



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ГОРОДСКОЙ ОКРУГ СУРГУТ
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО
АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

КНИГА 2. ГЛАВА 11

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Общество с ограниченной ответственностью
«Сургутские городские электрические сети»

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер
филиала «СГРЭС-2» ПАО «Юнипро»

Ф.А. Палкин

«25» 07 2022 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер
ООО «СГЭС»

А.А. Голубков

«___» 2022 г.

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер СГМУП «ГТС»

С.А. Кузьминых

«11» 08 2022 г.

СОГЛАСОВАНО:

Директор департамента
городского хозяйства

«10» 08 2022 г.

ИНСТРУКЦИЯ

по ликвидации и локализации аварий в системе централизованного
теплоснабжения (СЦТ) г. Сургута от теплоисточника СГРЭС-2 и
тепломагистралей «СГРЭС-2- ВЖР» и «СГРЭС-2-Промзона».

Инструкцию должны знать:

Персонал цеха №7 ООО «СГЭС»:

Начальник цеха №7

Начальник ЭР №1

Старший мастер ЭР №1

Начальники смены ЭР №1

Операторы ЭР №1

Начальник участка электрохозяйства

Начальник участка КИПиА

Персонал Сургутской ГРЭС- 2:

ИТР КТЦ

Начальник смены КТЦ

Старший машинист КТЦ

Машинист энергоблока КТЦ по турбине

Машинист ЦЩТС

Персонал СГМУП «ГТС»:

Диспетчер ОДС «ГТС»

Начальники районов

Срок действия инструкции:

с «25» 08 2022 г.

по «28» 08 2023 г.

г. Сургут
2022г

В тексте приняты следующие сокращения:

В содержании инструкции	Полное наименование
СЦТ	анного теплоснабжения
Цех №7 ООО «СГЭС»	Цех №7 по теплоснабжению Общества с ограниченной ответственностью «Сургутские городские электрические сети»
СГРЭС-2	филиал «СГРЭС-2» ПАО «Юнипро»
СГРЭС-1	филиал ПАО «ОГК-2» СГРЭС-1
ПКТС	Пиковая котельная тепловых сетей
НСЭ	Начальник смены электростанции
НС цеха №7	начальник смены цеха №7 по теплоснабжению Общества с ограниченной ответственностью «Сургутские городские электрические сети»
ЭР №1	Эксплуатационный район №1 Тепловые сети цеха №7 по теплоснабжению ООО «СГЭС»
ПСГ	Подогреватель сетевой горизонтальный
ТНП	Насос сетевой первого подъема (теплофикационный подпорный насос)
ТНЗ	Насос сетевой второго подъема (теплофикационный насос зимний)
НПТС	Насос подпитки теплосети
СН	Сетевой насос ПКТС
ПН	Перекачивающий насос ПКТС
ЦДС	Центрально-диспетчерская служба
НО	Неподвижная опора
ТК	Тепловая камера
П-1,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12	Павильон № 1,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12
ХВО	Химводоочистка
БУ	Бойлерная установка
АВР	Аварийное включение резерва
ВЖР	Восточный жилой район
СГМУП ГТС	Сургутское городское Муниципальное унитарное предприятие «Городские тепловые сети»
ПНС	Подкачивающая насосная станция
БКС-300	Быстродействующий сбросной клапан

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. В настоящей Инструкции приведен порядок предупреждения и ликвидации аварий в тепловых сетях города Сургута, которые могут возникнуть в процессе работы теплофикационного оборудования СГРЭС-2, коллекторов СГРЭС-2, тепломагистралей «СГРЭС-2-ВЖР» и «СГРЭС-2-Промзона».

В дальнейшем тексте Инструкции под «аварией» понимаются все технологические нарушения, ведущие к временному или длительному прекращению обеспечения потребителей теплом, отключению и/или выходу из строя оборудования, а также снижению тепловой нагрузки ниже допустимой нормы. Вероятность безотказной работы системы - способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях ниже $+8^{\circ}\text{C}$.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории: **Первая категория** — потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях, ниже предусмотренных ГОСТ 30494.

Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

Вторая категория — потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч: жилых и общественных зданий до 12°C ; промышленных зданий до 8°C .

Третья категория — остальные потребители.

Для города Сургута с расчетной температурой наружного воздуха для проектирования отопления $t_o = -43^{\circ}\text{C}$ допускается снижение подачи теплоты до **89,6%** отопительной нагрузки при отключении у потребителей горячего водоснабжения.

При авариях (отказах) на источнике теплоты на его выходных коллекторах в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться:

- подача 100 % необходимой теплоты потребителям первой категории (если иные режимы не предусмотрены договором);
- подача теплоты на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в «Графике ограничения теплоснабжения при дефиците тепловой мощности теплового источника филиал «СГРЭС-2» ПАО «Юнипро»» и пропускной способности тепловых сетей ООО «СГЭС»

1.2. В Инструкции рассматриваются только наиболее характерные аварийные ситуации, имеющие место в тепловых сетях. В аварийных ситуациях, не указанных в Инструкции, персонал действует в соответствии с реальной обстановкой.

1.3. При ликвидации аварии, действия оперативного персонала направляются на максимально-быстрое обнаружение повреждения и устранение опасности для людей, находящихся в непосредственной близости от места повреждения магистральных трубопроводов или повреждённых элементов тепловых сетей, предотвращение развития аварии, сохранение в работе оборудования, не затронутого аварией, восстановление тепловой и электрической схем и восстановление максимально возможной тепловой нагрузки теплоснабжения потребителей, согласно утверждённого температурного графика.

1.4. Важным условием безаварийной работы является сохранение персоналом спокойствия при изменении режима или возникновении неполадок, дисциплинированное и сознательное выполнение указаний инструкций и распоряжений старшего персонала, недопущение суеты, растерянности, вмешательства в работу посторонних лиц и нарушения единоначалия в смене. Все переключения в аварийных ситуациях производятся оперативным персоналом в соответствии с производственными инструкциями при обязательном применении всех защитных средств. Распоряжения, отдаваемые оперативному персоналу, должны быть краткими и понятными. Отдающий и принимающий команду должны четко представлять порядок производства всех намеченных операций и допустимость их выполнения по состоянию схемы и режиму оборудования.

1.5. Полученная команда повторяется исполняющим ее лицом. Исполнению подлежат только те распоряжения, которые получены от непосредственного руководителя, лично известного лицу, получающему распоряжение.

1.6. Ответственным за руководство по ликвидации и локализации аварийной ситуации в тепловых сетях г. Сургута является начальник смены цеха № 7 ООО «Сургутские городские электрические сети» (НС цеха №7). С начала возникновения аварийной ситуации в системе теплоснабжения, начальнику смены цеха №7 нужно четко определить характер: отдавать необходимые распоряжения, с последовательной регистрацией своих действий в оперативной документации.

1.7. Начальник смены цеха №7 при возникновении аварийной ситуации, обязан направить сообщение в «Единую дежурно - диспетчерскую службу города Сургута», а также руководству ООО «СГЭС», по схеме оповещения о произошедшей аварии согласно утвержденного «ПОРЯДКА действий по ликвидации аварийных ситуаций в системах теплоснабжения с учетом взаимодействия тепло-, электро-, топливо- и водоснабжающих организаций, потребителей тепловой энергии, ремонтно-строительных и транспортных организаций, а также органов местного самоуправления общества с ограниченной ответственностью "Сургутские городские электрические сети" цех №7 по теплоснабжению.

1.8. При ликвидации аварии все распоряжения начальника смены цеха №7 выполняются немедленно, за исключением распоряжений, выполнение которых может представлять угрозу для безопасности людей и сохранности оборудования. Распоряжения НС цеха №7 по оперативным вопросам при ликвидации аварии должны выполняться немедленно. Ни один элемент оборудования участка теплосети, находящийся в оперативном ведении НС цеха №7, не может без его разрешения выведен из работы или введен в работу.

1.9. Оперативный персонал, независимо от присутствия лиц административно-технического персонала, несет личную ответственность за ликвидацию аварии, единолично принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима.

1.10. Во время ликвидации аварии персонал, непосредственно обслуживающий оборудование, остается на рабочих местах, принимая все меры к сохранению оборудования в работе, а если это невозможно - к его отключению. Уходя, персонал сообщает о своем местонахождении вышестоящему оперативному персоналу. Оставлять рабочее место можно только:

при явной опасности для жизни;

для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае;

для принятия мер по сохранению целостности оборудования; по распоряжению лица, руководящего ликвидацией аварии.

1.11. Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии не производятся; пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией аварии. При аварии, которая требует длительного времени для ее ликвидации, допускается сдача смены по разрешению начальника цеха № 7 или вышестоящего руководства.

Персонал смены, на оборудовании которого режим не был нарушен, усиливает контроль за работой оборудования, внимательно следит за распоряжениями руководителя ликвидации аварии и готов к действиям в случае распространения аварии на его участок, а при отсутствии связи - руководствуется указаниями эксплуатационной и должностной инструкции.

1.12. После ликвидации аварии лицо, руководившее ликвидацией аварии, обеспечивает сбор объяснительных записок, рапортов персонала, участвовавшего в ликвидации аварии, очевидцев аварии, организует разбор аварии с персоналом, участвовавшим в ее ликвидации, и другими лицами, необходимыми для выяснения причин аварии и определения мер по восстановлению нормального режима.

1.13. Все оперативные переговоры записываются на системный блок. При последующем анализе действий оперативного персонала по ликвидации и локализации аварийной ситуации разрабатываются мероприятия, направленные на предупреждение и исключение аналогичных технологических нарушений в работе оборудования.

1.14. Начальник цеха № 7 может отстранить от руководства ликвидацией аварии начальника смены цеха №7, не справляющегося с ликвидацией аварии, приняв руководство на себя или поручив его другому лицу. О замене необходимо поставить в известность персонал смены. Работник, принявший руководство ликвидацией аварии на себя, независимо от должности принимает все обязанности отстраненного от руководства работника. Передача руководства ликвидацией аварии оформляется записью в оперативном журнале. Персонал, отстраненный от ликвидации аварии, остается на своем рабочем месте и выполняет распоряжения и указания работника, принявшего на себя руководство ликвидацией аварии.

1.15. Во время ликвидации аварии на щите управления имеют право находиться лишь лица, непосредственно участвующие в ликвидации аварии, и лица из числа руководящего административно-технического персонала.

1.16. При возникновении аварийной ситуации в отопительный период в случаях, когда для устранения повреждений трубопроводов или оборудования требуется продолжительное время, должны приниматься исчерпывающие меры для сохранения циркуляции теплоносителя на пониженных параметрах с использованием резервных перемычек, а также резервных источников тепловой энергии с тем, чтобы по возможности не допускать отключения и перерыва в подаче теплоснабжения потребителям. При дефиците тепловой мощности и пропускной способности тепловых сетей руководствоваться «Порядком ограничения теплоснабжения при дефиците тепловой мощности теплового источника филиала «СГРЭС-2» ПАО «Юнипро»» и пропускной способности тепловых сетей ООО «СГЭС» и «Графиком ограничения теплоснабжения при дефиците тепловой мощности теплового источника филиала «СГРЭС-2» ПАО «Юнипро»» и пропускной способности тепловых сетей ООО «СГЭС».

Схема тепломagистралей «СГРЭС-2-ВЖР» и «СГРЭС-2-Промзона» прилагается (Приложение №1, №2).

1.17. Отпуск тепла от СГРЭС-2 осуществляется по температурному графику качественного регулирования отпуска тепловой энергии $T_{п}=150^{\circ}\text{C}$ / $T_{о}=70^{\circ}\text{C}$, со срезкой на ГВС- 75°C и вынужденной срезкой $T_{п}=142^{\circ}\text{C}$.

Все параметры по расчетному гидравлическому и температурному режимам СЦТ г. Сургута от теплоисточника СГРЭС-2 указаны в «Инструкции по

гидравлическому и температурному режимам СЦТ г. Сургут от теплоисточника СГРЭС-2 по тепломагистралям «СГРЭС-2-ВЖР» и «СТРЭС-2-Промзона» на отопительный период».

2. Нарушения в работе тепломеханического оборудования Сургутской ГРЭС-2, влияющего на режим работы тепловых сетей ООО «СГЭС» и действия оперативного персонала.

2.1. В составе оборудования Сургутской ГРЭС-2 находятся в эксплуатации 6 шт. пиковых бойлеров, 12 шт. основных бойлеров - которые обеспечивают заданную температуру в магистральном трубопроводе прямой сетевой воды тепломагистралей «СГРЭС-2 - ВЖР» и «СГРЭС-2-Промзона» в соответствии с утверждённым температурным графиком, а также группы насосов, обеспечивающих циркуляцию сетевой воды с нормативными параметрами.

2.2. В случае нарушения в работе оборудования Сургутской ГРЭС-2, приведшего к нарушению гидравлического или температурного режимов работы тепломагистралей «СТРЭС-2 - ВЖР» и «СГРЭС-2-Промзона», начальник смены электростанции (НСЭ) СГРЭС-2 немедленно докладывает о возникновении аварийной ситуации или технологического повреждения теплофикационного оборудования начальнику смены цеха № 7 ООО «СГЭС» (НС цеха №7) по телефону прямой оперативной связи, установленному на щите управления оборудованием пиковой котельной тепловых сетей.

2.3. НСЭ Сургутской ГРЭС-2 принимает все необходимые меры по ликвидации и локализации аварийной ситуации, а также поддержанию режима работы тепловых сетей согласно местной инструкции и информирует начальника смены цеха №7 о результатах предпринятых действий.

2.4. Начальник смены цеха №7 оценивает сложившуюся аварийную ситуацию и принимает решение о необходимости включения или отключения оборудования, находящегося в его управлении (ведении), отдаёт необходимые распоряжения, после чего сообщает потребителям, тепловая нагрузка которых может быть ограничена или отключена на время ликвидации повреждения, а также докладывает по схеме оповещения о возникшей ситуации и предпринятых мерах.

2.5. В случае, если на оборудовании тепловых сетей до возникновения аварийной ситуации производились какие - либо ремонтные работы, наладка или испытания, начальник смены цеха №7 обязан отдать распоряжение об их прекращении и выводу персонала за пределы рабочей зоны. Возобновлять работы разрешается только после ликвидации аварийной ситуации с оформлением повторного допуска.

2.6. До устранения замечаний по работе оборудования Сургутской ГРЭС-2, начальник смены цеха №7 принимает все необходимые меры по обеспечению работы тепловых сетей с заданной нагрузкой, используя при этом имеющиеся в его распоряжении средства. В случае невозможности поддержания параметров в соответствии с заданными, необходимо обеспечить циркуляцию теплоносителя, не допускающую размораживания тупиковых участков. При необходимости принять меры к отключению и дренированию отдельных участков теплосети.

2.7. В случае угрозы отключения теплоснабжения большого количества социально значимых потребителей и создания Оперативного штаба по ликвидации аварии начальник смены цеха №7 выполняет указания руководителя Оперативного штаба.

2.8. После выявления и устранения причин нарушения в работе тепломеханического оборудования Сургутской ГРЭС-2 и получения доклада от НСЭ СГРЭС-2 о включении его в работу, начальник смены цеха №7 принимает меры по восстановлению режима работы тепловых сетей в соответствии с заданным графиком.

2.9. В случае повреждения тепломеханического оборудования Сургутской ГРЭС-2, приведшего к нарушению режима работы магистральных тепловых сетей ООО «СГЭС», расследование аварии проводит Сургутская ГРЭС-2. По запросу ООО «СГЭС», Сургутская ГРЭС-2 предоставляет копию Акта расследования в Службу производственного контроля и охраны труда ООО «СГЭС».

2.10. Все действия, доклады и команды начальник смены цеха №7 фиксирует в оперативном журнале с указанием точного времени. После ликвидации аварийной ситуации начальник смены цеха №7 оформляет объяснительную записку на имя главного инженера с подробным изложением хроники событий, а также собирает объяснительные со всех очевидцев и участников ликвидации аварии и направляет их в СПКиОТ.

2.11. Работы по ликвидации и локализации аварий в СЦТ г. Сургута до устранения угрозы по прекращению теплоснабжения потребителей, жизни людей и материальным ценностям проводятся без наряда-допуска.

2.12. При необходимости выполнения работ по ликвидации аварийной ситуации на длительный срок, работы проводятся по наряду-допуску с перечнем конкретных мероприятий по обеспечению безопасного ведения работ и назначением ответственных лиц.

2.13. При выводе оборудования или участка теплосети потребителей в аварийный ремонт, отключение производится персоналом той организации, в сетях которой произошла авария, с последующим оперативным сообщением об аварии начальнику смены цеха №7 по тел. 555-665. После окончания аварийного ремонта и готовности ввода в работу аварийного участка, теплопотребитель ставит в известность начальника смены цеха №7 и согласовывает введение отключенного участка в работу.

2.14. Распоряжения начальника смены цеха №7 по оперативным вопросам при ликвидации аварии должны выполняться немедленно. Ни один элемент оборудования участка теплосети, находящийся в оперативном ведении начальника смены ПКТС, не может, без его разрешения, выведен из работы или введен в работу.

3. Повреждение оборудования тепловых сетей цеха № 7 ООО «СГЭС» и действия оперативного персонала.

3.1. При выявлении по показаниям приборов недопустимых отклонений параметров работы тепловых сетей, начальник смены цеха №7 немедленно принимает меры по выяснению и ликвидации причин нарушений в работе оборудования для чего:

- отдаёт распоряжение персоналу участка КИПиА проверить показания приборов;
- сообщает об изменениях режима работы тепловых сетей НСЭ СГРЭС-2 и проверке показаний приборов Сургутской ГРЭС-2, контролирующих работу тепловых сетей в зоне ответственности электростанции;
- сообщает об изменениях режима работы тепловых сетей диспетчеру СГМУП «ГТС» и проверке показаний приборов, контролирующих работу тепловых сетей в зоне своей ответственности;
- в случае наличия повреждения на магистральных трубопроводах тепловых сетей в зоне ответственности цеха №7 ООО «СГЭС», направляет бригаду слесарей (не менее 2-х человек) в объезд тепломагистралей для осмотра и определения места повреждения;
- сообщает по схеме оповещения («ПОРЯДОК действий по ликвидации аварийных ситуаций в системах теплоснабжения с учетом взаимодействия тепло-, электро-, топливо- и водоснабжающих организаций, потребителей тепловой энергии, ремонтно-строительных и транспортных организаций, а также органов местного

самоуправления общества с ограниченной ответственностью "Сургутские городские электрические сети" цех №7 по теплоснабжению») о возникшей ситуации и принятых мерах;

- в случае угрозы отключения теплоснабжения большого количества социально значимых потребителей города в условиях низкой температуры наружного воздуха, создается Оперативный штаб по ликвидации аварии. Начальник смены цеха №7 координирует свои действия с руководителем Оперативного штаба.

3.2. В случае выявления повреждений на магистральных трубопроводах в виде разрывов, пробоев или свищей, требующих их отключения и опорожнения для выполнения ремонта, начальник смены цеха №7 обязан:

- сообщить о создавшейся ситуации НСЭ Сургутской ГРЭС-2, диспетчеру СГМУП «ГТС», потребителям, тепловая нагрузка которых будет ограничена или отключена;

- сообщить по схеме оповещения («ПОРЯДОК действий по ликвидации аварийных ситуаций в системах... теплоснабжения») о возникшей ситуации, запросить у начальника цеха № 7 (а в его отсутствие у лица, исполняющего его обязанности) разрешение на отключение повреждённых участков магистральных трубопроводов по утверждённой программе;

- совместно с начальником эксплуатационного района №1 Тепловые сети цеха №7 по теплоснабжению ООО «СГЭС» (начальником цеха №7) организовать вывод в ремонт и устранение повреждения в минимально короткие сроки.

3.3. В случае выявления повреждений в зоне ответственности потребителей начальник смены цеха №7 обязан:

- сообщить о создавшейся ситуации НСС Сургутской ГРЭС-2, диспетчеру СГМУП «ГТС», потребителям, тепловая нагрузка которых будет ограничена или отключена;

- сообщить НСС Сургутской ГРЭС-2 о необходимости обеспечения увеличенной подпитки теплосети до момента отключения повреждённого участка с фиксацией величины подпитки и качества подпиточной воды;

- согласовать с начальником цеха № 7 (а в его отсутствие с лицом, исполняющим его обязанности) отключение повреждённого участка;

направить бригаду слесарей (не менее 2-х человек) для выполнения необходимых переключений;

- после отключения повреждённого участка контролировать устранение повреждения силами организации, в зоне ответственности которой находится повреждённый участок;

- сообщить по схеме оповещения («Порядок действий по ликвидации аварийных ситуаций в системах теплоснабжения.») об изменении режима работы тепловых сетей;

- после устранения повреждения совместно с персоналом потребителя произвести заполнение и подключение ранее отключенного участка и восстановить режим работы тепловых сетей;

- сообщить НСЭ Сургутской ГРЭС-2 о ликвидации аварийной ситуации и запросить данные по аварийной подпитке теплосети.

4. Характеристика основных причин аварийных ситуаций в системах теплоснабжения «СГРЭС-2-ВЖР» и «СГРЭС-2-Промзона».

4.1. Нарушение теплового и гидравлического режимов из-за неисправности теплогенерирующего оборудования СГРЭС-2.

Подобная ситуация возможна при одновременном выходе из строя теплофикационных установок, насосного оборудования или при порыве коллекторов т/сети СГРЭС-2.

При невозможности быстрого восстановления рабочей схемы НСЭ СГРЭС-2 ставит в известность НС цеха №7. НС цеха №7 информирует начальника цеха №7 по теплоснабжению ООО "СГЭС" и НСЭ СГРЭС-1 о необходимости перевода теплоснабжения ВЖР от СГРЭС-1:

4.1.1. Тепломагистраль «СГРЭС-2 - Промзона».

Т.к. по перемычке между СГРЭС-1 и СГРЭС-2 невозможно подать теплоноситель от СГРЭС-1 (нет соответствующего насосного оборудования), то при возникновении аварийной ситуации на теплогенерирующем оборудовании СГРЭС-2, обеспечение теплоснабжения или циркуляции объектов, подключенных к тепломагистрали «СГРЭС-2 -Промзона», не представляется возможным. Для исключения размораживания тепломагистралей и внутренних систем теплоснабжения произвести дренирование сетевой воды.

4.1.2. Перевод теплоснабжения «ВЖР» на работу от СГРЭС-1 через ПКТС:

После принятия решения о переводе теплоснабжения Восточного жилого района на работу от СГРЭС-1 через ПКТС, выполняют следующие действия:

- НС цеха №7 информирует НСЭ СГРЭС-1 об увеличении расхода до 7800 м³/час;
- одновременно НС цеха №7 дает указание персоналу ЭР№1 открыть задвижки в П-12 (№№ П 12-6 и П 12-5), закрыть (№ П 12-7 и П 12-8);
- НСЭ СГРЭС-2 дает указание персоналу закрыть выходные задвижки на т/м «СГРЭС-2 -ВЖР» С-61, С-62, С-63, С-64, С-54, С-54-1 (1-й тепловывод) С-96, С-97, С-98; С-99, С-100, С-101 (2-ой тепловывод), открыть задвижки ОС1-8, ОС1-9, ПС1-21, ПС1-22 на перемычке 1-го тепловывода и 6П-15, 6П-15а на перемычке 2-го тепловывода для сохранения циркуляции в тепломагистрали «СГРЭС-2-ВЖР».

4.1.3. При невозможности обеспечения расчетных расходов, действовать в соответствии с «Графиком ограничения нагрузки при недостатке тепловой мощности» и «Порядком ведения ограничений по отпуску тепла в чрезвычайных условиях на СГРЭС-2».

4.2. Снижение температуры прямой сетевой воды ниже расчетной по температурному графику.

Недогрев сетевой воды может возникнуть при выходе из работы 2-х бойлерных установок или снижении нагрузки на энергоблоках.

При невозможности догрева прямой сетевой воды до расчетной температуры НСЭ СГРЭС-2 обращается к диспетчеру энергосистемы об увеличении нагрузки на энергоблоки с бойлерными установками.

НС цеха №7 имеет право изменить кратковременно (не более чем на 3 часа) график тепловой сети. Понижение температуры допускается до 10°С по сравнению со значением ее в утвержденном температурном графике. Не допускается понижение температуры ниже минимальной, принятой для сетевой воды.

4.3. Превышение уровня подпитки теплосети выше 140 т/час.

При превышении подпитки теплосети выше 140 т/час, НСЭ СГРЭС-2 сообщает об этом НС цеха №7. НС цеха №7 выполняет необходимые мероприятия по снижению величины подпитки, проводит поочередное отключение потребителей.

НСЭ СГРЭС-2 отдает распоряжение начальникам смен цехов по проверке и проведению в исправное состояние теплофикационных систем главного корпуса и территории станции.

При увеличении подпитки свыше 200 т/час. аварийную подпитку теплосети производить деаэрированной водой из баков-аккумуляторов запаса подпиточной воды (БА), но не более 3-х часов работы, т.к. на СГРЭС-2 установлено два БА каждый $V=630\text{ м}^3$. В КРАЙНИХ случаях допускается подпитка технической (в т.ч. сырой водой)

В течение этого срока НСЭ СГРЭС-2 и НС цеха №7 принимают меры по отысканию источника увеличения подпитки и его отключения.

При не обнаружении источника увеличения подпитки у потребителей в течение 3-х часов, НСЭ СГРЭС-2 отсекает задвижками С-1, С-76, С-75-1, С-75-2, С-2, С-65, С-66 1, С-66-1 т/м «СГРЭС-2-Промзона» или задвижками С-61, С-52, С-63, С-64, С-54, С-54-1 (1-ый тепловывод), С-96, С-97, С-98, С-99; С-100, С-101 (2-ой тепловывод) т/м «СГРЭС-2 -ВЖР» с уведомлением НС цеха №7.

При температуре наружного воздуха ниже -25°C , для исключения прекращения подачи тепла на город, имеется возможность вести подпитку теплосети более 3-х часов от аварийных источников (от ВНК, ХВО, Пожарной водой). По запросу НС цеха №7 и с разрешения Главного инженера СГРЭС-2, НСС ГРЭС-2 переводит подпитку на аварийный узел одного из источников (первую секцию от обще станционного высоконапорного коллектора технической воды, в третью секцию от пожарной воды и коллектора химочищенной воды).

Каждый случай аварийной подпитки тепловой сети, осуществляется только с разрешения Главного инженера СГРЭС-2 и должен быть отмечен в оперативном журнале с указанием количества поданной воды и источника водоснабжения.

НС цеха №7 сообщает НСЭ СГРЭС-2 о всех предпринятых мероприятиях по отысканию источника увеличения подпитки на магистральных трубопроводах «СГРЭС-2 -Промзона» и «СГРЭС-2 - ВЖР».

4.4. Нарушение режима работы теплосети на СГРЭС-2.

Основные причины возникновения отклонений теплового и гидравлического режимов теплосети от расчетных параметров и действия персонала по их устранению.

4.4.1. При понижении давления в подающем коллекторе за БУ (в прямом трубопроводе теплосети), возможном при аварийном отключении СН или БУ, закрытии или не открытии задвижки помимо БУ, включить в работу резервный СН или БУ, выяснить причину аварийно отключившегося оборудования.

4.4.2. Понижение давления в прямом и обратном трубопроводах возможно из-за разрыва трубопроводов собственных нужд СГРЭС-2 или трубопроводов внешних теплопотребителей.

Необходимо включить дополнительные подпиточные насосы, а если недостаточно, то аварийную подпитку, произведя запись в оперативном журнале НСЭ СГРЭС-2. Путем визуального осмотра теплосети главного корпуса, химцеха, промплощадки и внешних тепловых сетей выявить место порыва и отключить этот участок т/сети. Ответственный НСЭ СГРЭС-2. О порыве доложить НС цеха №7.

4.4.3. Повышение давления в прямой теплосети возможно при отключении участка теплосети или увеличении давления в обратном трубопроводе.

При отсутствии возможности понизить давление в прямом трубопроводе теплосети другим способом - отключить ПСН на т/м «СГРЭС-2-ВЖР» или СН на т/м «СГРЭС-2 - Промзона» и определить причину повышения давления.

4.4.4. В случае отключения всех СН и отказе АВР необходимо все БУ отключить по пару. Развернуть СН и подключить по воде и по пару БУ. При невозможности включения СН, ПСН, отключить по пару все БУ, поддерживать давление в теплосети равное $2,5 \text{ кг/см}^2$ насосами подпитки, до снижения температуры теплосети ниже 100°C . Обратить особое внимание на утепление главного корпуса (закрыть все ворота, фрамуги, перевести всасы ДВ с улицы). При отрицательной температуре в цехе с дренировать трубопроводы для предотвращения их замерзания.

4.4.5. Резкое снижение температуры прямой теплосети возможно из-за аварийного отключения БУ и снижения эл.нагрузки на энергоблоках. Через НСС нагрузить остальные БУ для восстановления нормальной температуры теплоносителя.

4.4.6. Повышение температуры прямой теплосети возможно при наборе эл.нагрузки согласно диспетчерского указания без корректировки нагрузки БУ. Через НСЭ СГРЭС-2 разгрузить БУ для восстановления нормальной температуры.

