

Акционерное общество "НИПИгазпереработка"
(АО "НИПИГАЗ")



Заказчик — **ПАО «Нижнекамскнефтехим»**

**Строительство промышленной установки по
производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год
на площадке ПАО «НКНХ»**

**ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ОПАСНОГО
ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА**

«Площадка по производству продуктов органического синтеза»
ПАО «Нижнекамскнефтехим» в рамках разработки проектной
документации «Строительство промышленной установки по
производству гексен-1, мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке
ПАО «НКНХ»

Часть 1. Обоснование безопасности опасного производственного
объекта (начало)

13510-00006-66819-ГС50-ОБОПО1

Том 1.1

2022

Акционерное общество "НИПИгазпереработка"
(АО "НИПИГАЗ")



Заказчик — **ПАО «Нижнекамскнефтехим»**

**Строительство промышленной установки по
производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год
на площадке ПАО «НКНХ»**

**ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ОПАСНОГО
ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА**

«Площадка по производству продуктов органического синтеза»
ПАО «Нижнекамскнефтехим» в рамках разработки проектной
документации «Строительство промышленной установки по
производству гексен-1, мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке
ПАО «НКНХ»

Часть 1. Обоснование безопасности опасного производственного
объекта (начало)

135I0-00006-66819-ГС50-ОБОПО1

Том 1.1

**Руководитель проектов,
Управление проектами**

А.А. Стариков

(подпись, дата)

Главный инженер проекта

Д.В. Пресняков

(подпись, дата)

2022

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



ООО Уральский Центр Промышленного Контроля «АПАТИТ»
620075, г. Екатеринбург, ул. Первомайская, д. 60, офис 2, помещ. 1
+7 (343) 361-10-78,
e-mail: info@ucpk-apatit.ru
www.ucpk-apatit.ru

УТВЕРЖДАЮ

Старший менеджер,
Управление проектированием
ПАО «Нижнекамскнефтехим»

_____ К. Ю. Лебедев

«_____» _____ 20__ г.

ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ

ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

**«Площадка по производству продуктов органического синтеза»
ПАО «Нижнекамскнефтехим» в рамках разработки проектной документации
«Строительство промышленной установки по производству гексен-1,
мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НКНХ»**

Обоснование безопасности опасного производственного объекта (начало)

Том 1.1

13510-00006-66819-ГС50-ОБОПО1

РАЗРАБОТАНО

Генеральный директор
ООО УЦПК «Апатит»

_____ Е. Т. Евдокимова

«_____» _____ 2022 г.



2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	4
1.1. Наименование и местонахождение опасного производственного объекта	4
1.2. Сведения о заказчике (застройщике), генеральной проектной организации, разработчике обоснования безопасности.....	4
1.3. Область применения обоснования безопасности	5
1.4. Термины и определения.....	6
1.5. Обозначения и сокращения.....	9
1.6. Описание опасного производственного объекта и условий его эксплуатации, общая характеристика технологических процессов и описание решений, направленных на обеспечение его безопасности	10
1.6.1. Описание опасного производственного объекта и условий его эксплуатации.....	11
1.6.2. Общая характеристика технологических процессов.....	13
1.6.3. Сведения об опасных веществах	103
1.6.4. Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества	134
1.6.5. План размещения основного технологического оборудования объекта	147
1.6.6. Сведения о количествах опасных веществ на объекте	162
1.6.7. Сведения о персонале рассматриваемого объекта, о персонале соседних объектов, а также населении	176
1.6.8. Описание решений, направленных на обеспечение безопасности опасного объекта	180
1.7. Перечень отступлений от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, содержащий обоснование их необходимости, либо недостающие и(или) отсутствующие требования промышленной безопасности для данного опасного производственного объекта	209
2. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ РИСКА АВАРИИ НА ОПАСНОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОБЪЕКТЕ И СВЯЗАННОЙ С НЕЙ УГРОЗЫ	218
2.1. Описание методологии анализа опасностей и оценки риска аварии и связанной с ней угрозы.....	218
2.2. Исходные предположения для проведения анализа риска аварии и связанной с ней угрозы	225
2.2.1. Оценка параметров выброса опасных веществ	225
2.2.2. Оценка размеров зон поражения при авариях на объекте	226
2.2.3. Оценка возможного числа пострадавших.....	232
2.2.4. Оценка показателей риска.....	232
2.3. Описание метода анализа условий безопасной эксплуатации	232
2.4. Анализ известных аварий	239

2.5. Анализ опасностей отклонений технологических параметров от регламентных, а также условий возникновения и развития аварий	276
2.5.1. Анализ условий возникновения аварии	276
2.5.2. Анализ опасностей отклонений технологических параметров от регламентных	277
2.6. Результаты идентификации опасности, в том числе по проведению анализа опасностей отклонения технологических параметров от регламентных.....	291
2.6.1. Определение сценариев аварий с участием опасных веществ	291
2.6.2. Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета.....	303
2.6.2.1. Оценка вероятности реализации аварийных ситуаций.....	304
2.6.2.2. Анализ и оценка последствий рассматриваемых аварий.....	309
2.6.2.3. Оценка риска поражения людей	314
2.6.2.4. Описание математической модели для вероятностной оценки взрывоустойчивости зданий....	316
2.7. Исходные данные и их источники, в том числе данные по аварийности и надежности	319

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. Наименование и местонахождение опасного производственного объекта

В рамках разработки проектной документации «Строительство промышленной установки по производству гексен-1, мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НКНХ» предполагается строительство установки по производству гексена-1.

На текущий момент ведется работа по объединению 7 (семи) опасных производственных объектов (ОПО) I класса Завода органического синтеза («Площадка производства этилена» (А43-00503-0005), «Площадка производства окиси этилена» (А43-00503-0006), «Площадка производства стирола и полиэфирных смол» (А43-00503-0007), «Площадка производства олигомеров» (А43-00503-0008), «Площадка по производству гликолей» (А43-00503-0132), «Участок подготовки воды производств II промышленной зоны» (А43-00503-0085), Склад хлора (А43-00503-0031) в один ОПО «Площадка по производству продуктов органического синтеза». На данный момент сведения о предполагаемом классе опасности ОПО и его регистрационном номере отсутствуют.

Проектируемая установка по производству гексена-1 будет включена в состав ОПО ПАО «Нижнекамскнефтехим» – «Площадка по производству продуктов органического синтеза». На данный момент сведения о регистрационном номере ОПО отсутствуют.

В соответствии со статьей 2 и приложением 2 Федерального Закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ ОПО «Площадка по производству продуктов органического синтеза» в состав которого входит установка получения гексена-1 относится к объектам I класса опасности – опасным производственным объектам чрезвычайно высокой опасности.

Проектными решениями предполагается размещение установки по производству гексена-1, мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «Нижнекамскнефтехим» по адресу: Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, производственная площадка ПАО «Нижнекамскнефтехим» (НКНХ).

1.2. Сведения о заказчике (застройщике), генеральной проектной организации, разработчике обоснования безопасности

Генеральный заказчик работ:

Полное наименование:	Публичное акционерное общество «Нижнекамскнефтехим»
Сокращенное наименование:	ПАО «Нижнекамскнефтехим»
Юридический адрес:	Российская Федерация, 423574, Республика Татарстан, Нижнекамский район, город Нижнекамск, Соболевская ул., зд. 23, офис 129
Генеральный директор»	Климов Игорь Георгиевич
Тел./факс	+7 (8555) 37-70-09

Генеральная проектная организация:

Полное наименование:	Акционерное общество «НИПИгазпереработка»
Сокращенное наименование:	АО «НИПИГАЗ»

Юридический адрес:

625048, Тюменская область, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14

Генеральный директор

Евстафьев Дмитрий Владимирович

Тел./факс

+7 (3452) 21-73-01, +7 (861) 238-60-60,
+7 (495) 730-58-87**Разработчик обоснования безопасности:**

Полное наименование:

Общество с ограниченной ответственностью
Уральский центр промышленного контроля
«АПАТИТ»

Сокращенное наименование:

ООО УЦПК «АПАТИТ»

Юридический адрес:

620075, г. Екатеринбург, ул. Первомайская, д. 60,
офис 2

Генеральный директор

Евдокимова Елена Геннадьевна

Тел.

+7 (343) 361-10-78

ООО УЦПК «АПАТИТ» является членом Саморегулируемой организации, что подтверждается наличием выписки из реестра членов саморегулируемой организации №236-22 от 22.11.2022 г. Копия выписки из реестра членов саморегулируемой организации приведена в Приложении 1 к настоящему документу.

1.3. Область применения обоснования безопасности

Областью применения настоящего обоснования (далее по тексту – ОБ ОПО) является составляющая опасного производственного объекта «Площадка по производству продуктов органического синтеза» ПАО «Нижнекамскнефтехим» – установка по производству гексена-1 в части допущенных отступлений от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, а также отсутствующих (недостающих) требований в области промышленной безопасности (перечень допущенных отступлений приведен в п. 1.7 настоящего ОБ ОПО).

Строительство указанной составляющей ОПО предполагается в рамках разработки проектной документации «Строительство промышленной установки по производству гексен-1, мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НКНХ».

На текущий момент ведется работа по объединению 7 (семи) опасных производственных объектов (ОПО) I класса Завода органического синтеза («Площадка производства этилена» (А43-00503-0005), «Площадка производства окиси этилена» (А43-00503-0006), «Площадка производства стирола и полиэфирных смол» (А43-00503-0007), «Площадка производства олигомеров» (А43-00503-0008), «Площадка по производству гликолей» (А43-00503-0132), «Участок подготовки воды производств II промышленной зоны» (А43-00503-0085), Склад хлора (А43-00503-0031) в один ОПО «Площадка по производству продуктов органического синтеза». В связи с вышесказанным сведения о предполагаемом классе опасности ОПО и его регистрационном номере отсутствуют.

Разработка ОБ ОПО предусмотрена положениями п.4 ст. 3 Федерального закона №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1].

Разработка ОБ ОПО для составляющей ОПО не противоречит положениям п. 13, 14 ФНИП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4].

Все разработанные решения (технические и организационные), описательная часть, компенсирующие мероприятия и т.д., изложенные в настоящей работе, относятся только к составляющей ОПО «Площадка по производству продуктов органического синтеза» ПАО «Нижнекамскнефтехим» – установке по производству гексена-1.

В соответствии с требованиями п. 4 ст.3, а также п. 1 ст. 13 Федерального закона №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1] ОБ ОПО, а также изменения, вносимые в ОБ ОПО, подлежит экспертизе промышленной безопасности. Применение обоснования безопасности опасного производственного объекта без положительных заключений экспертизы промышленной безопасности такого обоснования и внесенных в него изменений (при их наличии) не допускается.

1.4.Термины и определения

Авария – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ [1].

Анализ риска аварий (анализ опасностей и оценка риска аварий) – взаимосвязанная совокупность научно-технических методов исследования опасностей возникновения, развития и последствий возможных аварий для обеспечения промышленной безопасности ОПО [7].

Безопасная зона – зона, в которой люди защищены от воздействия опасных факторов пожара или в которой опасные факторы пожара отсутствуют либо не превышают предельно допустимых значений [2].

Взрыв – неконтролируемый быстропротекающий процесс выделения энергии, связанный с физическим, химическим или физико-химическим изменением состояния вещества, приводящий к резкому динамическому повышению давления или возникновению ударной волны, сопровождающийся образованием сжатых газов, способных привести к разрушительным последствиям [7].

Горючая среда – среда, способная воспламеняться при воздействии источника зажигания [2].

Допустимый (приемлемый) риск аварии – установленные либо полученные согласно формализованной установленной процедуре значения риска аварии на ОПО, превышение которых характеризует угрозу возникновения аварии [7].

Идентификация опасностей аварии – выявление источников возникновения аварий и определение соответствующих им типовых сценариев аварии [7].

Инцидент – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от установленного режима технологического процесса [1].

Индивидуальный риск – ожидаемая частота (частота) поражения отдельного человека в результате воздействия исследуемых поражающих факторов аварии [7].

Исследование АОР (HAZOP) – это процесс детализации и идентификации проблем опасности и работоспособности системы, выполняемый группой специалистов. Исследование АОР (HAZOP) предназначено для идентификации потенциальных отклонений от целей проекта, экспертизы их возможных причин и оценки их последствий [19].

Источник зажигания – средство энергетического воздействия, инициирующее возникновение горения [2].

Качественная оценка риска аварии – описание качественных характеристик и признаков возможности возникновения и соответствующей тяжести последствий реализации аварии для жизни и здоровья человека, имущества и окружающей среды [7].

Коллективный риск (или ожидаемые людские потери) – ожидаемое количество пораженных в результате возможных аварий за определенный период времени [7].

Количественная оценка риска аварии – определение значений числовых характеристик случайной величины ущерба (человеку, имуществу и окружающей среде) от аварии на ОПО. В количественной оценке риска аварии оцениваются значения вероятности (частоты) и соответствующей степени тяжести последствий реализации различных сценариев аварий для жизни и здоровья человека, имущества и окружающей среды [7].

Максимальное давление взрыва – наибольшее избыточное давление, возникающее при дефлаграционном сгорании газо-, паро- или пылевоздушной смеси в замкнутом сосуде при начальном давлении смеси 101,3 кПа [15].

Материальный риск (или риск материальных потерь) – зависимость частоты возникновения сценариев аварий F , в которых причинен ущерб на определенном уровне потерь не менее G , от количества этих потерь G . Характеризует экономическую тяжесть последствий реализации опасностей аварий и представляется в виде соответствующей F/G -кривой [7].

Минимальная энергия зажигания – наименьшая энергия электрического разряда, способная воспламенить наиболее легко воспламеняющуюся смесь горючего вещества с воздухом [15].

Наружная установка – комплекс аппаратов и технологического оборудования, расположенных вне зданий, сооружений и строений [2].

Нижний (верхний) концентрационный предел распространения пламени – минимальное (максимальное) содержание горючего вещества в однородной смеси с окислительной средой, при котором возможно распространение пламени по смеси на любое расстояние от источника зажигания [15].

Нормальная скорость распространения пламени – скорость перемещения фронта пламени относительно несгоревшего газа в направлении, перпендикулярном к его поверхности [15].

