблизи склада метанола.

3.1.19 Площадка открытого хранения танк-контейнеров с метанолом должна иметь твердое покрытие, выполненное из негорючего материала. Должны быть предусмотрены мероприятия, ограничивающие разлив метанола за пределы площадки при аварии (например, предусмотрено устройство ограждений или канав по периметру площадки).

Общий запас метанола в танк-контейнерах, размещаемых на открытой площадке, не должен превышать 100 м³.

3.2 Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям. Требования к эвакуационным путям и выходам.

3.2.1 Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий, сооружений и наружных установок склада метанола должны соответствовать требованиям [3, 5], а также других нормативных документов в части, не противоречащей разделу 3.2 настоящих СТУ.

3.2.2 В производственных зданиях (сооружениях) категорий А и В, где по условиям технологии обращается метанол, полы следует выполнять из негорючего материала.

Для предотвращения растекания метанола по периметру помещений следует предусматривать бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами из негорючего материала.

3.2.3 Допускается применение на складах метанола производственных зданий блочного, блок-модульного и блок-контейнерного типа. Указанные здания категорий А и В должны предусматриваться не ниже IV степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности С0 при условии, что в указанных зданиях не предусматриваются постоянные рабочие места.

Площадь этажа указанных производственных зданий блочного, блок-модульного и блок-контейнерного типа не должна превышать значений, установленных требованиями таблицы 6.1 [3].

3.2.4 Эвакуационные пути и выходы зданий, сооружений и наружных установок должны соответствовать требованиям [2].

3.2.5 Для эвакуации через наземные и надземные трубопроводы, а также из обвалования емкостей следует предусматривать переходные мостики шириной не менее 0,9 м. Лестницы и площадки переходных мостиков должны иметь ограждения высотой не менее 1,2 м.

3.3 Общие требования к технологическому оборудованию и технологическим трубопроводам

3.3.1 При выборе и размещении технологического оборудования необходимо учитывать климатические и сейсмические условия района строительства.

3.3.2 Конструктивные особенности технологического оборудования должны предотвращать возможность попадания аварийных утечек метанола на пути эвакуации в течение необходимого времени эвакуации.

3.3.3 Фундаменты (опоры) под расходные емкости с метанолом и приемно-дренажные емкости должны предусматриваться с пределом огнестойкости не менее R60.

3.3.4 Технологические процессы с применением метанола должны осуществляться только закрытым способом.

3.3.5 Перед вводом и (или) выводом технологического оборудования из эксплуатации, проведением ремонтных и (или) регламентных работ следует обеспечивать предотвращение возможности образования в технологическом оборудовании взрывоопасной парогазовоздушной смеси.

3.3.6 Обвязка расходных емкостей с метанолом и приемно-дренажных емкостей запорной (управляющей) арматурой и трубопроводами должна предусматривать возможность подачи и выпуска инертного газа (азота) при подготовке их к регламентным и (или) ремонтным работам.

3.3.7 Теплоизоляцию наземных и надземных коммуникаций, технологических трубопроводов и емкостей с содержанием метанола следует выполнять из негорючих материалов.

3.3.8 Не допускается прокладка транзитных трубопроводов с метанолом под зданиями (сооружениями) и над ними.

3.3.9 Расходные емкости с метанолом и приемно-дренажные емкости, автоматическое аварийное опорожнение которых невозможно, следует оборудовать дыхательной арматурой, обеспечивающей сброс избыточного давления при воздействии опасных факторов пожара.

3.3.10 Технологические трубопроводы должны иметь минимальное количество разъемных соединений. Фланцевые соединения трубопроводов, по которым перекачивается метанол, не должны располагаться над эвакуационными путями и выходами персонала.

Установка фланцевых соединений допускается в местах размещения запорно-регулирующей арматуры, в местахстыковки трубопроводов, узлов врезки в трубопроводы, на участках, предназначенных для сброса и дrenирования горючих веществ или технического обслуживания.

3.3.11 Расходные емкости с метанолом следует оборудовать системами автоматического предотвращения их переполнения. Максимальный уровень метанола в указанных емкостях должен определяться расчетом с учетом времени срабатывания исполнительных механизмов систем предотвращения переполнения и теплового расширения горючей жидкости при хранении.

Приемно-дренажные емкости следует оснащать устройствами аварийной сигнализации, срабатывающие при максимальном уровне метанола в емкостях.