4.4.7. В случае нарушения химического режима на установке подпитки теплосети принять меры к налаживанию режима деаэрации (проверить и наладить работу подогревателей ХВО, поступление достаточного количества пара в деаэратор $1,2 \text{ кгс/см}^2$). Через три часа повторить анализ подпиточной воды.

4.5. Отключение электроснабжения ПНС в условиях отопительного сезона.

4.5.1. При отключении электроснабжения ПНС и невозможности включения перекачивающих насосов на все время отсутствия электропитания необходимо снизить до минимума возможные последствия - гидравлические удары, повреждения элементов местных систем отопления г. Сургута.

4.5.2. При несрабатывании схемы частичной рассечки, принять меры к снижению давления в подающем трубопроводе на выходе с ГРЭС-2 на ВЖР до 8 кг/см^2 . При данном давлении будет обеспечена минимальная циркуляция по концевым ЦТП ВЖР и обеспечиваться давление в данных точках $5,7-5,9 \text{ кг/см}^2$ (не допускать увеличение данного параметра свыше 6 кг/см^2).

4.5.3. При отключении электропитания ПНС необходимо быстро определиться по чьей зоне обслуживания произошел отказ (до определения места отключения электропитания параллельно должен работать персонал цеха №7 ООО "СГЭС" и филиала ОАО "Тюменьэнерго" «Сургутские электрические сети», после определения зоны отключения восстановлением электропитания должен заниматься персонал по своей зоне обслуживания).

4.5.4. Держать схему ПНС в готовности к включению насосов сразу после подачи электропитания (вручную закрыть затворы на напорах насосов, держать насосы развоздушенными, время работы без ПН ПНС должно быть минимальным).

4.5.5. Повышать давление от СГРЭС-2 до прежних значений необходимо только после включения в работу перекачивающих насосов и снижения давления на входе в ПНС до нормальных значений $1,15-1,3 \text{ кг/см}^2$.

5. Аварийные порывы на тепломагистралях «СГРЭС-2 - ВЖР» и «СГРЭС-2 - Промзона».

5.1. Характерными признаками аварий в тепловых сетях являются:

- резко возросший уровень подпитки, превышающий нормативную величину в 3-4 раза;
- быстрое снижение давления в обратном и подающем трубопроводах;
- появление большого количества горячей воды и пара в местах расположения магистральных, разводящих и внутриквартальных трубопроводов по их ведомственной принадлежности.

5.1.1. При появлении признаков аварии с падением давления в обратном трубопроводе теплосети до 1 кгс/см² и ниже, и невозможности его увеличения с помощью штатной подпитки, персоналу СГРЭС-2 необходимо поддерживать его с помощью аварийной подпитки теплосети. При этом неукоснительно соблюдать требования инструкций по ОТ и эксплуатации оборудования СГРЭС-2.

5.2. Аварии и повреждения в тепловых сетях г. Сургут подразделяются на 2 группы:

1 группа - аварии и повреждения в магистральных тепловых сетях, находящихся в ведении цеха №7 ООО "СГЭС".

2 группа - аварии и повреждения в тепловых сетях теплопотребителей.

5.2.1. Ликвидация аварий и повреждений, относящихся к 1-ой группе, производится силами цеха №7 ООО "СГЭС" с привлечением необходимого персонала и техники сторонних организаций под руководством начальника цеха №7 ООО "СГЭС".

5.2.2. Ликвидация аварий и повреждений, относящихся ко 2-ой группе, производится силами предприятий, по принадлежности теплосетей или силами подрядчиков этих предприятий.

5.3. Порывы 1-ой группы (на тепломагистралях ООО "СГЭС").

5.3.1. Для организации и производства ремонтных работ по восстановлению поврежденного магистрального трубопровода привлекается бригада по обслуживанию и ремонту магистральных т/сетей цеха №7 ООО "СГЭС" и персонал подрядной организации. Общее руководство осуществляет начальник эксплуатационного района №1 цеха №7 или начальник цеха №7 по теплоснабжению ООО "СГЭС".

5.3.2. При больших объемах аварийно-восстановительных работ для ликвидации поврежденных магистральных теплопроводов создается штаб. По решению этого штаба для выполнения аварийно-восстановительных работ привлекаются необходимые строительно-монтажные организации города с землеройными и грузоподъемными механизмами. Общее руководство осуществляет начальник цеха №7 по теплоснабжению ООО "СГЭС".

5.3.3. При отключении поврежденного участка т/магистрали необходимо сначала закрывать задвижки на подающем трубопроводе, а затем на обратном, для предотвращения повышения давления в системе теплоснабжения на аварийном участке.

5.3.4. Порядок отключения поврежденных участков на тепломагистрали «СГРЭС-2 - Промзона» зависит от места повреждения. Секущие задвижки расположены в ТП-1, ТП-3, у НО-10, НО-17 и на всех ответвлениях к абонентам. При порыве в сетях абонентов производить отключения как можно меньшего участка теплосети, обеспечив циркуляцию через перемычки, для недопущения замерзания трубопровода. На СГРЭС-2 - секущие задвижки на выходе С-1, С-76, С-75-1, С-75-2, С-2, С-65, С-66 1, С-66-1.

5.3.5. Порядок отключения поврежденных участков на т/м «СГРЭС-2 - ВЖР» зависит от места повреждения. Секущие задвижки расположены в павильонах П-1, П-3, П-5, П-8, П-9, П-11, П-12, на ПНС и на всех ответвлениях к теплопотребителям.

При порыве в сетях абонентов, производить отключения как можно меньшего участка теплосети, обеспечив циркуляцию через перемычки, для недопущения замерзания трубопроводов. На СГРЭС-2 - секущие задвижки расположены на выходе С-61, С-62, С-63, С-64, С-54, С-54-1 (1-ый тепловывод), С-96, С-97, С-98, С-99, С-100, С-101 (2-ой тепловывод).

Таблица ремонтно-восстановительного периода.

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, час	Расчетная температура наружного воздуха t_n , °С				
		Минус 10	Минус 20	Минус 30	Минус 40	Минус 50
		Допускаемое снижение подачи теплоты, %, до				
100-200	9	25	40	50	49	54
300	15	32	50	60	59	64
400	18	41	56	65	63	68
500	22	49	63	70	69	73
600	26	52	68	75	73	77
700	29	59	70	76	75	78
800	40	66	75	80	79	82
1000	51	74	80	84	84	86
1200	62	82	85	88	88	90

Начальник цеха №7



П.С. Холопов

Общество с ограниченной ответственностью
«Сургутские городские электрические сети»

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер
филиала ПАО «ОГК-2»- СГРЭС-1


А.А. Тетюков
«__» ____ 2022 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер
ООО «СГЭС»


А.А. Голубков
«__» ____ 2022 г.

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер СГМУП «ГТС»


С.А. Кузьминых
«__» ____ 2022 г.

СОГЛАСОВАНО:

Директор департамента
городского хозяйства


Н.И. Недома
«__» ____ 2022 г.

ИНСТРУКЦИЯ

по ликвидации и локализации аварий в системе централизованного теплоснабжения (СЦТ)
города Сургута от теплоисточников СГРЭС-1, ПКТС и тепломагистралей «СГРЭС-1-
ПКТС» и «ПКТС-ВЖР»».

Инструкцию должны знать:

ООО «СГЭС» цех №7:

Начальник ЭР №1 цеха №7

Начальники смен цеха №7

операторы ЭР №1 цеха №7

Персонал Сургутской ГРЭС-1:

НСС

ИТР КТЦ-2

Начальник смены КТЦ-2

Старший машинист КТЦ-2

Машинисты блоков № 14

Срок действия инструкции:

с «28» 08 2022 г.

по «28» 08 2025 г.

Персонал СГМУП «ГТС»:

Диспетчер АДС «ГТС»

Операторы «ГТС»

Мастера районов «ГТС»

г. Сургут 2022 г.

В тексте приняты следующие сокращения:

В содержании инструкции	Полное наименование
СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
Цех №7 ООО “СГЭС”	Цех №7 по теплоснабжению Общества с ограниченной ответственностью “Сургутские городские электрические сети”
СГРЭС-2	филиал ПАО «Юнипро» Сургутская ГРЭС-2
СГРЭС-1	филиал ПАО «ОГК-2» -Сургутская ГРЭС-1
ПКТС	Пиковая котельная тепловых сетей
НСЭ	Начальник смены электростанции
НС цеха №7	начальник смены цеха №7 по теплоснабжению Общества с ограниченной ответственностью “Сургутские городские электрические сети”
ПСГ	Подогреватель сетевой горизонтальный
ТНП	Насос сетевой первого подъема (теплофикационный подпорный насос)
ТНЗ	Насос сетевой второго подъема (теплофикационный насос зимний)
НПТС	Насос подпитки теплосети
СН	Сетевой насос ПКТС
ПН	Перекачивающий насос ПКТС
ЦДС	Центрально-диспетчерская служба
НО	Неподвижная опора
ТК	Тепловая камера
П-103	Павильон № 103
ХВО	Химводоочистка
БУ	Бойлерная установка
АВР	Аварийное включение резерва
ВЖР	Восточный жилой район
СГМУП ГТС	Сургутское городское муниципальное унитарное предприятие «Городские тепловые сети»
П-12	Павильон № 12
ПНС	Подкачивающая насосная станция
БКС-300	Быстродействующий сбросной клапан

1. Общие положения.

1.1. В настоящей Инструкции приведен порядок предупреждения и ликвидации аварий в тепловых сетях города Сургута, которые могут возникнуть в процессе работы теплофикационного оборудования СГРЭС-1, ПКТС, тепломагистралей «СГРЭС-1-ПКТС» и «ПКТС-ВЖР».

В дальнейшем тексте Инструкции под «аварией» понимаются все технологические нарушения, ведущие к временному или длительному прекращению обеспечения потребителей теплом, отключению и/или выходу из строя оборудования, а также снижению тепловой нагрузки ниже допустимой нормы. Вероятность безотказной работы системы - способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях ниже $+8^{\circ}\text{C}$.

Потребители тепла по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

Первая категория — потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества тепла и снижения температуры воздуха в помещениях, ниже предусмотренных ГОСТ 30494.

Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

Вторая категория — потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

жилых и общественных зданий до 12°C ;

промышленных зданий до 8°C .

Третья категория — остальные потребители.

Для города Сургута с расчетной температурой наружного воздуха для проектирования отопления $t_o = -43^{\circ}\text{C}$ допускается снижение подачи тепла до 89,6% отопительной нагрузки при отключении у потребителей горячего водоснабжения.

При авариях (отказах) на источнике тепла на его выходных коллекторах в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться:

подача 100 % необходимой теплоты потребителям первой категории (если иные режимы не предусмотрены договором);

подача теплоты на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в «графике ограничения теплоснабжения при дефиците тепловой мощности теплового источника ПАО «ОГК-2» Сургутская ГРЭС-1 и пропускной способности тепловых сетей ООО «СГЭС»

1.2. В Инструкции рассматриваются только наиболее характерные аварийные ситуации, имеющие место в тепловых сетях. В аварийных ситуациях, не указанных в Инструкции, персонал действует в соответствии с реальной обстановкой.

1.3. При ликвидации аварии, действия оперативного персонала направляются на максимально-быстрое обнаружение повреждения и устранение опасности для людей, находящихся в непосредственной близости от места повреждения магистральных трубопроводов или повреждённых элементов тепловых сетей, предотвращение развития аварии, сохранение в работе оборудования, не затронутого аварией, восстановление тепловой и электрической схем и восстановление максимально возможной тепловой нагрузки теплоснабжения потребителей, согласно утверждённого температурного графика.

1.4. Важным условием безаварийной работы является сохранение персоналом спокойствия при изменении режима или возникновении неполадок, дисциплинированное и сознательное выполнение указаний инструкций и распоряжений старшего персонала, недопущение суеты, растерянности, вмешательства в работу посторонних лиц и нарушения единоначалия в смене. Все переключения в аварийных ситуациях производятся оперативным персоналом в соответствии с производственными инструкциями при обязательном применении всех

защитных средств. Распоряжения, отдаваемые оперативному персоналу, должны быть краткими и понятными. Отдающий и принимающий команду должны четко представлять порядок производства всех намеченных операций и допустимость их выполнения по состоянию схемы и режиму оборудования. Полученная команда повторяется исполняющим ее лицом. Исполнению подлежат только те распоряжения, которые получены от непосредственного руководителя, лично известного лицу, получающему распоряжение.

1.5. Ответственным лицом за ликвидацию аварии на тепломагистралях является главный инженер или директор предприятия.

1.6. Ответственным за руководство по ликвидации и локализации аварийной ситуации в тепловых сетях г. Сургута является начальник смены цеха № 7 ООО «Сургутские городские электрические сети» (НС цеха №7). С начала возникновения аварийной ситуации в системе теплоснабжения начальнику смены цеха №7 нужно четко определить характер: отдавать необходимые распоряжения, с последовательной регистрацией своих действий в оперативной документации.

1.7. Начальник смены цеха №7, при возникновении аварийной ситуации, обязан направить сообщение в «Единую дежурно – диспетчерскую службу города Сургута», а также руководству ООО «СГЭС», по схеме оповещения о произошедшей аварии согласно утвержденного «ПОРЯДКА действий по ликвидации аварийных ситуаций в системах теплоснабжения с учетом взаимодействия тепло-, электро-, топливо- и водоснабжающих организаций, потребителей тепловой энергии, ремонтно-строительных и транспортных организаций, а также органов местного самоуправления общества с ограниченной ответственностью “Сургутские городские электрические сети” цеха №7 по теплоснабжению.

1.8. При ликвидации аварии все распоряжения начальника смены цеха №7 выполняются немедленно, за исключением распоряжений, выполнение которых может представлять угрозу для безопасности людей и сохранности оборудования. Распоряжения НС цеха №7 по оперативным вопросам при ликвидации аварии должны выполняться немедленно. Ни один элемент оборудования участка теплосети, находящийся в оперативном ведении НС цеха №7, без его разрешения не может быть выведен из работы или введен в работу.

1.9. Оперативный персонал независимо от присутствия лиц административно-технического персонала несет личную ответственность за ликвидацию аварии, единолично принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима.

1.10. Во время ликвидации аварии персонал, непосредственно обслуживающий оборудование, остается на рабочих местах, принимая все меры к сохранению оборудования в работе, а если это невозможно - к его отключению. Уходя, персонал сообщает о своем местонахождении вышестоящему оперативному персоналу. Оставлять рабочее место можно только:

при явной опасности для жизни;

для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае;

для принятия мер по сохранению целостности оборудования;

по распоряжению лица, руководящего ликвидацией аварии.

1.11. Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии не производятся; пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией аварии. При аварии, которая требует длительного времени для ее ликвидации, допускается сдача смены по разрешению начальника цеха № 7 или вышестоящего руководства.

Персонал смены, на оборудовании которого режим не был нарушен, усиливает контроль за работой оборудования, внимательно следит за распоряжениями руководителя ликвидации аварии и готов к действиям в случае распространения аварии на его участок, а при отсутствии связи - руководствуется указаниями эксплуатационной и должностной инструкции.

1.12. После ликвидации аварии лицо, руководившее ликвидацией аварии, обеспечивает сбор объяснительных записок, рапортов персонала, участвовавшего в ликвидации аварии, очевидцев

аварии, организует разбор аварии с персоналом, участвовавшим в ее ликвидации, и другими лицами, необходимыми для выяснения причин аварии и определения мер по восстановлению нормального режима.

1.13. Все оперативные переговоры записываются на системный блок. При последующем анализе действий оперативного персонала по ликвидации и локализации аварийной ситуации разрабатываются мероприятия, направленные на предупреждение и исключение аналогичных технологических нарушений в работе оборудования.

1.14. Начальник цеха № 7 может отстранить от руководства ликвидацией аварии начальника смены цеха №7, не справляющегося с ликвидацией аварии, приняв руководство на себя или поручив его другому лицу. О замене необходимо поставить в известность персонал смены. Работник, принявший руководство ликвидацией аварии на себя, независимо от должности принимает все обязанности отстраненного от руководства работника. Передача руководства ликвидацией аварии оформляется записью в оперативном журнале. Персонал, отстраненный от ликвидации аварии, остается на своем рабочем месте и выполняет распоряжения и указания работника, принявшего на себя руководство ликвидацией аварии.

1.15. Во время ликвидации аварии на щите управления имеют право находиться лишь лица, непосредственно участвующие в ликвидации аварии, и лица из числа руководящего административно-технического персонала.

1.16. При возникновении аварийной ситуации в отопительный период в случаях, когда для устранения повреждений трубопроводов или оборудования требуется продолжительное время, должны приниматься исчерпывающие меры для сохранения циркуляции теплоносителя на пониженных параметрах с использованием резервных перемычек, а также резервных источников тепловой энергии с тем, чтобы по возможности не допускать отключения и перерыва в подаче теплоснабжения потребителям. При дефиците тепловой мощности и пропускной способности тепловых сетей руководствоваться «Порядком ограничения теплоснабжения при дефиците тепловой мощности теплового источника ОАО «ОГК-2» Сургутская ГРЭС-1 и пропускной способности тепловых сетей ООО «СГЭС» и «графиком ограничения теплоснабжения при дефиците тепловой мощности теплового источника ОАО «ОГК-2» Сургутская ГРЭС-1 и пропускной способности тепловых сетей ООО «СГЭС» Схема тепломагистралей «Сургутская ГРЭС-1 – ПКТС» и «ПКТС – ВЖР» прилагается (Приложение №1).

1.17. Отпуск тепла от СГРЭС-1 осуществляется по температурному графику качественного регулирования отпуска тепловой энергии $T_p=150^{\circ}\text{C}$ / $T_o=70^{\circ}\text{C}$, со срезкой на ГВС- 75°C и вынужденной срезкой от СГРЭС-1, $T_p=112^{\circ}\text{C}$, вынужденной срезкой от ПКТС $T_p=142^{\circ}\text{C}$.

Все параметры по расчетному гидравлическому и температурному режимам СЦТ г. Сургута от теплоисточников СГРЭС-1 и ПКТС указаны в «Инструкции по гидравлическому и температурному режимам СЦТ г. Сургут от теплоисточников СГРЭС-1, ПКТС по тепломагистралям «СГРЭС-1–ПКТС» и «ПКТС–ВЖР» на отопительный период».

2. Нарушения в работе тепломеханического оборудования Сургутской ГРЭС-1, влияющего на режим работы тепловых сетей ООО «СГЭС» и действия оперативного персонала.

2.1. В составе оборудования Сургутской ГРЭС-1 находятся в эксплуатации три теплофикационных энергоблока ст. №№ 12; 14; 15, сетевые подогреватели- которые обеспечивают заданную температуру в магистральном трубопроводе прямой сетевой воды тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» в соответствии с утверждённым температурным графиком, а также группы насосов, обеспечивающих циркуляцию сетевой воды с нормативными параметрами.

2.2. В случае нарушения в работе оборудования Сургутской ГРЭС-1, приведшего к нарушению гидравлического или температурного режимов работы тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС», начальник смены электростанции (НСЭ) СГРЭС-1 немедленно докладывает о возникновении аварийной ситуации или технологического повреждения теплофикационного оборудования начальнику смены цеха № 7 ООО «СГЭС» (НС цеха №7) по телефону прямой оперативной связи, установленному на щите управления оборудованием пиковой котельной тепловых сетей.

2.3. НСЭ Сургутской ГРЭС-1 принимает все необходимые меры по ликвидации и локализации аварийной ситуации, а также поддержанию режима работы тепловых сетей согласно местной инструкции и информирует начальника смены цеха №7 о результатах предпринятых действий.

2.4. Начальник смены цеха №7 оценивает сложившуюся аварийную ситуацию и принимает решение о необходимости включения или отключения оборудования, находящегося в его управлении (ведении), отдаёт необходимые распоряжения, после чего сообщает потребителям, тепловая нагрузка которых может быть ограничена или отключена на время ликвидации повреждения, а также докладывает по схеме оповещения о возникшей ситуации и предпринятых мерах.

2.5. В случае, если на оборудовании тепловых сетей до возникновения аварийной ситуации производились какие – либо ремонтные работы, наладка или испытания, начальник смены цеха №7 обязан отдать распоряжение об их прекращении и выводу персонала за пределы рабочей зоны. Возобновлять работы разрешается только после ликвидации аварийной ситуации с оформлением повторного допуска.

2.6. До устранения замечаний по работе оборудования Сургутской ГРЭС-1 начальник смены цеха №7 принимает все необходимые меры по обеспечению работы тепловых сетей с заданной нагрузкой, используя при этом имеющиеся в его распоряжении средства. В случае невозможности поддержания параметров в соответствии с заданными, необходимо обеспечить циркуляцию теплоносителя, не допускающую размораживания тупиковых участков. При необходимости принять меры к отключению и дренированию отдельных участков теплосети.

2.7. В случае угрозы отключения теплоснабжения большого количества социально значимых потребителей и создания Оперативного штаба по ликвидации аварии начальник смены цеха №7 выполняет указания руководителя Оперативного штаба.

2.8. После выявления и устранения причин нарушения в работе тепломеханического оборудования Сургутской ГРЭС-1 и получения доклада от НСЭ СГРЭС-1 о включении его в работу, начальник смены цеха №7 принимает меры по восстановлению режима работы тепловых сетей в соответствии с заданным графиком.

2.9. В случае повреждения тепломеханического оборудования Сургутской ГРЭС-1, приведшего к нарушению режима работы магистральных тепловых сетей ООО «СГЭС», расследование аварии проводит Сургутская ГРЭС-1 с предоставлением копии Акта расследования в Службу производственного контроля и охраны труда ООО «СГЭС».

2.10. Все действия, доклады и команды начальник смены цеха №7 фиксирует в оперативном журнале с указанием точного времени. После ликвидации аварийной ситуации начальник смены цеха №7 оформляет объяснительную записку на имя главного инженера с подробным изложением хроники событий, а также собирает объяснительные со всех очевидцев и участников ликвидации аварии и направляет их в СПКиОТ.

2.11. Работы по ликвидации и локализации аварий в СЦТ г. Сургута до устранения угрозы по прекращению теплоснабжения потребителей, жизни людей и материальным ценностям проводятся без наряда-допуска.

2.12. При необходимости выполнения работ по ликвидации аварийной ситуации на длительный срок, работы проводятся по наряду-допуску с перечнем конкретных мероприятий по обеспечению безопасного ведения работ и назначением ответственных лиц.

2.13. При выводе оборудования или участка теплосети потребителей в аварийный ремонт, отключение производится персоналом той организации, в сетях которой произошла авария, с последующим оперативным сообщением об аварии начальнику смены цеха №7 по тел. 555-665. После окончания аварийного ремонта и готовности ввода в работу аварийного участка, теплопотребитель ставит в известность начальника смены цеха №7 и согласовывает введение отключенного участка в работу.

2.14. Распоряжения начальника смены цеха №7 по оперативным вопросам при ликвидации аварии должны выполняться немедленно. Ни один элемент оборудования участка теплосети, находящийся в оперативном ведении начальника смены ПКТС, не может без его разрешения выведен из работы или введен в работу.

3. Повреждение оборудования тепловых сетей цеха № 7 ООО «СГЭС» и действия оперативного персонала.

3.1. При выявлении по показаниям приборов недопустимых отклонений параметров работы тепловых сетей начальник смены цеха №7 немедленно принимает меры по выяснению и ликвидации причин нарушений в работе оборудования для чего:

- отдаёт распоряжение персоналу участка КИПиА проверить показания приборов;
- сообщает об изменениях режима работы тепловых сетей НСЭ СГРЭС-1 и проверке показаний приборов Сургутской ГРЭС-1, контролирующей работу тепловых сетей в зоне ответственности электростанции;
- сообщает об изменениях режима работы тепловых сетей диспетчеру СГМУП «ГТС» и проверке показаний приборов, контролирующей работу тепловых сетей в зоне своей ответственности;
- в случае наличия повреждения на магистральных трубопроводах тепловых сетей в зоне ответственности цеха №7 ООО «СГЭС», направляет бригаду слесарей (не менее 2-х человек) в объезд тепломагистралей для осмотра и определения места повреждения;
- сообщает по схеме оповещения («ПОРЯДОК действий по ликвидации аварийных ситуаций в системах теплоснабжения с учетом взаимодействия тепло-, электро-, топливно- и водоснабжающих организаций, потребителей тепловой энергии, ремонтно-строительных и транспортных организаций, а также органов местного самоуправления общества с ограниченной ответственностью “Сургутские городские электрические сети” цех №7 по теплоснабжению.») о возникшей ситуации и принятых мерах;
- в случае угрозы отключения теплоснабжения большого количества социально значимых потребителей города в условиях низкой температуры наружного воздуха, создаётся Оперативный штаб по ликвидации аварии. Начальник смены цеха №7 координирует свои действия с руководителем Оперативного штаба.

3.2. В случае выявления повреждений на магистральных трубопроводах в виде порывов, пробоин или свищей, требующих их отключения и опорожнения для выполнения ремонта, начальник смены цеха №7 обязан:

- сообщить о создавшейся ситуации НСЭ Сургутской ГРЭС-1, диспетчеру СГМУП «ГТС», потребителям, тепловая нагрузка которых будет ограничена или отключена;
- сообщить по схеме оповещения («ПОРЯДОК действий по ликвидации аварийных ситуаций в системах теплоснабжения.») о возникшей ситуации, запросить у начальника цеха № 7 (а в его отсутствие у лица, исполняющего его обязанности) разрешение на отключение повреждённых участков магистральных трубопроводов по утверждённой программе;
- совместно с начальником ЭР-1 организовать вывод в ремонт и устранение повреждения в минимально короткие сроки.

3.3. В случае выявления повреждений в зоне ответственности потребителей начальник смены цеха №7 обязан:

- сообщить о создавшейся ситуации НСЭ Сургутской ГРЭС-1, диспетчеру СГМУП «ГТС», потребителям, тепловая нагрузка которых будет ограничена или отключена;
- сообщить НСЭ Сургутской ГРЭС-1 о необходимости обеспечения увеличенной подпитки теплосети до момента отключения повреждённого участка с фиксацией величины подпитки и качества подпиточной воды;
- согласовать с начальником цеха № 7 (а в его отсутствие с лицом, исполняющим его обязанности) отключение повреждённого участка;
- направить бригаду слесарей (не менее 2-х человек) для выполнения необходимых переключений;
- после отключения повреждённого участка, контролировать устранение повреждения силами организации, в зоне ответственности которой находится повреждённый участок;
- сообщить по схеме оповещения («Порядок действий по ликвидации аварийных ситуаций в системах теплоснабжения.») об изменении режима работы тепловых сетей;
- после устранения повреждения совместно с персоналом потребителя произвести заполнение и подключение ранее отключенного участка и восстановить режим работы тепловых сетей;
- сообщить НСЭ Сургутской ГРЭС-1 о ликвидации аварийной ситуации и запросить данные по аварийной подпитке теплосети.

4. Повреждение оборудования ПКТС ООО «СГЭС» и действия оперативного персонала.

4.1. Котельное оборудование ПКТС передано по договору аренды от 01.01.2013 № 01-2013-А/Т СГМУП «ГТС». Ответственным за ликвидацию аварии на оборудовании находящемся в зоне ответственности является мастер СГМУП «ГТС».

4.2. В случае повреждения оборудования ПКТС, находящегося в зоне ответственности СГМУП «ГТС»,

- начальник смены цеха №7 обязан: сообщить диспетчеру СГМУП «ГТС»;
 - сообщить НСЭ Сургутской ГРЭС-1 о возникшей ситуации и, при необходимости, о производстве переключений на оборудовании в зоне ответственности станции;
- Все действия, доклады и команды начальник смены цеха №7 фиксирует в оперативном журнале с указанием точного времени.
- получив сообщение мастер СГМУП ГТС определяет характер повреждения и объём проведения необходимых переключений согласовав с НС цеха №7.
 - мастер ГТС отдает распоряжение операторам СГМУП «ГТС» по выполнению переключений на оборудовании в зоне своей ответственности, сообщая о всех переключениях НС цеха №7;
 - НС цеха №7 отдает распоряжение оператору ЭР-1, ДЭМу, ДЭСу по выполнению необходимых переключений на оборудовании в зоне своей ответственности;
 - сообщает по схеме оповещения о возникшей ситуации и принятых мерах;
 - обеспечивает контроль за устранением повреждения силами СГМУП «ГТС»;
 - после устранения повреждений, совместно с персоналом СГМУП «ГТС», восстанавливает исходную схему;
 - докладывает о ликвидации аварийной ситуации начальнику цеха № 7;

4.3. В случае повреждения оборудования ПКТС, находящегося в зоне ответственности СГМУП «ГТС», приведшего к нарушению режима работы магистральных тепловых сетей, расследование нарушения в работе оборудования проводит СГМУП «ГТС» с предоставлением копии Акта расследования в Службу производственного контроля и охраны труда ООО «СГЭС».

5. Характеристика аварийных ситуаций в системе централизованного теплоснабжения города Сургут от теплоисточников СГРЭС-1 и ПКТС.