Обоснование безопасности опасного производственного объекта – документ, содержащий сведения о результатах оценки риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы, условия безопасной эксплуатации опасного производственного объекта, требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации опасного производственного объекта [1].

Ожидаемый ущерб – математическое ожидание величины ущерба от возможной аварии за определенный период времени [7].

Опасные вещества – воспламеняющиеся, окисляющие, горючие, взрывчатые, токсичные, высокотоксичные вещества и вещества, представляющие опасность для окружающей природной среды, перечисленные в приложении 1 к Федеральному закону №116-ФЗ [1].

Оценка риска аварии – определение качественных и (или) количественных характеристик опасности аварии [7].

Пожар – неконтролируемое горение, причиняющее материальный ущерб, вред жизни и здоровью граждан, интересам общества и государства [89].

Поражающие факторы аварии – физические процессы и явления, возникающие при разрушении сооружений и (или) технических устройств, применяемых на ОПО, неконтролируемых взрыве и (или) выбросе опасных веществ и определяющие термическое, барическое и иное энергетическое воздействие, поражающее человека, имущество и окружающую среду [7].

Потенциальный территориальный риск (или потенциальный риск) – частота реализации поражающих факторов аварии в рассматриваемой точке на площадке ОПО и прилегающей территории [7].

Реципиент – приемник; человек, воспринимающий внешнее раздражение или воздействие [33].

Риск аварии – мера опасности, характеризующая возможность возникновения аварии на ОПО и соответствующую ей тяжесть последствий [7].

Скорость нарастания давления взрыва – производная давления взрыва по времени на восходящем участке зависимости давления взрыва горючей смеси в замкнутом сосуде от времени [15].

Социальный риск (или риск поражения группы людей) – зависимость частоты возникновения сценариев аварий F , в которых пострадало на определенном уровне не менее N человек, от этого числа N . Характеризует социальную тяжесть последствий (катастрофичность) реализации совокупности сценариев аварии и представляется в виде соответствующей F/N -кривой [7].

Составляющие опасного производственного объекта – участки, установки, цеха, хранилища или другие составляющие (составные части), объединяющие технические устройства или их совокупность по технологическому и/или административному принципу и входящие в состав опасного производственного объекта [13].

Сценарий развития аварии – последовательность отдельных логически связанных событий, обусловленных конкретным иницирующим (исходным) событием, приводящих к возникновению поражающих факторов аварии и причинению ущерба от аварии людским и (или) материальным ресурсам или компонентам природной среды [7].

Сценарий наиболее вероятной аварии (наиболее вероятный сценарий аварии) – сценарий аварии, вероятность реализации которого максимальна за определенный период времени (месяц, год) [7].

Сценарий наиболее опасной по последствиям аварии (наиболее опасный по последствиям сценарий аварии) – сценарий аварии с наибольшим ущербом по людским и (или) материальным ресурсам или компонентам природной среды [7].

Температура воспламенения – наименьшая температура вещества, при которой в условиях специальных испытаний вещество выделяет горючие пары и газы с такой скоростью, что при воздействии на них источника зажигания наблюдается воспламенение [15].

Температурные пределы распространения пламени – такие температуры вещества, при которых его насыщенный пар образует в окислительной среде концентрации, равные соответственно нижнему (нижний температурный предел) и верхнему (верхний температурный предел) концентрационным пределам распространения пламени [15].

Техническое перевооружение опасного производственного объекта – приводящие к изменению технологического процесса на опасном производственном объекте внедрение новой технологии, автоматизация опасного производственного объекта или его отдельных частей, модернизация или замена применяемых на опасном производственном объекте технических устройств [1].

Ударная волна – распространяющаяся со сверхзвуковой скоростью в газе, жидкости или твердом теле тонкая переходная область (фронт), в которой происходит резкое увеличение давления, плотности и скорости [7].

Ущерб от аварии – потери (убытки) в производственной и непроизводственной сферах жизнедеятельности человека, а также при негативном изменении окружающей среды, причиненные в результате аварии на ОПО объекте и исчисляемые в натуральной (денежной) форме [7].

Probit-функция – функция, характеризующая вероятность возникновения последствий определенного масштаба в зависимости от уровня воздействия) [7].

1.5.Обозначения и сокращения

АДО – анализ дерева отказов (неисправностей);
АДС – анализ дерева событий;
АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
ВКПВ – верхний концентрационный предел воспламенения;
ВУВ – воздушная ударная волна;
ГВС – газовоздушная смесь;
ГЖ – горючая жидкость;
ГПА – газоперекачивающий агрегат;
ДО – дерево отказов (неисправностей);
ДС – дерево событий;
ДТ – дизельное топливо;
ДЭАХ – диэтилалюминийхлорид;
ИТР – инженерно-технические работники;
КИП – контрольно-измерительный прибор;
КС – компрессорная станция;
ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость;
МИЗ – мгновенный источник зажигания;
МОС – металлоорганические соединения;
МЦК – междоцеховые коммуникации;
МС – метеорологическая станция;
НКПВ – нижний концентрационный предел воспламенения;
ОБ ОПО – обоснование безопасности опасного производственного объекта;
ОВ – опасное вещество;
ОИЗ – отложенный источник зажигания;
ОПО – опасный производственный объект;

ФНИП ОРПД – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»

ПАЗ – противоаварийная защита;

ПМЛА – планы мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий;

РБ – руководство по безопасности;

Ростехнадзор – Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору;

РСУ – распределенная система управления;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СУГ – сжиженный углеводородный газ;

ТВС – топливно-воздушная смесь;

ТЭАЛ – триэтилалюминий;

ФНИП – федеральные нормы и правила;

ФНИП ОПВБ – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»

2-ЭГ – 2 этилгексанол.

1.6. Описание опасного производственного объекта и условий его эксплуатации, общая характеристика технологических процессов и описание решений, направленных на обеспечение его безопасности

В рамках настоящего ОБ ОПО предполагается комплексный подход к анализу опасности и оценке риска. В рамках указанного подхода предполагается учесть влияние аварий на соседних объектах ПАО «Нижнекамскнефтехим» на выбранный показатель безопасной эксплуатации (индивидуальный риск гибели), а также на параметры частот воздействия дискретных значений избыточного давления взрыва на здания и сооружения анализируемого объекта. К таким объектам могут быть отнесены следующие ОПО:

- 1) Площадка производства бутилового галобутилового каучука (рег. № А43-00503-0001).
- 2) Площадка производства углеводородного сырья (рег. № А43-00503-0002).
- 3) Площадка производства синтетического каучука и нефтеполимерных смол (рег. № А43-00503-0003).
- 4) Площадка производства изопрен-мономеров (рег. № А43-00503-0004).
- 5) Площадка производства этилена (рег. № А43-00503-0005).
- 6) Площадка производства стирола и полиэфирных смол (рег. № А43-00503-0007).
- 7) Площадка производства олигомеров (рег. № А43-00503-0008).
- 8) База товарно-сырьевая №2 (рег. № А43-00503-0021).
- 9) Склад готовой продукции (пропилен) (рег. № А43-00503-0022);
- 10) База товарно-сырьевая №1 (рег. № А43-00503-0020);
- 11) Площадка производства дивинила, БИФ (бутилен изобутиленовая фракция) (рег. № А43-00503-0124).

Часть объектов ПАО «Нижнекамскнефтехим» исключена из рассмотрения ввиду значительной удаленности. Для исключения излишнего загромождения текстовой части настоящего ОБ ОПО информацией о технологических процессах и схемах, сведениях о характеристиках технологического оборудования и распределении опасных веществ по такому оборудованию, характеристиках опасных веществ и т.д. соответствующие данные приводятся только для анализируемой составляющей ОПО (установка по производству

гексена-1). Для соседних ОПО ПАО «Нижнекамскнефтехим» такие данные приводятся в соответствующих разделах проектной документации, декларациях промышленной безопасности с расчетно-пояснительными записками.

Вклад соседних объектов учитывается при определении показателей риска, построении полей потенциального риска гибели, построении F/P-диаграмм и полей распределения частот воздействия дискретных значения избыточного давления взрыва.

1.6.1. Описание опасного производственного объекта и условий его эксплуатации

Местоположение объекта: РФ, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, производственная площадка ПАО «Нижнекамскнефтехим» (НКНХ).

Климатическая характеристика

Климат рассматриваемой территории континентальный, с теплым летом и умеренно холодной зимой. Зимой на рассматриваемой территории часто наблюдается антициклон с сильно охлажденным воздухом. Охлаждение воздуха в антициклонах происходит, главным образом, в нижних слоях, одновременно уменьшается влагосодержание этих слоев, с высотой температура воздуха в зимнее время обычно возрастает.

Особое значение, как фактор климата, имеет циклоническая деятельность, которая усиливает меридиональный обмен воздушных масс. Таким образом, увеличивается климатическое значение адвекции. Непосредственным результатом этого является большая временная и пространственная изменчивость всех метеорологических характеристик и погоды в целом.

Согласно СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» (Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*), зона проектирования относится к I району (подрайон IB).

Средняя годовая температура воздуха в районе расположения изыскиваемых участков составляет плюс 3,0 °С. Самым холодным месяцем в году является январь. Средняя температура января составляет минус 12,5 °С. Абсолютный минимум температуры составил минус 47 °С.

Самым теплым месяцем является июль. Средняя месячная температура июля составляет плюс 20,0 °С. Абсолютный максимум температуры по метеостанции Елабуга составил плюс 40 °С.

Наибольшее среднемесячное значение парциального давления отмечается в июле – 15,5 гПа, наименьшее – в январе и феврале (2,4 гПа), так как содержание водяного пара пропорционально температуре воздуха.

Геоморфологические условия

В геоморфологическом отношении район работ приурочен к водораздельному пространству рек Кама и Зай, представляющему собой плоско-выпуклую равнину (Камско-Зайское водораздельное плато), расчлененную сетью эрозионных врезов (реки Аланка и Тунгуча – притоки р. Зай, Стрелочный лог, Казаринский лог и др.).

На участке изысканий естественный рельеф поверхности ровный. Естественный рельеф на участках изысканий частично нарушен при строительстве дорог, зданий, производственных сооружений.

Гидрологические условия

Район изыскания расположен на правобережном склоне реки Кама (Нижнекамское водохранилище). Рассматриваемые водотоки, как и большинство рек республики Татарстан, находятся в зоне достаточного увлажнения.

По типу питания они относятся к рекам со смешанным питанием, а по его режиму – к рекам с весенним половодьем и паводками в теплое время года.

Годовой ход уровня характеризуется хорошо выраженным подъемом весной и низкими уровнями в период летне-осенней и зимней межени. На малых водотоках колебания уровня воды в течение года выражены резче, в переходные периоды (весна – осень) наблюдается внутри суточное колебание уровня воды, обусловленное суточным ходом температуры воздуха. На малых водотоках весенние подъемы составляют 1,0...1,5 м.

Главным источником питания рек служат атмосферные осадки, где преимущественное значение принадлежит талым снеговым водам, обеспечивающим до 60...80 % общего годового стока. Обильные дожди поддерживают летний и осенний сток рек, иногда вызывают паводки.

На площадке ПАО «НКНХ» и в непосредственной близости предварительно можно выделить шесть водных объектов: руч. Лисий, р. Иныш, руч. Казаринский, руч. Крутой ключ, р. Мартышка, руч. Стрелочный Лог.

Влажность воздуха

Средняя годовая относительная влажность воздуха по МС Елабуга – 74 %. Максимальное значение средней месячной относительной влажности воздуха по МС Елабуга составляет 83 %, минимальное значение – 58 %

Атмосферные осадки

Годовое количество осадков по МС Елабуга – 524,9 мм. Максимальное суточное количество осадков в течение года варьируется от 19,4 мм до 71,3 мм. Среднее месячное количество осадков оценивается величинами от 27,2 мм до 61,6 мм.

Ветер

Годовая скорость ветра по МС Елабуга – 2,1 м/с.

Преобладающее направление ветра по МС Елабуга в июле – северо-западное, в январе – юго-западное, за год – западное. Повторяемость направления ветра и штилей (%) приводится в таблице (Таблица 1).

Таблица 1 – Повторяемость направления ветра и штилей, %

Месяц	Направление ветра								Штиль
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	
I	5	5	8	15	20	21	17	7	19
II	7	7	9	14	18	20	16	9	21
III	6	7	8	13	16	20	19	11	17
IV	9	13	11	9	11	16	18	13	15
V	12	12	9	7	11	13	18	18	15
VI	13	11	8	6	10	12	20	20	15
VII	15	12	10	7	8	8	18	22	18
VIII	16	11	9	5	9	11	18	21	19
IX	9	8	9	7	10	14	23	20	20
X	9	5	6	7	13	23	22	15	14
XI	7	6	7	11	15	22	21	11	11
XII	5	6	7	11	19	26	16	10	18
Год	9	9	9	9	13	17	19	15	17

Средняя месячная и годовая скорость ветра по данным наблюдений на МС Елабуга приведена в таблице (Таблица 2).

Таблица 2 – Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
Средняя месячная и годовая скорость ветра	2,1	2,1	2,3	2,4	2,4	2,1	1,8	1,8	1,9	2,3	2,3	2,1	2,1

1.6.2. Общая характеристика технологических процессов

Общие сведения

Промышленная установка по производству гексен-1 предназначена для получения целевого продукта гексен-1, производительность установки составляет 50 тысяч тонн в год, продолжительность работы 8186 часов в год.

В состав установки получения гексена-1 входят следующие технологические блоки и узлы:

- 1) прием и осушка растворителей, подготовка, промежуточное хранение и отгрузка товарного гексена-1, прием, предварительная осушка этилена, узел очистки этилена;
- 2) реакторный блок;
- 3) блок выделения товарного продукта;
- 4) блок приготовления катализатора;
- 5) блок факельного сепаратора;
- 6) система дренажей;
- 7) узел термического окисления;
- 8) факельное хозяйство.

Технология селективного получения гексен-1 из этилена основана на реакции тримеризации этилена с хром-пиррольным катализатором.

Метод производства – синтез в непрерывном режиме в условиях гомогенного катализа в углеводородном растворителе (циклогексане), с последующей регенерацией растворителя и выделением целевого и побочных продуктов методом ректификации. Установка включает в себя одну технологическую линию.