3.3.12 Следует предусматривать устройства дистанционного измерения уровня жидкости в емкостях (без необходимости открытия люков, штуцеров или патрубков, установленных на резервуарах).

3.3.13 Сообщение внутреннего пространства расходных емкостей с метанолом и приемно-дренажных емкостей и технологических трубопроводов, перекачивающих метанол с окружающей средой должно предусматриваться только через предназначенные для этих целей технологические линии и дыхательные устройства, оборудованные огнепреградителями.

3.3.14 Конструкция огнепреградителей и жидкостных предохранительных затворов должна обеспечивать надежную локализацию пламени с учетом условий эксплуатации. Сухие огнепреградители должны отвечать требованиям [13].

3.3.15 Для огнепреградителей и жидкостных предохранительных затворов следует предусматривать меры, обеспечивающие надежность их работы в условиях эксплуатации, в том числе при возможности кристаллизации, полимеризации и замерзания веществ

3.4 Дополнительные требования к технологическому оборудованию и технологическим трубопроводам

3.4.1 Размещение технологического оборудования, трубопроводной арматуры и т.д. в производственных помещениях, зданиях и на открытых площадках, должно обеспечивать удобство и безопасность их эксплуатации, возможность проведения ремонтных работ, а также обеспечивать возможность предотвращения аварийных ситуаций и/или локализации аварий.

3.4.2 Для насосов, перекачивающих метанол, необходимо предусмотреть возможность их дистанционного отключения.

3.4.3 На линиях всасывания и нагнетания насосов должны быть установлены запорные или отсекающие устройства с дистанционным управлением.

Запорная арматура, устанавливаемая на нагнетательном и всасывающем трубопроводах насосов, должна располагаться максимально близко к нему и находиться в зоне, удобной для обслуживания.

3.4.4 На нагнетательном трубопроводе должна предусматриваться установка обратного клапана, если нет другого устройства, предотвращающего перемещение транспортируемых веществ обратным ходом.

3.4.5 Для транспортировки метанола применение труб из стекла и других хрупких материалов, а также из горючих и трудногорючих материалов (фторопластика, полиэтилена, винипластика и др.) не допускается.

3.4.6 Фланцевые соединения должны размещаться в местах, открытых и доступных для визуального наблюдения, обслуживания, разборки, ремонта и монтажа. Не допускается располагать фланцевые соединения трубопроводов над местами, предназначенными для прохода людей, проезда транспорта и временными рабочими площадками.

3.4.7 Технологические трубопроводы с метанолом, прокладываемые на территории склада метанола (за исключением дренажных трубопроводов), должны быть наземными или надземными.

Конструкции опор и эстакад под технологические трубопроводы с метанолом должны быть выполнены из материалов НГ. Предел огнестойкости опор и эстакад на высоту первого яруса должен быть не менее R60.

3.5 Дополнительные требования к вспомогательному технологическому оборудованию

3.5.1 Автомобильные цистерны, применяемые для перевозки метанола должны отвечать требованиям [14].

3.5.2 Налив метанола в автоцистерны должен осуществляться только на специальной площадке с установкой не более одной автоцистерны для проведения наливных операций.

Налив метанола следует производить с помощью закрытой системы, состоящей из наливных устройств и коллекторов.

3.5.3 По периметру площадки налива метанола в автоцистерны необходимо предусматривать бортики высотой не менее 0,2 м или дренажные лотки, отводящие загрязненные атмосферные осадки в очистные сооружения.

В местах въезда и выезда площадки по наливу метанола для проезда автоцистерн необходимо предусмотреть плавкие повышенные участки (пандусы) высотой 0,2 м или дренажные лотки.

3.5.4 Для отключения наливных коллекторов от автоцистерн на устройствах налива должны быть установлены специальные устройства (задвижки).

3.5.5 При проведении операций налива должна быть предусмотрена возможность дистанционного отключения насосных установок.

3.5.6 Для минимизации аварийных проливов ЛВЖ и ГЖ на трубопроводах должны устанавливаться аварийные быстродействующие запорные устройства или задвижки с местным и дистанционным (из безопасного места) управлением.

3.6 Дополнительные требования к системам отопления и вентиляции

3.6.1 Системы отопления и вентиляции зданий и сооружений должны соответствовать требованиям [8, 11] и настоящих СТУ.