5.1.Нарушения теплового и гидравлического режимов из-за неисправности теплогенерирующего оборудования СГРЭС-1.

№ п/п	Описание аварийной ситуации	Действия по ликвидации аварийной ситуации	Исполнитель	Примечания
1	2	3	4	5
5.1.1	Без останова циркуляции в теплосети.	<p>1.До определения причин аварийного отключения сетевых подогревателей блоков 12,14,15, поддерживать гидравлический режим циркуляции подпитки теплосети на уровне, предшествовавшем аварии.</p> <p>2. После выявления причин отключения и невозможности включить в работу сетевые подогреватели блоков 12,14,15 НСЭ ГРЭС-1 информирует НС цеха №7 о сложившейся обстановке.</p> <p>3.НС цеха №7сообщает начальнику цеха №7об отключении оборудования СГРЭС-1, необходимости перевода ПКТС в автономный режим работы и перевода теплопотребителей т/магистралей «ПКТС-ВЖР» на теплоснабжение от СГРЭС-2, тепломагистраль «СГРЭС-1-ПКТС» оставить на циркуляции от СГРЭС-1 через перемычку (П-2А, П-2) на ПКТС.</p> <p>4.НС цеха №7ставит в известность теплопотребителей тепломагистралей «СГРЭС-1- ПКТС» о снижении параметров теплоносителя.</p> <p>5. Перевод ПКТС в автономный режим работы по программе перевода ПКТС в автономный режим.</p>	<p>НСЭ СГРЭС-1 Цех№7 ООО “СГЭС”</p> <p>НСЭ СГРЭС-1</p> <p>НС цеха №7</p> <p>НС цеха №7 Персонал ЭР-1.</p> <p>НС цеха №7 Персонал ЭР-1 СГМУП «ГТС»</p>	<p>При одновременно-ном аварийном отключении на ГРЭС-1 блоков 12, 14, 15 или выходе из строя ПСГ-1,2 на блоках 14, 15, и ПСГ на бл.12, при понижении температуры теплоносителя, циркуляция тепломагистралей «СГРЭС-1- ПКТС» должна быть собрана через перемычку (П-2А, П-2) на ПКТС.</p>
5.1.2	С остановом циркуляции в теплосети, при отключении всех сетевых насосов первого и второго подъема (ТНП и ТНЗ)	<p>1. НСЭ СГРЭС-1 информирует НС цеха №7 об аварийном отключении всех ТНП и ТНЗ с неуспешным АВР и невозможности включения резервных насосов.</p> <p>2.НС цеха №7ставит в известность начальника цеха №7 ООО “СГЭС” об отключении оборудования СГРЭС-1 и согласовывает перевод ПКТС в автономный режим работы, перевод теплопотребителей т/магистралей «ПКТС-ВЖР» на теплоснабжение от СГРЭС-2.</p> <p>3.НСЭ СГРЭС-1принимает меры по включению резервных или отключившихся насосов, обеспечивая при этом подпитку и давление в обратном трубопроводе теплосети.</p> <p>4.Перевести ПКТС из пикового в автономный режим работы по программе перевода ПКТС в автономный режим</p>	<p>НСЭ СГРЭС-1</p> <p>НС цеха №7</p> <p>НСЭ СГРЭС-1</p> <p>НС цеха №7 Персонал ЭР-1 СГМУП «ГТС»</p>	<p>Останов циркуляции сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах тепломагистралей «СГРЭС-1 – ПКТС»</p>
5.1.3	С остановом циркуляции в теплосети, при разрыве трубопровода в теплосети, находящихся в зоне ответственности СГРЭС-1	<p>1. НСЭ СГРЭС-1 информирует НС цеха №7 об аварии на трубопроводе теплосети в зоне ответственности СГРЭС-1.</p> <p>2.НС цеха №7 ставит в известность начальника цеха №7 ООО “СГЭС” об отключении оборудования СГРЭС-1 и согласовывает перевод ПКТС в автономный режим работы, перевод теплопотребителей т/магистралей «ПКТС-ВЖР» на теплоснабжение от СГРЭС-2».</p> <p>3.Перевести ПКТС в автономный режим работы, с подпиткой водой из т/м «ПКТС-ВЖР».</p> <p>4. Произвести отключение и ремонт поврежденного участка теплосети СГРЭС-1.</p> <p>5. После устранения повреждения на СГРЭС-1 подключение тепломагистралей «СГРЭС-1-ПКТС» в работу выполнить по программе ввода тепломагистралей «СГРЭС-1-ПКТС».</p>	<p>НСЭ СГРЭС-1</p> <p>НС цеха №7</p> <p>НС цеха №7 ПерсоналЭР-1 ПерсоналСГРЭС-1 НС цеха №7 НСЭ СГРЭС-1</p>	<p>Номинальный расход сетевой воды в тепломагистралей «СГРЭС-1 - ПКТС» в зависимости от температуры наружного воздуха находится в диапазоне 5500 – 8000 т/час</p>
5.1.4	С отключением части сетевых насосов ТНЗ	<p>1. НСЭ СГРЭС-1 сообщает о нарушении гидравлического режима НС цеха №7-о частичном отключении ТНЗ и ТНП с неуспешным АВР и невозможностью включения резерва.</p> <p>2.НС цеха №7 ставит в известность начальника цеха №7 ООО “СГЭС” об отключении оборудования СГРЭС-1,</p>	<p>НСЭ СГРЭС-1</p> <p>НС цеха №7</p>	<p>В отопительный период на СГРЭС-1 находятся в работе три</p>

	и ТНП.	<p>согласовывает перевод ПКТС в автономный режим работы, перевод теплопотребителей т/магистрали «ПКТС-ВЖР» на теплоснабжение от СГРЭС-2.</p> <p>3. Система централизованного теплоснабжения города переводится в режим раздельного теплоснабжения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - теплопотребители, находящиеся на тепломагистрали «СГРЭС-1–ПКТС», работают от этой магистрали; - ПКТС переводится в автономный режим работы. <p>4. Распределение теплоносителя и гидравлический режим теплосети определяется расходом сетевой воды необходимым для нормальной работы оборудования СГРЭС-1.</p> <p>5. Подпитку теплосети производить от СГРЭС-1.</p>	<p>НС цеха №7, начальник ЭР-1 персонал ЭР-1 СГМУП «ГТС»</p> <p>НС цеха №7 НСЭ СГРЭС-1</p>	<p>сетевых насоса первого подъема ТНП и три сетевых насоса второго подъема ТНЗ, в резерве имеется соответственно по три насоса ТНЗ и ТНП.</p> <p>Минимальный расход равен 1500т/час.</p>
5.1.5	Отключение всех подпиточных насосов НПТС на СГРЭС-1	<p>1. НС СГРЭС-1 сообщает НС цеха №7 об отключении всех подпиточных насосов НПТС.</p> <p>2. Не допуская снижения давления в обратной магистрали ниже 2 кгс/см², ввести в работу аварийную подпитку технической водой путем открытия задвижек АП-1 или АП-2 и АП-3, при этом подпитка будет осуществляться либо от обще станционного коллектора тех. воды, либо напрямую от насосов технической воды блоков 12, 13 и 14.</p> <p>3. Время подпитки теплосети технической водой и ее количество фиксируется в оперативном журнале машиниста блока 14 и НСЭ СГРЭС-1, НС цеха №7.</p>	<p>НС цеха №7</p> <p>Персонал СГРЭС-1</p> <p>НСЭ СГРЭС-1 НС цеха №7</p>	<p>При расчетном уровне подпитки теплосети (выше 160м³/час) в работе находится один подпиточный насос НПТС и два в резерве</p>

5.2. Перевод ПКТС в автономный режим и переключение части теплопотребителей на теплоснабжение от альтернативных источников тепла.

№ п/п	Описание аварийной ситуации	Действия по ликвидации аварийной ситуации	Исполнитель	Примечание
5.2.1	Перевод ПКТС в автономный режим.	<p>1. При возникновении аварийных ситуаций в работе тепломагистрали «СГРЭС-1-ПКТС» НС цеха №7 ставит в известность начальника цеха № 7 ООО «СГЭС» и, при необходимости, согласовывает перевод ПКТС в автономный режим работы, перевод теплопотребителей т/магистрали «ПКТС-ВЖР» на теплоснабжение от СГРЭС-2.</p> <p>2. Подпитка теплосети обеспечивается из подающего или обратного трубопроводов тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС».</p> <p>3. Выполнить перевод ПКТС из пикового в автономный режим по программе перевода ПКТС в автономный режим.</p> <p>4. На СГРЭС-1 отключить ПСГ блоков 12, 14 и 15. Отключение производить без соблюдения условия по скорости снижения температуры сетевой воды.</p> <p>5. Остановить циркуляцию сетевой воды путем попарного отключения подпорных и зимних насосов (ТНП и ТНЗ) и ПН на ПКТС.</p> <p>6. На ПКТС закрыть задвижки №№ 1, 2, 3, 6, открыть №4.</p> <p>7. Для подпитки из подающего или обратного трубопровода открыть задвижки на перемычке на ПКТС:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) из подающего трубопровода П2-А, П2-Б, П-2РК, П2-В; б) из обратного трубопровода П2, П2-Б, П-2РК, П2-В. <p>8. Включить перекачивающие и сетевые насосы по схеме один ПН-один СН. После увеличения давления в обратном трубопроводе до 2 кгс/см², включить поочередно 3 пары насосов ПН+СН, установить расход воды через котлы.</p>	<p>НС цеха №7</p> <p>НСЭ СГРЭС-1</p> <p>НС цеха №7 СГМУП «ГТС» НСЭ СГРЭС-1</p> <p>НС цеха №7 НСЭ СГРЭС-1</p> <p>НСЭ СГЭС-1 НС цеха №7</p> <p>Персонал ЭР-1</p> <p>НС цеха №7 Персонал ЭР-1</p> <p>НС цеха №7 СГМУП «ГТС»</p> <p>СГМУП «ГТС»</p>	

		9.Произвести поочередную растопку котлов в соответствии с температурным графиком. 10.Вести работу котлов согласно режимных карт.		
5.2.2	Невозможность соблюдения температурного графика в условиях сверх низких температур: перевод теплопотребителей т\м «ПКТС-ВЖР» на теплоснабжение от СГРЭС-2.	1. При вводе в работу 3-4 котлов (по техническим возможностям и в соответствии режимным картам) и невозможности соблюдения температурного графика, произвести переключение теплопотребителей т\м «ПКТС-ВЖР» на теплоснабжение от СГРЭС-2. 2.Поставить в известность НС СГРЭС-2 об увеличении тепловой нагрузки и расхода теплоносителя на 1800т/час и поддержания Р-10,5кг/см². 3.Закрыть задвижки №13,14, их байпасы и байпас РК -2 в коллекторной № 2. 4.Открыть задвижки №П12-5; П12-6, закрыть задвижки на перемычке №П12-7; П12-8. 5. На ПНС при увеличении расхода свыше 2300т/час включить в работу дополнительный ПН.	Оперативный персонал ЭР№1, ГТС НС цеха №7 Персонал ЭР-1 СГМУП «ГТС» Персонал ЭР-1 Оператор ЭР-1	
5.2.3	Порядок введения ограничений тепловой нагрузки.	В условиях низких температур, при невозможности соблюдения температурного графика, действовать в соответствии с «Графиком ограничения нагрузки при недостатке тепловой мощности на СГРЭС-1и ПКТС» и «Порядком введения ограничений по отпуску тепла в чрезвычайных условиях на СГРЭС-1и ПКТС» ,а при переключении теплопотребителей тепломагистрали «ПКТС-ВЖР» на теплоснабжение от СГРЭС-2 в соответствии с «Графиком ограничения нагрузки при недостатке тепловой мощности на СГРЭС-2»и «Порядком введения ограничений по отпуску тепла в чрезвычайных условиях наСГРЭС-2».График ограничения тепловой нагрузки вводится по согласованию с заместителем главного инженера по теплоснабжению или с начальником цеха №7 ООО «СГЭС». 1.Оповестить СГМУП «ГТС» о введении ограничения теплоснабжения, направить сообщение по схеме оповещения, а также МКУ «ЕДДС» 005,112, потребителям.	НС цеха №7 НС цеха №7	

6. Аварийное отключение ПКТС.

6.1. Аварийные ситуации при исчезновении напряжения собственных нужд.

№ п/п	Описание аварийной ситуации	Действия по ликвидации аварийной ситуации	Исполнитель	Примечание
6.1.1	Аварийное отключение ПН на ПКТС, при полном исчезновении напряжения от подстанции «Сайма»	1. Немедленно поставить в известность НСЭ СГРЭС-1, диспетчера ГТС, начальника цеха №7 ООО «СГЭС» о создавшейся ситуации. 2. НС цеха №7 отдает распоряжение ДЭМу: - выяснить причину и примерные сроки отключения 3.При длительном исчезновении напряжения от подстанции «Сайма» перейти на питание от подстанции «Северная» через РП 112(3 двигателя) 4. На ПКТС включить в работу 3шт. ПН в режим работы – перекачивающий. 5.Действовать в соответствии с «Графиком ограничения нагрузки при недостатке тепловой мощности на СГРЭС-1 и ПКТС» и «Порядком введения ограничений по отпуску тепла в чрезвычайных условиях на СГРЭС-1 и ПКТС».	НС цеха №7 НС цеха №7 ДЭМ ДЭМ Персонал ЭР№2, ГТС НС цеха №7	При отключении ПН на ПКТС, повышается Р в подающем и обратном трубопроводах от СГРЭС-1 до ПКТС, снижается Р в обратном трубопроводе после котельной и резко увеличивается подпитка.
6.1.2	Полное исчезновение напряжения на ПКТС.	При полной потере собственных нужд и останове всех ПН при постоянно открытой задвижке № 6, независимо от срабатывания предохранительно-сбросного клапана БСК-300, происходит резкое снижение давления в трубопроводе		

		<p>обратной сетевой воды после котельной, при этом:</p> <p>1. Аварийно останавливаются все водогрейные котлы.</p> <p>2. НС цеха №7 принимает меры для снижения риска гидроудара, сообщает НСЭ СГРЭС-1 об исчезновении напряжения и останове ПКТС, приступить на СГРЭС-1 к понижению давления до 10-8 кгс/см² подающего трубопровода - не допуская понижения ниже 5кгс/см² (для предотвращения вскипания воды в трубопроводе)</p> <p>3. Действовать в соответствии с «Графиком ограничения нагрузки при недостатке тепловой мощности на СГРЭС-1 и ПКТС» и «Порядком введения ограничений по отпуску тепла в чрезвычайных условиях на СГРЭС-1 и ПКТС».</p>	<p>СГМУП «ГТС» Персонал СГРЭС-1</p> <p>НС цеха №7</p>	
--	--	--	---	--

6.2 Аварийное обрушение дымовых труб пиковой котельной.

№ п/п	Описание аварийной ситуации	Действия по ликвидации аварийной ситуации	Исполнитель	Примечание
6.2.1	Обрушение одной из дымовых труб (№ 1 или №2) без повреждения оборудования и трубопроводов.	<p>1. При обрушении дымовой трубы, после определения масштаба повреждения, НС цеха №7 даёт распоряжение на отключение котлов, работающих на обрушившуюся трубу, а также оборудования, попавшего в зону обрушения. Сообщает о сложившейся ситуации по схеме оповещения, а также МКУ «ЕДДС» 005,112.</p> <p>2. При обрушении дымовой трубы №1 действием защит или персонала СГМУП «ГТС» аварийно отключаются водогрейные котлы КВГМ-50 №№ 1,2, 3. В работе остаются водогрейные котлы КВГМ-100 №№ 4,5, работающие на дымовую трубу № 2.</p> <p>3. При обрушении дымовой трубы №2 действием защит или персонала аварийно отключаются водогрейные котлы КВГМ-100 №№ 4,5. В работе остаются 3 водогрейных котла КВГМ-50.</p> <p>4. Действовать в соответствии с «Графиком ограничения нагрузки при недостатке тепловой мощности или топлива на СГРЭС-1 и ПКТС» и «Порядком введения ограничений тепловой нагрузки при недостатке тепловой мощности или топлива на СГРЭС-1 и ПКТС».</p>	<p>НС цеха №7 СГМУП «ГТС»</p> <p>НС цеха №7 Персонал ЭР№1, ГТС</p> <p>НС цеха №7, персонал ЭР№1, ГТС НС цеха №7</p>	Обрушение труб возможно в результате стихийных бедствий (землетрясение, ураганный ветер интенсивные долговременные ливни) или технологических аварий, связанных с воздействием ударных нагрузок большой мощности (взрыв, газовый хлопок в топке котла, резкое значительное повышение Т уходящих газов и т.п.).
6.2.2	Обрушение дымовой трубы №2 с повреждением здания ГРП-2 и повреждением газового оборудования.	<p>1. При обрушении трубы № 2 и повреждении здания ГРП-2 с находящимся внутри оборудованием, действием защит или персонала немедленно должно быть отключено всё газоиспользующее оборудование. После выявления масштаба повреждения НС цеха №7 сообщает о сложившейся ситуации по схеме оповещения НСЭ СГРЭС-1, диспетчеру ГТС, а также МКУ «ЕДДС» 005,112.</p> <p>2. По возможности срочно отключить подачу газа на ГРП-2, с уведомлением диспетчера УПГ «Сургутнефтегаз».</p> <p>3. Закрыть задвижки на входе в ПКТС, открыть СП, СБ.</p> <p>4. В случае возгорания вызвать пожарную команду и принять меры к тушению пожара, организовать встречу пожарной команды и допуск к тушению пожара.</p>	<p>НС цеха №7, персонал ЭР№1, ГТС</p> <p>НС цеха №7, персонал ЭР№1, ГТС</p> <p>Персонал ЭР№1, ГТС Персонал ЭР№1, ГТС</p>	При температуре наружного воздуха ниже - 23°С, ПКТС работает в пиковом режиме. Кол-во работающих котлов определяется температурой наружного воздуха.
6.2.3	Обрушение одной из дымовых труб (№1 или №2) на здание ПКТС или трубопровод	<p>1. Выявить масштаб повреждения здания и оборудования, произвести отключение поврежденного оборудования и трубопроводов, определить объём ремонтных работ и возможность включения оборудования в работу.</p> <p>2. После выявления масштаба повреждения НС цеха №7 сообщает о сложившейся ситуации по схеме оповещения</p>	<p>Персонал ЭР№1, ГТС</p> <p>НС цеха №7</p>	

т/м «СГРЭС-1 ПКТС».	НСЭ СГРЭС-1, диспетчеру ГТС, а также МКУ «ЕДДС» 005,112. 3. НС цеха №7 отдаёт распоряжение о производстве необходимых переключений для вывода поврежденного оборудования в ремонт. 4. Создается городская комиссия (штаб) по ликвидации аварии, которая разрабатывает план дальнейших действий по ликвидации аварийной ситуации и приступает к ликвидации аварийной ситуации.	НС цеха №7 персонал ЭР№1	
---------------------	---	--------------------------	--

7. Повреждения трубопроводов тепловых сетей тепломагистралей «СГРЭС-1- ПКТС» и «ПКТС-ВЖР».

7.1. Характерными признаками аварий в тепловых сетях являются:

- резкое увеличение подпитки, превышающей нормативную величину в 3 – 4 раза;
- резкое снижение давления в обратном и подающем трубопроводах;
- появление большого количества горячей воды и пара в местах расположения магистральных, разводящих и внутриквартальных трубопроводов по их ведомственной принадлежности.

7.2. Для организации и производства ремонтных работ по восстановлению поврежденного участка магистрального трубопровода привлекаются бригады по обслуживанию магистральных тепловых сетей цеха №7 ООО «СГЭС», а также, при необходимости, персонал подрядных организаций, под руководством начальника цеха №7 ООО «СГЭС».

7.3. При больших объемах аварийно-восстановительных работ для ликвидации поврежденных магистральных теплопроводов создается штаб. По решению этого штаба для выполнения аварийно-восстановительных работ привлекаются необходимые строительно-монтажные организации города с землеройными, грузоподъемными механизмами и другой спецтехникой.

7.4. При отключении поврежденного участка т/магистрали, необходимо сначала закрывать задвижки на подающем трубопроводе, а затем на обратном, для предотвращения повышения давления в системе теплоснабжения на аварийном участке

7.5. Аварии и повреждения на тепловых сетях г. Сургута подразделяются на 2 группы:

1 группа – аварии и повреждения на магистральных тепловых сетях ООО «СГЭС».

2 группа – аварии и повреждения на тепловых сетях теплопотребителей.

7.6. Ликвидация аварий и повреждений, относящихся к 1-ой группе, производится силами цеха №7 ООО «СГЭС» с привлечением необходимого персонала и техники сторонних организаций под руководством начальника смены цеха №7 ООО «СГЭС». В случаях значительных повреждений в условиях низкой температуры наружного воздуха создается оперативный штаб под руководством главного инженера ООО «СГЭС» или представителей МЧС.

7.7. Ликвидация аварий и повреждений, относящихся ко 2-ой группе, производится силами предприятий по принадлежности теплосетей или силами подрядчиков этих предприятий.

7.8. Порывы 1-ой группы (на теплосетях ООО «СГЭС»).

№ п/п	Описание аварийной ситуации	Действия по ликвидации аварийной ситуации	Исполнитель	Примечание
7.8.1	Повреждение или порыв на одном из трубопроводов тепломагистрали «СГРЭС-1-ПКТС» Ду1200. Увеличение расхода подпитки на СГРЭС-1 выше	1. Сообщить НСЭ СГРЭС-1 и диспетчеру СГМУП ГТС об увеличении расхода подпитки и необходимости принятия мер по выявлению причины ее увеличения. 2. Направить дежурных слесарей в объезд тепломагистралей «СГРЭС-1-ПКТС», «ПКТС-ВЖР». 3. Направить сообщение о сложившейся ситуации по схеме оповещения, а также МКУ «ЕДДС» 005,112. 4. При необходимости отключения и опорожнения	НС цеха №7 Дежурная бригада ЭР№1. НС цеха №7	

	нормативной.	<p>тепломагистрала «ГРЭС-1-ПКТС»:</p> <ul style="list-style-type: none"> -перевести ПКТС в автономный режим работы; -перевести магистраль «ПКТС-ВЖР» на теплоснабжение от СГРЭС-2. <p>5.Поставить в известность НСЭ СГРЭС-1 об останове тепломагистрала «ГРЭС-1-ПКТС»;</p> <p>5.1 Закрыть секционную задвижку на СГРЭС-1 на поврежденном участке;</p> <p>5.2.Поставить в известность и отключить потребителей тепломагистрала «СГРЭС-1-ПКТС» по одному из трубопроводов (в зависимости от места аварии) врезка №1-ООО «Юграэнергосервис», врезка №2- «Роса», врезка № 3- «ИП Сеидов» врезка №4- врезка на ПС-4, №5- ООО «Гулливёр», №6- СГМУП «ГТС» ЦТП БПТП-8ТК-5, №7- ИП Романченко Р.В., Кирьязов А.Г., ООО «Технопарк».</p> <p>5.3Организовать ремонт поврежденного участка.</p> <p>6. После окончания ремонтных работ совместно с персоналом СГРЭС-1 по утверждённой программе заполнить и ввести в работу отключенные участки трубопроводов теплосети и произвести необходимые переключения для восстановления нормальной схемы, в т. ч. по оборудованию ПКТС.</p>	<p>НС цеха №7</p> <p>НС цеха №7</p> <p>НСЭ СГРЭС-1 НС цеха №7</p> <p>Начальник ЭР№1</p> <p>НС цеха №7 НСЭ СГРЭС-1 Начальник ЭР№1</p>	
7.8.2	<p>Повреждение или порыв на одном из трубопроводов тепломагистрала «СГРЭС-1-ПКТС» Ду1000.</p> <p>Увеличение расхода подпитки на СГРЭС-1 выше нормативной.</p>	<p>1.Сообщить НСЭ СГРЭС-1 и диспетчеру СГМУП ГТС об увеличении расхода подпитки и необходимости принятия мер по выявлению причины ее увеличения.</p> <p>2.Направить дежурных слесарей в объезд тепломагистралей «СГРЭС-1-ПКТС», «ПКТС-ВЖР».</p> <p>3. Направить сообщение о сложившейся ситуации по схеме оповещения, а также в МКУ «ЕДДС» по телефону 005,112.</p> <p>4.При необходимости согласовать и выполнить следующие переключения:</p> <ul style="list-style-type: none"> -установить циркуляцию тепломагистрала от СГРЭС-1 до П-103 через перемычку в П-103; -перевести ПКТС в автономный режим работы; -перевести магистраль «ПКТС-ВЖР» на теплоснабжение от СГРЭС-2. <p>5.Сообщить о переключениях начальнику ЭР №1, диспетчеру ГТС.</p> <p>6.Поставить в известность НСЭ СГРЭС-1 о снижении расхода до 1800т/час в тепломагистралах «ГРЭС-1 – ПКТС»;</p> <p>7.Поставить в известность потребителей тепломагистрала «СГРЭС-1-ПКТС» о снижении параметров теплоносителя; потребителя Гулливер, БПТП-8ТК-5, ИП Романченко Р.В., Кирьязов А.Г., ООО «Технопарк» оставить под давлением уцелевшего трубопровода.</p> <p>9. Перевести ПКТС в автономный режим работы.</p> <p>10. Организовать ремонт поврежденного участка.</p>	<p>НС цеха №7</p> <p>НС цеха №7</p> <p>НС цеха №7</p> <p>НС цеха №7</p> <p>НС цеха №7</p> <p>НС цеха №7</p> <p>НС цеха №7</p> <p>НС цеха №7</p> <p>ЭР№1, СГМУП ЭР№1</p>	
7.8.3	<p>Повреждение или порыв на одном из трубопроводов тепломагистрала «ПКТС-ВЖР» Ду800.</p>	<p>1.Сообщить НСЭ СГРЭС-1 и диспетчеру СГМУП ГТС об увеличении расхода подпитки и необходимости принятия мер по выявлению причины ее увеличения.</p> <p>2.Направить дежурных слесарей в объезд тепломагистралей «СГРЭС-1-ПКТС», «ПКТС-ВЖР».</p> <p>3. Направить сообщение о сложившейся ситуации по схеме оповещения, а также МКУ «ЕДДС» 005,112.</p> <p>4. При необходимости согласовать отключение тепломагистрала «ПКТС-ВЖР» для производства ремонтных работ:</p> <p>4.1.Сообщить НСЭ СГРЭС-1 о снижении расхода на 600т/час.</p>	<p>НС цеха №7</p> <p>НС цеха №7</p> <p>НС цеха №7</p>	

		<p>4.2.Поставить в известность диспетчера СГМУП ГТС об аварийном отключении подающего или обратного трубопровода тепломагистрали «ПКТС-ВЖР» Ду800:</p> <p>-при отключении подающего трубопровода закрыть задвижки на мкр33 - СП 27, на мкр.20А - СП 29, на мкр.20А «Сибпромстрой» - СП 31, на мкр.32 - СП 35, на мкр.31-СП39, на мкр.20,19,18 -СП41.</p> <p>-при отключении обратного трубопровода закрыть задвижки на мкр33 - СО 28, на мкр.20А - СО 30, на мкр.20А «Сибпромстрой» - СО 32, на мкр.32 - СО 36, на мкр.31-СП40, на мкр.20,19,18 -СП42.</p> <p>4.3.В ЗТК-2 закрыть секущую</p> <p>-при отключении подающего трубопровода закрыть секущую на подающем трубопроводе СП23 на сети ГТС,</p> <p>-при отключении обратного трубопровода закрыть секущую на обратном трубопроводе СО24 сети ГТС</p> <p>4.4.В Павильоне №12 закрыть задвижки на перемычке П12-7, П12-8.</p> <p>4.4 Организовать ремонт поврежденного участка</p>		
7.8.4	Увеличение расхода подпитки на СГРЭС-1 выше нормативной.	<p>1.При увеличении подпитки выше нормативных значений, в случае аварии, и снижения запаса деаэрированной воды на СГРЭС-1, то подключаем аварийную подпитку через насосы тех. воды Бл№12,13,14. При дальнейшем увеличении подпитки, включить в работу линию аварийной подпитки на ПКТС (по согласованию с нач. цеха №7).</p>	Нач. цеха №7 НС цеха №7 НСЭ СГРЭС-1 Операторы ГТС	

Таблица ремонтно-восстановительного периода.

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, час	Расчетная температура наружного воздуха t_o , °C				
		Минус 10	Минус 20	Минус 30	Минус 40	Минус 50
		Допускаемое снижение подачи теплоты, %, до				
100-200	9	25	40	50	49	54
300	15	32	50	60	59	64
400	18	41	56	65	63	68
500	22	49	63	70	69	73
600	26	52	68	75	73	77
700	29	59	70	76	75	78
800	40	66	75	80	79	82
1000	51	74	80	84	84	86
1200	62	82	85	88	88	90

Начальник цеха № 7



П.С. Холопов

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «СУРГУТСКИЕ ГОРОДСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер СГМУП «ГТС»

С.А. Кузьминых

« 06 » 08 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель главного инженера
по теплоснабжению ООО «СГЭС»

А.Е. Марченко

« 06 » 08 2020 г.

ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙ
НА ОПАСНОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОБЪЕКТЕ «СИСТЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ»
(КОТЕЛЬНОЙ ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МИКРОРАЙОНОВ №38 И №39)
ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«СУРГУТСКИЕ ГОРОДСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»

СОГЛАСОВАНО:

Директор МКУ «Сургутский спасательный центр»
(должность)

(подпись)

С.Г. Неретин
(фамилия, инициалы)

г. Сургут 2020 г.

СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Наименование	Страница
	Содержание.	2
	Введение.	4
1	Краткая характеристика опасного объекта.	4
1.1	Система газоснабжения и газоиспользующее оборудование котельной.	6
1.1.1	Сведения об опасных веществах.	6
1.1.2	Количество опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов, для наиболее опасной по последствиям и наиболее вероятной аварии.	6
1.1.3	Степень поражающих факторов для наиболее опасной по последствиям и наиболее вероятной аварии.	7
1.1.4	Наружный подземный газопровод (рабочий и резервный)	7
1.1.5	Наружный надземный газопровод (рабочий и резервный)	7
1.1.6	Внутреннее газовое оборудование. ГРУ для каждого водогрейного котла.	8
1.1.7	Водогрейный котел.	9
1.1.8	Дымовые трубы.	9
1.2	Система теплоснабжения.	10
1.2.1	Трубопровод тепловой сети (котловой контур) запорная арматура, вспомогательное оборудование.	10
1.2.2	Трубопровод тепловой сети (сетевой контур) запорная арматура, вспомогательное оборудование.	11
2	Возможные сценарии возникновения и развития аварий на объекте.	12
2.1	Типовая схема построения сценариев развития аварийных ситуаций в газовом оборудовании с указанием основных причин их возникновения.	12
2.2	Типовая схема построения сценариев развития аварийных ситуаций в теплотехническом оборудовании с указанием основных причин их возникновения.	13
2.3	Возможные сценарии возникновения и развития аварий на котельной.	14
3	Характеристики аварийности, присущие объектам, в отношении которых разрабатывается план мероприятий, и травматизма на таких объектах.	17
4	Организация взаимодействия сил и средств.	19
5	Состав и дислокация сил и средств.	19
6	Порядок обеспечения постоянной готовности сил и средств к локализации и ликвидации последствий аварий на объекте с указанием организаций, которые несут ответственность за поддержание этих сил и средств в установленной степени готовности.	19
7	Организация управления, связи и оповещения при аварии на котельной.	20

8	Система взаимного обмена информацией между организациями – участниками локализации и ликвидации последствий аварий на объекте.	22
9	Действия производственного персонала и аварийно – спасательных служб (формирований) по локализации и ликвидации аварийных ситуаций.	23
9.1	Обязанности ответственного руководителя работ и других должностных лиц по локализации и ликвидации последствий аварий на котельной.	65
9.2	Обязанности ответственного руководителя работ.	65
9.3	Обязанности ответственного за пожарную безопасность котельной.	65
9.4	Обязанности ответственного лица за безопасную эксплуатацию котельной.	66
9.5	Обязанности начальника смены.	66
9.6	Обязанности дежурного оператора котельной.	66
9.7	Обязанности начальника газовой службы СГМУП «ГТС»	67
9.8	Обязанности ПАСС.	67
10	Мероприятия, направленные на обеспечение безопасности населения.	68
11	Организация материально-технического, инженерного и финансового обеспечения операций по локализации и ликвидации аварий на объекте.	69
Приложение 1	Схема наружных газопроводов (рабочего и резервного) «Котельной для теплоснабжения мкр. №38, №39»	
Приложение 2	Принципиальная технологическая схема внутренних газопроводов «Котельной для теплоснабжения мкр. №38, №39»	
Приложение 3	Принципиальная технологическая схема внутренних газопроводов и газорегуляторных устройств для водогрейных котлов Eurotherm 17 «Котельной для теплоснабжения мкр. №38, №39»	
Приложение 4	Принципиальная технологическая схема «Котельной для теплоснабжения мкр. №38, №39»	
Приложение 5	План территории котельной.	
Приложение 6	План расположения основного технологического оборудования котельной.	

ВВЕДЕНИЕ

План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий «Котельной для теплоснабжения микрорайонов №38 и №39» (далее План) разработан в соответствии со следующими нормативными документами:

- Федерального закона «О промышленной безопасности» от 21.07.1997 № 116-ФЗ;
- Положение о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах, утвержденное постановлением Правительства Российской Федерации от 26.08.2013 № 730;
- «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утвержденные Приказом Ростехнадзора от 25.03.2014 № 116 с изменениями, внесенными Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.12.2017 №539;
- «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утвержденные Приказом Ростехнадзора от 15.11.2013 № 542;
- «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых работ» (Приказ от 20.11.2017 №485)
- РД 10-385-00 «Методические рекомендации по классификации аварий и инцидентов на подъемных сооружениях, паровых и водогрейных котлах, сосудах, работающих под давлением, трубопроводах пара и горячей воды»;
- РД 10-319-99 «Типовая инструкция по безопасному ведению работ для персонала котельных».
- СП. 329. 1325800. 2017 «Здания и сооружения. Правила обследования после пожара»

План в полном объеме находится у руководителя эксплуатационного района №1, а копия Плана на рабочем месте оператора котельной.

План пересматривается не реже одного раза в 5 лет (объект относится к III-категории класса опасности). При изменениях в технологии, аппаратурном оформлении, метрологическом обеспечении, а также после аварии в План вносятся изменения.

Ответственность за отсутствие на предприятии Плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО определена ст. 9.1 КоАП от 30.12.2001 г. № 195-ФЗ.

В течение года по возможным авариям, указанным в оперативной части Плана, проводят учебно-тренировочные занятия и учебные тревоги.

Знания Плана проверяются комиссией при допуске рабочих и специалистов к самостоятельной работе, при периодической проверке знаний, а также во время проведения противоаварийных тренировок и общих объектовых тренировок по ГО и ЧС.

1. Краткая характеристика опасного объекта.

Общество с ограниченной ответственностью «Сургутские городские электрические сети» (ООО «СГЭС»), расположено по адресу: 628406, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, д.15.

Тел./факс: 8 (3462) 52-46-00; 34-63-13

«Котельная для теплоснабжения мкр. №38 и №39» (далее котельная) расположена по адресу: г. Сургут, ул. Крылова, 55/2 предназначена для теплоснабжения систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения жилых и других зданий г. Сургута. Котельная

имеет двухконтурную систему теплоснабжения и включает в себя 4 водогрейных котла Eurotherm 17/44 – 150 Н общей теплопроизводительностью 60 Гкал/ч, Насосы котлового контура Esra FNF 2P-80-200; 4 (шт); Насосы прогрева котлов Esra FN 32-50-55A; 2 (шт); Насосы сетевого контура Esra FNF K 250-630; 3 (шт); Теплообменные аппараты Funke FP-190-301-1-ЕН; 5 (шт); Баки-аккумуляторы горячей воды (подпитывание сетевого контура РВС-100 м³, подпитывание котлового контура РВС-10 м³) Трубопроводы тепловых сетей котлового и сетевого контура в пределах границы котельной (до отсекающей запорной арматуры Ду 500 мм включительно) ГВС на собственные нужды. Наружные и внутренние газопроводы. Дата ввода в эксплуатацию котельной 2014 год.

Вид топлива котельной – газ. Для подачи газа используется газопровод высокого давления II-категории (давление – 0,6 МПа). Отбор газа осуществляется из газопровода поставщика ООО «Сургутнефтегаз»

Подача топливного газа на горелки котлов IBST-10 М; 2 (шт) и IBST-10 МG – комбинированные; 2 (шт); осуществляется через индивидуальную газорегуляторную установку для каждого водогрейного котла (ГРУ). Давление газа на входе в ГРУ – 0,57 МПа, на выходе из ГРУ – 0,035 МПа; максимальная производительность каждой индивидуальной ГРУ – 2400 м³/ч.

При отсутствии промышленного электроснабжения в котельной на территории имеются дизельные электроустановки Aksa AD 700 в количестве 2 единиц установленной мощностью по 700 кВт (стационарные).

Численность персонала котельной в наибольшую смену – 2 работника. Средняя численность – 10 работников. На предприятии для ликвидации и локализации последствий аварий заключен договор на ликвидацию (локализацию) чрезвычайных ситуаций, связанных с эксплуатацией опасных производственных объектов.

На территории расположены следующие производственные здания и сооружения:

- контрольно-пропускной пункт;
- котельная;
- дизельные электроустановки в количестве 2 единиц;
- дымовые трубы высотой 50 метров в количестве 4 штук;
- место для стоянки автотранспорта;

Территория огорожена ж/бетонным забором высотой 2 м. Имеются ворота для въезда. Объекты ООО «СГЭС» охраняются частным охранным предприятием. Установлены камеры видеонаблюдения на здании котельной и по периметру. Территория освещается лампами ДРЛ. Котельная оборудована пожарной сигнализацией.

- уровень ответственности здания – II по ГОСТ 27751-88;
- степень огнестойкости здания – II;
- класс пожарной опасности – Ф 5.1;
- класс здания по конструктивной пожарной опасности – CO;
- категория электроснабжения – I (особая группа);
- категория котельной по пожарной опасности – Г;
- категория котельной по надёжности отпуска тепла – I;

Котельная расположена в пределах городской черты г. Сургута, рельеф ровный, территория застроена, абсолютная отметка поверхности колеблется в пределах 41,95 – 42,00 м. над уровнем моря. Координаты объекта 61,28 северной широты; 73,36 восточной

долготы. Территория котельной покрыта дорожными плитами и спланирована с уклоном менее 1%. Прилегающая местность в радиусе 0,5 км – ровная с уклоном менее 1%, с затрудненным стоком ливневых и талых вод. Котельная не находится в зоне затоплений, обвалов, осыпей, оползней, селей, опасных сейсмических воздействий.

1.1. Система газоснабжения и газоиспользующее оборудование котельной.

1.1.1. Сведения об опасных веществах.

Сведения об опасном веществе – природном горючем газе (нефтяной попутный газ или метан), обращающемся в «Котельной для теплоснабжения мкр. № 38 и № 39» ООО «СГЭС», приведены в таблице.1

Таблица 1 – Сведения об опасных веществах

Наименование опасного вещества	Краткая характеристика опасного вещества
Природный горючий газ (нефтяной газ, метан)	<p>Природный горючий газ – бесцветный, без запаха и в основном состоит из метана. Для придания природному газу запаха используют одоранты – меркаптаны.</p> <p>Природный газ легче воздуха, плотность 0,71-0,73 кг/м³.</p> <p>Взрывопожароопасен. Пределы распространения пламени 5,28-14,1% об. Температура самовоспламенения 535°C.</p> <p>По степени воздействия на организм природный газ относится к 4-му классу опасности. Обладает слабым наркотическим действием. Вызывает учащение пульса, увеличение объема дыхания, ослабление внимания, нарушение координации, головную боль, потерю сознания. При высоких концентрациях вызывает удушье, вследствие падения содержания кислорода в воздухе. ПДК – 300мк/м³.</p> <p>Средства защиты: изолирующие шланговые противогазы.</p>

1.1.2. Количество опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов, для наиболее опасной по последствиям и наиболее вероятной аварии.

Наиболее опасным по последствиям сценарием развития аварии на котельной является авария по сценарию 4-С3.1: разрушение на полное сечение наружного и внутреннего газопровода высокого давления (участок Г1-ЭКФ), неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с), образование газозвушной смеси (ГВС) природного газа, воспламенения ГВС, взрыв облака ГВС, воздействие ударной волны на здание, оборудование и персонал.

Наиболее вероятной аварией в котельной может быть авария по сценарию 7-С1: отказ ПЗК горелок одного из водогрейных котлов «Eurotherm 17/44-150Н» № 1,2,3 или 4, неконтролируемое поступление природного газа через горелки в топку одного из водогрейного котла № 1-4, образование ГВС природного газа, воспламенения ГВС, взрыв облака ГВС, воздействие ударной волны на здание, оборудование и персонал.

1.1.3. Степень поражающих факторов для наиболее опасной по последствиям и наиболее вероятной аварии.

Степень поражающих факторов для наиболее опасной по последствиям аварии при избыточном давлении $> 100 \text{ кПа}$ – полное разрушение здания, а для наиболее вероятной аварии – разрушение обмуровки котельного агрегата и повреждение остекления котельного зала.

1.1.4. Наружный подземный газопровод (рабочий и резервный)

Газопровод предназначен для транспортировки газа потребителю под воздействием давления. Подземный газопровод на участке от существующего кранового узла далее проходит по территории котельной до выхода из футляра расстояние его 105 метров, диаметр 200 (мм) (рабочий и резервный) В, подземный газопровод также входят контрольные трубки (Ду 57х4; L=3,7 метра) с выводом на улицу для определения утечки газа в футляре.

Возможные причины аварии – нарушение целостности подземного газопровода (разрыв, стыка или трубы, сквозное коррозионное повреждение стального газопровода) проникновение газа в атмосферу через грунт, однако проходя через грунт газ фильтруется и теряет запах «этилмеркаптана»

Значительное количество повреждений подземных газопроводов возникает из-за коррозионного воздействия грунта или блуждающих токов. Электрохимическая коррозия, вызванная блуждающими токами, является местным видом коррозии, когда на газопроводе образуются каверны и язвы, превращающиеся в дальнейшем в сквозные отверстия в стене трубы. Активные коррозионные процессы протекают в местах нарушения изоляции газопроводов. Изоляция нарушается вследствие случайных дефектов, которые происходят при ее нанесении, транспортировке труб или их укладке в траншею. Дефекты изоляции имеют местный и случайный характер распределения по длине трубы. Возможность нескольких повреждений по длине окружности трубы является событием, весьма мало вероятным. Поэтому дефекты изоляции можно рассматривать как случайные и редкие события.

1.1.5. Наружный надземный газопровод (рабочий и резервный)

Надземный газопровод проходит от футляра до первых фланцевых соединений запорных арматур Г-3; Г-4; Ду 200 (мм) в здании котельной расстояние его 60 метров, диаметр 200 (мм) (рабочий и резервный) В надземный газопровод также входит запорная арматура Г-1; Г-2; Ду 200 (мм); Изолирующее неразъёмное фланцевое соединение Ду 200 (мм) 2 (шт); Зонт УГ для ИФС 10.05-07; 2 (шт); Кран шаровой 11627п Ду 15; 2 (шт); Кран трёхходовой 11618бк Ду 15; 2 (шт); Манометр показывающий; 2 (шт);

Возможные причины аварии – дефекты в сварных стыках, разрывы сварных стыков, дефекты в трубах, провисание газопровода, слом кронштейнов газопровода.

Основными видами повреждений газопроводов являются механические, разрывы сварных швов. Разрывы сварных швов возникают при случайном совпадении пониженных сопротивлений шва из-за дефектов сварки и увеличенных нагрузок на трубопровод, обычно связанных с дефектами строительства. Разрушение сварных соединений происходит под действием напряжений, возникающих в трубопроводах в продольном направлении. Основная составляющая суммарного напряжения – это температурное напряжение, которое усиливается напряжением от упругого изгиба и растягивающего напряжения, связанного с просадкой газопровода.

Повреждения отключающей запорной арматуры газопроводов подразделяются на два вида:

Первый вид повреждений характеризуется нарушением плотности перекрытия потока газа, т.е. теряется (нарушается) работоспособность отключающего элемента. В результате для производства ремонта возникает необходимость использовать отключающую арматуру соседних участков и прекращать подачу газа большому количеству потребителей.

Ко второму виду относятся такие повреждения, которые приводят к утечкам газа через арматуру. Этот вид повреждений представляет наибольшую опасность, т.к. в результате утечек может произойти загазованность если арматура установлена в помещении. К утечкам газа приводят следующие повреждения арматуры: нарушение герметичности сальников, нарушение герметичности разъемных соединений, трещины в корпусах.

1.1.6. Внутреннее газовое оборудование. ГРУ для каждого водогрейного котла.

Внутреннее газовое оборудование котельной включает в себя внутренний газопровод, газовое оборудование, ГРУ индивидуально для каждого водогрейного котла.

Внутренний газопровод проходит от первых фланцевых соединений запорной арматуры Г-3, Г-4, Ду 200 мм, до ГРУ водогрейных котлов и состоит из следующих диаметров: Ду 219х6,0 (мм) – 45 метров; Ду 273х7,0 (мм) – 30 метров; продувочный газопровод (свечи) Ду 57х3,5 (мм) – 125 метров; Ду 32х3,2 (мм) – 85 метров; Свеча с ПСК Ду 25х3,2 (мм) – 65 метров; Свеча с РДГД Ду 20х2,8 (мм) – 25 метров;

В него также входит газовое оборудование: Первичный преобразователь Ду 200 (мм) $G_{\min}=26,6 \text{ м}^3/\text{ч}$; $G_{\max}=25000 \text{ м}^3/\text{ч}$; 1 (шт); Прямой измерительный участок с турбулизатором - У L = 960 (мм) 1 (шт); Электромагнитный клапан фланцевый Ду 200 (мм) EVP/NC MADAS; 1 (шт); Кран шаровой стандартно проходной Ду 200 (мм) с механическим редуктором NAVAL; 9 (шт); Кран шаровой стандартно проходной приварной Ду 32 мм NAVAL; 1 (шт); Кран шаровой стандартно проходной приварной Ду 25 мм NAVAL; 1 (шт); Фильтр газовый фланцевый Ду 200 FM-200 с DP/G1,5; 2 (шт); Клапан термозапорный фланцевый Ду 200 (мм) KT3 001-200-02; 1 (шт); Узел отбора проб Ду 25 (мм) 1 (шт); Узел отбора проб Ду 25 (мм) 1 (шт); Сдвоенные электромагнитные газовые клапаны, с встроенным регулятором давления Ду 125 (мм) 4 (шт); Сдвоенные электромагнитные клапаны запальной горелки; 4 (шт); Фильтр газовый Ду 150 (мм) 4 (шт); Антивибрационная вставка Ду 150 (мм) 4 (шт); Кран шаровой Ду 150 (мм) 4 (шт); Горелка водогрейного котла IBST-10 MG; 2 (шт); IBST-10 M; 2 (шт); Дроссельная заслонка Ду 125 (мм) Ecomex BFV 125/125.B2; 4 (шт); Электромагнитный газовый клапан BRAHMA E6G*SR10*3/8*GMO; 8 (шт); Кран шаровой Ду 10 (мм) Ру 16; 4(шт); Гибкая армированная подводка газа на запальник Ду 15 (мм) 8 (шт);

ГРУ – газорегуляторная установка которая снижает давление газа, до заданного значения, и поддерживает заданное давление газа вне зависимости от изменений расхода газа и его давления. ГРУ для каждого водогрейного расположены в передней левой части каждого водогрейного котла.

ГРУ состоит из следующего оборудования: внутренний газопровод Ду 159х4,5 (мм) – 10 метров; Ду 108х3,5 (мм) – 55 метров; Ду 76х3,5 (мм) – 10 метров; импульсные линии Ду 15х2,8 (мм) – 14 метров; Ду 10х2,0 (мм) – 13 метров; Первичный преобразователь Ду 100 (мм) $G_{\min}=26,6 \text{ м}^3/\text{ч}$; $G_{\max}=6249,8 \text{ м}^3/\text{ч}$; 4 (шт); Прямой измерительный участок с турбулизатором - У L = 600 (мм) 4 (шт); Комбинированный регулятор давления газа прямого действия Ду 65 RG2/MB-65; 4 (шт); Кран шаровой стандартно проходной фланцевый Ду 100 (мм) NAVAL; 20 (шт); Кран шаровой стандартно проходной фланцевый Ду 25 (мм) NAVAL; 20 (шт); Фильтр газовый фланцевый Ду 100 (мм) 100 FM-100 с DP/G1,5; 4 (шт); Кран трёхходовой под манометр 116186к Ду 15 (мм); 16 (шт); Предохранительно-сбросной клапан Ду 25 (мм) (резьбовое соединение) MSV/1 MADAS; 4 (шт);

Возможные причины аварии – утечки газа через не плотности в резьбовых или меж фланцевых соединениях, запорной арматуры или неисправность оборудования и арматуры; прекращение подачи газа; повышение или понижение давления газа при неисправном регуляторе давления; разборка газового оборудования без установки заглушек. Утечка газа в помещение приводит к образованию взрыво-и пожароопасной смеси, воспламенение которой вызывает пожар или взрыв. Кроме того, возможно факельное воспламенение газа без загазованности помещения. Известны случаи, когда из-за нарушения технологического процесса на ГРУ повышается давление в газопроводе низкого давления, что приводит к разгерметизации газового оборудования котельной, загазованности помещений, а при наличии источников зажигания – воспламенению смеси газов или взрыву.

1.1.7. Водогрейный котёл.

В котельной установлены 4 водогрейных котла Eurotherm 17/44 – 150 Н в топке которых сжигается топливо – газ, а теплота сгорания используется для нагрева воды до 160°C , находящейся под давлением выше атмосферного и используемой в качестве теплоносителя вне его устройства. Водогрейный котёл имеет газогорелочное, устройство через которое подаётся газо-воздушная смесь в топочный блок водогрейного котла. При сжигании топлива образуется факел, который равномерно заполняет топочную камеру. Горячие продукты сгорания газы выходят в конце топки с температурой $1000-1100^{\circ}\text{C}$ проходят через секции конвективного блока, где их температура снижается до $170-220^{\circ}\text{C}$, и выходят в газоход и далее дымовую трубу.

К авариям при эксплуатации водогрейных котлов выделяют такие как: повреждения экранных труб топочного или конвективного блоков, повреждения коллекторов, неисправность электромагнитного клапана фланцевого, прекращение действия всех циркуляционных насосов, понижение разрежения менее $0,5$ мм вод. ст. При обнаружении в основных элементах котла трещин, выпучин, пропусков в сварных швах, при останове вентилятора на газогорелочное устройство, при прекращении подачи электроэнергии, при возникновении пожара, угрожающего обслуживающему персоналу, и оборудованию, при повышении температуры воды за котлом более установленной величины.

При аварийной остановке котла необходимо:

прекратить подачу газа, воздуха, открыть кран продувочной свечи; установить заглушку поле запорной арматуры на ГРУ; перекрыть воду на котёл и с котла; расхолодить котёл; открыть лазы в обмуровке котла; перейти работать на другой котел.

Слой накипи и сажи препятствуют передаче тепла от поверхности нагрева воде и вызывает перерасход топлива и снижение КПД. Поэтому по необходимости, но не менее 1 раза в год (по окончании отопительного сезона), производить очистку поверхностей нагрева от сажи и нагара и промывку водяного контура котла от отложений накипи, шлама и других загрязнений в соответствии с РД 24.031.120-91.

1.1.8. Дымовые трубы.

На территории котельной расположены 4 дымовые трубы для каждого водогрейного котла. Высота труб 50 метров и D_0 (диаметр устья) 1200 мм. Водогрейные котлы с дымовыми трубами по газозоудушному тракту соединены газоходами. Расстояние у каждого газохода разное. Для газоходов характерным недостатком является конденсатообразование. В составе отходящих топочных газов кроме водяных паров и углекислого газа всегда есть некоторое количество оксидов серы и азота, которые взаимодействуя с водой, образуют сильные кислоты, способные разрушить газоход, газоотводящий ствол.

При нерегулярной чистке отложений сажи на внутренней поверхности дымовой трубы может произойти ее самопроизвольное возгорание и в ограниченном объеме это будет подобно взрыву. Отложения сажи дымохода приводит к изменению тяги, к сбоям в работе котельного агрегата.

1.2. Система теплоснабжения.

1.2.1. Трубопровод тепловой сети (котловой контур), запорная арматура, вспомогательное оборудование.

Котельная имеет двухконтурную систему теплоснабжения: 1) Котловой, 2) Наружный – Сетевой контура. Котловой контур – это нагреваемая часть системы теплоснабжения, параметры теплоносителя и давления воды в котором на выходе из водогрейного котла $T_{1\text{кот}} - 160^{\circ}\text{C}$ и, $P_{1\text{кот}} - 1,35$ Мпа, на входе в водогрейный котёл $T_{2\text{кот}} - 70^{\circ}\text{C}$ и, $P_{2\text{кот}} - 1,33$ Мпа, (при -43°C , самая холодная пятидневка для Сургута).

Котловой контур включает в себя: Водогрейный котёл Eurotherm 17/44 – 150 Н; 4 (шт); Насос центробежный Esra FNF 2P-80-200; 4 (шт); Насос прогрева котлов Esra FN 32-50-55A; 2 (шт); Теплообменник пластинчатый Funke FP-190-301-1-ЕН; 5 (шт); Клапан трёхходовой разделительный Ду 250 (мм) Ру 1,6 Мпа; 5 (шт); Клапан двухходовой сбалансированный Ду 150 (мм) Ру 1,6 Мпа; 5 (шт); Электромагнитный клапан нормально – закрытый Ду 25 (мм) Ру 1,6 Мпа; 4 (шт); Ручной балансировочный клапан фланцевый Ду 40 (мм) Ру 2,5 Мпа; 4 (шт); Компенсатор линзовый Ду 32 (мм) Ру 1,6 Мпа; 2 (шт); Компенсатор линзовый Ду 50 (мм) Ру 1,6 Мпа; 2 (шт); Компенсатор линзовый Ду 80 (мм) Ру 1,6 Мпа; 4 (шт); Компенсатор линзовый Ду 100 (мм) Ру 1,6 Мпа; 4 (шт); Предохранительный клапан Прегран фланцевый Ду 150x150 (мм) Ру до 4,0 Мпа; 8 (шт); Клапан обратный подъёмный меж фланцевый Ду 40 (мм) Ру 1,6 Мпа; 4 (шт); Клапан обратный подъёмный меж фланцевый Ду 100 (мм) Ру 1,6 Мпа; 2 (шт); Клапан обратный подъёмный фланцевый Ду 200 (мм) Ру 1,6 Мпа; 4 (шт); Фильтр ФМФ Ду 40 (мм) Ру 1,6 Мпа; 4 (шт); Фильтр ФМФ Ду 100 (мм) Ру 1,6 Мпа; 1 (шт); Кран шаровой вварной с ручкой Ду 20 (мм) Ру 4,0 Мпа; 2 (шт); Кран шаровой вварной с ручкой Ду 25 (мм) Ру 4,0 Мпа; 25 (шт); Кран шаровой вварной с ручкой Ду 32 (мм) Ру 4,0 Мпа; 5 (шт); Кран шаровой вварной с ручкой Ду 40 (мм) Ру 4,0 Мпа; 4 (шт); Кран шаровой вварной с ручкой Ду 100 (мм) Ру 2,5 Мпа; 5 (шт); Кран шаровой вварной с ручкой Ду 200 (мм) Ру 1,6 Мпа; 13 (шт); Кран шаровой вварной с червячной передачей Ду 250 (мм) Ру 1,6 Мпа; 10 (шт); Воздухоотводчик прямой Ду 20 (мм) 20 (шт); РВС – 10 м³; 1 (шт);

Трубопровод котлового контура состоит из следующих диаметров: Ду 20x2,8 (мм) – 2 метра; Ду 25x3,2 (мм) – 2 метра; Ду 32x3,2 (мм) – 1 метр; Ду 40x3,5 (мм) – 20 метров; Ду 57x3,5 (мм) – 1,5 метра; Ду 89x3,5 (мм) – 2 метра; Ду 108x4,0 (мм) – 50 метров; Ду 219x6,0 (мм) – 90 метров; Ду 273x7,0 (мм) – 100 метров; Ду 426x8,0 (мм) – 35 метров; Ду 530x10,0 (мм) – 175 метров;

Манометр, показывающий 44 (шт); Термометр биметаллический 23 (шт);

К авариям в котловом контуре можно отнести: разрушение трубопровода его элементов, разрыв сварочного стыка, образование свищей в трубопроводе, неисправность в работе вспомогательного оборудования, течь пакета пластин теплообменного аппарата, смешение рабочих сред в теплообменном аппарате, коррозия металла стенок РВС. Несоблюдение водно-химического режима работы котлов, теплоиспользующего оборудования и тепловых сетей приводят к отложениям накипи и шлама на их внутренних поверхностях, коррозионным повреждениям. Применение неэффективных теплоизоляционных материалов оказывает влияние на сокращение сроков эксплуатации котельного оборудования и систем транспортировки теплоносителя.

1.2.2. Трубопровод тепловой сети (сетевой контур), запорная арматура, вспомогательное оборудование.

Сетевой контур – это греющая часть системы теплоснабжения где не предусматривается использование сетевой воды потребителям путем ее отбора из тепловой сети (при Закрытой системе) параметры теплоносителя и давления воды в котором на выходе из котельной $T_{1\text{сет}} - 142^{\circ}\text{C}$ и, $P_{1\text{сет}} - 0,75$ Мпа, на входе в котельную $T_{2\text{сет}} - 65^{\circ}\text{C}$ и, $P_{2\text{сет}} - 0,4$ Мпа, (при $- 43^{\circ}\text{C}$, самая холодная пятидневка для Сургута).