Титул 201 «Прием и осушка растворителей (секция 100). Подготовка, промежуточное хранение и отгрузка товарных продуктов (секция 500,600). Прием и подготовка газов (секция 200, 800). Узел очистки этилена»

Принципиальные технологические схемы для тит. 201 рассматриваемого объекта представлены на рисунках (Рисунок 1...Рисунок 22).

В процессе производства гексена-1 используются реагенты и растворители: циклогексан, этилбензол и 2-этилгексанол.

Реагенты (циклогексан, 2-этилгексанол) привозятся на площадку автомобильным транспортом в танк-контейнерах объемом 26 м³. Коэффициент заполнения контейнера составляет 80 %. Слив из танк-контейнеров производится на площадке установки Гексен-1. Для слива предусматривается два специально оборудованных стояка для герметичного передавливания реагента из контейнера в емкости временного хранения.

Этилбензол на установку по производству гексена-1 поступает из сети завода, проходит узел коммерческого учета РК-0001, где замеряется и далее поступает в адсорбер осушки этилбензола R-1002. Проектом предусмотрена возможность направления этилбензола из сети завода в емкость V-1003 по байпасу адсорбера для нагрева в холодное время года, при нагреве этилбензола до температуры не ниже плюс 5 °С этилбензол насосом P-1004A/B направляется в адсорбер R-1002.

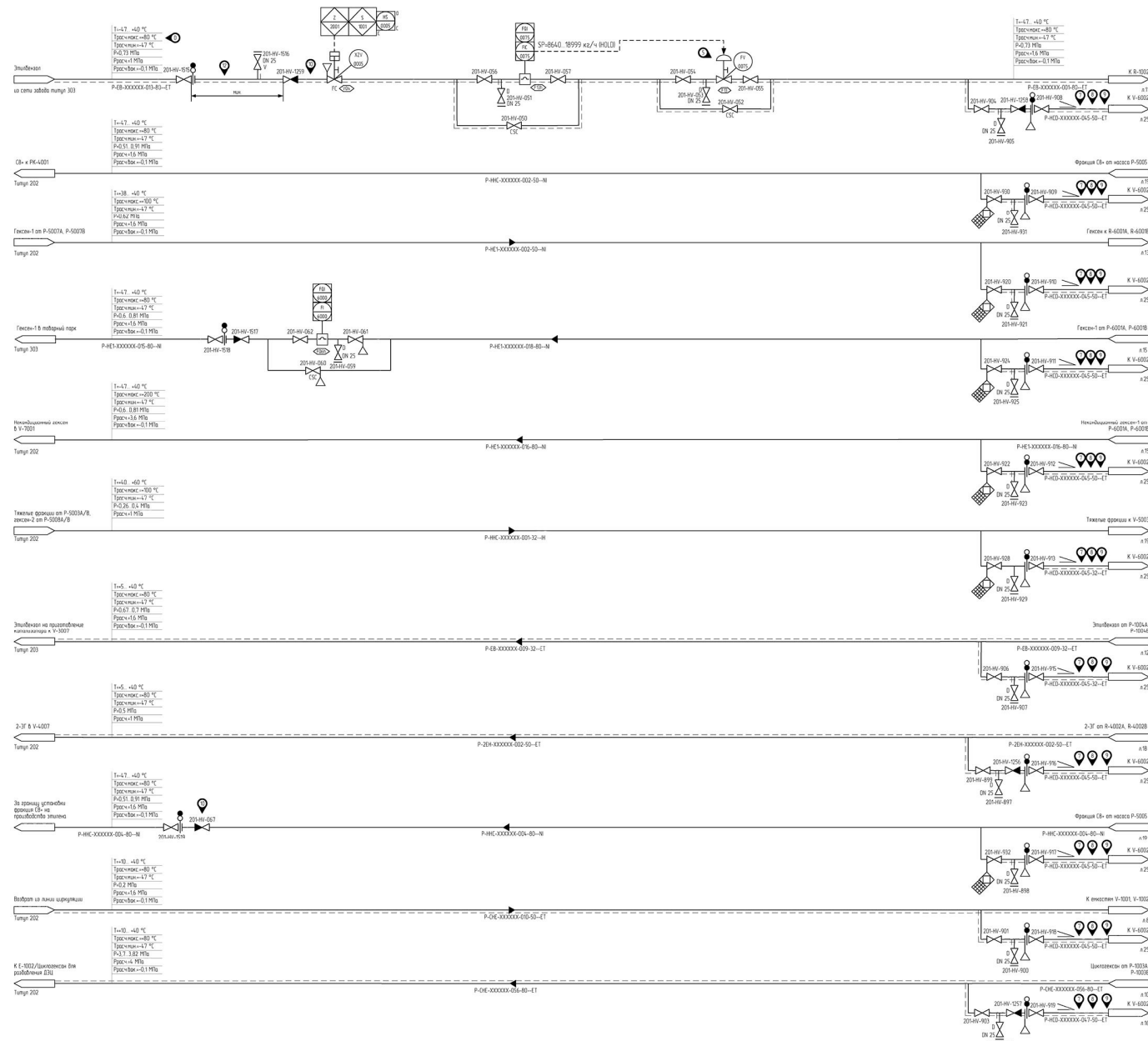
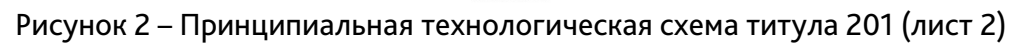
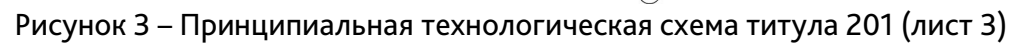
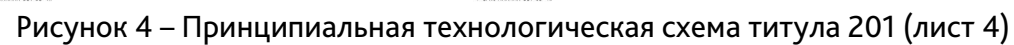


Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема титула 201 (лист 1)







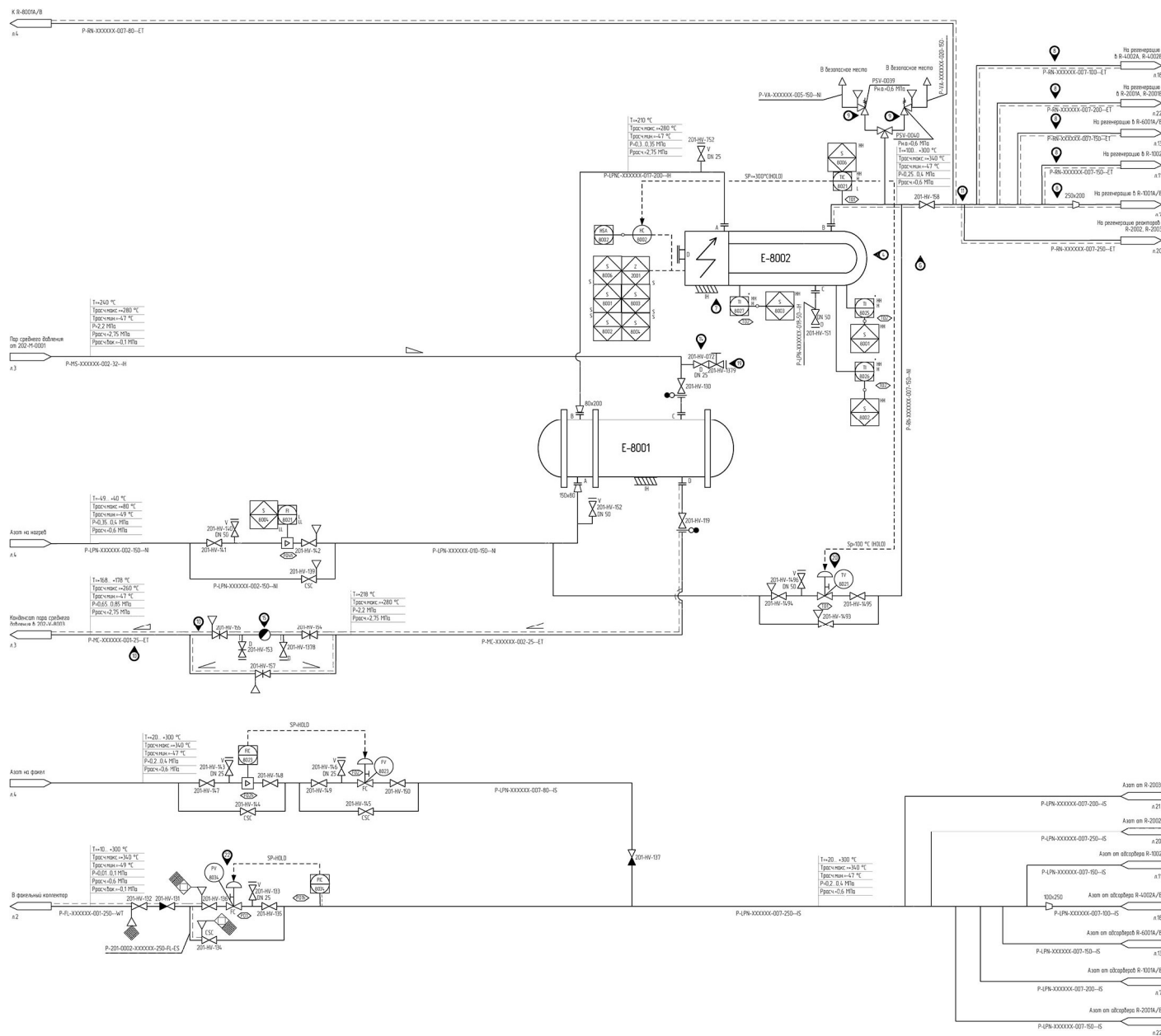
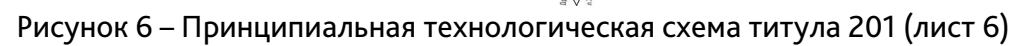
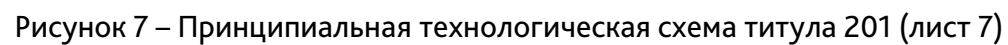


Рисунок 5 – Принципиальная технологическая схема титула 201 (лист 5)





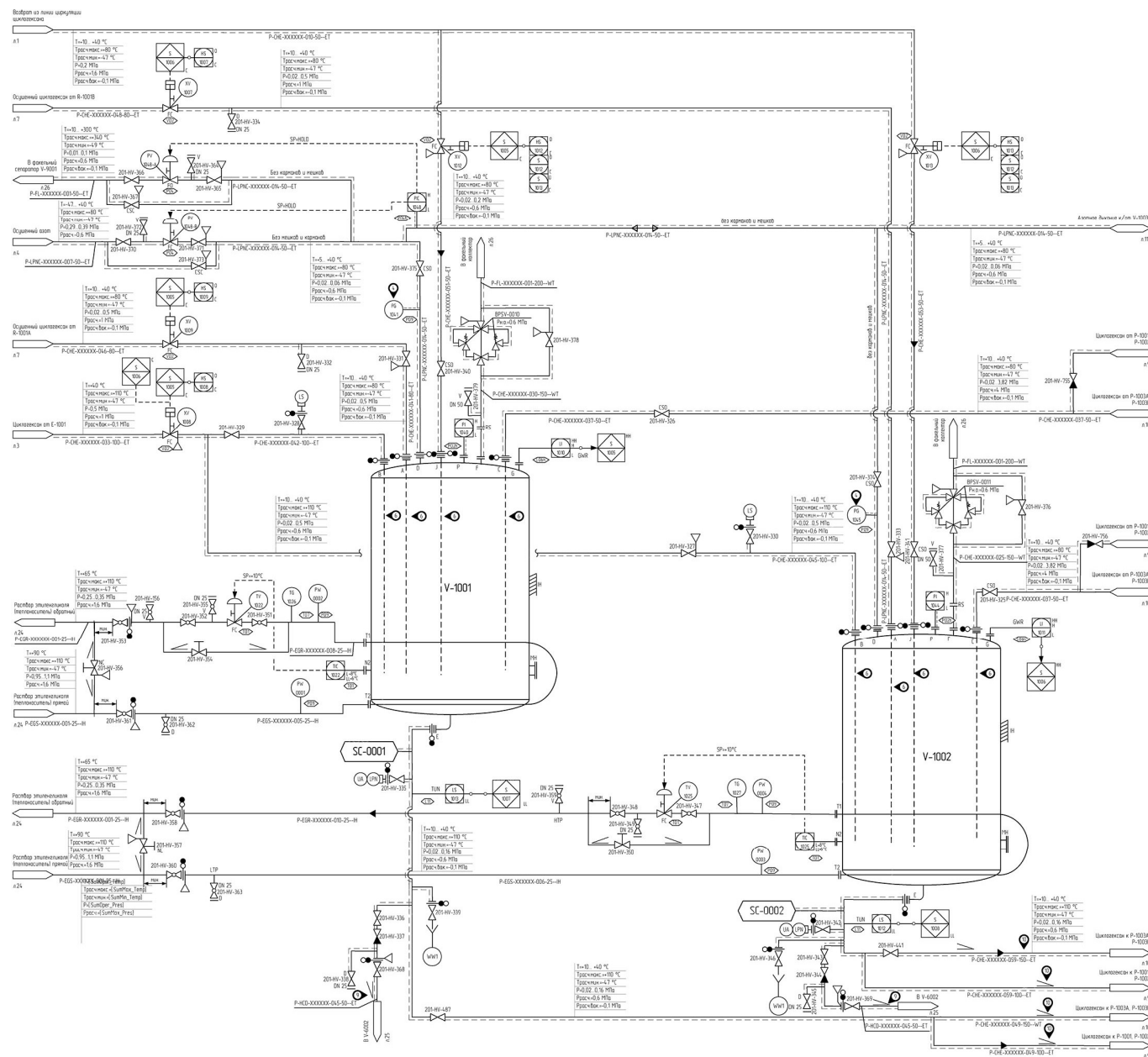
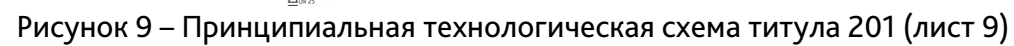
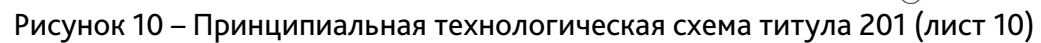
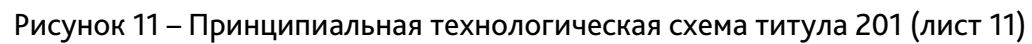
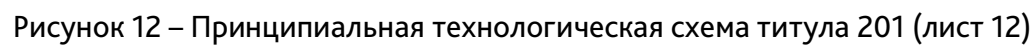