3.6.2 На объекте допускается применять следующие виды отопления:

- воздушное с электрическими нагревателями, за исключением помещений категории А. Допускается использование указанных систем в помещениях категории А при условии применения электрических воздухонагревательных систем, изготовленных во взрывобезопасном исполнении соответствующих требованиям [15];

- электрическое с местными нагревательными приборами, за исключением помещений категории А. Допускается использование местных электрических нагревателей в помещениях категории А, изготовленных во взрывобезопасном исполнении соответствующих требованиям [15].

3.6.3 Температура теплоотдающей поверхности элементов систем отопления не должна превышать 80% от стандартной температуры самовоспламенения обращающихся и находящихся в помещении веществ и материалов.

3.6.4 Отопительные устройства должны устанавливаться и подключаться в соответствии с инструкциями производителей указанного оборудования.

3.6.5 В нормальном режиме работы системы вентиляции БКЭС должны обеспечивать поддержание избыточного давления для предотвращения поступления горючих газов и/или паров во взрывобезопасные помещения БКЭС.

3.6.6 Вентиляция открытых зон наружных установок может производиться естественным путем, если при этом обеспечиваются условия непревышения концентрациями горючих газов и паров предельно допустимых взрывобезопасных значений. Под открытymi зонами понимаются объемы, в ограждении которых имеются постоянно открытые проемы, площадь которых составляет не менее 50% от площади ограждения.

3.6.7 В качестве систем вентиляции, предназначенных для предотвращения образования взрывоопасных концентраций в помещениях, допускается применение только приточной системы вентиляции при выполнении следующих условий:

- отвод воздуха из обслуживаемых помещений должен осуществляться только через специально предусмотренные для этого устройства, обеспечивающие в местах выброса рассеивание вытесняемой парогазовоздушной смеси до взрывобезопасных концентраций;
- обеспечения автоматического перекрытия устройств выброса воздуха приточной вентиляцией при ее отключении;
- обеспечения пожаровзрывобезопасного функционирования системы приточной вентиляции, а именно:
 - расположение устройств воздухозабора в местах, исключающих появление горючих газов и/или паров, как в нормальном режиме работы объекта, так и при возникновении аварии, или дублирование устройств воздухозабора при их расположении, исключающем одновременное появление в местах забора воздуха горючих газов и/или паров, как при возникновении аварии, так и при возможном ее развитии;
 - исключение применения указанных систем для воздушного отопления или дублирование устройств теплообменников, обеспечивающее предотвращение появления источника зажигания и/или горючих веществ в обслуживаемом помещении, в том числе при ремонтных работах;
 - установка огнезадерживающего клапана, на каждом отводе коллектора в различные помещения, автоматически закрывающегося при возникновении пожара в соответствующем ему помещении.

3.6.8 Воздухозабор для приточных систем вентиляции необходимо предусматривать из мест, исключающих попадание в систему вентиляции горючих паров и газов при всех режимах работы, а также воды при пожаротушении, на расстоянии не менее 5 м от выпускных отверстий системы отопления и вентиляции.

3.6.9 В воздухозаборниках приточной вентиляции электропомещений БКЭС следует устанавливать сигнализаторы довзрывоопасных концентраций и герметично закрывающиеся клапаны (заслонки).

3.6.10 Системы вентиляции БКЭС должны также обеспечивать в автоматическом режиме следующие операции:

- закрытие воздухозаборного клапана (заслонки) при поступлении сигнала о достижении 10% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР), подаваемого как минимум двумя датчиками из трех, установленных на воздухозаборе, и переход на режим рециркуляции воздуха;
- аварийное отключение электрооборудования и последующее отключение системы вентиляции при поступлении сигнала о достижении 40% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР), подаваемого как минимум двумя датчиками из трех, установленных на воздухозаборе;

- автоматическое приведение в действие огнезадерживающих и отсекающих клапанов, предусмотренных проектом для работы систем рециркуляции воздуха при пожаре.

3.6.11 Для систем, которые обеспечивают создание необходимого избыточного давления в помещениях БКЭС, примыкающих к взрывоопасным зонам следует предусматривать установку резервных вентиляторов (или электродвигателей для вентиляторов).

3.6.12 Воздуховоды систем вентиляции должны быть герметичными и выполненными из негорючих материалов. Пределы огнестойкости воздуховодов следует определять в соответствии с требованиями раздела 6 [8].