Сетевой контур включает в себя: Насос сетевой Esra FNF K 250-630; 3 (шт); РВС – 100 м³; 1 (шт); Кран шаровой вварной с червячной передачей Ду 20 (мм) Ру 4,0 Мпа; 3 (шт); Кран шаровой вварной с червячной передачей Ду 32 (мм) Ру 4,0 Мпа; 8 (шт); Кран шаровой вварной с червячной передачей Ду 32 (мм) Ру 4,0 Мпа; 5 (шт); Кран шаровой вварной с червячной передачей Ду 250 (мм) Ру 1,6 Мпа; 10 (шт); Кран шаровой вварной с червячной передачей Ду 300 (мм) Ру 1,6 Мпа; 3 (шт); Кран шаровой вварной с червячной передачей Ду 400 (мм) Ру 1,6 Мпа; 4 (шт); Кран шаровой вварной с червячной передачей Ду 500 (мм) Ру 1,6 Мпа; 4 (шт);

Кран шаровой вварной с эл/приводом Ду 200 (мм) Ру 1,6 Мпа; 1 (шт); Кран шаровой вварной с эл/приводом Ду 400 (мм) Ру 1,6 Мпа; 1 (шт); Кран шаровой вварной с эл/приводом Ду 500 (мм) Ру 1,6 Мпа; 6 (шт); Клапан обратный подъёмный фланцевый Ду 300 (мм) Ру 1,6 Мпа; 3 (шт); Затвор дисковый поворотный Ду 300 (мм) Ру 2,5 Мпа; 3 (шт); Затвор дисковый поворотный Ду 500 (мм) Ру 2,5 Мпа; 1 (шт); Фильтр ФМФ Ду 250 (мм) Ру 1,6 Мпа; 5 (шт); Фильтр ФМФ Ду 500 (мм) Ру 1,6 Мпа; 2 (шт); Клапан двухходовой регулирующий Ду 150 (мм) Ру 1,6 Мпа; 1 (шт); Компенсатор линзовый Ду 300 (мм) Ру 1,6 Мпа; 3 (шт); Компенсатор линзовый Ду 400 (мм) Ру 1,6 Мпа; 3 (шт); Расходомер УПР Ду 400 (мм) Ру 1,6 Мпа; 2 (шт);

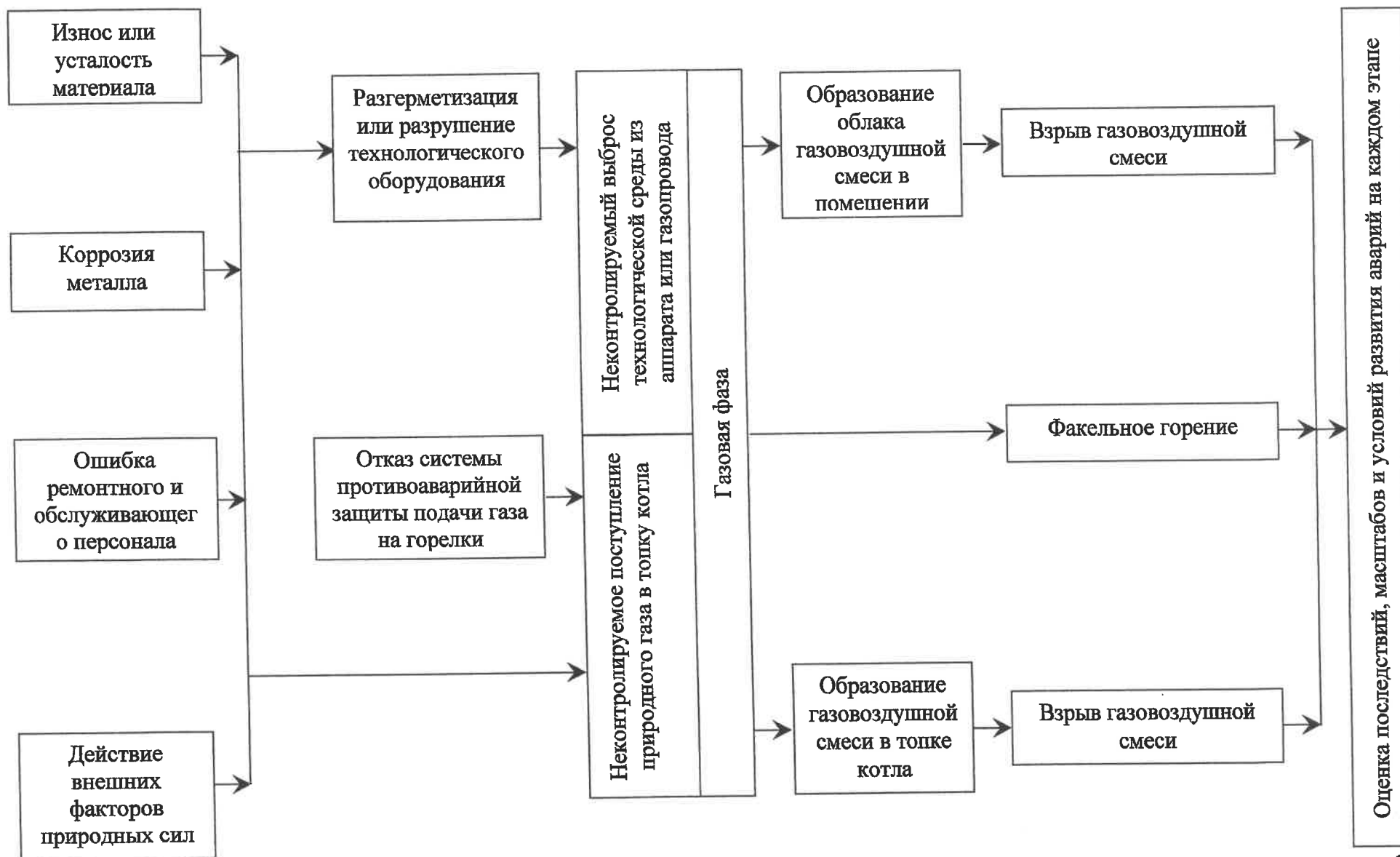
Трубопровод сетевого контура состоит из следующих диаметров: Ду 25х3,2 (мм) – 16,5 метра; Ду 32х3,2 (мм) – 1,5 метра; Ду 40х3,5 (мм) – 1 метр; Ду 159х4,5 (мм) – 1 метр; Ду 273х7,0 (мм) – 25 метров; Ду 325х8,0 (мм) – 1 метр; Ду 426х8,0 (мм) – 19 метров; Ду 530х10,0 (мм) – 103 метра;

Манометр, показывающий 34 (шт); Термометр биметаллический 16 (шт);

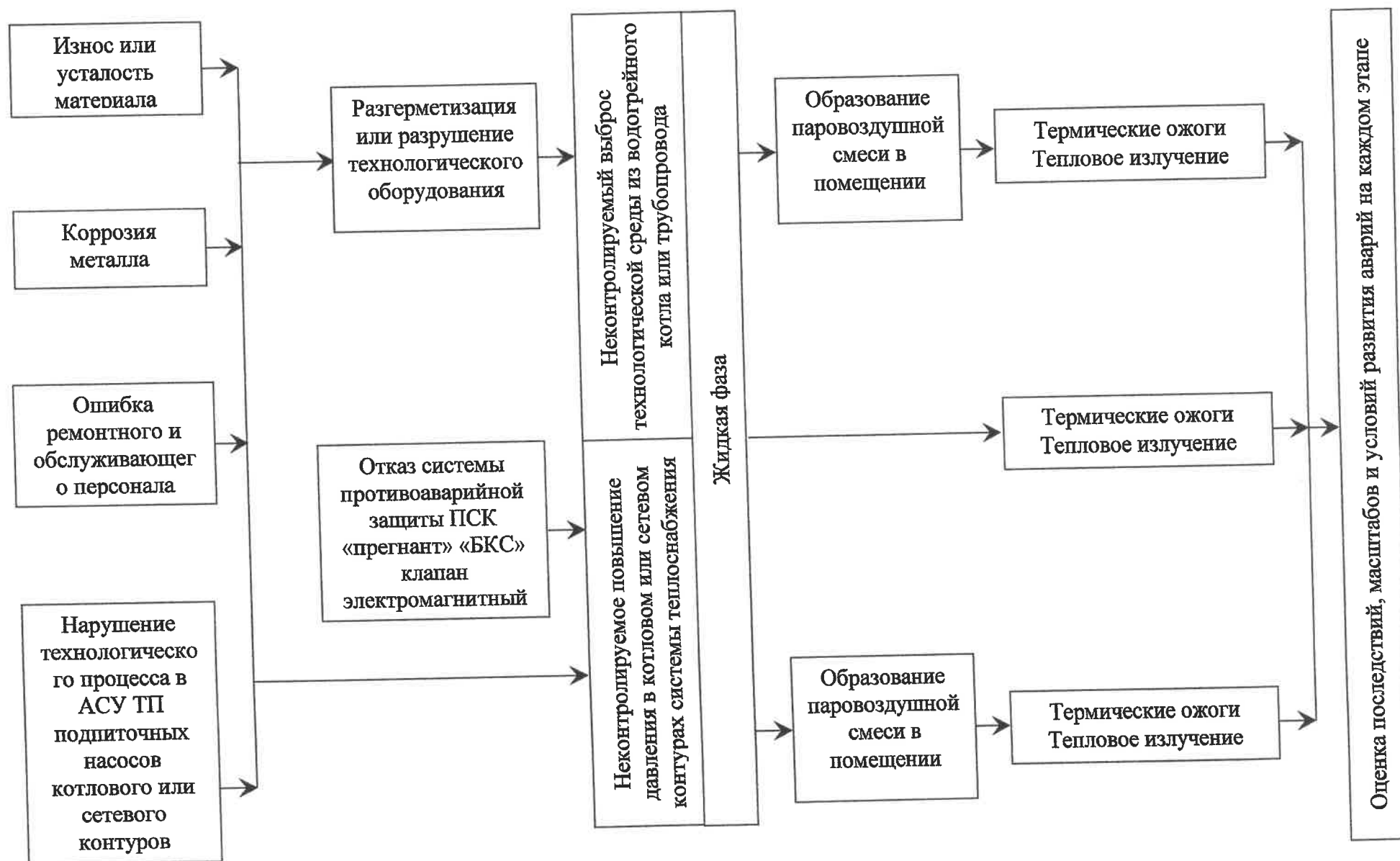
К авариям в сетевом контуре можно отнести: разрушение трубопровода его элементов, разрыв сварочного стыка, образование свищей в трубопроводе, неисправность в работе вспомогательного оборудования, течь пакета пластин теплообменного аппарата, смешение рабочих сред в теплообменном аппарате, коррозия металла стенок РВС. Несоблюдение водно-химического режима работы котлов, теплоиспользующего оборудования и тепловых сетей приводят к отложениям накипи и шлама на их внутренних поверхностях, коррозионным повреждениям. Применение неэффективных теплоизоляционных материалов оказывает влияние на сокращение сроков эксплуатации котельного оборудования и систем транспортировки теплоносителя.

2. Возможные сценарии возникновения и развития аварий на объекте.

2.1. Типовая схема построения сценариев развития аварийных ситуаций в газовом оборудовании с указанием основных причин их возникновения.



2.2. Типовая схема построения сценариев развития аварийных ситуаций в теплотехническом оборудовании с указанием основных причин их возникновения.



2.3. Возможные сценарии возникновения и развития аварий на котельной.

№ сценария	Наименование сценария аварии	Описание сценария аварии
1-С 1.1.	Полная разгерметизация разрушение на участке подземного газопровода высокого давления	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с) → при не воспламенении газа в момент его рассеивания в атмосфере задаются нижним пределом воспламенения метана в воздухе менее 5%. Учитывая погодные условия. → воспламенение газовой смеси не произошло.
1-С 2.1.	перед крановым узлом (точка врезки)	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с) → воспламенение струи природного газа → факельное горение.
1-С 1.2.	Частичное разрушение на участке подземного газопровода высокого давления	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с) → при не воспламенении газа в момент его рассеивания в атмосфере задаются нижним пределом воспламенения метана в воздухе менее 5%. Учитывая погодные условия. → воспламенение газовой смеси не произошло.
1-С 2.2.	перед крановым узлом (точка врезки)	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с) → воспламенение струи природного газа → факельное горение.
2-С 1.1.	Полная разгерметизация разрушение на участке подземного газопровода высокого давления	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с) → при не воспламенении газа в момент его рассеивания в атмосфере задаются нижним пределом воспламенения метана в воздухе менее 5%. Учитывая погодные условия. → воспламенение газовой смеси не произошло.
2-С 2.1.	(участок точка врезки крановый узел, до Г-1 или Г-2 наружного газопровода)	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с) → воспламенение струи природного газа от фрикционной искры → струевое пламя
2-С 1.2.	Частичное разрушение подземного газопровода высокого давления	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с) → при не воспламенении газа в момент его рассеивания в атмосфере задаются нижним пределом воспламенения метана в воздухе менее 5%. Учитывая погодные условия. → воспламенение газовой смеси не произошло.
2-С 2.2.	(участок точка врезки крановый узел, до Г-1 или Г-2 наружного газопровода)	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с) → воспламенение струи природного газа от фрикционной искры → струевое пламя
3-С 1.1.	Разрушение на полное сечение наружного, внутриплощадочного	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с) → образование газовой смеси природного газа → воспламенение газовой смеси не произошло → рассеяние газового облака.

3-С 2.1.	распределительного газопровода высокого давления (участок Г-1 – ЭКФ)	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с)→ воспламенение струи природного газа → факельное горение → экстремальный нагрев среды, воздействие теплового излучения на соседнее оборудование и персонал.
3-С 1.2.	Частичное разрушение наружного, внутриплощадочного	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с)→ образование газовойоздушной смеси природного газа → воспламенение газовойоздушной смеси не произошло → рассеяние газового облака.
3-С 2.2.	распределительного газопровода высокого давления (участок Г-1 – ЭКФ)	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с)→ воспламенение струи природного газа → факельное горение → экстремальный нагрев среды, воздействие теплового излучения на соседнее оборудование и персонал.
4-С 1.1.	Разрушение на полное сечение внутреннего газопровода высокого давления (участок ЭКФ – 1Г-1; 2Г-1; 3Г-1; 4Г-1)	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с)→ образование газовойоздушной смеси природного газа → воспламенение газовойоздушной смеси не произошло → рассеяние газового облака.
4-С 2.1.		→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с)→ воспламенение струи природного газа → факельное горение → экстремальный нагрев среды, воздействие теплового излучения на соседнее оборудование и персонал.
4-С 3.1.		→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с)→ образование газовойоздушной смеси природного газа → воспламенение газовойоздушной смеси → взрыв облака газовойоздушной смеси → воздействие ударной волны на здание, оборудование и персонал.
4-С 1.2.	Частичное разрушение внутреннего газопровода высокого давления (участок ЭКФ – 1Г-1; 2Г-1; 3Г-1; 4Г-1)	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с)→ образование газовойоздушной смеси природного газа → воспламенение газовойоздушной смеси не произошло → рассеяние газового облака.
4-С 2.2.		→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300с)→ воспламенение струи природного газа → факельное горение → экстремальный нагрев среды, воздействие теплового излучения на соседнее оборудование и персонал.
4-С 3.2.		→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300 с) → образование газовойоздушной смеси природного газа → воспламенение газовойоздушной смеси → взрыв облака газовойоздушной смеси → воздействие ударной волны на здание, оборудование и персонал.

5-С 1.	Частичное разрушение одного из газовых фильтров (ФГ1; ФГ2; ФГ3; ФГ4)	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300 с) → образование газовой смеси природного газа → воспламенение газовой смеси не произошло → рассеяние газового облака.
5-С 2.		→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300 с) → воспламенение струи природного газа → факельное горение → экстремальный нагрев среды, воздействие теплового излучения на соседнее оборудование и персонал.
5-С 3.		→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 300 с) → образование газовой смеси природного газа → воспламенение газовой смеси → взрыв облака газовой смеси → воздействие ударной волны на здание, оборудование и персонал.
6-С 1.1.	Разрушение на полное сечение газопроводной обвязки одного из котельных агрегатов № 1-4 (участок 1Г-1- РД-1), 2 Г-1- РД-2, 3Г-1-РД-3, 4Г-1-РД-4)	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 12 с) → образование газовой смеси природного газа → воспламенение газовой смеси не произошло → рассеяние газового облака.
6-С 2.1.		→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 12 с) → воспламенение струи природного газа → факельное горение → экстремальный нагрев среды, воздействие теплового излучения на соседнее оборудование и персонал.
6-С 3.1.		→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 12 с) → образование газовой смеси природного газа → воспламенение газовой смеси → взрыв облака газовой смеси → воздействие ударной волны на здание, оборудование и персонал.
6-С 1.2.	Частичное разрушение газопроводной обвязки одного из котельных агрегатов № 1-4 (участок 1Г-1 - РД-1), 2 Г-1- РД-2, 3Г-1-РД-3, 4Г-1-РД-4)	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 12 с) → образование газовой смеси природного газа → воспламенение газовой смеси не произошло → рассеяние газового облака.
6-С 2.2.		→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 12 с) → воспламенение струи природного газа → факельное горение → экстремальный нагрев среды, воздействие теплового излучения на соседнее оборудование и персонал.
6-С 3.2.		→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 12 с) → образование газовой смеси природного газа → воспламенение газовой смеси → взрыв облака газовой смеси → воздействие ударной волны на здание, оборудование и персонал.
7-С 1.	Отказ ПЗК горелок котла	→ неконтролируемый выброс природного газа (время выброса 12 с) → образование газовой смеси природного газа → воспламенение газовой смеси → взрыв облака газовой смеси → воздействие ударной волны на здание, оборудование и персонал.

8-С 1.	Порыв системы теплоснабжения котлового контура (участок водогрейный котёл №1,2,3,4 – теплообменный аппарат №1,2,3,4,5)	→ аварийный останов водогрейного котла → прекращение циркуляции в системе теплоснабжения котлового контура → Закрытие запорной арматуры на данном участке → Дренаживание системы
9-С 1.	Порыв системы теплоснабжения сетевого контура (теплообменный аппарат №1,2,3,4,5 – запорная арматура на входе и выходе с котельной)	→ прекращение циркуляции в системе теплоснабжения сетевого контура → Закрытие запорной арматуры на данном участке → Дренаживание системы

3. Характеристика аварийности, присущие объектам, в отношении которых разрабатывается план мероприятий, и травматизма на таких объектах.

Дата и место	Вид аварии (неполадки)	Описание и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
Октябрь 2016г. г Балашиха	Взрыв в котельной	Взрыв в котельной. Причина аварии – выход из строя автоматической системы котельной	Повреждение вентиляционного короба, разрушение стёкол в котельной	Пострадавших при аварии нет
19.11.2016г. г. Воронеж	Взрыв в котельной	Взрыв в котельной Причина аварии – неквалифицированные действия, нарушение производственной дисциплины работниками газовой службы.	Термическое воздействие на металлоконструкции котельной	Пострадали два слесаря по ремонту газового оборудования. Термические ожоги.
Март .2017г. г. Уфа ул.	Взрыв в котельной	Взрыв в котельной. Причина аварии – ошибка персонала,	Разрушение оконных и витражных конструкций	Пострадавших при аварии нет

Менделеева		отказ технологических защит		
22.01.2018г. Иркутская обл.	Разрыв участка резервного трубопровода в ТП	Разрыв участка резервного трубопровода теплосети. Причина аварии -неквалифицированные действия работников тепловых сетей.	Термическое воздействие пара на строительные конструкции ТП	Погибли два слесаря и травмирован один слесарь по обслуживанию тепловых сетей. Термические ожоги.
20.02.2019г. Приморский край	Взрыв водогрейного котла КВ ЭКОНОМ-Р	Взрыв водогрейного котла Причина аварии –нарушение инструкции по розжигу котла	Тепловой гидравлический удар в котле. Срыв с креплений, перемещение на 2 метра в стену, повреждение котла	Погиб машинист котельных установок. Травмы не совместимые с жизнью от удара котлом о стену.

Из доклада Ростехнадзора от 02.09.2019 за 6 месяцев 2019 г. на опасных производственных объектах газораспределения и газопотребления произошло 6 аварий, в результате чего показатель аварийности на объектах уменьшился на 33 % по сравнению с аналогичным периодом 2018 г. (за 6 месяцев 2018 г. – 9 аварий).

Несчастных случаев со смертельным исходом на объектах газораспределения и газопотребления за первое полугодие 2019 г. не зарегистрировано (в первом полугодии 2018 г. – 1 случай смертельного травматизма).

В результате проведенного анализа аварийности, происшедшего за 6 месяцев 2019 г., установлено, что 83 % от общего количества аварий связаны с механическим повреждением наружных газопроводов, в том числе автотранспортом, доля которых по сравнению с тем же периодом 2018 г. возросла на 37 % (за 6 месяцев 2019 г. – 5 случаев из 6; за 6 месяцев 2018 г. – 4 случая из 9).

Аварий, связанных со взрывом при розжиге газоиспользующих установок и неисправности газового оборудования котла, в первом полугодии 2019 г. не зарегистрировано (в первом полугодии 2018 г. зарегистрировано 3 случая данного вида аварии).

Техническое расследование аварий показывает, что основными причинами возникновения аварий явились механические повреждения наружных газопроводов вследствие воздействия посторонних лиц и организаций при производстве земляных работ в границах охранной зоны газопроводов.

К основным нарушениям, выявляемым в данной сфере контрольно-надзорной деятельности, относятся:

- эксплуатация зданий, сооружений и технических устройств, применяемых на объектах, за пределами расчетного срока службы, установленного изготовителем, без проведения экспертизы промышленной безопасности;

- неудовлетворительная организация производственного контроля за своевременным и качественным проведением комплекса мероприятий, включая систему технического обслуживания и ремонта, обеспечивающих содержание опасных производственных объектов сетей газораспределения и газопотребления в исправном и безопасном состоянии;

- нарушение требований при организации и проведении газоопасных работ.

Таким образом, анализ причин и последствий аварий на предприятиях, связанных с использованием природного газа, позволяет сделать вывод о том, что наиболее вероятной аварией на технологическом оборудовании «Котельной для теплоснабжения мкр. № 38 и №39» ООО «СГЭС» может быть неконтролируемый выброс природного газа, образование и взрыв газовой смеси в топке и газоходе котла, а наиболее вероятной причиной ее возникновения – нарушение правил выполнения технологических операций и ремонтных работ обслуживающим персоналом.

4. Организация взаимодействия сил и средств.

Взаимодействие с МКУ «Сургутским Спасательным Центром» осуществляется на основании и в порядке, указанном в заключенном договоре на ликвидацию (локализацию) чрезвычайных ситуаций, связанных с эксплуатацией опасных производственных объектов ООО «СГЭС».

Генеральный директор МКУ «Сургутский Спасательный Центр» тел/факс: 8(3462)26-18-38;

Заместитель генерального директора МКУ «Сургутский Спасательный Центр» тел: 8(3462)26-18-43;

Диспетчер МКУ «Сургутский Спасательный Центр» (круглосуточно), тел.: 8(3462)26-21-15 круглосуточный, Единая дежурно-диспетчерская служба тел: 112, (3462) 21-45-40.

Участники взаимодействия несут ответственность за своевременное выделение имеющихся в их распоряжении сил и средств, оказания помощи людям, терпящим бедствие в результате аварии.

5. Состав и дислокация сил и средств.

Дислокацию сил и средств МКУ «Сургутский Спасательный Центр», г. Сургута, обеспечивает постоянную круглосуточную готовность дежурной группы к оперативному выезду для выполнения ее силами действий по локализации чрезвычайной ситуации, произошедших на объектах ООО «СГЭС» в минимально короткое время.

Персонал нештатной аварийно-восстановительной команды ООО «СГЭС» доставляется к месту аварии совместно с техникой.

6. Порядок обеспечения постоянной готовности сил и средств к локализации и ликвидации последствий аварий на объекте с указанием организаций, которые несут ответственность за поддержание этих сил и средств в установленной степени готовности.

Обеспечение постоянной готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии на объектах ООО «СГЭС» осуществляется:

- на основании настоящего Плана, с проведением тренировочных занятий работниками в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте с отметкой в журнале проведения тренировочных занятий;
- на основании постоянной готовности дежурной группы профессионального аварийно-спасательного формирования МКУ «Сургутский Спасательный Центр» к оперативному выезду, в случае возникновения аварии на опасном производственном объекте, с

которыми заключен договор на обслуживание в соответствии с требованиями промышленной безопасности на опасных производственных объектах;

- на основании созданного резерва финансовых средств и материальных ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий, а также с наличием всех средств системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии и поддержание указанных систем в исправном состоянии.

7. Организация управления, связи и оповещения при аварии на котельной.

№ п/п	Наименование учреждения, должностного лица	Фамилия, имя, отчество	№ телефона	адрес
1	Управление по делам ГО и ЧС, начальник управления	Пухтеев Олег Владимирович	52-40-00, 72-83-96	ул. Просвещения, 19
2	Единая дежурно-диспетчерская служба, оперативный дежурный		112, 005, 21-45-40 8(3462)34-51-05	ул. Григория Кукуевицкого, 6
3	МКУ «Сургутский Спасательный Центр» приёмная диспетчер	Неретин Сергей Геннадьевич	8(3462)26-18-38 8(3462)26-21-15	г. Сургут. ул, Затонская, 1а
4	УМВД г. Сургута, оперативный дежурный		02, 102, 76-13-11	ул. Маяковского, 19
5	Пожарная часть № 49, диспетчер		22-53-01	ул. Крылова, 40
6	ООО «СГЭС», генеральный директор	Пак Мен Чер	52-46-01	ул. Нефтеюганское шоссе, 15
7	ООО «СГЭС», заместитель главного инженера по ремонту и эксплуатации энергооборудования	Голубков Андрей Алексеевич	47-74-42	ул. Нефтеюганское шоссе, 15
8	ООО «СГЭС», заместитель главного инженера по теплоснабжению	Марченков Александр Егорович	55-57-00	Проспект Мира, 41
9	ООО «СГЭС», дежурный диспетчер		32-35-35	ул. Аэрофлотская, 23 строение 6
10	ООО «СГЭС», начальник смены ПК		55-56-64	Проспект Мира, 41
11	ООО «СГЭС», начальник СПКиОТ	Кравченко Владимир Александрович	52-46-53	ул. Нефтеюганское шоссе, 15
12	ООО «СГЭС», начальник цеха № 7	Кудёлко Евгений Михайлович	65-67-69	Проспект Мира, 41
13	СГМУП «ГТС», начальник газовой службы	Демерчан Саркис Ованесович	65-19-25, 24-19-02	ул. Майская, 10/2
14	СГМУП «ГТС», дежурный ОДС		45-67-12	ул. Нефтяников, 24
15	Аварийная служба безопасности «Сургутгаз»,		04, 104	ул. Маяковского, 14а-1

	дежурный диспетчер			
16	Станция скорой медицинской помощи, дежурный диспетчер		03, 030, 35-74-92	ул. Профсоюзов, 29

СПИСОК

уполномоченных лиц ООО «СГЭС», имеющих право вызывать дежурную группу профессионального аварийно-спасательного формирования МКУ «Сургутский Спасательный Центр» для реагирования на чрезвычайные ситуации.

№ п/п	Ф.И.О	Должность
1	Голубков Андрей Алексеевич	Заместитель главного инженера по ремонту и эксплуатации энергооборудования
2	Марченков Александр Егорович	Заместитель главного инженера по теплоснабжению
По распоряжению лиц, указанных в п.п. 1, 2		
3	Кудёлко Евгений Михайлович	Начальник цеха №7
4	Демещик Александр Семёнович	Заместитель начальника района цеха № 7
5	Колесников Виталий Витальевич	Старший мастер цеха № 7
6	Романько Сергей Михайлович	Начальник диспетчерской службы цех № 6
7	Папуловский Арсений Аркадиевич	Заместитель начальника диспетчерской службы цех № 6
По распоряжению лиц, указанных в п.п. 1-7		
8	Баранова Марина Александровна	Начальник смены цеха № 7
9	Илюпина Светлана Анатольевна	Начальник смены цеха № 7
10	Касьянова Лиана Павловна	Начальник смены цеха № 7
11	Кравчук Евгений Анатольевич	Начальник смены цеха № 7
12	Тарасова Альбина Владимировна	Начальник смены цеха № 7

8. Система взаимного обмена информацией между организациями – участниками локализации и ликвидации последствий аварий на объекте.



9. Действия производственного персонала и аварийно – спасательных служб (формирований) по локализации и ликвидации аварийных ситуаций.