Рисунок 8 – Принципиальная технологическая схема титула 201 (лист 8)









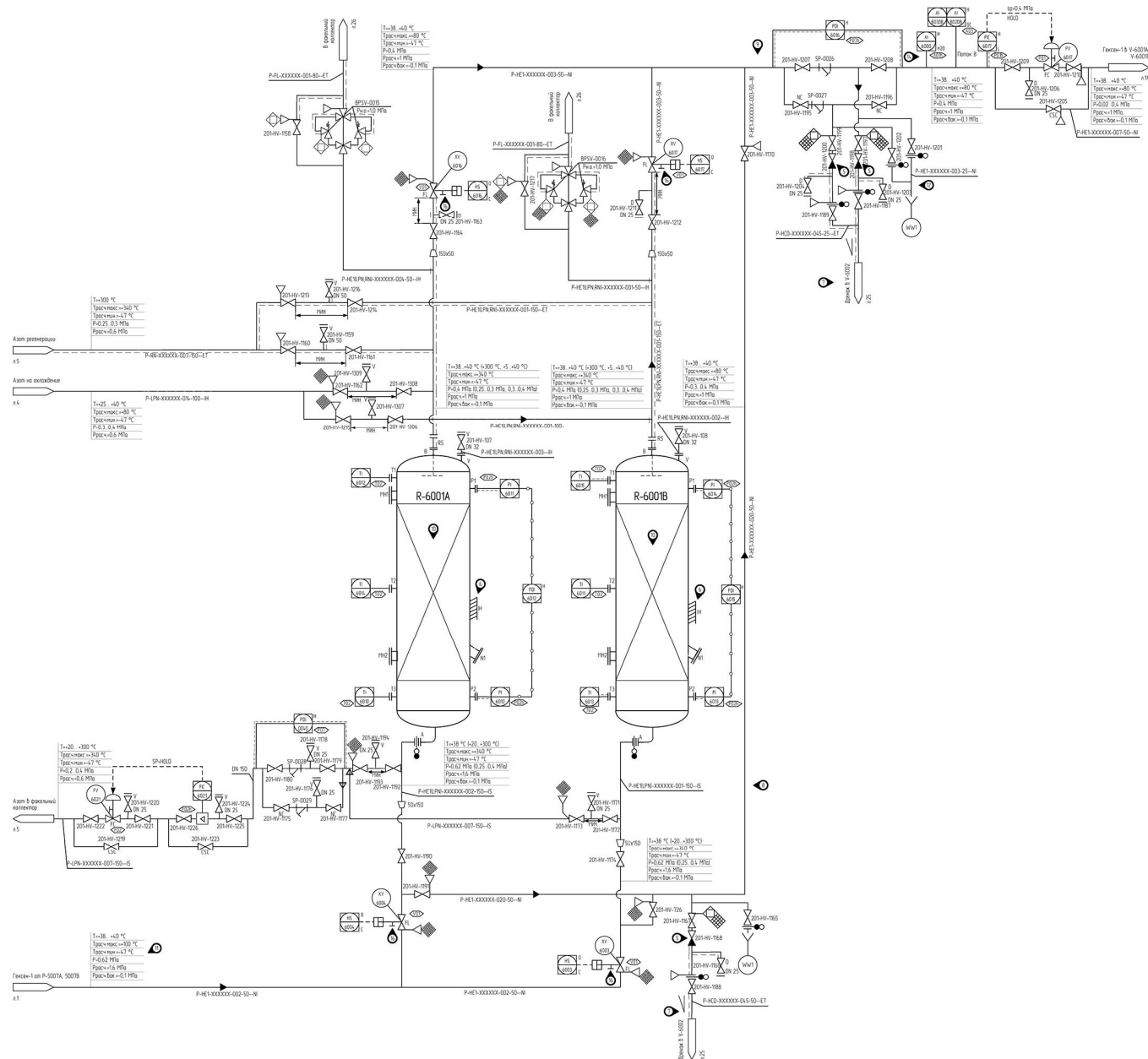


Рисунок 13 – Принципиальная технологическая схема титула 201 (лист 13)

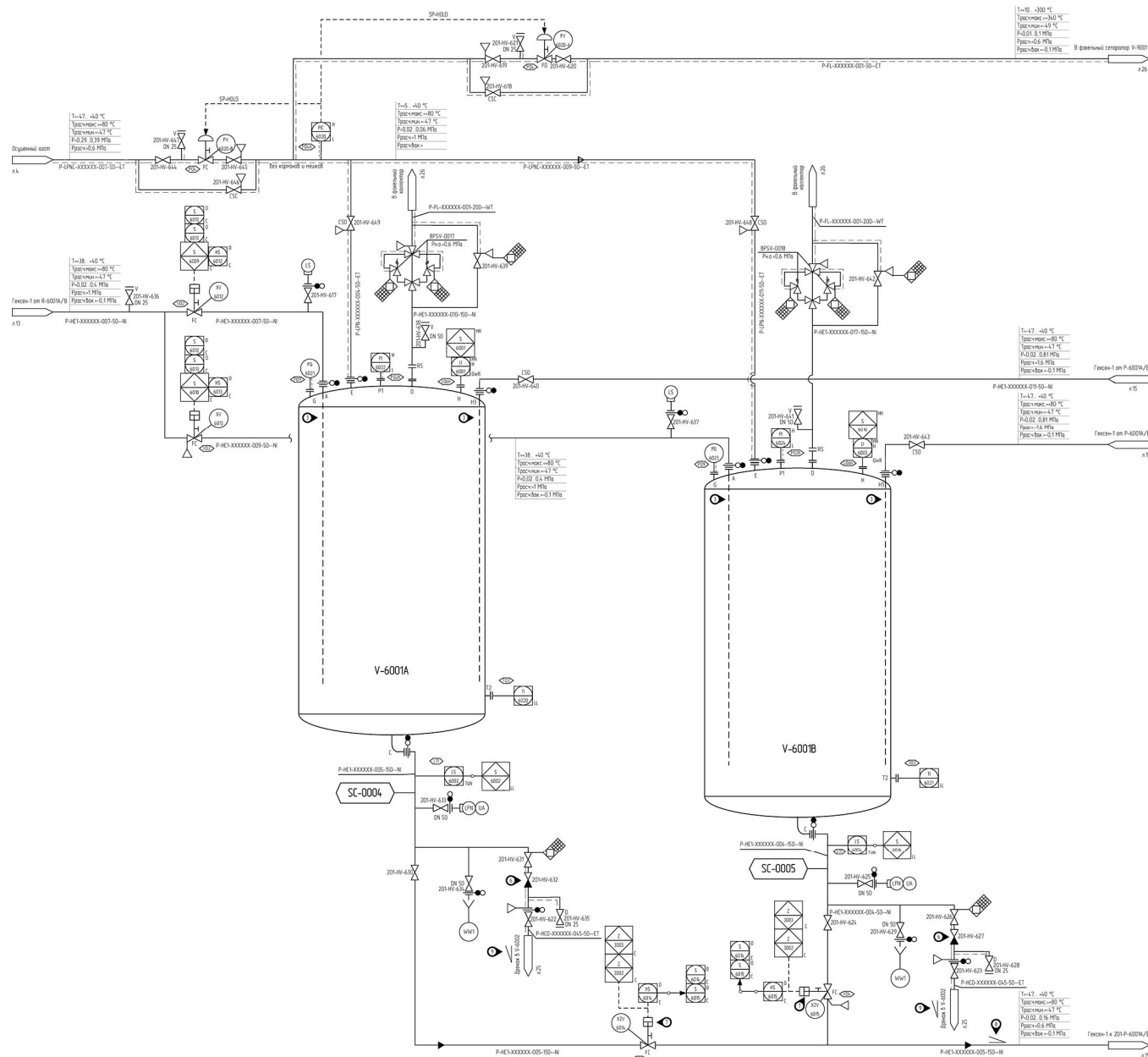
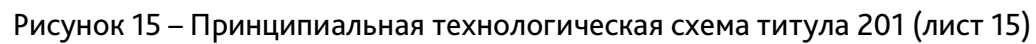
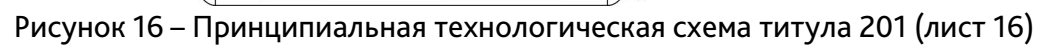


Рисунок 14 – Принципиальная технологическая схема титула 201 (лист 14)





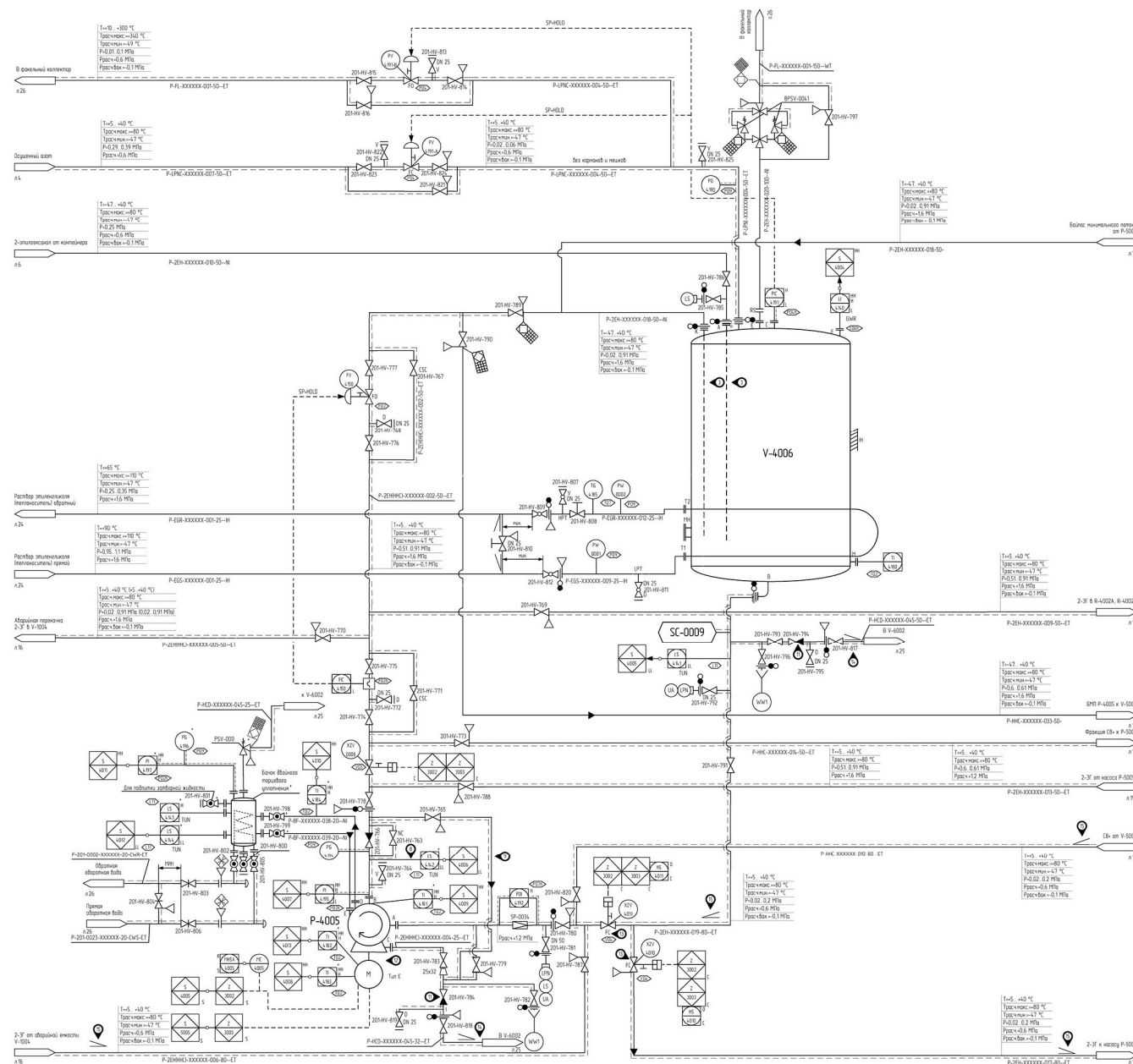


Рисунок 17 – Принципиальная технологическая схема титула 201 (лист 17)