3.7 Система обнаружения горючих газов и паров

3.7.1 На складах метанола должна предусматриваться система обнаружения горючих газов и/или паров, обеспечивающая непрерывный контроль воздушной среды в помещениях и зонах (на наружных установках) с обращением метанола.

3.7.2 Система обнаружения утечек горючих газов и/или паров должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- обнаружение опасных концентраций утечек горючих газов и/или паров;
- включение сигнализации об обнаружении опасных концентраций утечек горючих газов и/или паров с указанием места расположения зоны загазованности;
- вывод сигнала об обнаружении опасных концентраций утечек горючих газов и/или паров в операторную соответствующего ЛПУ магистрального газопровода с круглосуточным пребыванием дежурного персонала.

3.7.3 Места установки датчиков (сигнализаторов) ДВК определяются в проекте, исходя из требований максимально быстрого обнаружения утечек горючих газов и/или паров метанола.

3.7.4 Датчики (сигнализаторы) ДВК должны иметь установку на уровнях 10% и 20% от НКПР обращающихся горючих газов и/или паров метанола.

3.7.5 Датчики (сигнализаторы) ДВК должны устанавливаться в местах вероятного выделения и скопления горючих газов и/или паров метанола на следующих участках:

- у расходных емкостей с метанолом и приемно-дренажных емкостей;
- на участке узла переключающей арматуры;
- на площадке установки стояка верхнего налива;
- на площадке хранения танк-контейнеров;
- в блок-боксе насосной метанола.

3.7.6 Датчики (сигнализаторы) ДВК должны обеспечивать подачу предупредительного сигнала (светового и звукового) по месту размещения и в операторную ЛПУ при концентрации 10% от НКПР, и аварийного сигнала – при концентрации 20% от НКПР.

При получении аварийного сигнала (20% от НКПР) от датчиков (сигнализаторов) ДВК следует предусматривать автоматическое отключение (остановку) операций (слив-налив) с обращением метанола до устранения причин загазованности.

3.7.7 Система обнаружения горючих газов и/или паров в производственных помещениях одновременно с подачей аварийного сигнала должна подавать команду на включение аварийной вентиляции, а при аварийном сигнале на остановку технологического оборудования (отключение насосов, закрытие задвижек).

3.7.8 Датчики (сигнализаторы) ДВК должны иметь взрывозащищенное исполнение по ПУЭ, соответствующее категориям и группам взрывоопасных смесей (метанола).

3.7.9 Технические характеристики датчиков (сигнализаторов) ДВК (их климатическое исполнение) должны обеспечивать их работоспособность в условиях окружающей среды при нормальных режимах эксплуатации.

3.8 Системы противопожарной защиты

3.8.1 Блок-бокс насосной метанола и блочно-комплектное устройство электроснабжения следует оборудовать автоматической пожарной сигнализацией в соответствии с требованиями [6], а также системой оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре в соответствии с требованиями [4].

Блок-бокс метанола и помещение аппаратной БКЭС следует оборудовать автоматической системой пожаротушения.

3.8.2 На территории склада метанола следует предусматривать звуковое оповещение персонала в случае пожара. Расстановка звуковых оповещателей должна обеспечивать необходимый уровень звука на всей территории склада метанола.

Допускается для определения количества звуковых оповещателей, устанавливаемых наружно, руководствоваться рекомендациями заводов-изготовителей звуковых оповещателей.

3.8.3 Помещения блок-бокса насосной метанола, в которых обращается метанол, следует оборудовать автоматическими установками пожаротушения.

Допускается применение:

- автономных модульных систем автоматического пенного пожаротушения;

или

- автоматических установок газового пожаротушения.

3.8.4 Время тушения (время подачи огнетушащего вещества) установками автоматического пенного пожаротушения определяется исходя из группы защищаемых помещений в соответствии с требованиями [6].

3.8.5 Расход воды и пенообразователя для системы автоматического пенного пожаротушения определяется исходя из нормативной интенсивности подачи огнетушащих веществ на тушение возможного пожара:

- для тушения метанола пеной низкой кратности – $0,2 \text{ л}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$.

Для приготовления пены низкой кратности (для тушения метанола) должен применяться фторсодержащий спиртоустойчивый пенообразователь типа АFFF/AR.