Таблица 1

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
А-1. Обнаружение утечек газа на вводом газопроводе.	1. Запах газа на территории. 2. Шум дросселирующего газа. 3. Падение давления на газопроводе.	1. Блокировка подачи и поступления газа на входе в котельную. 2. Ограждение опасной зоны. 3. Контроль отсутствия открытого огня, курения и других действий, способных вызвать загорание газо-воздушной смеси.	1. Задвижка Г-1 или Г- 2 на входе в котельную. (см. приложение 1 или 2)	1. Первый, заметивший аварию, немедленно предупреждает окриком об опасности всех находящихся на территории котельной, сообщает о происшествии дежурному оператору котельной. 2. Дежурный оператор котельной: – сообщает об утечке газа в диспетчерскую службу, начальнику смены, начальнику газовой службы СГМУП «ГТС», ответственному за безопасную эксплуатацию котельной; – предупреждает персонал, находящийся в котельной о загазованности и недопущении пользоваться открытым огнем; – производит аварийное отключение водогрейного котла по указанию ответственного лица за безопасную эксплуатацию котельной или в соответствии с производственной инструкцией; – при наличии запаха газа в помещении котельной, обеспечивает естественную вентиляцию в помещении котельной открытием входных дверей, ворот, окон; – не производит, и не допускает включение электрооборудования;

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<ul style="list-style-type: none"> – проводит эвакуацию людей из помещения котельной; – выставляет охрану загазованной территории с целью недопущения открытого огня в радиусе 50 м с привлечением всего персонала, работающего в данный момент в котельной; – по указанию ответственного лица за безопасную эксплуатацию котельной включает водогрейный котёл, после перевода его на резервную линию газопровода; – по указанию ответственного лица за безопасную эксплуатацию котельной включает водогрейный котёл, после перевода его на рабочую линию газопровода и после проведения комиссии по расследованию причин аварии; – восстанавливает рабочие параметры системы теплоснабжения согласно температурного графика; <p>3. Начальник смены:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проводит оповещение согласно системы взаимного обмена информацией между организациями – участниками ЛЛПА на объекте; – вызывает газовую службу СГМУП «ГТС» – ведёт необходимую документацию; <p>4. Ответственный за безопасную эксплуатацию котельной:</p>

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<ul style="list-style-type: none"> – проверяет, проведено ли оповещение должностных и ответственных лиц между организациями – участниками ЛЛПА на объекте; – после совместной проверки с начальником газовой службы, или с самой службой СГМУП «ГТС» помещений в котельной на загазованность с использованием переносного газоанализатора дает разрешение на пуск газа по резервному газопроводу; – входит в состав комиссии по расследованию причин возникновения аварии; <p>5. Ответственный руководитель (главный инженер):</p> <ul style="list-style-type: none"> – осуществляет общее руководство ликвидацией последствий аварии; <p>6. Газовая служба СГМУП «ГТС»:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перекрывает задвижку Г-1 или Г-2 (в зависимости от схемы подачи газа) на входе в котельную; – время прибытия к месту аварии газовой службы не должно превышать 1 часа после поступления оперативной информации (п. 5.7.3. ГОСТ Р 54983-2012); – производит сбрасывание газа, через продувочный газопровод в атмосферу; – на отключенный участок газопровода

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>устанавливает заглушки, и продувает его воздухом;</p> <ul style="list-style-type: none"> – производит выполнение пуска газа по резервному газопроводу; – производит поиск места утечки газа; – производит проверку на загазованность газоанализатором в радиусе 50 м от места обнаружения утечки газа; – производит работы по устранению утечки газа; – с помощью компрессора выполняет опрессовку повреждённого участка газопровода на целостность; падение давления воздуха в газопроводе не должно превышать 1 кгс/см^2 в течении 1 часа; – производит пуск газа по рабочему восстановленному газопроводу; – перекрывает резервный газопровод и сбрасывает с него давление с помощью продувочного трубопровода; <p>7. Медицинская служба в случае необходимости высылает бригаду скорой помощи, для оказания медицинской помощи пострадавшим.</p>
А-2. Разрыв сварочного стыка, образование свища в	<p>1. Срабатывание сигнализации загазованности.</p> <p>2. Падение давления в</p>	<p>1. Срабатывание сигнализатора загазованности о загазованности более 10 % от нижнего</p>	<p>Задвижка Г - 3 и Г – 4 в котельной.</p> <p>Естественная вентиляция помещений.</p> <p>(см. приложение 2)</p>	<p>1. Первый, заметивший аварию, немедленно предупреждает окриком об опасности всех находящихся в котельной, сообщает о происшествии дежурному оператору котельной.</p>

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
газопроводе, задвижке (другого запорно-регулирующего механизма или устройства), истечение газа через фланцы, повреждение газового оборудования, прибора и т.п. в котельной.	газопроводе. 3. Запах газа в помещении котельной. 4. Шум дросселирующего газа.	концентрационного предела распространения пламени (НКПРП).		<p>2. Дежурный оператор котельной:</p> <ul style="list-style-type: none"> – сообщает об утечке газа в диспетчерскую службу, начальнику смены, начальнику газовой службы СГМУП «ГТС», ответственному за безопасную эксплуатацию котельной; – предупреждает персонал, находящийся в котельной о загазованности и недопущении пользоваться открытым огнем; – производит аварийное отключение водогрейного котла по указанию ответственного лица за безопасную эксплуатацию котельной или в соответствии с производственной инструкцией; – перекрывает задвижку Г-3 и Г-4 внутреннего газопровода и газового оборудования котельной (согласно Правилам аварийной остановки котла); – открывает краны шаровые продувочных свечей внутреннего газопровода (пт-1; пт-2; пт-3; пт-4; Ду 25 мм); – обеспечивает естественную вентиляцию в помещении котельной открытием входных дверей, ворот, окон; – не производит, и не допускает включение электрооборудования; – проводит эвакуацию людей из помещения котельной; – выставляет охрану загазованного

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>помещения котельной с целью недопущения открытого огня в радиусе 50 м с привлечением всего персонала, работающего в данный момент в котельной;</p> <ul style="list-style-type: none"> – по указанию ответственного лица за безопасную эксплуатацию котельной включает водогрейный котёл после проведения аварийно-восстановительных работ, и после проведения комиссии по расследованию причин аварии; – восстанавливает рабочие параметры системы теплоснабжения согласно температурного графика; <p>3. Начальник смены:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проводит оповещение согласно системы взаимного обмена информацией между организациями – участниками ЛЛПА на объекте; – вызывает газовую службу СГМУП «ГТС»; – ведет необходимую документацию; <p>4. Ответственный за безопасную эксплуатацию котельной:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проверяет, проведено ли оповещение должностных и ответственных лиц между организациями – участниками ЛЛПА на объекте; – организует охрану огражденной зоны; – обеспечивает наблюдение за отсутствием

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>открытого огня, курения и других действий, способных вызвать загорание газо-воздушной смеси;</p> <ul style="list-style-type: none"> – после совместной проверки с начальником газовой службы или с самой службой СГМУП «ГТС» помещений в котельной на загазованность с использованием переносного газоанализатора дает разрешение на пуск газа по восстановленному (оборудованию, арматуре, прибору, газопроводу); – входит в состав комиссии по расследованию причин возникновения аварии; <p>5. Ответственный руководитель (главный инженер):</p> <ul style="list-style-type: none"> – осуществляет общее руководство ликвидацией последствий аварии; <p>6. Газовая служба СГМУП «ГТС»:</p> <ul style="list-style-type: none"> – на отключённый участок газопровода устанавливает заглушки, и продувает его воздухом; – время прибытия к месту аварии газовой службы не должно превышать 1 часа после поступления оперативной информации (п.5.7.3. ГОСТ Р 54983-2012); – производит поиск места утечки газа; – производит проверку на загазованность газоанализатором в радиусе 50 м от места

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>обнаружения утечки газа;</p> <ul style="list-style-type: none"> – производит работы по устранению утечки газа; – с помощью компрессора выполняет опрессовку повреждённого участка (оборудования, арматуры, прибора, газопровода) на целостность; – производит пуск газа по восстановленному оборудованию, газопроводу; <p>7. Медицинская служба в случае необходимости высылает бригаду скорой помощи, для оказания медицинской помощи пострадавшим.</p>
А-3. Пожар на территории котельной вследствие воспламенения газа от открытого огня или искры при утечке (струйное горение).	<p>1. Загазованность территории продуктами сгорания.</p> <p>2. Шум дросселирующего газа, пламя.</p> <p>3. Падение давления в газопроводе.</p>	<p>1. Блокировка подачи и поступления газа на входе в котельную.</p> <p>2. Ограждение опасной зоны.</p>	<p>1. Задвижка Ду 200 (мм)</p> <p>2 (шт.) крановый узел. (см. приложение 1)</p>	<p>1. Первый, заметивший аварию, немедленно предупреждает окриком об опасности всех находящихся на территории котельной, сообщает о происшествии дежурному оператору котельной.</p> <p>2. Дежурный оператор котельной:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вызывает пожарную команду назвав адрес объекта; – сообщает о пожаре начальнику смены, начальнику газовой службы СГМУП «ГТС», ответственному за безопасную эксплуатацию котельной, в диспетчерскую службу; – производит аварийное отключение котла по указанию ответственного лица за безопасную эксплуатацию котельной или в

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>соответствии с производственной инструкцией;</p> <ul style="list-style-type: none"> – перекрывает задвижки на газовом крановом узле за территорией котельной Ду 200 (мм) (2 шт.) в сторону рабочего и резервного газопровода котельной (согласно Правилам аварийной остановки котла); – открывает кран шаровой Ду 50 (мм) на продувочном трубопроводе кранового узла; – проводит эвакуацию людей из помещения котельной; – при выявлении пострадавших вызывает скорую помощь; – выставляет охрану опасной зоны с привлечением всего персонала, работающего в данный момент в котельной; – до прибытия пожарной команды осуществляет тушение пожара, с помощью средств пожаротушения (огнетушители ОП – 8, ОП – 10; пожарные краны ПК 1 – ПК 13) при том что если пожар не угрожает жизни и здоровью человека; – после проведения технической комиссии по расследованию причин пожара, и после разрешения эксплуатировать в дальнейшем уцелевшее оборудование, восстанавливает рабочие параметры системы теплоснабжения согласно температурного графика;

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>3. Начальник смены:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проводит оповещение согласно системы взаимного обмена информацией между организациями – участниками ЛЛПА на объекте; – вызывает газовую службу СГМУП «ГТС» – вызывает МКУ «Сургутский Спасательный Центр» – ведет необходимую документацию; <p>4. Ответственный за пожарную безопасность объекта:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проверяет, проведено ли оповещение должностных и ответственных лиц между организациями – участниками ЛЛПА на объекте; – принимает меры к эвакуации пострадавших из опасной зоны; – до прибытия пожарной команды осуществляет руководство по тушению пожара, с помощью первичных средств пожаротушения (огнетушители ОП – 8, 10; пожарные рукава ПК 1 – ПК 13) при том что если пожар не угрожает жизни и здоровью человека; – входит в состав технической комиссии по расследованию причин возникновения пожара; <p>5. Ответственный за безопасную эксплуатацию котельной:</p>

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>– проверяет, проведено ли оповещение должностных и ответственных лиц между организациями – участниками ЛЛПА на объекте;</p> <p>– выставляет ограждение опасной зоны;</p> <p>– организует охрану огражденной зоны;</p> <p>– в отсутствии ответственного за пожарную безопасность объекта до прибытия пожарной команды осуществляет руководство по тушению пожара, при том что если пожар не угрожает жизни и здоровью человека;</p> <p>6. Ответственный руководитель (главный инженер):</p> <p>– осуществляет общее руководство ликвидацией последствий аварий;</p> <p>7. МКУ «Сургутский Спасательный Центр»:</p> <p>1. Дежурная смена спасателей МКУ «ССЦ» выдвигается к месту аварии с целью выявления характера аварии, ее масштаба, степени опасности и определения количества необходимых аварийно-спасательных средств и техники.</p> <p>2. Производит эвакуацию рабочих и служащих из опасной зоны, при необходимости использует средства защиты органов дыхания и кожи.</p> <p>3. Докладывает руководителю аварийно-спасательных работ об обстановке на</p>

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>производственном объекте и выполняемых аварийно-спасательных работах.</p> <p>8. <u>Руководитель аварийно-спасательных работ МКУ «Сургутского Спасательного Центра»:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Принимает решение по наращиванию сил и средств спасательного формирования на производственном объекте. 2. Силами аварийно-спасательного формирования: <ul style="list-style-type: none"> – подготавливается площадка для размещения аварийно-спасательной техники и оборудования; – производят сортировку пострадавших и оказывают первую помощь; – при необходимости устанавливают автономное освещение с использованием осветительных станций; – выполняет аварийно-спасательные работы с использованием аварийно-спасательного инструмента и специальной техники; <p>9. <u>Пожарно-спасательная часть № 49:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – после вызова по телефону оператором котельной пожарной команды, пожарная часть незамедлительно высылает пожарный расчёт на место пожара; – время прибытия к месту пожара ПСЧ №49 не должно превышать 10 минут после

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>поступления оперативной информации (ст.76.гл.17. ФЗ – 123 от 22.07.2008г).</p> <ul style="list-style-type: none"> – по приезду пожарный расчёт оценивает площадь возгорания пожара на территории объекта; – оценивает достаточность сил и средств для тушения пожара; – определяет отсутствие внешних факторов способных увеличить площадь возгорания пожара на территории объекта; – приступает к локализации и в последствии к ликвидации пожара; – выдаёт документ, подтверждающий факт пожара на территории объекта; <p>10. Медицинская служба в случае необходимости высылает бригаду скорой помощи, для оказания медицинской помощи пострадавшим.</p> <p>11. Газовая служба СГМУП «ГТС»:</p> <ul style="list-style-type: none"> – на отключённый участок газопровода устанавливает заглушки, и продувает его воздухом; – время прибытия к месту аварии газовой службы не должно превышать 1 часа после поступления оперативной информации (п.5.7.3. ГОСТ Р 54983-2012). – производит демонтажные работы повреждённого участка; – производит пуск газа по рабочему

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				восстановленному газопроводу;
А-4. Взрыв газо-воздушной смеси (ГВС) на территории котельной вследствие воспламенения ГВС от открытого огня или искры при утечке с последующим пожаром.	1. Задымленность территории, запах продуктов сгорания. 2. Шум дросселирующего газа, пламя. 3. Падение давления в газопроводе, разрушение.	1. Блокировка подачи и поступления газа на входе в котельную. 2. Ограждение опасной зоны.	1. Задвижка Ду 200 (мм) 2 (шт.) крановый узел. (см. приложение 1)	1. Первый, заметивший аварию, немедленно предупреждает окриком об опасности всех находящихся на территории котельной, сообщает о происшествии дежурному оператору котельной. 2. Дежурный оператор котельной: – вызывает пожарную команду назвав адрес объекта; – сообщает о пожаре начальнику смены, начальнику газовой службы СГМУП «ГТС», ответственному за безопасную эксплуатацию котельной, в диспетчерскую службу; – производит аварийное отключение котла по указанию ответственного лица за безопасную эксплуатацию котельной или в соответствии с производственной инструкцией; – перекрывает задвижки на газовом крановом узле за территорией котельной Ду 200 (мм) (2 шт.) в сторону рабочего и резервного газопровода котельной (согласно Правилам аварийной остановки котла); – открывает кран шаровой Ду 50 (мм) на продувочном трубопроводе кранового узла; – проводит эвакуацию людей из помещения котельной; – при выявлении пострадавших вызывает скорую помощь;

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<ul style="list-style-type: none"> – выставляет охрану опасной зоны с привлечением всего персонала, работающего в данный момент в котельной; – до прибытия пожарной команды осуществляет тушение пожара с помощью средств пожаротушения (огнетушители ОП – 8, ОП – 10; пожарные краны ПК 1 – ПК – 13) при том что если пожар не угрожает жизни и здоровью человека; – после проведения технической комиссии по расследованию причин пожара, и после разрешения эксплуатировать в дальнейшем уцелевшее оборудование, восстанавливает рабочие параметры системы теплоснабжения согласно температурного графика; <p>3. Начальник смены:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проводит оповещение согласно системы взаимного обмена информацией между организациями – участниками ЛЛПА на объекте; – вызывает газовую службу СГМУП «ГТС» – вызывает МКУ «Сургутский Спасательный Центр» – ведет необходимую документацию; <p>4. Ответственный за пожарную безопасность объекта:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проверяет, проведено ли оповещение должностных и ответственных лиц между организациями – участниками ЛЛПА на

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>объекте;</p> <ul style="list-style-type: none"> – принимает меры к эвакуации пострадавших из опасной зоны; – до прибытия пожарной команды осуществляет руководство по тушению пожара, с помощью первичных средств пожаротушения (огнетушители ОП – 8, 10; пожарные рукава ПК 1 – ПК 13) при том что если пожар не угрожает жизни и здоровью человека; – входит в состав технической комиссии по расследованию причин возникновения пожара; <p>5. Ответственный за безопасную эксплуатацию котельной:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проверяет, проведено ли оповещение должностных и ответственных лиц между организациями – участниками ЛЛПА на объекте; – выставляет ограждение опасной зоны; – организует охрану ограждённой зоны; – в отсутствии ответственного за пожарную безопасность объекта до прибытия пожарной команды осуществляет руководство по тушению пожара, при том что если пожар не угрожает жизни и здоровью человека; <p>6. Ответственный руководитель (главный инженер):</p> <ul style="list-style-type: none"> – осуществляет общее руководство

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>ликвидацией последствий аварии;</p> <p>7. <u>МКУ «Сургутский Спасательный Центр»:</u></p> <p>1. Дежурная смена спасателей МКУ «ССЦ» выдвигается к месту аварии с целью выявления характера аварии, ее масштаба, степени опасности и определения количества необходимых аварийно-спасательных средств и техники.</p> <p>2. Производит эвакуацию рабочих и служащих из опасной зоны, при необходимости использует средства защиты органов дыхания и кожи.</p> <p>3. Докладывает руководителю аварийно-спасательных работ об обстановке на производственном объекте и выполняемых аварийно-спасательных работах.</p> <p>8. <u>Руководитель аварийно-спасательных работ МКУ «Сургутского Спасательного Центра»:</u></p> <p>1. Принимает решение по наращиванию сил и средств спасательного формирования на производственном объекте.</p> <p>2. Силами аварийно-спасательного формирования:</p> <ul style="list-style-type: none"> – подготавливается площадка для размещения аварийно-спасательной техники и оборудования; – производят сортировку пострадавших и

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>оказывают первую помощь;</p> <ul style="list-style-type: none"> – при необходимости устанавливают автономное освещение с использованием осветительных станций; – выполняет аварийно-спасательные работы с использованием аварийно-спасательного инструмента и специальной техники. <p>9. <u>Пожарно-спасательная часть № 49:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – после вызова по телефону оператором котельной пожарной команды, пожарная часть незамедлительно высылает пожарный расчёт на место пожара; – время прибытия к месту пожара ПСЧ №49 не должно превышать 10 минут после поступления оперативной информации (ст.76.гл.17. ФЗ – 123 от 22.07.2008г). – по приезду пожарный расчёт оценивает площадь возгорания пожара на территории объекта; – оценивает достаточность сил и средств для тушения пожара; – определяет отсутствие внешних факторов способных увеличить площадь возгорания пожара на территории объекта; – приступает к локализации и в последствии к ликвидации пожара; – выдаёт документ, подтверждающий факт пожара на территории объекта;

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>10. Медицинская служба в случае необходимости высылает бригаду скорой помощи, для оказания медицинской помощи пострадавшим.</p> <p>11. Газовая служба СГМУП «ГТС»:</p> <ul style="list-style-type: none"> – на отключённый участок газопровода устанавливает заглушки и продувает его воздухом; – время прибытия к месту аварии газовой службы не должно превышать 1 часа после поступления оперативной информации (п.5.7.3. ГОСТ Р 54983-2012). – проводит демонтажные работы повреждённого участка; – производит пуск газа по рабочему восстановленному газопроводу;
А-5. Взрыв газовоздушной смеси в топке котла.	<p>1. Хлопок или грохот взрыва.</p> <p>2. Отклонение показаний приборов от рабочих параметров работы котла.</p> <p>3. Срабатывание светозвуковой сигнализации.</p>	1. Срабатывание светозвуковой сигнализации.	<p>1. Светозвуковая сигнализация.</p> <p>2. Задвижка Г – 3 и Г – 4 в котельной. (см. приложение 2)</p>	<p>1. Дежурный оператор котельной:</p> <ul style="list-style-type: none"> – производит аварийное отключение котла по указанию ответственного лица за безопасную эксплуатацию котельной или в соответствии с производственной инструкцией; – перекрывает полностью внутренний газопровод задвижками Г-3 и Г-4 (согласно Правилам аварийной остановки котла); – открывает краны шаровые продувочных свечей внутреннего газопровода (пт-1; пт-2; пт-3; пт-4; Ду 25 мм); – сообщает об аварии начальнику смены,

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>начальнику газовой службы СГМУП «ГТС», ответственному за безопасную эксплуатацию котельной, в диспетчерскую службу;</p> <ul style="list-style-type: none"> – обеспечивает естественную вентиляцию в помещении котельной открытием входных дверей, ворот, окон; – не производит, и не допускает включение электрооборудования; – проводит эвакуацию людей из помещения котельной; – выставляет охрану загазованного помещения котельной с привлечением всего персонала, работающего в данный момент в котельной; – после проведения комиссии по расследованию причин взрыва газовоздушной смеси в топке котла, и после разрешения эксплуатировать в дальнейшем уцелевшее оборудование, восстанавливает рабочие параметры системы теплоснабжения согласно температурного графика; <p>2. Начальник смены:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проводит оповещение согласно системы взаимного обмена информацией между организациями – участниками ЛПГА на объекте; – вызывает газовую службу СГМУП «ГТС»; – при разрушении целостности

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>водогрейного котла, газохода, стеновых панелей котельной, вызывает МКУ «Сургутский Спасательный Центр»</p> <ul style="list-style-type: none"> – ведет необходимую документацию. <p>3. Ответственный за безопасную эксплуатацию котельной:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проверяет, проведено ли оповещение должностных и ответственных лиц между организациями – участниками ЛЛПА на объекте; – обеспечивает безопасные условия работ по отключению котельной; – выставляет ограждение опасной зоны; – организует охрану огражденной зоны; – входит в состав комиссии по расследованию причин возникновения аварии по полному «отрыву» пламени горелки; – при невозможном расследовании причин возникновения аварии привлекает специализированную организацию по режимной наладке водогрейного котла; <p>4. Ответственный руководитель (главный инженер):</p> <ul style="list-style-type: none"> – осуществляет общее руководство ликвидацией последствий аварии; <p>5. Газовая служба СГМУП «ГТС»:</p> <ul style="list-style-type: none"> – с разрешения ответственного руководителя производит отключение котла

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>от газовой сети с обязательной установкой заглушки по ходу движения газа для каждого котла индивидуально на ГРУ котла до и после;</p> <p>– время прибытия к месту аварии газовой службы не должно превышать 1 часа после поступления оперативной информации (п.5.7.3. ГОСТ Р 54983-2012).</p> <p>– производит обследование мембраны на газовом регуляторе давления RG2/MB-65;</p> <p>– производит опрессовку газового оборудования котла и проверяет исправность газового оборудования котельной;</p> <p>6. <u>МКУ «Сургутский Спасательный Центр»:</u></p> <p>1. Дежурная смена спасателей МКУ «ССЦ» выдвигается к месту аварии с целью выявления характера аварии, ее масштаба, степени опасности и определения количества необходимых аварийно-спасательных средств и техники.</p> <p>2. Производит эвакуацию рабочих и служащих из опасной зоны, при необходимости использует средства защиты органов дыхания и кожи.</p> <p>3. Докладывает руководителю аварийно-спасательных работ об обстановке на производственном объекте и выполняемых аварийно-спасательных работах.</p>

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>7. <u>Руководитель аварийно-спасательных работ МКУ «Сургутского Спасательного Центра»:</u></p> <p>1. Принимает решение по наращиванию сил и средств спасательного формирования на производственном объекте.</p> <p>2. Силами аварийно-спасательного формирования:</p> <ul style="list-style-type: none"> – подготавливается площадка для размещения аварийно-спасательной техники и оборудования; – готовит пути эвакуации рабочих и служащих производственного объекта, при необходимости производит расчистку завалов, обеспечивает выход пострадавших из первых этажей служебных помещений; – при высокой степени ПДК по газу эвакуацию рабочих и служащих производят в средствах защиты органов дыхания и кожи; – производят сортировку пострадавших и оказывают первую помощь; – при необходимости устанавливают автономное освещение с использованием осветительных станций; – выполняет аварийно-спасательные работы с использованием аварийно-спасательного инструмента и специальной техники. <p>8. Медицинская служба в случае</p>

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				необходимости высылает бригаду скорой помощи, для оказания медицинской помощи пострадавшим.
А-6. Пожар в котельной вследствие воспламенения газа от открытого огня или искры при утечке (струйное горение)	1. Задымленность помещения котельной, запах продуктов сгорания. 2. Пламя. 3. Падение давления газа.	1. Срабатывание сигнализатора загазованности о загазованности более 10 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПРП). 2. Отключение вентиляции после срабатывания пожарной сигнализации.	1. Сигнализаторы загазованности. 2. Пожарная сигнализация. 3. Задвижка Ду 200 (мм) 2 (шт.) крановый узел. (см. приложение 1)	1. Первый, заметивший аварию, немедленно предупреждает окриком об опасности всех находящихся в котельной, сообщает о происшествии дежурному оператору котельной. 2. Дежурный оператор котельной: – вызывает пожарную команду назвав адрес объекта; – сообщает о пожаре начальнику смены, начальнику газовой службы СГМУП «ГТС», ответственному за безопасную эксплуатацию котельной, в диспетчерскую службу; – производит аварийное отключение котла по указанию ответственного лица за безопасную эксплуатацию котельной или в соответствии с производственной инструкцией; – перекрывает задвижки на газовом крановом узле за территорией котельной Ду 200 (мм) (2 шт.) в сторону рабочего и резервного газопровода котельной (согласно Правилам аварийной остановки котла); – открывает кран шаровой Ду 50 (мм) на продувочном трубопроводе кранового узла; – проводит эвакуацию людей из помещения котельной;

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<ul style="list-style-type: none"> – при выявлении пострадавших вызывает скорую помощь; – до прибытия пожарной команды осуществляет тушение пожара с помощью средств пожаротушения (огнетушители ОП – 8, ОП – 10; пожарные краны ПК 1 – ПК 13) при том что если пожар не угрожает жизни и здоровью человека; – после проведения местной комиссии по обследованию здания после пожара, и технической комиссии по расследованию причин пожара, по разрешению эксплуатировать в дальнейшем уцелевшее оборудование, восстанавливает рабочие параметры системы теплоснабжения, согласно температурного графика; <p>3. Начальник смены:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проводит оповещение согласно системы взаимного обмена информацией между организациями – участниками ЛЛПА на объекте; – вызывает газовую службу СГМУП «ГТС» – вызывает МКУ «Сургутский Спасательный Центр» – ведет необходимую документацию; <p>4. Ответственный за пожарную безопасность объекта:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проверяет, проведено ли оповещение должностных и ответственных лиц между

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>организациями – участниками ЛЛПА на объекте;</p> <ul style="list-style-type: none"> – принимает меры к эвакуации пострадавших из опасной зоны; – до прибытия пожарной команды осуществляет руководство по тушению пожара, с помощью первичных средств пожаротушения (огнетушители ОП – 8, 10; пожарные рукава ПК 1 – ПК 13) при том что если пожар не угрожает жизни и здоровью человека; – входит в состав технической комиссии по расследованию причин возникновения пожара в здании; <p>5. Ответственный за безопасную эксплуатацию котельной:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проверяет, проведено ли оповещение должностных и ответственных лиц между организациями – участниками ЛЛПА на объекте; – обеспечивает безопасные условия проведения работ, по отключению котельной; – выставляет ограждение опасной зоны; – организует охрану огражденной зоны; – в отсутствии ответственного за пожарную безопасность объекта до прибытия пожарной команды осуществляет руководство по тушению пожара, при том что если пожар не

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>угрожает жизни и здоровью человека;</p> <ul style="list-style-type: none"> – входит в состав местной комиссии для проведения обследования здания, подвергнувшегося пожару; – при невозможном обследовании технического состояния здания, привлекает специализированную экспертную организацию с дальнейшим заключением, по безопасной эксплуатации объекта; <p>6. Ответственный руководитель (главный инженер):</p> <ul style="list-style-type: none"> – осуществляет общее руководство ликвидацией последствий аварии; <p>7. <u>МКУ «Сургутский Спасательный Центр»:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Дежурная смена спасателей МКУ «ССЦ» выдвигается к месту аварии с целью выявления характера аварии, ее масштаба, степени опасности и определения количества необходимых аварийно-спасательных средств и техники. 2. Производит эвакуацию рабочих и служащих из опасной зоны, при необходимости использует средства защиты органов дыхания и кожи. 3. Докладывает руководителю аварийно-спасательных работ об обстановке на производственном объекте и выполняемых аварийно-спасательных работах.