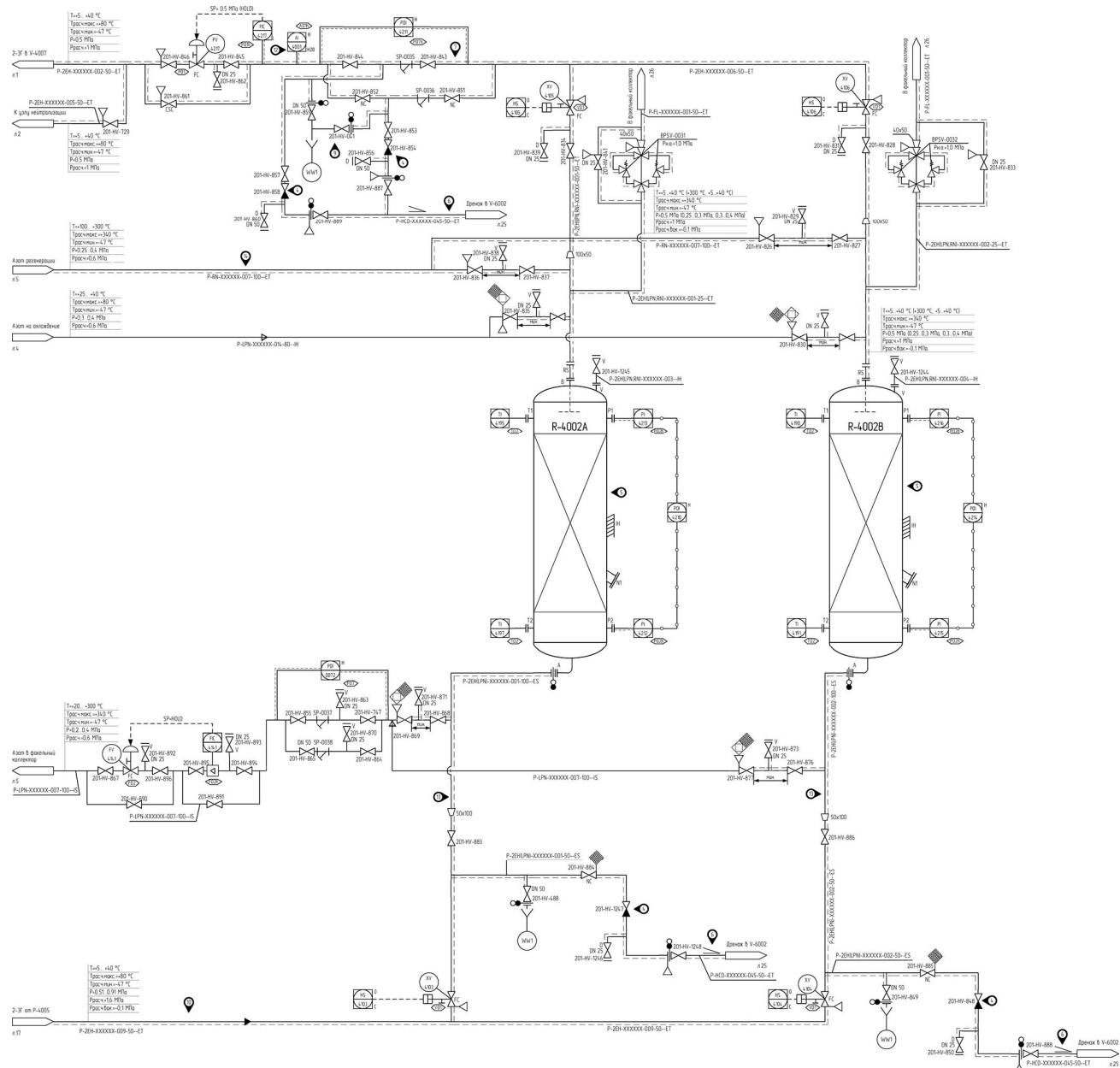


Рисунок 18 – Принципиальная технологическая схема титула 201 (лист 18)

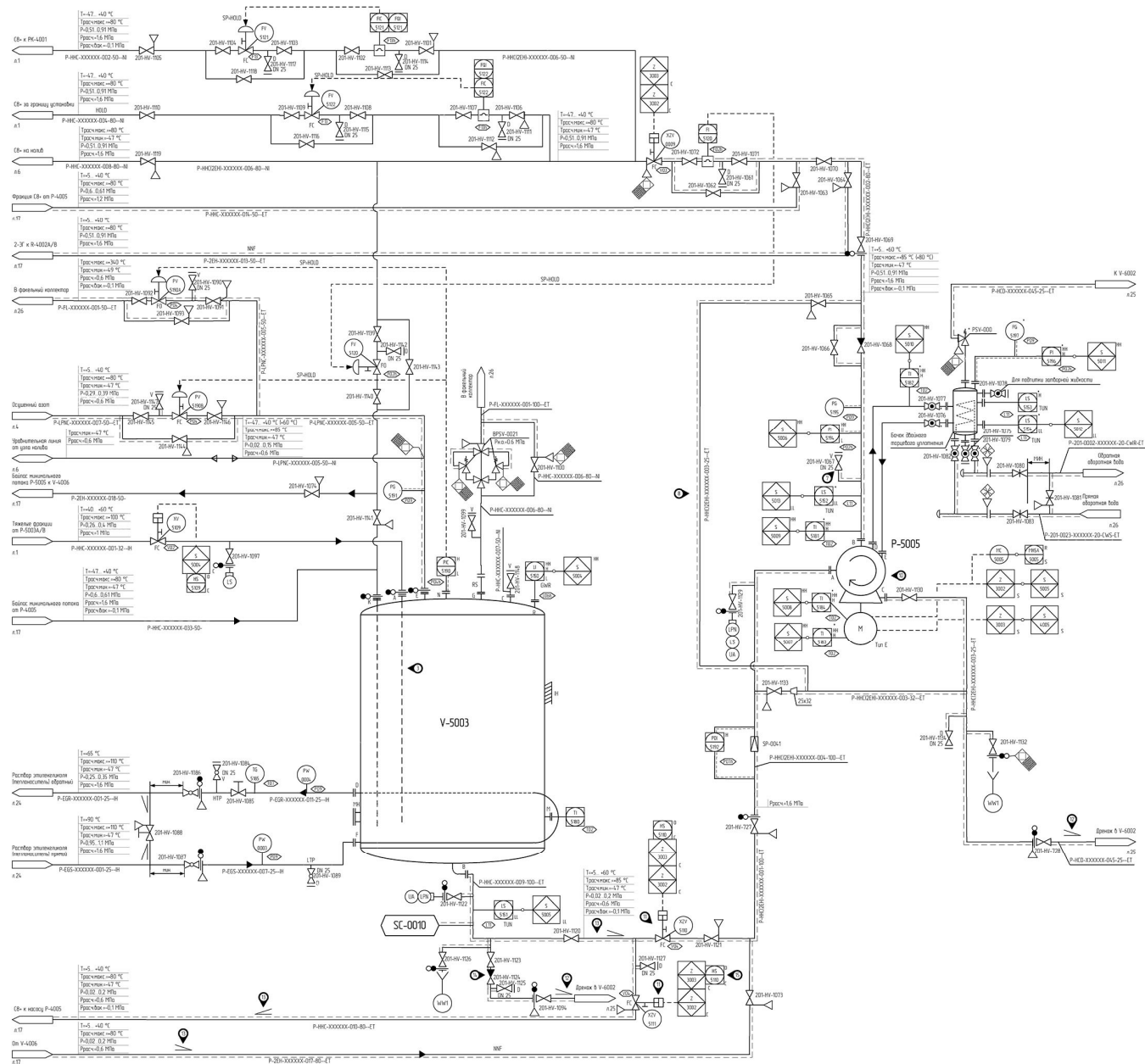
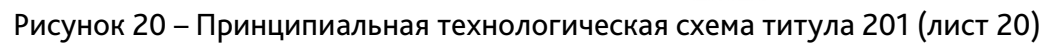


Рисунок 19 – Принципиальная технологическая схема титула 201 (лист 19)



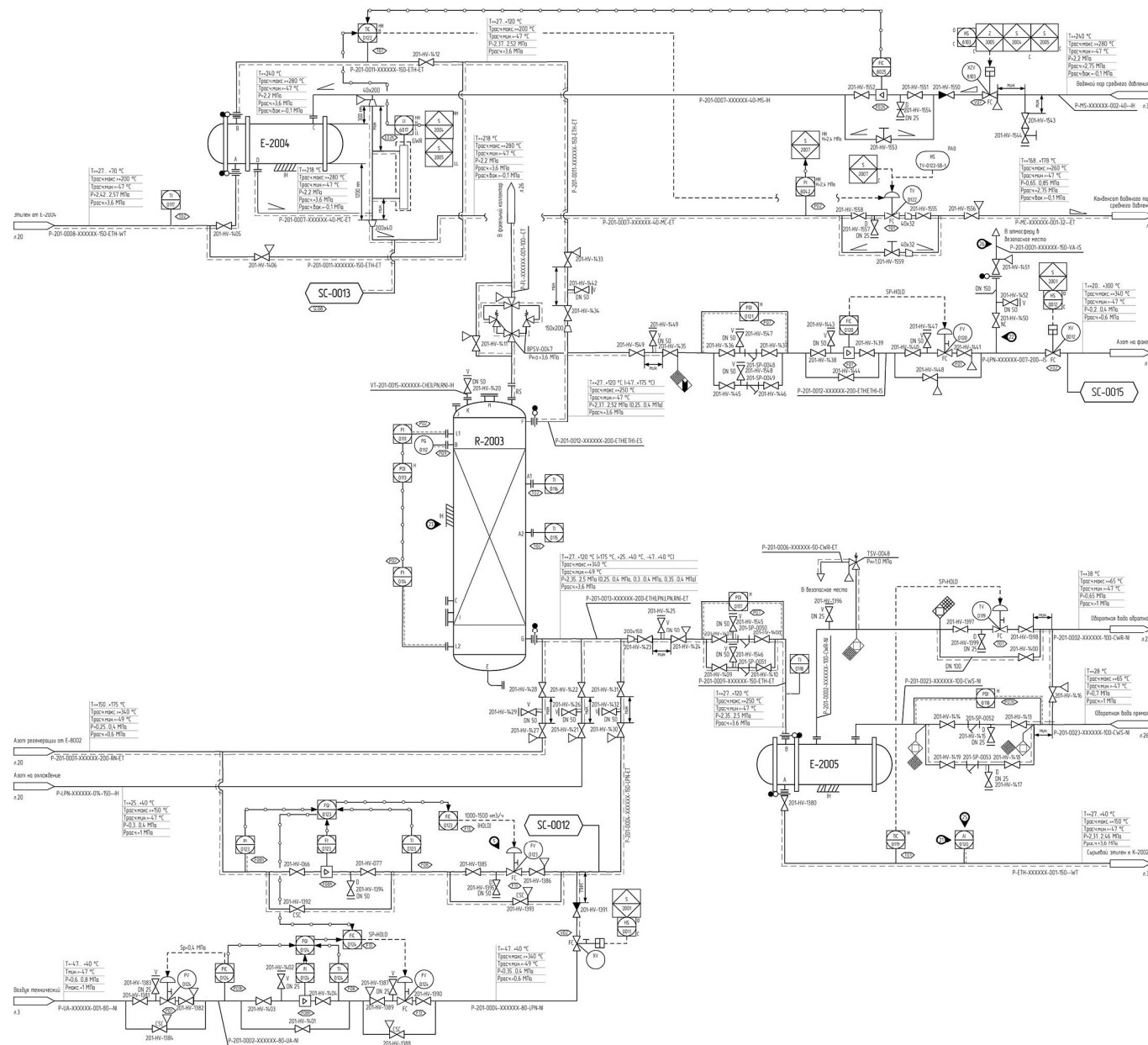


Рисунок 21 – Принципиальная технологическая схема титула 201 (лист 21)

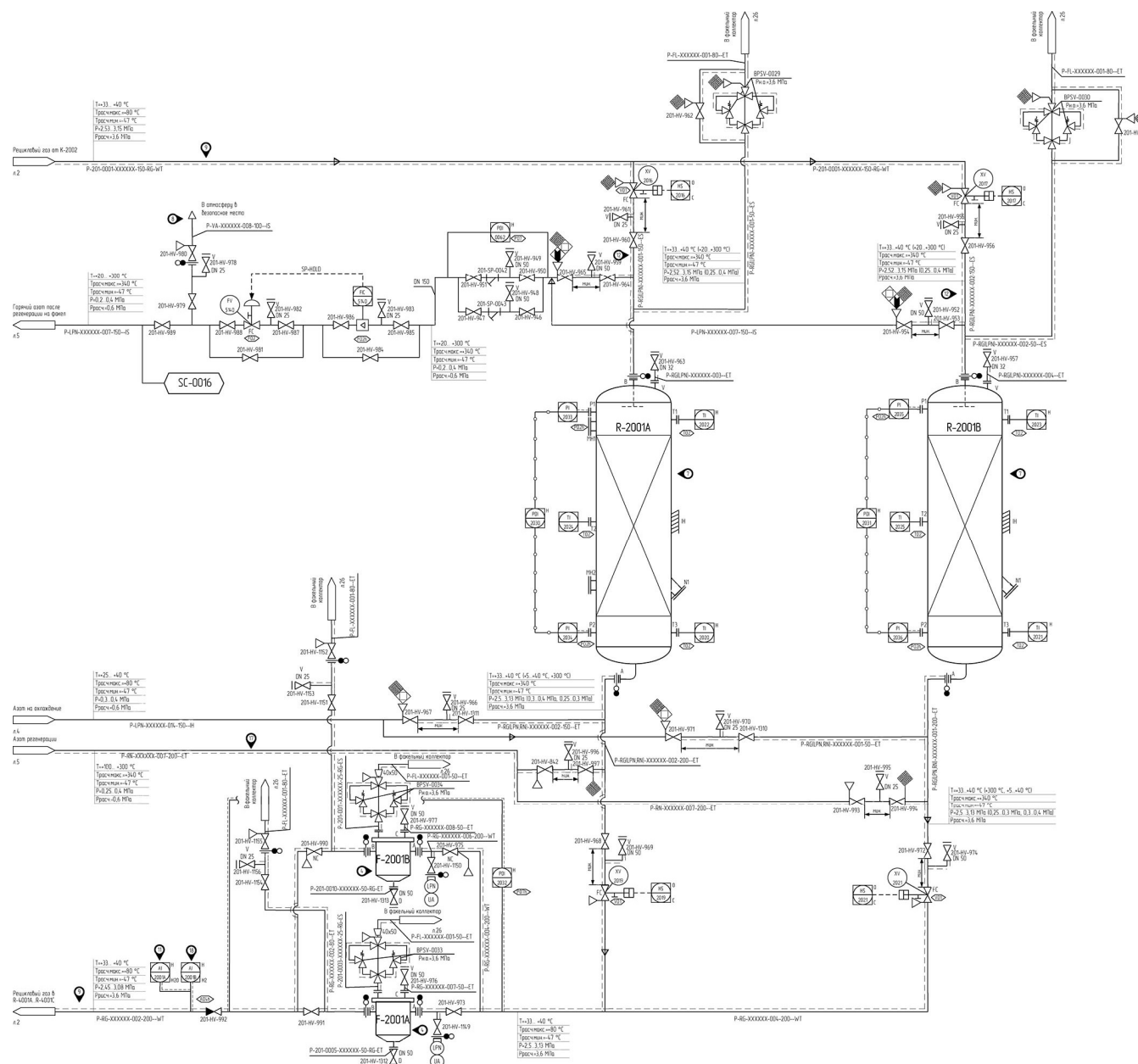


Рисунок 22 – Принципиальная технологическая схема титула 201 (лист 22)

Объем емкостей хранения реагентов рассчитан, исходя из суммарной величины неснижаемого страхового запаса (логистика поставки реагентов на площадку) и оптимального объема поставки автотранспортом.