Площадь тушения автоматическими установками пенного пожаротушения определяется исходя из площади защищаемого помещения.

3.8.6 Проектирование автоматических установок газового (объемного) пожаротушения осуществляется в соответствии с требованиями раздела 8 [6].

3.8.7 Должен быть предусмотрен вывод сигнала о срабатывании (неисправности) систем противопожарной защиты в операторную соответствующего ЛПУ магистрального газопровода с круглосуточным пребыванием дежурного персонала.

3.8.8 В блок-боксе насосной метанола и блочно-комплектном устройстве электроснабжения внутренний противопожарный водопровод допускается не предусматривать при условии, что:

- в помещениях указанных зданий отсутствуют постоянные рабочие места;
- строительный объем указанных зданий не превышает 500 м^3 .

3.9 Наружное противопожарное водоснабжение

3.9.1 На складах метанола следует предусматривать наружное противопожарное водоснабжение с расчетным противопожарным запасом огнетушащих веществ (воды и пенообразователя).

3.9.2 Расходы воды и пенообразователя на наружное пожаротушение возможных пожаров следует определять расчетом, исходя из нормативной интенсивности подачи раствора пенообразователя и воды, расчетной площади тушения пожара. Запас воды и пенообразователя, следует определять расчетом исходя из расхода и времени подачи огнетушащих

веществ, а также из условия обеспечения проведения 3 пенных атак на один пожар.

Расчетное время тушения пожара от пожарной техники (пожарной мотопомпы) следует принимать 15 минут.

Нормативную интенсивность подачи огнетушащих веществ на наружное пожаротушение возможного максимального проектного пожара (для тушения метанола пеной низкой кратности) следует принимать в соответствии с требованиями п. 3.8.5 настоящих СТУ.

3.9.3 Рабочий запас пенообразователя должен размещаться в отапливаемом модуле (боксе) или в отапливаемом помещении проектируемых зданий.

Для тушения пожаров пролива метанола пеной низкой кратности на складе метанола должен быть предусмотрен 100 % запас пенообразователя.

3.9.4 Состав и качество воды источников наружного противопожарного водоснабжения должны соответствовать типу применяемого пенообразователя, условиям эксплуатации пожарной техники и противопожарного оборудования.

3.9.5 За количество одновременных максимальных проектных пожаров на складе метанола принимается – один пожар.

3.9.6 Для обеспечения необходимого расхода воды для целей наружного пожаротушения должно быть предусмотрено:

- наличие резервуаров расчетного противопожарного запаса воды в количестве не менее двух;
- устройства забора воды для пожарных автомобилей от резервуаров противопожарного запаса воды.

3.9.7 Расход воды на наружное пожаротушение для зданий блочного, блок-модульного и блок-контейнерного типа (на один пожар) следует принимать не менее 10 л/с.

Резервуары расчетного противопожарного запаса воды должны обеспечивать расход воды на наружное пожаротушение для зданий блочного, блок-модульного и блок-контейнерного типа (на один пожар) в течение 3 часов.

3.10 Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

3.10.1 До ввода в эксплуатацию склада метанола эксплуатирующей организацией должны быть разработаны и согласованы с территориальным органом МЧС России в установленном порядке планы тушения пожара.

3.10.2 На территории склада метанола должен быть организован пожарный пост, укомплектованный пожарной техникой и пожарно-техническим вооружением в составе:

- прицепной пожарной мотопомпы, обеспечивающей подачу огнетушащих веществ (воды или воздушно-механической пены) с нормативным расходом, определяемым в соответствии с требованиями настоящих СТУ;
- запасом пожарных рукавов для прокладки магистральных и рабочих рукавных линий, от резервуаров противопожарного запаса воды до емкостей с метанолом или приемно-дренажных емкостей;
- переносного комбинированного лафетного ствола, обеспечивающего подачу воды или воздушно-механической пены низкой кратности нормативным расходом, определяемым в соответствии с требованиями настоящих СТУ.

В настоящем документе
пронумеровано и прошито
28 листа (ов)

Генеральный директор
ООО «МПЦ»



СОГЛАСОВАНО
письмом Управления надзорной деятельности и
профилактической работы Главного управления
МЧС России по Республике Саха (Якутия)

от 20.03. 2018 года № 220-2-1

/Овчинников С.Г./