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>8. <u>Руководитель аварийно-спасательных работ МКУ «Сургутского Спасательного Центра»:</u></p> <p>1. Принимает решение по наращиванию сил и средств спасательного формирования на производственном объекте.</p> <p>2. Силами аварийно-спасательного формирования:</p> <ul style="list-style-type: none"> – подготавливается площадка для размещения аварийно-спасательной техники и оборудования; – готовит пути эвакуации рабочих и служащих производственного объекта, обеспечивает выход пострадавших из первых этажей служебных помещений; – при высокой степени ПДК по газу эвакуацию рабочих и служащих производят в средствах защиты органов дыхания и кожи; – производят сортировку пострадавших и оказывают первую помощь; – при необходимости устанавливают автономное освещение с использованием осветительных станций; – выполняет аварийно-спасательные работы с использованием аварийно-спасательного инструмента и специальной техники. <p>9. <u>Пожарно-спасательная часть № 49:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – после получения сигнала о срабатывании

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>ОПС (охранно-пожарной сигнализации) в здании котельной, или после вызова по телефону оператором котельной пожарной команды, пожарная часть незамедлительно высылает пожарный расчёт на место пожара;</p> <ul style="list-style-type: none"> – время прибытия к месту пожара ПСЧ №49 не должно превышать 10 минут после поступления оперативной информации (ст.76.гл.17. ФЗ – 123 от 22.07.2008г). – по приезду пожарный расчёт оценивает площадь возгорания здания; – оценивает достаточность сил и средств для тушения пожара; – определяет отсутствие внешних факторов способных увеличить площадь возгорания объекта; – приступает к локализации и в последствии к ликвидации пожара; – выдаёт документ, подтверждающий факт пожара на объекте; <p>10. Медицинская служба в случае необходимости высылает бригаду скорой помощи, для оказания медицинской помощи пострадавшим.</p> <p>11. Газовая служба СГМУП «ГТС»:</p> <ul style="list-style-type: none"> – с разрешения ответственного руководителя производит отключение повреждённого оборудования от газовой сети с обязательной установкой заглушек по ходу

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>движения газа;</p> <ul style="list-style-type: none"> – время прибытия к месту аварии газовой службы не должно превышать 1 часа после поступления оперативной информации (п.5.7.3. ГОСТ Р 54983-2012). – производит демонтажные работы повреждённого участка; – с помощью компрессора выполняет опрессовку демонтируемого участка газового оборудования; – проверяет его на герметичность и исправность его в работе;
А-7. Взрыв в котельной вследствие воспламенения газовой смеси от открытого огня или искры при утечке с последующим пожаром.	<p>1. Задымленность территории, запах продуктов сгорания.</p> <p>2. Пламя.</p> <p>3. Разрушения.</p> <p>4. Падение давления газа.</p>	<p>1. Срабатывание сигнализатора загазованности о загазованности более 10 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПРП).</p> <p>2. Отключение вентиляции после срабатывания пожарной сигнализации.</p>	<p>1. Сигнализаторы загазованности.</p> <p>2. Пожарная сигнализация. Задвижка Ду 200 (мм) 2 (шт.) крановый узел. (см. приложение 1)</p>	<p>1. Первый, заметивший аварию, немедленно предупреждает окриком об опасности всех находящихся в котельной, сообщает о происшествии дежурному оператору котельной.</p> <p>2. Дежурный оператор котельной:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вызывает пожарную команду назвав адрес объекта; – сообщает о пожаре начальнику смены, начальнику газовой службы СГМУП «ГТС» ответственному за безопасную эксплуатацию котельной, в диспетчерскую службу; – производит аварийное отключение котла по указанию ответственного лица за безопасную эксплуатацию котельной или в соответствии с производственной

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>инструкцией;</p> <ul style="list-style-type: none"> – перекрывает задвижки на газовом крановом узле за территорией котельной Ду 200 (мм) (2 шт.) в сторону рабочего и резервного газопровода котельной (согласно Правилам аварийной остановки котла); – открывает кран шаровой Ду 50 (мм) на продувочном трубопроводе кранового узла; – проводит эвакуацию людей из помещения котельной; – при выявлении пострадавших вызывает скорую помощь; – до прибытия пожарной команды осуществляет тушение пожара с помощью средств пожаротушения (огнетушители ОП – 8, ОП – 10; пожарные краны ПК 1 – ПК 13) при том что если пожар не угрожает жизни и здоровью человека; – после проведения местной комиссии по обследованию здания после пожара, и технической комиссии по расследованию причин пожара, по разрешению эксплуатировать в дальнейшем уцелевшее оборудование, восстанавливает рабочие параметры системы теплоснабжения, согласно температурного графика; <p>3. Начальник смены:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проводит оповещение согласно системы взаимного обмена информацией между

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>организациями – участниками ЛЛПА на объекте;</p> <ul style="list-style-type: none"> – вызывает газовую службу СГМУП «ГТС» – вызывает МКУ «Сургутский Спасательный Центр» – ведет необходимую документацию; <p>4. Ответственный за пожарную безопасность объекта:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проверяет, проведено ли оповещение должностных и ответственных лиц между организациями – участниками ЛЛПА на объекте; – принимает меры к эвакуации пострадавших из опасной зоны; – до прибытия пожарной команды осуществляет руководство по тушению пожара, с помощью первичных средств пожаротушения (огнетушители ОП – 8, 10; пожарные рукава ПК 1 – ПК 13) при том что если пожар не угрожает жизни и здоровью человека; – входит в состав технической комиссии по расследованию причин возникновения пожара в здании; <p>5. Ответственный за безопасную эксплуатацию котельной:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проверяет, проведено ли оповещение должностных и ответственных лиц между организациями – участниками ЛЛПА на

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>объекте;</p> <ul style="list-style-type: none"> – обеспечивает безопасные условия проведения работ, по отключению котельной; – выставляет ограждение опасной зоны; – организует охрану огражденной зоны; – в отсутствии ответственного за пожарную безопасность объекта до прибытия пожарной команды осуществляет руководство по тушению пожара, при том что если пожар не угрожает жизни и здоровью человека; – входит в состав местной комиссии для проведения обследования здания, подвергнувшегося пожару; – при невозможном обследовании технического состояния здания, привлекает специализированную экспертную организацию с дальнейшим заключением, по безопасной эксплуатации объекта; <p>6. Ответственный руководитель (главный инженер):</p> <ul style="list-style-type: none"> – осуществляет общее руководство ликвидацией последствий аварии; <p>7. <u>МКУ «Сургутский Спасательный Центр»:</u></p> <p>1. Дежурная смена спасателей МКУ «ССЦ» выдвигается к месту аварии с целью выявления характера аварии, ее масштаба, степени опасности и определения количества</p>

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>необходимых аварийно-спасательных средств и техники.</p> <p>2. Производит эвакуацию рабочих и служащих из опасной зоны, при необходимости использует средства защиты органов дыхания и кожи.</p> <p>3. Докладывает руководителю аварийно-спасательных работ об обстановке на производственном объекте и выполняемых аварийно-спасательных работах.</p> <p>8. <u>Руководитель аварийно-спасательных работ МКУ «Сургутского Спасательного Центра»:</u></p> <p>1. Принимает решение по наращиванию сил и средств спасательного формирования на производственном объекте.</p> <p>2. Силами аварийно-спасательно формирования:</p> <ul style="list-style-type: none"> – подготавливается площадка для размещения аварийно-спасательной техники и оборудования; – готовит пути эвакуации рабочих и служащих производственного объекта, при необходимости производит расчистку завалов, обеспечивает выход пострадавших из первых этажей служебных помещений; – при высокой степени ПДК по газу эвакуацию рабочих и служащих производят в средствах защиты органов дыхания и кожи;

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<ul style="list-style-type: none"> – производят сортировку пострадавших и оказывают первую помощь; – при необходимости устанавливают автономное освещение с использованием осветительных станций; – выполняет аварийно-спасательные работы с использованием аварийно-спасательного инструмента и специальной техники; <p>9. <u>Пожарно-спасательная часть № 49:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – после получения сигнала о срабатывании ОПС (охранно-пожарной сигнализации) в здании котельной, или после вызова по телефону оператором котельной пожарной команды, пожарная часть незамедлительно высылает пожарный расчёт на место пожара; – время прибытия к месту пожара ПСЧ №49 не должно превышать 10 минут после поступления оперативной информации (ст.76.гл.17. ФЗ – 123 от 22.07.2008г). – по приезду пожарный расчёт оценивает площадь возгорания здания; – оценивает достаточность сил и средств для тушения пожара; – определяет отсутствие внешних факторов способных увеличить площадь возгорания объекта; – приступает к локализации и в последствии к ликвидации пожара;

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>– выдаёт документ, подтверждающий факт пожара на объекте;</p> <p>10. Медицинская служба в случае необходимости высылает бригаду скорой помощи, для оказания медицинской помощи пострадавшим.</p> <p>11. Газовая служба СГМУП «ГТС»:</p> <p>– с разрешения ответственного руководителя производит отключение повреждённого оборудования от газовой сети с обязательной установкой заглушек по ходу движения газа;</p> <p>– время прибытия к месту аварии газовой службы не должно превышать 1 часа после поступления оперативной информации (п.5.7.3. ГОСТ Р 54983-2012).</p> <p>– производит демонтажные работы повреждённого участка;</p> <p>– с помощью компрессора выполняет опрессовку демонтируемого участка газового оборудования;</p> <p>– проверяет его на герметичность и исправность в работе;</p>
А-8. Разрыв сварочного стыка, образование свища в трубопроводе	1. Показания приборов рабочих параметров.	1. Срабатывание сигнализации.	1. Сигнализация об отклонениях рабочих параметров.	<p>1. Дежурный оператор котельной:</p> <p>– сообщает об аварии начальнику смены, ответственному за безопасную эксплуатацию котельной;</p> <p>– с помощью запорной арматуры производит отключение неисправного</p>

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
контура сетевой или котловой воды, неисправность в работе оборудования контура ГВС или системы отопления в котельной.				<p>участка трубопровода или оборудования;</p> <ul style="list-style-type: none"> – при необходимости производит аварийный останов котла и вспомогательного оборудования согласно производственной инструкции; – после устранения неисправностей в рабочем оборудовании ремонтным персоналом и с разрешения ответственного руководителя по безопасной эксплуатации котельной производит переключение на рабочее оборудование; <p>2. Начальник смены:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проводит оповещение согласно системы взаимного обмена информацией между организациями – участниками ЛЛПА на объекте; – вызывает ремонтный персонал; – вызывает ответственного за безопасную эксплуатацию котельной; – ведет необходимую документацию; <p>3. Ответственный за безопасную эксплуатацию котельной:</p> <ul style="list-style-type: none"> – обеспечивает безопасные условия проведения работ по отключению неисправного участка трубопровода или оборудования; – сообщает начальнику смены о причинах и устранении неисправности; <p>4. Ответственный руководитель (главный</p>

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				инженер): – осуществляет общее руководство ликвидацией последствий аварии; 5. Слесарь ремонтного персонала: – с разрешения ответственного за безопасную эксплуатацию котельной производит работы по устранению неисправности;
А-9. Падение дымовой трубы.	1. Падение дымовой трубы.			1. Первый, заметивший аварию, немедленно предупреждает окриком об опасности всех находящихся на территории котельной, сообщает о происшествии дежурному оператору котельной. 2. Дежурный оператор котельной: – сообщает об аварии начальнику смены, начальнику газовой службы СГМУП «ГТС», ответственному за безопасную эксплуатацию котельной; – производит аварийное отключение котла по указанию ответственного лица за безопасную эксплуатацию котельной или в соответствии с производственной инструкцией; – перекрывает задвижки на газовом крановом узле за территорией котельной Ду 200 (мм) (2 шт.) в сторону рабочего и резервного газопровода котельной (согласно Правилам аварийной остановки котла);

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<ul style="list-style-type: none"> – открывает кран шаровой Ду 50 (мм) на продувочном трубопроводе кранового узла; – проводит эвакуацию людей из помещения котельной; – выставляет охрану опасной зоны с привлечением всего персонала, работающего в данный момент в котельной; – после восстановления дымовой трубы, и проведения комиссии по расследованию причины аварии, по разрешению ответственного за безопасную эксплуатацию котельной восстанавливает рабочие параметры системы теплоснабжения согласно температурного графика; <p>3. Начальник смены:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проводит оповещение согласно системы взаимного обмена информацией между организациями – участниками ЛЛПА на объекте; – вызывает газовую службу СГМУП «ГТС» – вызывает МКУ «Сургутский Спасательный Центр»; – ведёт необходимую документацию; <p>4. Ответственный за безопасную эксплуатацию котельной:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проверяет, проведено ли оповещение должностных и ответственных лиц между организациями – участниками ЛЛПА на объекте;

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<ul style="list-style-type: none"> – обеспечивает безопасные условия проведения работ по отключению котельной; – ограничивает движение автотранспорта по территории; – выставляет ограждение опасной зоны; – организует охрану огражденной зоны; – входит в состав комиссии по расследованию причин аварии; <p>5. Ответственный руководитель (главный инженер):</p> <ul style="list-style-type: none"> – осуществляет общее руководство локализацией и ликвидацией последствий аварии; <p>6. <u>МКУ «Сургутский Спасательный Центр»:</u></p> <p>1. Дежурная смена спасателей МКУ «ССЦ» выдвигается к месту аварии с целью выявления характера аварии, ее масштаба, степени опасности и определения количества необходимых аварийно-спасательных средств и техники.</p> <p>2. Производит эвакуацию рабочих и служащих из опасной зоны, при необходимости использует средства защиты органов дыхания и кожи.</p> <p>3. Докладывает руководителю аварийно-спасательных работ об обстановке на производственном объекте и выполняемых аварийно-спасательных работах.</p>

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>7. Руководитель аварийно-спасательных работ МКУ «Сургутского Спасательного Цента»:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Принимает решение по наращиванию сил и средств спасательного формирования на производственном объекте. 2. Силами аварийно-спасательного формирования: <ul style="list-style-type: none"> – подготавливается площадка для размещения аварийно-спасательной техники и оборудования; – готовит пути эвакуации рабочих и служащих производственного объекта, при необходимости производит расчистку завалов, обеспечивает выход пострадавших из первых этажей служебных помещений; – при высокой степени ПДК по газу эвакуацию рабочих и служащих производят в средствах защиты органов дыхания и кожи; – производят сортировку пострадавших и оказывают первую помощь; – при необходимости устанавливают автономное освещение с использованием осветительных станций; – выполняет аварийно-спасательные работы с использованием аварийно-спасательного инструмента и специальной техники; <p>8. Медицинская служба в случае</p>

Наименование и место аварии	Опознавательные признаки аварии	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) ПАЗ, применяемые при локализации последствий аварии	Исполнители и порядок их действий
				<p>необходимости высылает бригаду скорой помощи, для оказания медицинской помощи пострадавшим.</p> <p>9. Газовая служба СГМУП «ГТС»:</p> <ul style="list-style-type: none"> – устанавливает заглушки на отключённый газопровод; – время прибытия к месту аварии газовой службы не должно превышать 1 часа после поступления оперативной информации (п.5.7.3. ГОСТ Р 54983-2012). – снимает заглушки с отключённого газопровода после проведения работ по восстановлению дымовой трубы; – с разрешения ответственного руководителя по безопасной эксплуатации котельной производит пуск газа в газопровод;

9.1. Обязанности ответственного руководителя работ и других должностных лиц по локализации и ликвидации последствий аварии на котельной.

9.1.1. Руководство работами, до прибытия руководителя профессиональной аварийно-спасательной службы (далее – ПАСС), по локализации и ликвидации последствий аварии, спасению людей и снижению воздействия опасных факторов осуществляет руководитель работ по локализации и ликвидации последствий аварии в организации (далее ответственный руководитель).

9.1.2. Ответственным руководителем работ по локализации и ликвидации последствий аварии в котельной является главный инженер – заместитель председателя комиссии по чрезвычайным ситуациям техногенного и природного характера. До его прибытия на место аварии обязанности ответственного руководителя работ выполняет ответственный за безопасную эксплуатацию котельной или дежурный оператор котельной.

9.1.3. Вышестоящий руководитель имеет право заменить ответственного руководителя или принять на себя руководство локализацией и ликвидацией последствий аварии.

9.1.4. Прибывшая в зону ЧС ПАСС, вызванная для спасения людей по локализации и ликвидации последствий аварии, сообщают о своем прибытии ответственному руководителю, и принимают на себя полномочия руководства и проведения работ, установленные в соответствии с Законодательством РФ.

9.1.5. Председатель КЧС объекта докладывает об аварии и принимаемых мерах в вышестоящие органы управления (власти) по производственной подчиненности и территориальному принципу КЧС.

9.2. Ответственный руководитель работ обязан:

9.2.1. Организовать командный пункт, сообщить о месте его расположения всем исполнителям и постоянно находиться на нем в период ликвидации последствий аварии, на командном пункте могут находиться только лица и организации, указанные в схеме оповещения.

9.2.2. Проверить, проведено ли оповещение должностных и ответственных лиц и организаций, указанных в схеме оповещения.

9.2.3. Оценить обстановку, выявить число и местонахождение людей, застигнутых аварией, принять меры по оповещению работников котельной об аварии.

9.2.4. Обозначить район аварии, расставить предупредительные знаки, ограничить движение автотранспорта на въезд к аварийному объекту.

9.2.5. Прекратить при необходимости все работы, не связанные с ликвидацией последствий аварии, обеспечить вывод из опасной зоны людей, не участвующих непосредственно в ликвидации последствий аварии.

9.2.6. Контролировать правильность действий персонала и выполнение своих распоряжений.

9.2.7. До прибытия ПАСС выполнять все распоряжения заместителя председателя КЧС объекта.

9.2.8. Обеспечивать работу материальных складов и своевременную доставку материалов и инструментов к месту ликвидации последствий аварии.

9.3. Обязанности ответственного за пожарную безопасность котельной:

9.3.1. Обозначает район аварии, расставляет предупредительные знаки, ограничивает движение автотранспорта.

9.3.2. Обеспечивает безопасные условия проведения работ по аварийному отключению котлов и вспомогательного оборудования.

9.3.3. Прекращает при необходимости все работы, не связанные с ликвидацией последствий аварии, обеспечивает вывод из опасной зоны людей, не участвующих непосредственно в ликвидации последствий аварии.

9.3.4. Контролирует правильность действий персонала и выполнение своих распоряжений.

9.3.5. Докладывает начальнику смены и вышестоящим должностным лицам о ходе работ по спасению людей, ликвидации последствий аварии при необходимости вызывает дополнительные средства.

9.3.6. Назначает ответственное лицо для ведения оперативного журнала по ликвидации последствий аварии.

9.3.7. До прибытия представителей Ростехнадзора для расследования обстоятельств и причин аварии или несчастного случая обеспечивает сохранность всей обстановки аварии (несчастного случая), если это не представляет опасности для жизни людей и не вызывает дальнейшего развития аварии.

9.4. Обязанности ответственного лица за безопасную эксплуатацию котельной:

9.4.1. Немедленно прибывает на место аварии и оповещает об этом ответственного руководителя работ по локализации и ликвидации последствий аварии.

9.4.2. В соответствии с запросом ответственного руководителя работ по ликвидации последствий аварии принимает необходимые меры незамедлительному сообщению в ПАСС и выполнения необходимых работ, связанных с ликвидацией последствий аварии, а также для своевременной доставки необходимых материалов и оборудования.

9.4.3. После вызова ПАСС обеспечивает их встречу для информации об обстановке и выдачи задания на ведение газоспасательных работ.

9.4.4. Обеспечивать работу материальных складов и своевременную доставку материалов и инструментов к месту ликвидации последствий аварии.

9.4.5. Руководит работой транспорта.

9.4.6. Информировывает вышестоящие должностные лица и соответствующие организации о характере аварии и ходе спасательных работ.

9.5. Обязанности начальника смены:

9.5.1. Принимает меры по оказанию газовой службе помощи в выделении дополнительного количества людей и механизмов.

9.5.2. Обеспечивает доставку необходимых механизмов по требованию ответственного руководителя.

9.6. Обязанности дежурного оператора котельной:

9.6.1. При концентрации газа в помещениях первых этажей здания более 1% объемной доли по распоряжению начальника смены отключает газопроводы от системы газоснабжения и проводит мероприятия по эвакуации людей из опасной зоны.

9.6.2. Принимает меры по спасению людей и оказанию первой медицинской помощи пострадавшим.

9.6.3. Готовит к использованию средства индивидуальной защиты и средства пожаротушения (огнетушители, пожарные краны и рукава, ящики с песком и т.п.)

9.6.4. По прибытии ответственного руководителя выполняет его указания.

9.7. Обязанности начальника газовой службы СГМУП «ГТС».

9.7.1. Проводит тщательное обследование всех прилегающих к месту утечки подземных сооружений и здания котельной, расположенных в радиусе 50 м от места утечки с целью проверки на загазованность.

9.7.2. О результатах поиска докладывает начальнику смены и ответственному руководителю ООО «СГЭС».

9.7.3. При концентрации газа в помещениях первых этажей здания более 1% объемной доли докладывает начальнику смены ООО «СГЭС» и организует дополнительную вентиляцию сооружений и помещений совместно с дежурным персоналом.

9.7.4. Принимает меры к устранению открытого выхода газа путём закрытия задвижек на входе и выходе аварийного участка с обязательной установкой заглушек до и после неисправного участка.

9.7.5. Дает указание на продувку газа через трубопровод безопасности в атмосферу.

9.7.6. Сообщает начальнику смены ООО «СГЭС» о необходимости доставки нужных материалов, механизмов, оборудования, а также других служб в помощь аварийной бригады.

9.8. Обязанности ПАСС:

9.8.1. Проведение разведки с целью установления границ и источника ЧС;

9.8.2. При необходимости, вызов аварийных, правоохранительных, медицинских служб, приведение в готовность имеющихся средства пожаротушения и аварийно-спасательного оборудования и инструмента;

9.8.3. Оповещение должностных лиц ООО «СГЭС» о ЧС в соответствии с утвержденным руководителем КЧС ООО «СГЭС» и согласованным с МЧС РФ регламентом;

9.8.4. Развертывание дежурных сил и средств ПАСС для проведения работ по локализации ЧС;

9.8.5. Локализация ЧС в объеме необходимых газоспасательных работ.

9.8.6. Соблюдать существующие на объекте ООО «СГЭС» нормы и правила охраны труда и безопасности.

9.8.7. Если мероприятия плана мероприятий исчерпаны или не обеспечивают успешной борьбы с аварией, ответственный руководитель работ по ликвидации аварии (чрезвычайной ситуации) совместно с руководителем газоспасательных работ и другими специалистами определяют наиболее эффективный способ спасения людей и ликвидации аварии, фиксируя принятые меры и выданные задания в оперативном журнале работ по ликвидации аварии.

10. Мероприятия, направленные на обеспечение безопасности населения.

Реализация планируемых организационных и технических мероприятий по повышению промышленной безопасности обеспечивает необходимые условия эксплуатации помещений, зданий, сооружений, оборудования и техники, а также позволяет ограничить уровень риска опасности чрезвычайной ситуации для персонала и окружающего населения. Снижение риска аварий на технологических блоках котельной достигается выполнением следующих мероприятий:

- организация и обеспечение технического надзора за качеством строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов газопотребления, оборудования, а также порядком их ввода в эксплуатацию в соответствии с требованиями проектов, прошедших экспертизу промышленной безопасности;
- соблюдение технологических норм и параметров безопасности, изложенных в инструкциях по эксплуатации и технологических регламентах технологического оборудования котельной;
- соблюдением персоналом котельной требований, правил и норм охраны труда, промышленной и пожарной безопасности при работе с обращающимися на предприятии опасными веществами; периодической проверкой их знаний и допуском к самостоятельной работе;
- своевременным техническим освидетельствованием технологического оборудования и трубопроводов;
- постоянной проверкой на герметичность технологического оборудования и трубопроводов;
- своевременным ремонтом технологического оборудования, запорной арматуры, КИПиА;
- постоянным (по графику) производственным, государственным и ведомственным надзором за осуществлением освидетельствования оборудования и проверкой КИП;
- постоянным контролем за отсутствием загазованности помещений, содержания окиси углерода в воздухе рабочей зоны;
- поддержанием в работоспособном состоянии пожарных гидрантов, систем обнаружения и тушения пожара, других средств обеспечения безопасности; ежемесячной (по графику) проверкой персоналом пожароопасных участков;
- проверкой работоспособности системы оповещения персонала, дежурных служб и соседних организаций (по утверждённому графику);
- плановым выполнением мероприятий, согласованных с надзорными органами исполнительной власти, по приведению соответствующего оборудования в соответствие с нормами и правилами безопасной эксплуатации промышленного оборудования;
- усилением охраны от возможных террористических актов (ужесточение пропускного режима, антитеррористическая подготовка персонала), оборудованием дополнительных пунктов наблюдения, усовершенствованием средств сигнализации и связи, с увеличением числа обходов.

11. Организация материально-технического, инженерного и финансового обеспечения операций по локализации и ликвидации аварий на объекте.

№ п/п	наименование	количество	Место расположения
1 этаж			
1	Пожарный насос Espa multi 35 6 n v c1	1 ед.	Машинный зал, помещение насосной станции
2	Пожарный насос Leader EN 50-200 A	2 ед.	Машинный зал, помещение насосной станции
3	Огнетушитель ОП-8	2 ед.	В ящике пожарного крана № 1 у насоса сырой воды
4	Огнетушитель ОП-8	2 ед.	В ящике пожарного крана № 2 у бака запаса воды V=100м3
5	Огнетушитель ОП-8	2 ед.	В ящике пожарного крана № 3 у теплообменников
6	Огнетушитель ОП-8	2 ед.	В ящике пожарного крана № 6 у ВК № 6
7	Огнетушитель ОП-8	2 ед.	В ящике пожарного крана № 7 у запасного выхода
8	Огнетушитель ОП-8	2 ед.	В ящике пожарного крана № 8 у общего коридора
2 этаж			
9	Огнетушитель ОП-8	1 ед.	В ящике пожарного крана № 11 у пожарной лестницы
10	Огнетушитель ОП-10	1 ед.	В ящике пожарного крана № 12 у общего коридора
11	Огнетушитель ОП-10	1 ед.	В ящике пожарного крана № 13 у общего коридора

Начальник цеха №7

Е.М.Кудёлко

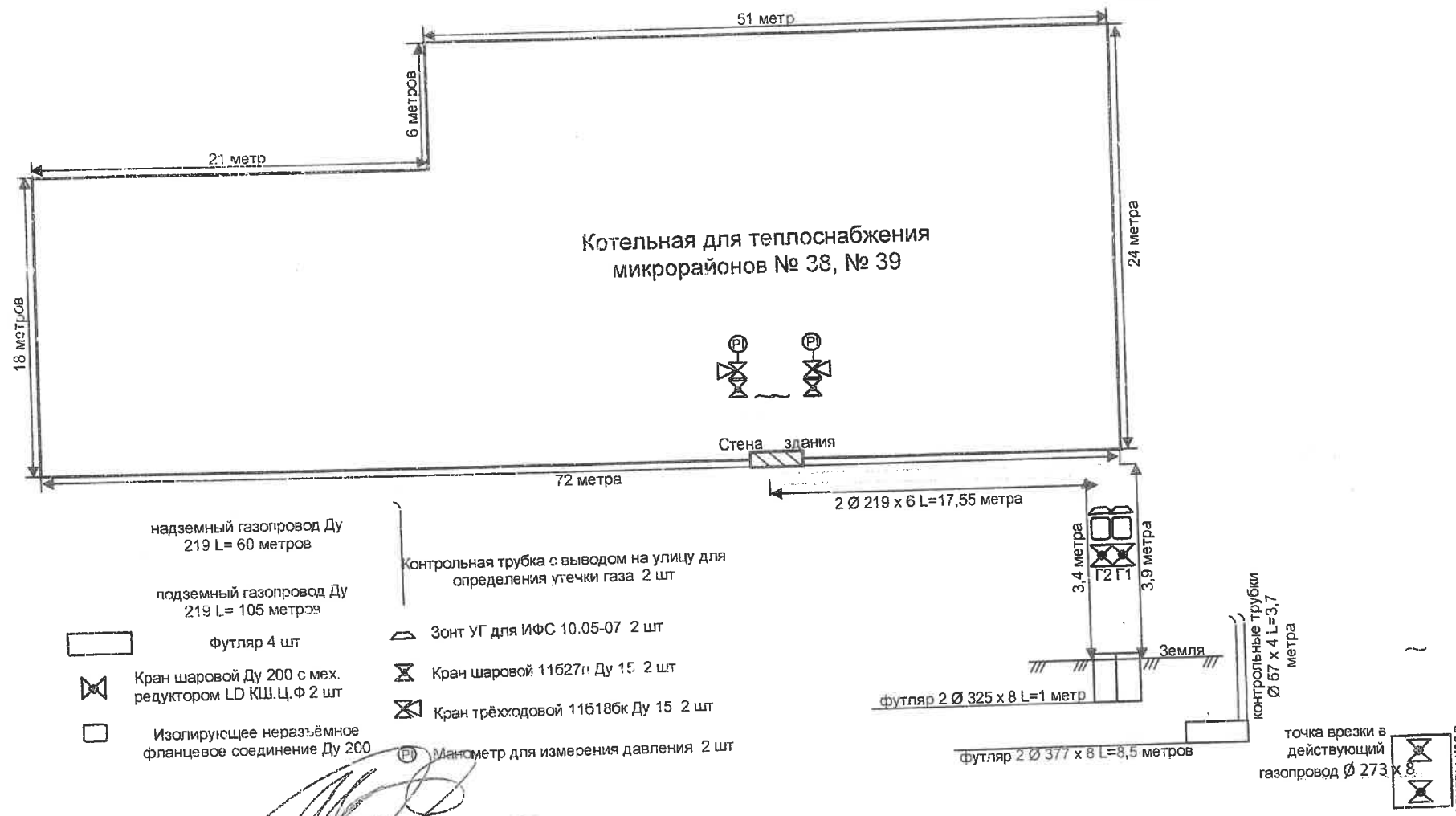
**Схема наружных газопроводов (рабочего и резервного)
"Котельной для теплоснабжения мкр. № 38 и № 39"**

Утверждаю

Заместитель главного инженера
по теплоснабжению ООО "СГЭС"

А.Е.Марченков

2020 г.