Контур азота

Азот среднего давления подается на установку по производству гексена-1 по трубопроводу из-за границ установки.

Установка получения гексена-1 обеспечивается азотом по стационарному трубопроводу с давлением 0,48 до 0,5 МПа и температурой окружающей среды. На трубопроводе подачи азота на установку предусмотрен узел коммерческого учета РК-0003. На трубопроводе подачи азота предусмотрено регулирование давления «после себя» клапаном-регулятором 201-PV-8020 с предупредительной сигнализацией понижения, повышения давления. В качестве защиты трубопровода от превышения давления предусмотрена установка блока предохранительных клапанов.

Азот на установке получения гексена-1 поступает к потребителям:

- для продувки оборудования установки перед ремонтом;
- для создания системы азотного дыхания для металлоорганических соединений (МОС) и системы общего азотного дыхания остальных узлов;
- для передавливания, поддавливания сред в аппараты;
- для регенерации адсорбента в адсорберах, реакторах;
- для продувки факельной системы в качестве резервного продувочного газа.

Для осушки азота низкого давления, используемого для создания азотных подушек и передавливания МОС из танк-контейнеров предусмотрены адсорбера с комбинированным слоем адсорбента 201-R-8001 А/В. Для обеспечения оптимальной температуры адсорбции предусмотрен подогрев азота в теплообменнике 201-E-8007.

Для защиты адсорберов 201-R-8001 А/В от повышения давления сверхдопустимой величины, предусмотрен блок пружинных предохранительных клапанов со сбросом газа в атмосферу.

Поток азота после адсорберов проходит через сетчатые фильтры с тонкостью фильтрации 10 мкм, в которых улавливаются унесенные потоком газа твердые частицы.

Для проведения регенерации адсорбента в адсорберах 201-R-8001 А/В, 201-R-1001 А/В, 201-R-1002, 201-R-6001 А/В, 201-R-4002 А/В, 201-R-2001 А/В, в реакторах R-2002/R-2003 предусматривается узел нагрева азота. Для ступенчатого нагрева азота до температуры 300 °С предусмотрены последовательно: паровой теплообменник 201-E-8001 и электрический нагреватель 201-E-8002. Предусмотрен замер количества холодного азота, поступающего в паровой теплообменник 201-E-8001, с сигнализацией минимального значения расхода. При достижении предаварийно низкого значения расхода предусмотрено отключение электрического подогревателя азота 201-E-8002. Предусмотрен байпас мимо нагревателя 201-E-8001 для стадии начального нагрева слоев адсорбента с постепенным подъемом температуры.

Подача пара среднего давления (СД) для теплоснабжения теплообменника 201-E-8001 предусмотрена от проектируемого блочного узла редуцирования пара 202-M-0001, расположенного в титуле 202. Давление пара (СД) 2,2 МПа, температура 240 °С. Возврат конденсата предусмотрен обратно в титул 202 в сепаратор 202-V-8003.

Сброс азота после регенерации/охлаждения выполняется на факел. На трубопроводе сброса азота с адсорберов 201-R-8001А/В на факел предусмотрен клапан расхода 201-FV-8023. На трубопроводе сброса азота после адсорберов на факел установлены сетчатые фильтры 201-SP-0002, 201-SP-0003, в которых улавливаются унесенные потоком жидкости твердые частицы.

Емкости циклогексана

Для подачи свежего и циркулирующего циклогексана в качестве растворителя в процесс получения гексена-1 предусмотрены две вертикальные емкости 201-V-1001, 201-V-1002 объемом 100 м³ каждая.

Циклогексан (ЦГ) поступает на установку автомобильным транспортом в ISO-контейнерах объемом 26 м³. Коэффициент заполнения контейнера составляет 80 %. Из контейнера циклогексан перекачивается азотом в емкость свежего циклогексана 201-V-1001. В емкости 201-V-1002 циркулирует рецикловый циклогексан из процесса. Проектом предусмотрена возможность подачи свежего ЦГ в емкость 201-V-1002.

Перед подачей циклогексана в емкости свежего циклогексана 201-V-1001 и рециклового циклогексана 201-V-1002 предусмотрены адсорберы осушки циклогексана 201-R-1001А и 201-R-1001В соответственно. Для удаления влаги из подаваемого свежего циклогексана предусмотрен адсорбер 201-R-1001А, для удаления избыточного спирта в рецикловом циклогексане предусмотрен адсорбер 201-R-1001В. Предусмотрена возможность подачи циклогексана на осушку/очистку в каждый из адсорберов. Адсорберы заполнены цеолитом марки NaX и обвязаны таким образом, что работают параллельно. Срок эксплуатации цеолита составляет 4 года. Каждый адсорбер проходит последовательно через этапы адсорбции, регенерации, охлаждения.

Продолжительность цикла адсорбции составляет 7 дней (168 часа), регенерации и охлаждения по 12 часов каждая стадия.

Регенерация цеолита осуществляется потоком азота, предварительно нагретым до температуры около 300 °С. Сброс азота после регенерации/охлаждения выполняется на факел. На трубопроводе сброса азота после адсорберов на факел установлены сетчатые фильтры 201-SP-0012, 201-SP-0013, в которых улавливаются унесенные потоком жидкости твердые частицы.

Для защиты адсорберов 201-R-1001А, 201-R-1001В от повышения давления сверхдопустимой величины, предусмотрен блок пружинных предохранительных клапанов со сбросом газа в факельный сепаратор.

Для обогрева адсорберов 201-R-1001А, 201-R-1001В предусматривается наружный змеевик, в который осуществляется подвод теплоносителя (раствор этиленгликоля).

Поток циклогексана после адсорберов проходит через сетчатые фильтры 201-SP-0008...201-SP-0011 с тонкостью фильтрации 10 мкм, в которых улавливаются унесенные потоком жидкости твердые частицы.

Осушенный и очищенный циклогексан поступает в емкости 201-V-1001, 201-V-1002, где хранится под азотной «подушкой», создаваемой клапанами-регуляторами, 201-PV-1048В, установленным на трубопроводе подачи азота в емкость и 201-PV-1048А, установленным на трубопроводе сброса азота в факельный коллектор.

Для защиты емкости 201-V-1001 от перелива при достижении предаварийно-максимального уровня предусмотрено закрытие арматур 201-XV-1008, 201-XV-1009, 201-XV-1012 на линиях подачи циклогексана в емкость.

Для защиты емкости 201-V-1002 от перелива при достижении предаварийно-максимального уровня предусмотрено закрытие арматур 201-XV-1007, 201-XV-1008, 201-XV-1013 на линиях подачи циклогексана в емкость.

Емкости 201-V-1001, 201-V-1002 оснащены наружным змеевиком для поддержания температуры циклогексана не ниже 10 °С в зимнее время. Теплоносителем является антифриз с давлением от 0,95 до 1,1 МПа и температурой 90 °С.

Для защиты емкостей 201-V-1001, 201-V-1002 от повышения давления сверхдопустимой величины, предусмотрен блок пружинных предохранительных клапанов со сбросом газа в факельный коллектор.

Из емкостей хранения свежий циклогексан непрерывно подается в блок приготовления катализатора и линию циркуляции центробежным насосом 201-P-1002, 201-P-1002. Насос 201-P-1001 можно использовать в качестве резервного насоса для 201-P-1002, и наоборот.

На всасывающих и нагнетательных трубопроводах насосов 201-P-1001, 201-P-1002 предусмотрена установка запорной арматуры с дистанционным управлением. Кроме того, на нагнетательных трубопроводах насосов предусмотрена установка обратных клапанов, предотвращающих перемещение циклогексана обратным ходом.

Циклогексан также используется в качестве промывочной жидкости для оборудования секции подготовки катализатора, а также для реакторов и отстойников.

Рецикловый циклогексан непрерывно подается в реакторный блок и на смешение с ДЭЦ центробежными насосами с двойным торцовым уплотнением типа «тандем» 201-P-1003A/201-P-1003B (один рабочий, один резервный).

Для защиты насосов 201-P-1003A/201-P-1003B предусмотрен перепуск части перекачиваемого продукта в емкости 201-V-1001, 201-V-1002 при достижении минимально допустимого расхода на нагнетании каждого насоса. На перепускном трубопроводе насосов установлен регулирующий клапан FV-1010, который открывается при падении расхода циклогексана ниже минимального безопасного.

Проектом предусмотрен самозапуск насосов.

Рецикловый циклогексан последовательно охлаждается в 202-E-1002, который используется для подогрева циклогексана, поступающего в реакторы, и в холодильнике 201-E-1001, предназначенном для дополнительного охлаждения до температуры 40 °С, что необходимо для надлежащей работы адсорберов очистки циклогексана. Температура этилена после холодильника 201-E-1001 регулируется клапаном регулятором температуры TV-1000 на трубопроводе обратной оборотной воды. Максимальное и минимальное значение температуры сигнализируется в ПУ. Для защиты 201-E-1001 от механических примесей на входящем потоке охлаждающей воды установлен сетчатый фильтр. На сетчатом фильтре предусмотрен замер перепада давления. Увеличение перепада давления на фильтре сигнализируется в ПУ. На выходе циклогексана из холодильника предусмотрен контроль температуры и сигнализация повышения и понижения температуры.

Загрязненный циклогексан может быть направлен на вход адсорберов осушки циклогексана 201-R-1001A/201-R-1001B выше по потоку насосом 201-P-1001 или 201-P-1002.

Емкости этилбензола

Для временного хранения свежего этилбензола (ЭБ) предусмотрена вертикальная емкость 201-V-1003 объемом – 25 м³.

Перед подачей в емкость хранения этилбензол поступает в адсорбер осушки 201-R-1002 для удаления влаги из подаваемого свежего этилбензола. На трубопроводе подачи этилбензола в адсорбер предусмотрен замер расхода по месту и в ПУ с суммацией (за час, месяц, год). Адсорбер заполнен цеолитом марки NaA-У. Срок эксплуатации цеолита составляет 4 года.

Содержание воды в осушенном этилбензоле не должно превышать 1 млн-1 масс.д.. Продолжительность цикла адсорбции составляет 5 часов, регенерации и охлаждения по 12 часов каждая стадия.

Регенерация цеолита осуществляется горячим азотом, предварительно нагретым до температуры около 300 °С.

После адсорбера перед подачей этилбензола в емкость хранения предусмотрен анализатор воды для контроля эффективности работы адсорбентов с сигнализацией повышения содержания воды в этилбензоле.

Для защиты адсорбера 201-R-1002, емкости этилбензола 201-V-1003 от повышения давления сверхдопустимой величины, предусмотрен блок пружинных предохранительных клапанов со сбросом газа в факельный коллектор на каждом аппарате.

Поток этилбензола после адсорберов проходит через сетчатые фильтры 201-SP-0020, 201-SP-0021 с тонкостью фильтрации 10 мкм, в которых улавливаются унесенные потоком жидкости твердые частицы. Давление этилбензола, поступающего в емкость хранения, регулируется клапаном 201-PV-1096.

Осушенный этилбензол поступает в емкость 201-V-1003, где находится под азотной «подушкой», на трубопроводе подачи и сброса азота в/из емкости 201-V-1003 предусмотрен замер давления по месту.

Для защиты емкости 201-V-1003 от перелива при достижении предаварийно-максимального уровня предусмотрено закрытие арматуры 201-XZV-0005 на линии подачи этилбензола из сети завода. При отсутствии жидкости в емкости предусмотрена блокировка насосов 201-P-1004А / 201-P-1004В.

Емкость 201-V-1003 оснащена наружным змеевиком для поддержания положительной температуры этилбензола. Теплоносителем является раствор этиленгликоля с давлением от 0,95 до 1,1 МПа и температурой 90 °С.

Из емкости 201-V-1003 обезвоженный этилбензол подается центробежными насосами с двойным торцевым уплотнением типа «тандем» 201-P-1004А / 201-P-1004В (один рабочий и один резервный) на блок приготовления катализатора в емкость 203-V-3007 для подготовки раствора 2-этилгексаноата хрома (ЭГХ) 2).

Для защиты насосов 201-P-1004А/201-P-1004В предусмотрен перепуск части перекачиваемого продукта в емкости 201-V-1003, 201-V-1004 при достижении минимально допустимого расхода на нагнетании каждого насоса. На перепускном трубопроводе насосов установлен регулирующий клапан 201-FV-1020А, который открывается при падении расхода ниже минимального безопасного.

При необходимости доосушки этилбензола предусмотрена линия рециркуляции потока на выходе насоса 201-P-1004А / 201-P-1004В обратно к адсорберу 201-R-1002. Предусмотрен нагрев ЭБ в зимнее время до доосушки ЭБ.

При подаче холодного этилбензола из сети завода в емкость 201-V-1003, сырье нагревается посредством наружного змеевика и насосом 201-P-1004А / 201-P-1004В осуществляется рециркуляция в емкость 201-V-1003 до нагрева ЭБ. После нагретый ЭБ поступает на доосушку в адсорбер осушки ЭБ 201-R-1002.

Емкость 2-этилгексанола

Для временного хранения свежего 2-этилгексанола (2-ЭГ) предусмотрена вертикальная емкость 201-V-4006 объемом 100 м³.

2-ЭГ поступает на установку автомобильным транспортом в ISO-контейнерах объемом 26 м³. Из контейнера 2-ЭГ перекачивается азотом в расходную емкость 2-этилгексанола 201-V-4006, где находится под азотной «подушкой». На трубопроводе подачи 2-этилгексанола в емкость предусмотрен замер расхода по месту и в ПУ с суммацией (за час, месяц, год).

Для защиты емкости 201-V-4006 от перелива при достижении предаварийно-максимального уровня предусмотрено закрытие арматуры 201-XZV-4008 на линии подачи 2-

этилгексанола. При отсутствии жидкости в емкости предусмотрена блокировка насоса 201-P-4005.

Емкость 201-V-4006 оснащена наружным змеевиком для поддержания положительной температуры 2-этилгексанола. Теплоносителем является раствор этиленгликоля с давлением от 0,95 до 1,1 МПа и температурой 90 °С.

Для защиты емкости 2-этилгексанола 201-V-4006 от повышения давления сверхдопустимой величины, предусмотрен блок пружинных предохранительных клапанов со сбросом газа в факельный коллектор. Для обеспечения ревизии и ремонта предохранительных клапанов, до и после резервного и рабочего предохранительных клапанов предусмотрена отключающая арматура с блокирующим устройством, исключающим возможность одновременного закрытия запорной арматуры на рабочем и резервном клапанах.

Из емкости 201-V-4006 2-ЭГ центробежным насосом с двойным торцевым уплотнением типа «тандем» 201-P-4005 подается в адсорберы 2-этилгексанола 201-R-4002A/201-R-4002B для удаления влаги и затем в емкость 202-V-4007 для постоянного дозирования в процесс, а также в блок приготовления катализатора в емкость 203-V-3011. Адсорбера заполнены цеолитом марки NaA-У. Срок службы цеолита составляет 4 года.

Содержание воды в осушенном 2-этилгексаноле не должно превышать 25 млн⁻¹ масс.д. Продолжительность цикла адсорбции составляет 0,5 часа, регенерации – 8, и охлаждения – 8 часов.

Регенерация цеолита осуществляется горячим азотом, предварительно нагретым до температуры около 300 °С.

После адсорберов перед подачей 2-этилгексанола в емкость дезактиватора 202-V-4007 предусмотрен анализатор воды для контроля эффективности работы адсорбентов с сигнализацией повышения содержания воды в 2-этилгексаноле.

Для защиты адсорберов 201-R-4002A / 201-R-4002B от повышения давления сверхдопустимой величины, предусмотрен блок пружинных предохранительных клапанов со сбросом газа в факельный сепаратор.

Поток 2-этилгексанола после адсорберов проходит через сетчатые фильтры 201-SP-0035, 201-SP-0036 с тонкостью фильтрации 10 мкм, в которых улавливаются унесенные потоком жидкости твердые частицы. На фильтрах предусмотрена сигнализация повышения перепада давления в ПУ. Давление 2-этилгексанола, поступающего в емкость хранения 202-V-4007, регулируется клапаном 201-PV-4217.

Для защиты насоса 201-P-4005 предусмотрен байпас минимального потока, направляемый обратно в емкость 2-этилгексанола 201-V-4006.

Емкости гексена-1

Для временного хранения товарной продукции (гексен-1) предусмотрены две вертикальные емкости 201-V-6001A / 201-V-6001B номинальным объемом по 100 м³ каждая.

Перед поступлением в емкости гексен-1 проходит адсорберы осушки 201-R-6001A / 201-R-6001B для удаления влаги. Адсорбера заполнены адсорбентом Selexsorb CDL 7x14. В нормальном режиме – один адсорбер в работе, второй в режиме регенерации, охлаждения или в режиме ожидания. Срок эксплуатации адсорбента составляет 4 года (будет уточнено). Содержание воды в осушенном гексене-1 не должно превышать 25 млн⁻¹ масс.д. Продолжительность цикла адсорбции составляет 3 дня (72 часа), регенерации – 14, охлаждения – 11 часов.

Регенерация цеолита осуществляется горячим азотом, предварительно нагретым до температуры около 300 °С. Сброс азота после регенерации/охлаждения, выполняется на факел.

После адсорберов перед подачей гексена-1 в емкости хранения 201-V-6001A / 201-V-6001B предусмотрены анализаторы воды и компонентного состава для контроля эффективности работы адсорбентов с сигнализацией повышения содержания воды в гексене-1.

Для защиты адсорберов 201-R-6001A / 201-R-6001B от повышения давления сверхдопустимой величины, предусмотрен блок пружинных предохранительных клапанов со сбросом газа в факельный сепаратор.

Поток гексена-1 после адсорберов проходит через сетчатые фильтры 201-SP-0026, 201-SP-0027 с тонкостью фильтрации 10 мкм, в которых улавливаются унесенные потоком жидкости твердые частицы. На фильтрах предусмотрена сигнализация повышения перепада давления в ПУ. Давление гексена-1, поступающего в емкости хранения 201-V-6001A / 201-V-6001B, регулируется клапаном 201-PV-6017.

Наполнение одной емкости осуществляется за 8,5 – 10 часов.

Осушенный гексен-1 поступает в емкости 201-V-6001A/201-V-6001B, объемом 100 м³, где находится под азотной «подушкой». На трубопроводе подачи и сброса азота в/из емкости 201-V-6001A/201-V-6001B предусмотрен дистанционный замер давления.

Для защиты емкостей 201-V-6001A / 201-V-6001B от перелива при достижении предаварийно-максимального уровня предусмотрено закрытие арматур 201-XV-6012, 201-XV-6013 на линии подачи гексена-1. При предаварийно-низком уровне предусмотрена блокировка насосов 201-P-6001A / 201-P-6001B.

По мере накопления товарной партии после проведения анализа товарный гексен-1 откачивается центробежными насосами с двойным торцевым уплотнением типа «тандем» 201-P-6001A/201-P-6001B (один рабочий, один резервный) в существующий парк хранения готовой продукции.

Для защиты насосов 201-P-6001A / 201-P-6001B предусмотрен байпас минимального потока, направляемый обратно в емкости гексена-1 201-V-6001A / 201-V-6001B.

Емкость тяжелых фракций

Для временного хранения нецелевого продукта тяжелых фракций (фракции C₆₊, C₈₊) предусмотрена вертикальная емкость 201-V-5003 номинальным объемом 63 м³. В емкости тяжелых фракций 201-V-5003 предусмотрено хранение под азотной подушкой.

Для защиты емкости 201-V-5003 от перелива при достижении предаварийно-максимального уровня предусмотрено закрытие арматуры 201-XV-5109 на линии подачи тяжелых фракций. При отсутствии жидкости в емкости предусмотрена блокировка насоса 201-P-5005. Для защиты емкости тяжелых фракций 201-V-5003 от повышения давления сверхдопустимой величины, предусмотрен блок пружинных предохранительных клапанов со сбросом газа в факельный коллектор.

По мере накопления продукта в емкости производится откачка центробежным насосом с двойным торцевым уплотнением типа «тандем» 201-P-5005 на налив в танк-контейнеры, стояк налива предусмотрен на площадке. Также фракции C₆₊, C₈₊ насосом подаются пленочному испарителю 202-РК-4001. Предусмотрена возможность вывода фракции C₆₊, C₈₊ к существующему трубопроводу пиробензина цеха №2108. Налив в танк-контейнеры будет производиться 1 раз в 3 суток.

Для защиты насоса 201-P-5005 предусмотрен байпас минимального потока, направляемый обратно в емкость тяжелых фракций 201-V-5003. В качестве резервного насоса 201-P-5005 применяется центробежный насос с двойным торцевым уплотнением типа «тандем» 201-P-4005.

Осушка этилена

Сырьевой этилен подается из сети завода с давлением от 2,7 до 3,1 МПа и температурой от плюс 5 до плюс 30 °С и смешивается с водородом из сети завода. На трубопроводе подачи этилена на установку предусмотрен коммерческий узел учета РК-0006. В качестве защиты трубопровода от превышения давления предусмотрена установка предохранительного устройства.

Количество водорода, поступающего на смешение с этиленом, регулируется клапаном регулятором 201-FV-2002A, с рецикловым газом от 202-K-2002 регулируется клапаном регулятором 201-FV-2002B. Для защиты трубопровода от превышения давления предусмотрена установка предохранительного устройства. Этилен поступает в предварительный нагреватель узла очистки этилена 201-E-2001, в котором нагревается до плюс 77,5 °С, после нагрева этилен смешивается с водородом и направляется реактор R-2002.

В качестве теплоносителя для подогрева этилена в теплообменниках 202-E-2001 и 202-E-2004 используется водяной пар среднего давления с параметрами: P=2,2 МПа, T=240 °С после узла редуцирования пара 202-M-0001.

На трубопроводе сырьевого этилена перед подачей на очистку предусмотрен анализатор для контроля содержания ацетилена, серосодержащих соединений, оксида углерода (II), оксида углерода (IV) и следов карбонидсульфида.

Очистка этилена от примесей производится в реакторе 201-R-2002, где производится очистка от серосодержащих соединений. Реактор 201-R-2002 заполнен катализаторами далее очищенный этилен поступает в реактор 201-R-2003, где производится очистка от оксида углерода и следов карбонилсульфида. Реактор 201-R-2003 заполнен катализатором. Срок службы катализаторов – 5 лет.

Переключение реакторов на регенерацию предусмотрено в ручном режиме.

Для защиты реактора 201-R-2002 от повышения давления сверх допустимой величины, предусмотрен блок пружинных предохранительных клапанов со сбросом газа в факельный коллектор.

Продолжительность цикла адсорбции составляет 1100 ч, регенерация 24 ч, охлаждение 12 ч.

Регенерация катализатора осуществляется горячим азотом с температурой около 150 °С. Для обеспечения необходимой температуры азота предусмотрено смешением с холодным азотом из сети завода посредством клапана-регулятора 201-TV-8022.

Сброс азота после регенерации/охлаждения выполняется на факел. На трубопроводе сброса азота с реактора 201-R-2002 на факел предусмотрено регулирование расхода сброса клапаном 201-FV-0100. На трубопроводе сброса азота факел предусмотрены сетчатые фильтры.

Очищенный от серосодержащих соединений сырьевой этилен после реактора 201-R-2002 проходит через фильтры с тонкостью фильтрации 10 мкм, в которых улавливаются унесенные потоком твердые частицы.

Этилен подается в промежуточный нагреватель этилена 201-E-2004, где нагревается до температуры от плюс 120 до плюс 127,5 °С.

Для защиты реактора 201-R-2003 от повышения давления сверхдопустимой величины, предусмотрен блок пружинных предохранительных клапанов со сбросом газа в факельный коллектор.

Продолжительность цикла адсорбции составляет 1100 ч, регенерация 30 ч, охлаждение 6 ч. Регенерация катализатора осуществляется горячим азотом с температурой около 175 °С. Для обеспечения необходимой температуры азота предусмотрено смешением с холодным азотом из сети завода посредством клапана-регулятора 201-TV-8022.

Также для регенерации катализатора предусмотрена подача смеси азота с воздухом.

Сброс азота после регенерации/охлаждения выполняется на факел. На трубопроводе сброса азота факел предусмотрены сетчатые фильтры. На трубопроводе сброса азота с реактора 201-R-2002 на факел предусмотрено регулирование расхода сброса клапаном 201-FV-0123. Сброс смеси с кислородом выполняется на свечу. При выводе на регенерацию реактора R-2003 сначала подается азот со сбросом на факел, после чего при подаче технического воздуха для получения смеси азота с кислородом арматура 201-XV-0012 на факел закрывается, открывается арматура на сбросе на свечу.

Очищенный от оксида углерода и следов карбонидсульфида сырьевой этилен после реактора 201-R-2003 проходит через фильтры с тонкостью фильтрации 10 мкм, в которых улавливаются унесенные потоком твердые частицы.

Далее этилен подается для охлаждения в 201-E-2005, где охлаждается до температуры не выше плюс 40 °С. Охлажденный поток этилена подается на компрессор 201-K-2002. Температура циклогексана после холодильника 201-E-2005 регулируется клапаном регулятором температуры 201-TV-0119, установленном на выходе оборотной воды из теплообменника. Для защиты 201-E-2005 от механических примесей на входящем потоке охлаждающей воды установлен сетчатый фильтр.

Рецикловый газ с давлением от 2,53 до 3,15 МПа и температурой от плюс 33 до плюс 40 °С подается в адсорберы 202-R-2001A...202-R-2001C. Для защиты трубопровода от превышения давления предусмотрена установка предохранительного устройства.

В нормальном режиме один адсорбер в работе, второй на регенерации или в режиме охлаждения.

Срок эксплуатации адсорбентов составляет 3 года. Переход на работу с одного адсорбера на другой осуществляется в дистанционном режиме, переключение на регенерацию – в ручном режиме. Очищенный этилен далее подается в реакторы 202-R-4001A...202-R-4001C в качестве сырья реакции тримеризации для образования гексена-1.

Для защиты адсорберов 201-R-2001A / 201-R-2001B от повышения давления сверхдопустимой величины, предусмотрен блок пружинных предохранительных клапанов со сбросом газа в факельный сепаратор.

Продолжительность цикла адсорбции составляет 6 дней (144 часа), регенерации и охлаждения 12 часов.

Поток этилена после адсорберов проходит через фильтры 201-F-2001A / 201-F-2001B с тонкостью фильтрации 10 мкм, в которых улавливаются унесенные потоком твердые частицы.

Дренажная емкость

Емкость 201-V-6002 предусмотрена для сбора дренажей от аппаратов блока приема сырья и отгрузки продукции. Для освобождения емкости предусмотрено передавливание азотом дренажей в 202-V-7001 для дальнейшей подачи в колонну 202-C-4001 для переработки.

При достижении аварийного максимального значения уровня предусмотрено закрытие приводной арматур 201-XV-6011/201-XV-0007 на линии ввода дренажей от аппаратов в емкость 201-V-6002.

Емкость оснащена наружным змеевиком для обогрева в холодное время года и предотвращения замерзания циклогексана. В качестве теплоносителя применяется раствор этиленгликоля с температурой 90 °С и давлением от 0,95 до 1,1 МПа.

Для защиты емкости 201-V-6002 от аварийного превышения давления сверх допустимой величины предусмотрен блок пружинных предохранительных клапанов.

Аварийная емкость

Аварийная емкость 201-V-1004 номинальным объемом 100 м³ предназначена для аварийной перекачки циклогексана насосом 201-P-1001, 201-P-1002 из емкости 201-V-1001, этилбензола насосом 201-P-1004А / 201-P-1004В из емкости 201-V-1003, гексена-1 насосом 201-P-6001А / 201-P-6001В из емкости 201-V-6001А / 201-V-6001В, 2-этилгексанола/ тяжелых фракций насосом 201-P-4005. Возврат продукта из аварийной емкости 201-V-1004 осуществляет соответствующими насосами в емкости хранения: 201-V-1001, 201-V-1003 и 201-V-6001А / 201-V-6001В, 201-P-4005.

Для защиты емкости 201-V-1004 от перелива при достижении предаварийно-максимального уровня предусмотрено закрытие приводной арматуры 201-XV-1027 на линии подачи дренажей.