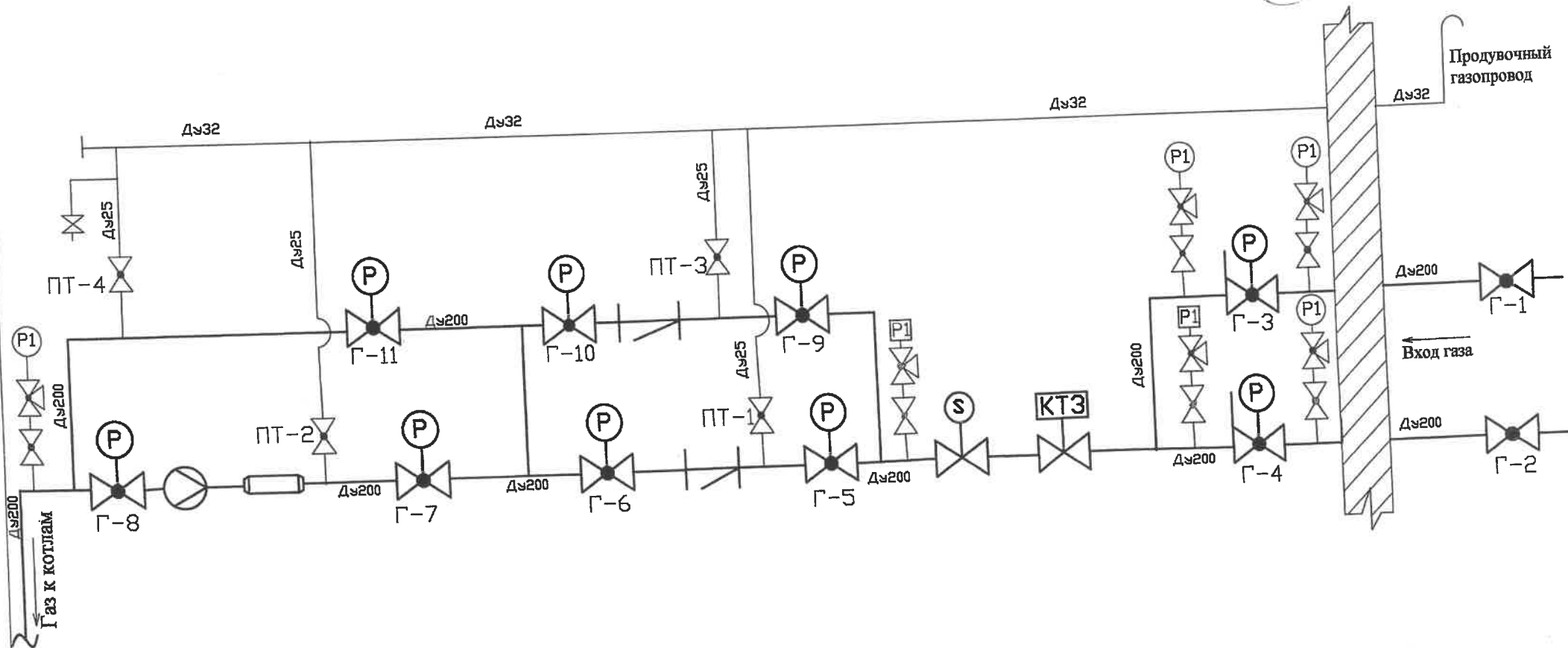


Схему составил: Начальник цеха №7 Е.М.Кудёлко

Принципиальная технологическая схема
внутренних газопроводов
"Котельной для теплоснабжения мкр №38, №39"

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель главного инженера
по теплоснабжению ООО "СГЭС"

А.Е.Марченков
2020 год



- Условные обозначения
- ⊗ - кран шаровый
 - ⊗ - кран трёхходовой
 - ⊗ - кран шаровый с механическим поворотной
 - ⊗ - манометр
 - ⊗ - фильтр газовый
 - ⊗ - кран шаровый с поворотной
 - ⊗ - датчик давления
 - ⊗ - узел отбора проб
 - ⊗ - клапан термозапорный
 - ⊗ - электромагнитный клапан, фланцевый
 - ⊗ - первичный преобразователь

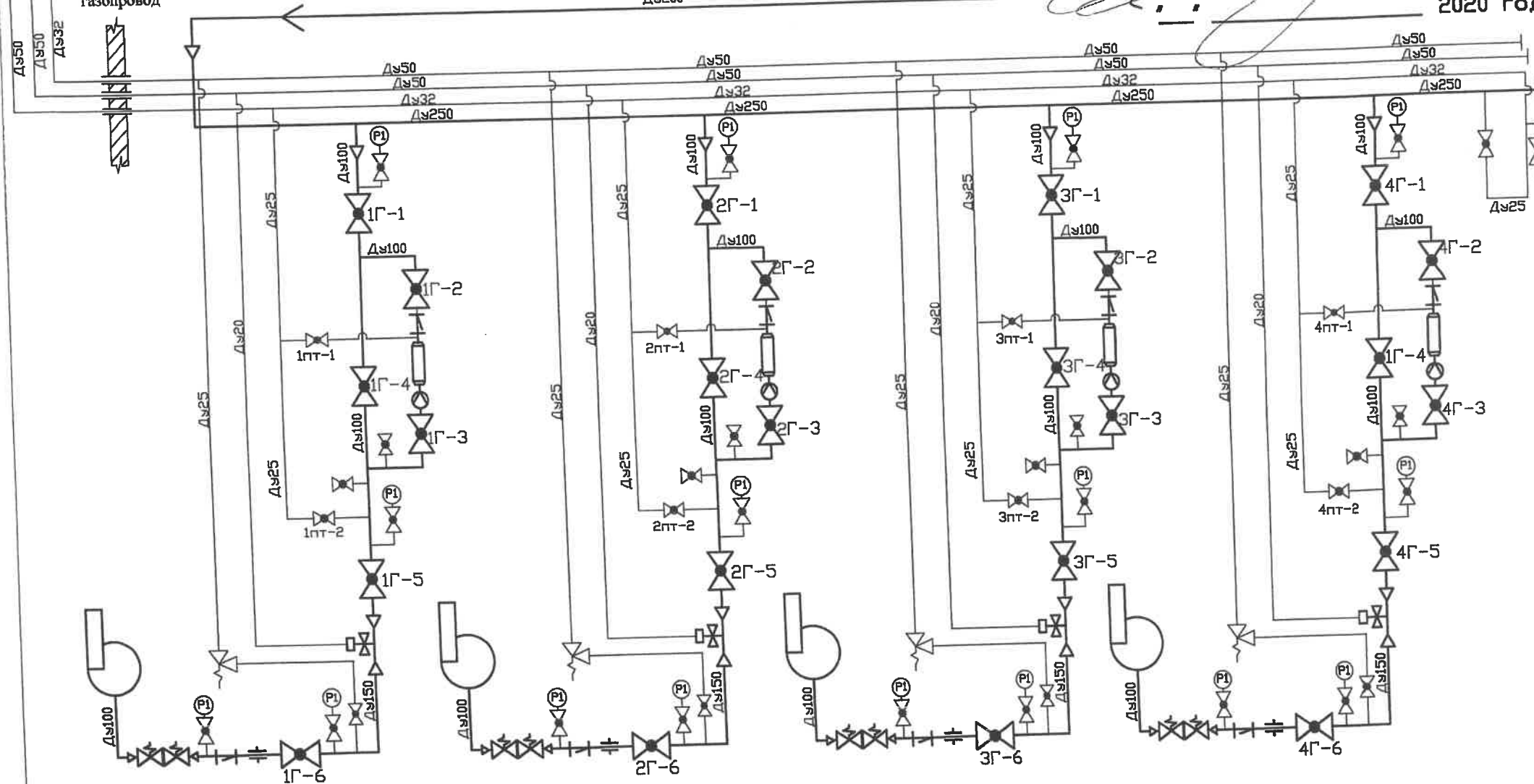
Разработал	А.С. Демещик
Проверил	Е.М. Кудёлко
ООО "Сургутские городские электрические сети"	

Технологическая схема внутренних газопроводов
"Котельная для теплоснабжения мкр №38, №39"

Эксплуатационный район №1 цех №7

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель главного инженера
по теплоснабжению ООО "СГЭС"
А.Е.Марченков
2020 год

Принципиальная технологическая схема внутренних газопроводов и
газорегуляционных устройств для водогрейных котлов Eurotherm 17
"Котельной для теплоснабжения мкр №38, №39"



Условные обозначения

[Symbol] - блок клапанов с эл. приводом и стабилизатором давления
 [Symbol] - первичный преобразователь
 [Symbol] - край шаровый
 [Symbol] - предохранительный сбросной клапан
 [Symbol] - переход по диаметру
 [Symbol] - регулятор давления газа
 [Symbol] - прямой измерительный
 [Symbol] - узел отбора проб
 [Symbol] - манометр

Разработал А.С. Демещик
Проверил Е.М. Кудёлко
ООО "Сургутские городские электрические сети"

Технологическая схема внутренних газопроводов и
газораспределительных устройств для водогрейных котлов
Eurotherm 17 "Котельной для теплоснабжения мкр №38, №39"

Эксплуатационный район №1 цех №7

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «СГЭС»

 **М.Ч. Пак**

14 ИЮНЯ 2022 г.

ПОРЯДОК

действий по ликвидации аварийных ситуаций в системах теплоснабжения с учетом взаимодействия тепло-, электро-, топливо- и водоснабжающих организаций, потребителей тепловой энергии, ремонтно-строительных и транспортных организаций, а также органов местного самоуправления общества с ограниченной ответственностью “Сургутские городские электрические сети” цех №7 по теплоснабжению

Цели и задачи

Цели:

1. Повышение эффективности, устойчивости и надежности функционирования объектов ООО «СГЭС».
2. Мобилизация усилий по ликвидации технологических нарушений и аварийных ситуаций на объектах ООО «СГЭС».
3. Снижение до приемлемого уровня технологических нарушений и аварийных ситуаций на объектах ООО «СГЭС». минимизация последствий возникновения технологических нарушений и аварийных ситуаций на объектах ООО «СГЭС».

Задачи:

1. Приведение в готовность оперативного штаба по ликвидации аварийных ситуаций на объектах ООО «СГЭС», концентрация необходимых сил и средств.
2. Организация работ по локализации и ликвидации аварийных ситуаций.
3. Обеспечение работ по локализации и ликвидации аварийных ситуаций материально-техническими ресурсами.
4. Обеспечение устойчивого функционирования объектов ООО «СГЭС» в ходе возникновения и ликвидации аварийной ситуации.

1. Сведения о поставщиках и потребителях коммунальных услуг.

а) водоснабжение и водоотведение

№ п/п	Наименование организации Водопроводно-канализационного хозяйства	Адрес организации, телефон руководителя, диспетчерской службы	Наименование потребителя Коммунальных услуг	Адрес потребителя, телефон руководителя, диспетчерской службы
1.	СГМУП «Горводоканал»	г. Сургут, ул. Аэрофлотская, д. 4 директор: Щербаков Константин Алексеевич телефон: 55-04-41 диспетчер: 52-33-42	Пиковая котельная тепловых сетей	г. Сургут, ул. Мира, д.41, генеральный директор: Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер: 555-665

б) теплоснабжение

№ п/п	Наименование теплоснабжающей организации	Адрес организации, телефон руководителя, диспетчерской службы	Наименование потребителя коммунальных услуг	Адрес потребителя, телефон руководителя, диспетчерской службы
1.	Филиал ПАО «ОГК-2» Сургутская ГРЭС-1	г. Сургут, п. Кедровый, директор Вергейчик Олег Владимирович телефон: 76-43-59 диспетчер: 76-42-10	ООО «Сургутские городские электрические сети»	г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, д.15, генеральный директор: Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер: 555-665
2.	Филиал ПАО «Юнипро» Сургутская ГРЭС-2	г. Сургут, ул. Энергостроителей 23, директор Деркач Николай Николаевич телефон: 28-03-37 диспетчер: 38-13-20	ООО «Сургутские городские электрические сети»	г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, д.15, генеральный директор: Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер: 555-665

в) электроснабжение

№ п/п	Наименование электроснабжающей организации	Адрес организации, телефон руководителя, диспетчерской службы	Наименование потребителя Коммунальных услуг	Адрес потребителя, телефон руководителя, диспетчерской службы
1.	АО "Россети Тюмень"	г. Сургут, ул. Университетская, д. 4 и.о.ген.директора: Кинаш Олег Алексеевич: телефон:77-63-50 диспетчер: 8-800-200-5502	Пиковая котельная тепловых сетей	г. Сургут, ул. Мира, д.41, генеральный директор: Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер: 555-665
2.	АО "Россети Тюмень"	г. Сургут, ул. Университетская, д. 4 и.о.ген.директора: Кинаш Олег Алексеевич телефон:77-63-50 диспетчер: 8-800-200-5502	Перекачивающая насосная станция	г. Сургут, ул. Мира, д.41, генеральный директор: Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер: 555-665

2. Расчеты допустимого времени устранения технологических нарушений

а) на объектах водоснабжения

№ п/п	Наименование технологического нарушения	Время на устранени, час.мин.
1	Отключение горячего, холодного водоснабжения	2 часа

б) на объектах теплоснабжения

№ п/п	Наименование нарушения	Время на устранение, час.мин.	Ожидаемая температура в жилых помещениях при температуре наружного воздуха, град.			
			0	-10	-20	Более -20
1	Отключение отопления	2 часа	18	18	15	15
2	Отключение отопления	4 часа	18	15	15	15
3	Отключение отопления	6 часов	15	15	15	10
4	Отключение отопления	8 часов	15	15	10	10

в) на объектах электроснабжения

№ п/п	Наименование технологического нарушения	Время на устранении, час. мин.
1	Отключение электроснабжения	2 часа

3. Расчет дополнительных сил и средств для локализации и ликвидации аварийных ситуаций

№ п/п	Наименование организации, ответственной за ликвидацию аварийной ситуации	Наименование привлекаемых организаций	Адрес, телефон руководителя, диспетчерской службы	Время готовно сти сил и средств час.мин	Состав сил и средств		Возможности сил и средств за 8 часов работы
					персонал	техника	
1	ООО «Сургутские городские электрические сети»	СГМУП «Городские тепловые сети»	г. Сургут, ул. Маяковского 15, директор: Юркин Василий Николаевич телефон: 52-43-11 диспетчерская телефон: 45-67-12	1 час	20	5	Ликвидация порывов и утечек теплоносителя в магистральных тепловых сетях, восстановление нормального гидравлического и температурного режима тепломагистралей
2	ООО «Сургутские электрические сети»	АО «Россети Тюмень»	г. Сургут, ул. Университетская, д. 4 и.о.ген.директора: Кинаш Олег Алексеевич телефон: 77-63-50 диспетчер: 8-800-200-5502	1 час	10	5	Восстановление электрообеспечения пиковой котельной тепловых сетей, перекачивающей насосной станции
3	ООО «Сургутские городские электрические сети»	Абоненты тепловых магистр- алей ООО «Сургутские городские электрические сети»	Согласно списка абонентов с контактами (см. приложение №1)	1 час	10	3	Ликвидация технологических нарушений в схемах теплоснабжения потребителей- влияющих на гидравлический и температурный режим тепломагистралей, восстановление штатного режима работы.

4. Порядок действий ООО «Сургутские городские электрические сети» при угрозе возникновения технологических нарушений и аварийных ситуаций

4.1. Технологическое нарушение (аварийная ситуация), устраняемая аварийно-диспетчерской службой и обслуживающим персоналом объекта в расчетные сроки.

№ п/п	Мероприятия	Исполнитель	Адрес предоставления информации	Примечание
1	2	3	4	5
1	Оповещение и передача информации о возникновении аварийной ситуации на объекте предприятия	Начальник смены цеха №7 по теплоснабжению ООО «Сургутские городские электрические сети»	1.ООО «Сургутские городские электрические сети» г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 15 генеральный директор Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер тел.: 32-35-35 2. СГМУП «Городские тепловые сети» г. Сургут, ул. Маяковского 15, директор Юркин Василий Николаевич телефон: 52-43-11 диспетчер: 45-67-12 3. Филиал ПАО «ОГК-2» Сургутская ГРЭС-1 г. Сургут, п. Кедровый, директор Вергейчик Олег Владимирович телефон: 76-43-59 диспетчер: 76-42-10 4. Филиал ПАО «Юнипро» Сургутская ГРЭС-2 г. Сургут, ул. Энергостроителей 23, директор Деркач Николай Николаевич телефон: 28-03-37 диспетчер: 38-13-20 5. Абоненты тепломагистралей ООО «Сургутские городские электрические сети» согласно списка абонентов, указанного в приложении №1	Информирование ОД МКУ «ЕДДС города Сургута» тел. 21-45-40, 112, 005

2	Ликвидация аварийной ситуации на объекте	Начальник смены цеха №7 по теплоснабжению ООО «Сургутские городские электрические сети»	<p>1.ООО «Сургутские городские электрические сети» г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 15 генеральный директор Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер тел.: 32-35-35;</p> <p>2. СГМУП «Городские тепловые сети» г. Сургут, ул. Маяковского 15, директор Юркин Василий Николаевич телефон: 52-43-11 диспетчер: 45-67-12;</p> <p>3. Филиал ПАО «ОГК-2» Сургутская ГРЭС-1 г. Сургут, п. Кедровый, директор Вергейчик Олег Владимирович телефон: 76-43-59 диспетчер: 76-42-10;</p> <p>4. Филиал ПАО «Юнипро» Сургутская ГРЭС-2 г. Сургут, ул. Энергостроителей 23, директор Деркач Николай Николаевич телефон: 28-03-37 диспетчер: 38-13-20;</p> <p>5. Абоненты тепломагистралей ООО «Сургутские городские электрические сети» согласно списка абонентов, указанного в приложении №1</p>	Информирование ОД МКУ «ЕДДС города Сургута» тел. 21-45-40, 112, 005
3	Доклад о ликвидации аварийной ситуации и вводе объекта в штатный рабочий режим	Начальник смены цеха №7 по теплоснабжению ООО «Сургутские городские электрические сети»	<p>1.ООО «Сургутские городские электрические сети» г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 15 генеральный директор Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер тел.: 32-35-35;</p> <p>2. СГМУП «Городские тепловые сети» г. Сургут, ул. Маяковского 15, директор Юркин Василий Николаевич телефон: 52-43-11 диспетчер: 45-67-12;</p> <p>3. Филиал ПАО «ОГК-2» Сургутская ГРЭС-1 г. Сургут, п. Кедровый, директор Вергейчик Олег Владимирович телефон: 76-43-59 диспетчер: 76-42-10;</p>	Информирование ОД МКУ «ЕДДС города Сургута» тел. 21-45-40, 112, 005

			<p>4. Филиал ПАО «Юнипро» Сургутская ГРЭС-2 г. Сургут, ул. Энергостроителей 23, директор Деркач Николай Николаевич телефон: 28-03-37 диспетчер: 38-13-20;</p> <p>5. Абоненты тепломагистралей ООО «Сургутские городские электрические сети» согласно списка абонентов, указанного в приложении №1</p>	
--	--	--	---	--

4.2. Аварийная ситуация, сроки устранения которой больше допустимого расчетного времени.

1	2	3	4	5
1	Оповещение и передача информации о возникновении аварийной ситуации на объекте предприятия.	Начальник смены цеха №7 по теплоснабжению ООО «Сургутские городские электрические сети»	<p>1. ООО «Сургутские городские электрические сети» г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 15 генеральный директор Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер тел.: 32-35-35;</p> <p>2. СГМУП «Городские тепловые сети» г. Сургут, ул. Маяковского 15, директор Юркин Василий Николаевич телефон: 52-43-11 диспетчер: 45-67-12;</p> <p>3. Филиал ПАО «ОГК-2» Сургутская ГРЭС-1 г. Сургут, п. Кедровый, директор Вергейчик Олег Владимирович телефон: 76-43-59 диспетчер: 76-42-10;</p> <p>4. Филиал ПАО «Юнипро» Сургутская ГРЭС-2 г. Сургут, ул. Энергостроителей 23, директор Деркач Николай Николаевич телефон: 28-03-37 диспетчер: 38-13-20;</p> <p>5. Абоненты тепломагистралей ООО «Сургутские городские электрические сети» согласно списка абонентов, указанного в приложении №1</p>	Информирование ОД МКУ «ЕДДС города Сургута» тел. 21-45-40, 112, 005
2	Прибытие к месту работы оперативного штаба ООО «Сургутские	Члены оперативного штаба ООО «Сургутские	ООО «Сургутские городские электрические сети» г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 15 генеральный директор Пак Мен Чер	Информирование ОД МКУ «ЕДДС города Сургута» тел. 21-45-40, 112, 005

	городские электрические сети»	городские электрические сети»	телефон: 52-46-00 диспетчер тел.: 32-35-35	
3	Доработка с учетом конкретной ситуации, плана локализации и ликвидации аварийной ситуации, плана привлечения дополнительных сил и средств.	Руководитель оперативного штаба ООО «Сургутские городские электрические сети»	ООО «Сургутские городские электрические сети» г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 15 генеральный директор Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер тел.: 32-35-35	Информирование ОД МКУ «ЕДДС города Сургута» тел. 21-45-40, 112, 005
4	Организация работы оперативного штаба ООО «Сургутские городские электрические сети»	Генеральный директор ООО «Сургутские городские электрические сети», руководитель оперативного штаба, председатель комиссии по ЧС и ОПБ ООО «Сургутские городские электрические сети»	ООО «Сургутские городские электрические сети» г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 15 генеральный директор Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер тел.: 32-35-35	Информирование ОД МКУ «ЕДДС города Сургута» тел. 21-45-40, 112, 005
5	Развертывание дополнительных сил и средств для ликвидации аварийной ситуации	Генеральный директор ООО «Сургутские городские электрические сети», руководитель оперативного штаба, председатель комиссии по ЧС и ОПБ ООО «СГЭС», руководители взаимодействующих организаций	ООО «Сургутские городские электрические сети» г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 15 генеральный директор Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер тел.: 32-35-35	Информирование ОД МКУ «ЕДДС города Сургута» тел. 21-45-40, 112, 005
6	Оповещение населения	Начальник смены цеха №7 по теплоснабжению ООО «Сургутские городские электрические	ООО «Сургутские городские электрические сети» г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 15 генеральный директор Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер тел.: 32-35-35	Информирование ОД МКУ «ЕДДС города Сургута» тел. 21-45-40, 112, 005

		сети», ОД МКУ «ЕДДС г. Сургута»		
7	Доклады о ходе работ по локализации и ликвидации аварийной ситуации	Руководитель оперативного штаба начальник смены цеха №7 по теплоснабжению ООО «Сургутские городские электрические сети»	ООО «Сургутские городские электрические сети» г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 15 генеральный директор Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер тел.: 32-35-35	Информирование ОД МКУ «ЕДДС города Сургута» тел. 21-45-40, 112, 005
8	Ликвидация аварийной ситуации и ввод объекта в рабочий режим	Силы и средства ООО «Сургутские городские электрические сети» а также взаимодействующих организаций.	1.ООО «Сургутские городские электрические сети» г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 15 генеральный директор Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер тел.: 32-35-35; 2. СГМУП «Городские тепловые сети» г. Сургут, ул. Маяковского 15, директор Юркин Василий Николаевич телефон: 52-43-11 диспетчер: 45-67-12; 3. Филиал ПАО «ОГК-2» Сургутская ГРЭС-1 г. Сургут, п. Кедровый, директор Вергейчик Олег Владимирович телефон: 76-43-59 диспетчер: 76-42-10; 4. Филиал ПАО «Юнипро» Сургутская ГРЭС-2 г. Сургут, ул. Энергостроителей 23, директор Деркач Николай Николаевич телефон: 28-03-37 диспетчер: 38-13-20; 5. Абоненты тепломагистралей ООО «Сургутские городские электрические сети» согласно списка абонентов, указанного в приложении №1	Информирование ОД МКУ «ЕДДС города Сургута» тел. 21-45-40, 112, 005
9	Доклады о ликвидации аварийной ситуации и вводе объекта в рабочий режим.	Руководитель оперативного штаба ООО «Сургутские городские электрические сети»	ООО «Сургутские городские электрические сети» г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 15 генеральный директор Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер тел.: 32-35-35	Информирование ОД МКУ «ЕДДС города Сургута» тел. 21-45-40, 112, 005

4.3. Угроза возникновения аварийной ситуации

1	2	3	4	5
1	Оповещение и передача информации о возможности возникновения аварийной ситуации на объектах ООО «Сургутские городские электрические сети»	Начальник смены цеха №7 по теплоснабжению ООО «Сургутские городские электрические сети»	<p>1.ООО «Сургутские городские электрические сети» г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 15 генеральный директор Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер тел.: 32-35-35;</p> <p>2. СГМУП «Городские тепловые сети» г. Сургут, ул. Маяковского 15, директор Юркин Василий Николаевич телефон: 52-43-11 диспетчер: 45-67-12;</p> <p>3.Филиал ПАО «ОГК-2» Сургутская ГРЭС-1 г. Сургут, п. Кедровый, директор Вергейчик Олег Владимирович телефон: 76-43-59 диспетчер: 76-42-10;</p> <p>4.Филиал ПАО «Юнипро» Сургутская ГРЭС-2 г. Сургут, ул. Энергостроителей 23, директор Деркач Николай Николаевич телефон: 28-03-37 диспетчер:38-13-20;</p> <p>5.Абоненты тепломагистралей ООО «Сургутские городские электрические сети» согласно списка абонентов, указанного в приложении №1</p>	Информирование ОД МКУ «ЕДДС города Сургута» тел. 21-45-40, 112, 005
2	Оповещение и передача полученной информации о возможности возникновения чрезвычайной ситуации, связанной с предполагаемыми чрезвычайными событиями на территории города	Начальник смены цеха №7 по теплоснабжению ООО «Сургутские городские электрические сети»	<p>1.ООО «Сургутские городские электрические сети» г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 15 генеральный директор Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер тел.: 32-35-35;</p> <p>2. СГМУП «Городские тепловые сети» г. Сургут, ул. Маяковского 15, директор Юркин Василий Николаевич телефон: 52-43-11 диспетчер: 45-67-12;</p> <p>3.Филиал ПАО «ОГК-2» Сургутская ГРЭС-1 г. Сургут, п. Кедровый, директор Вергейчик Олег Владимирович</p>	Информирование ОД МКУ «ЕДДС города Сургута» тел. 21-45-40, 112, 005

			<p>телефон: 76-43-59 диспетчер: 76-42-10;</p> <p>4. Филиал ПАО «Юнипро» Сургутская ГРЭС-2 г. Сургут, ул. Энергостроителей 23, директор Деркач Николай Николаевич телефон: 28-03-37 диспетчер: 38-13-20;</p> <p>5. Абоненты тепломагистралей ООО «Сургутские городские электрические сети» согласно списка абонентов, указанного в приложении №1 указанного в приложении №1</p>	
3	Приведение в состояние готовности соответствующих служб предприятия, дополнительных сил и средств.	Генеральный директор ООО «Сургутские городские электрические сети» руководитель оперативного штаба, председатель комиссии по ЧС и ОПБ ООО «СГЭС», руководители взаимодействующих организаций	<p>ООО «Сургутские городские электрические сети» г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 15 генеральный директор Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер тел.: 32-35-35</p>	Информирование ОД МКУ «ЕДДС города Сургута» тел. 21-45-40, 112, 005
4	Доклад о готовности дежурной смены, необходимых сил и средств ООО «СГЭС», дополнительных сил и средств к работе по локализации предполагаемой аварийной ситуации	Председатель комиссии по ЧС и ОПБ ООО «Сургутские городские электрические сети», руководители взаимодействующих организаций	<p>ООО «Сургутские городские электрические сети» г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 15 генеральный директор Пак Мен Чер телефон: 52-46-00 диспетчер тел.: 32-35-35</p>	Информирование ОД МКУ «ЕДДС города Сургута» тел. 21-45-40, 112, 005

Заместитель главного инженера по теплоснабжению ООО «СГЭС»

А.Е. Марченков

Разработал: начальник цеха №7 по теплоснабжению

П.С. Холопов