Емкость 201-V-1004 оснащена наружным змеевиком для предотвращения замерзания циклогексана в холодное время года. Теплоносителем является раствор этиленгликоля с давлением от 0,95 до 1,1 МПа и температурой 90 °С.

Продувка коллектора

Для предупреждения образования взрывоопасной смеси в начало факельного коллектора титула 201 подается топливный газ.

Топливный газ с давлением от 0,22 до 0,6 МПа поступает на установку из сети завода.

Для предупреждения образования взрывоопасной смеси в начало факельного коллектора титула 201 подается топливный газ. Расход топливного газа замеряется, понижение расхода газа сигнализируется в ПУ. По аварийному низкому расходу топливного газа в факельный коллектор автоматически подается азот низкого давления: открывается арматура 201-XV-1029. Расход азота дистанционно измеряется.

Титул 202 – реакторный блок (секция 200). Блок выделения товарного продукта (секция 400). Система дренажей (секция 500)

Принципиальные технологические схемы для тит. 202 рассматриваемого объекта представлены на рисунках (Рисунок 23...Рисунок 62).

Реакторный блок

Реакторный блок предназначен для проведения основной реакции олигомеризации (тримеризации) этилена с образованием целевого продукта – гексена-1.

Осушенная смесь рециклового газа и сырьевого этилена с давлением от 2,45 до 3,08 МПа и температурой от 33 до 40 °С подается в нижнюю часть трубного пространства реакторов 202-R-4001 А/В/С (2 рабочих, 1 резервный). Туда же подается раствор каталитического комплекса и раствор диэтилцинка. Каталитический комплекс и диэтилцинк перед вводом в реактор предварительно разбавляется циклогексаном для снижения выделения тепла в точках ввода.

Реакция тримеризации этилена в гексен-1 осуществляется в реакторах и протекает до конверсии этилена примерно от 30 до 35 %. Данная реакция является экзотермической с тепловым эффектом.

Реакторы 202-R-4001 А/В/С представляют собой аппараты по типу кожухотрубного теплообменника с трубными пучками в количестве, достаточном для отвода тепла реакции тримеризации. Для отвода тепла, образовавшегося в ходе реакции, в межтрубное пространство реакторов подается хладагент (охлаждающая вода) от центробежных насосов охлаждающего контура реакторов 202-P-4004 А/В/С. Рецикловый газ, преимущественно состоящий из этилена, отделяется от жидкой реакционной смеси, выводится через отдельный штуцер, расположенный сверху сепарационной части реакторов и поступает в трубное пространство теплообменника 202-E-4001 А/В/С, где охлаждается обратной водой и частично конденсируется.

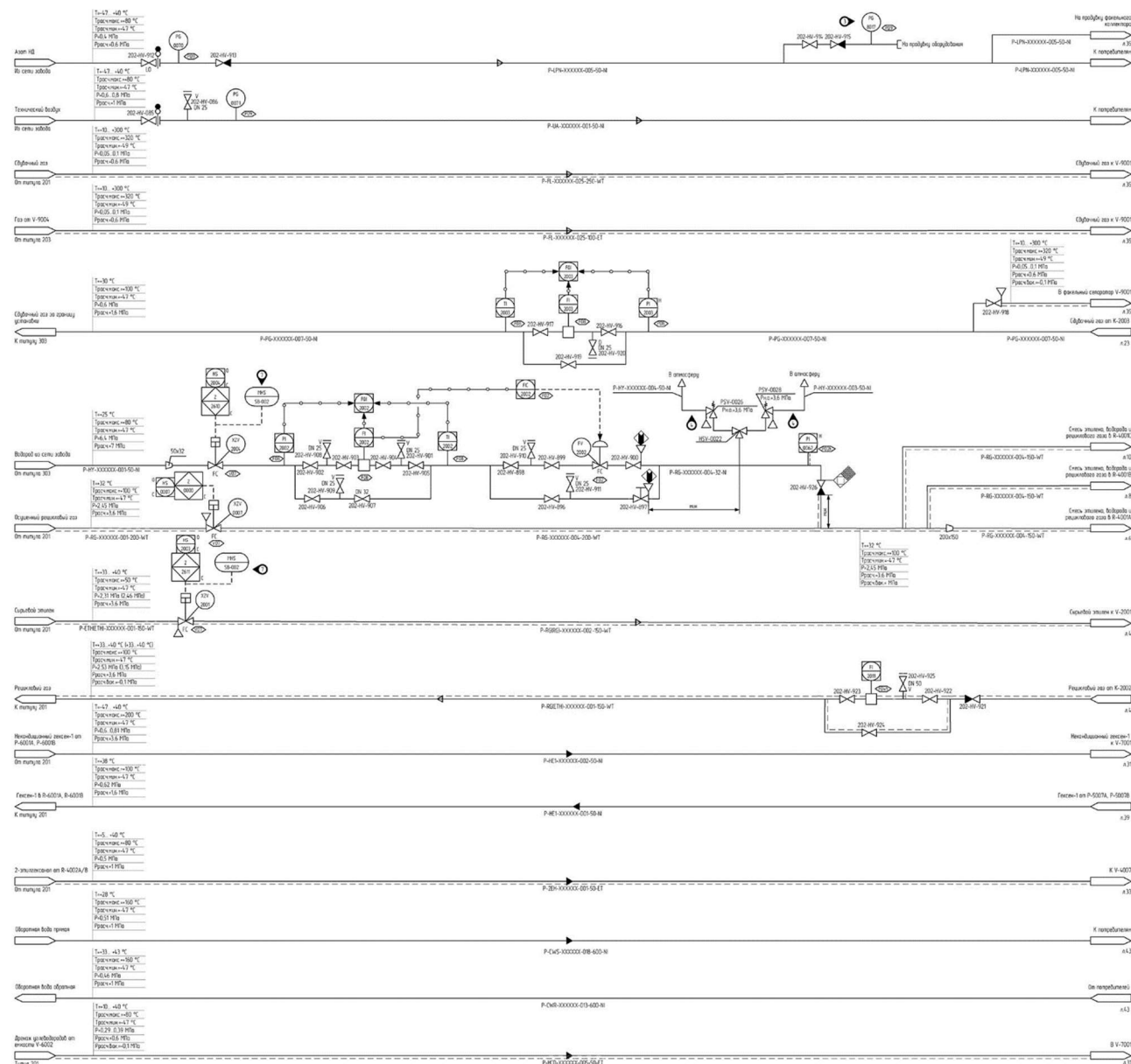
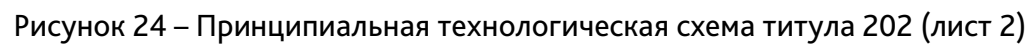


Рисунок 23 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 1)



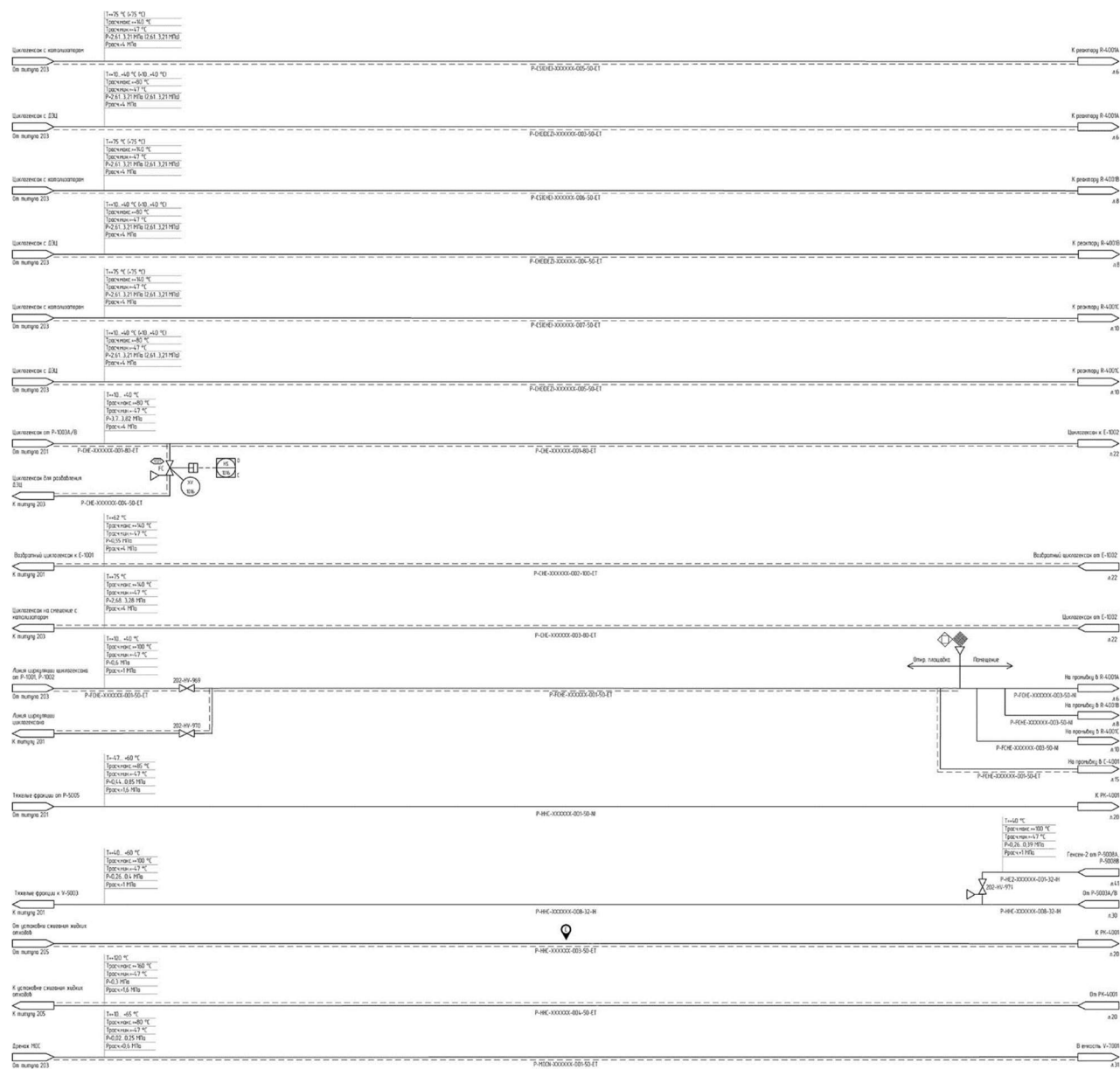


Рисунок 25 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 3)

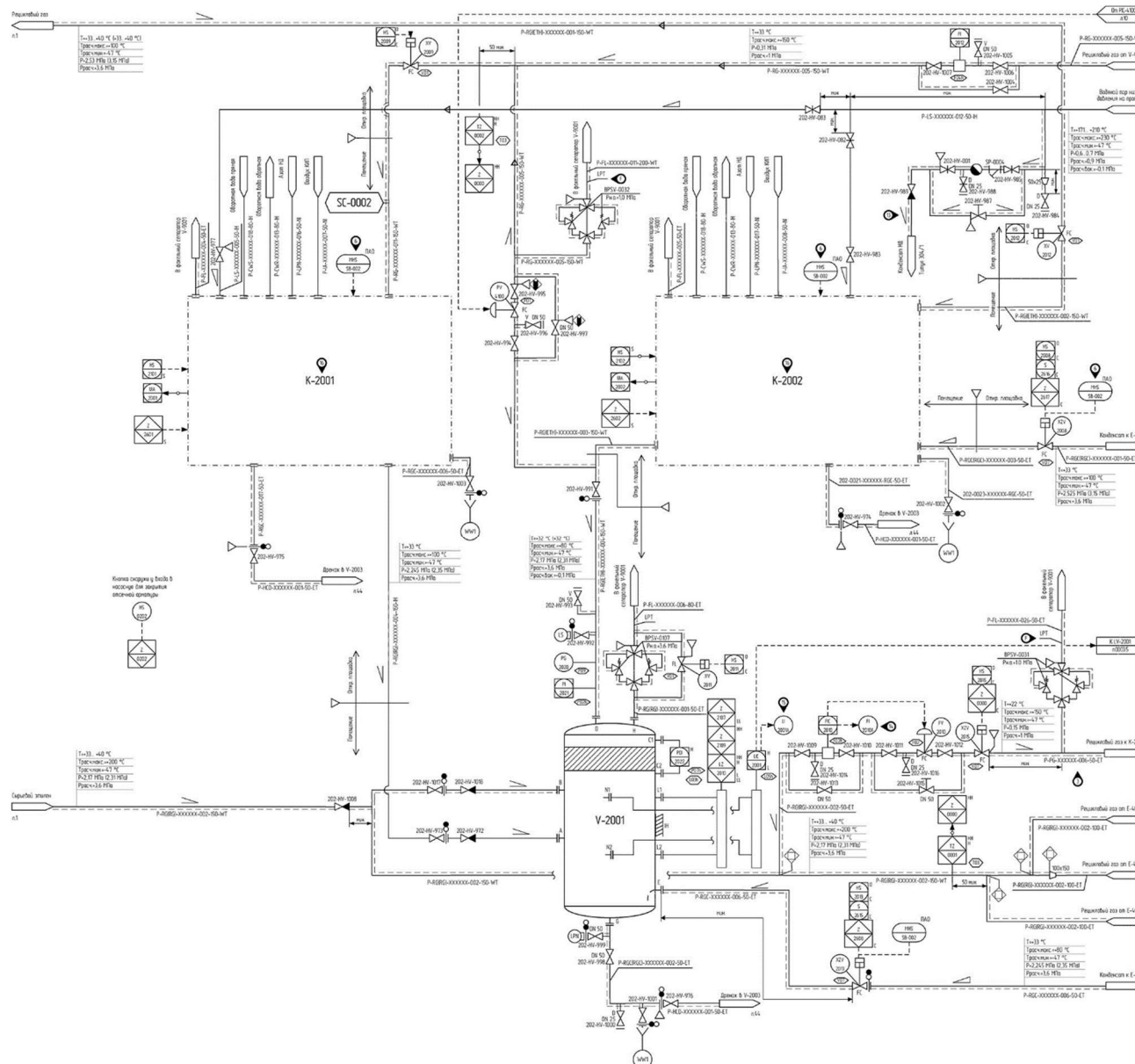


Рисунок 26 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 4)

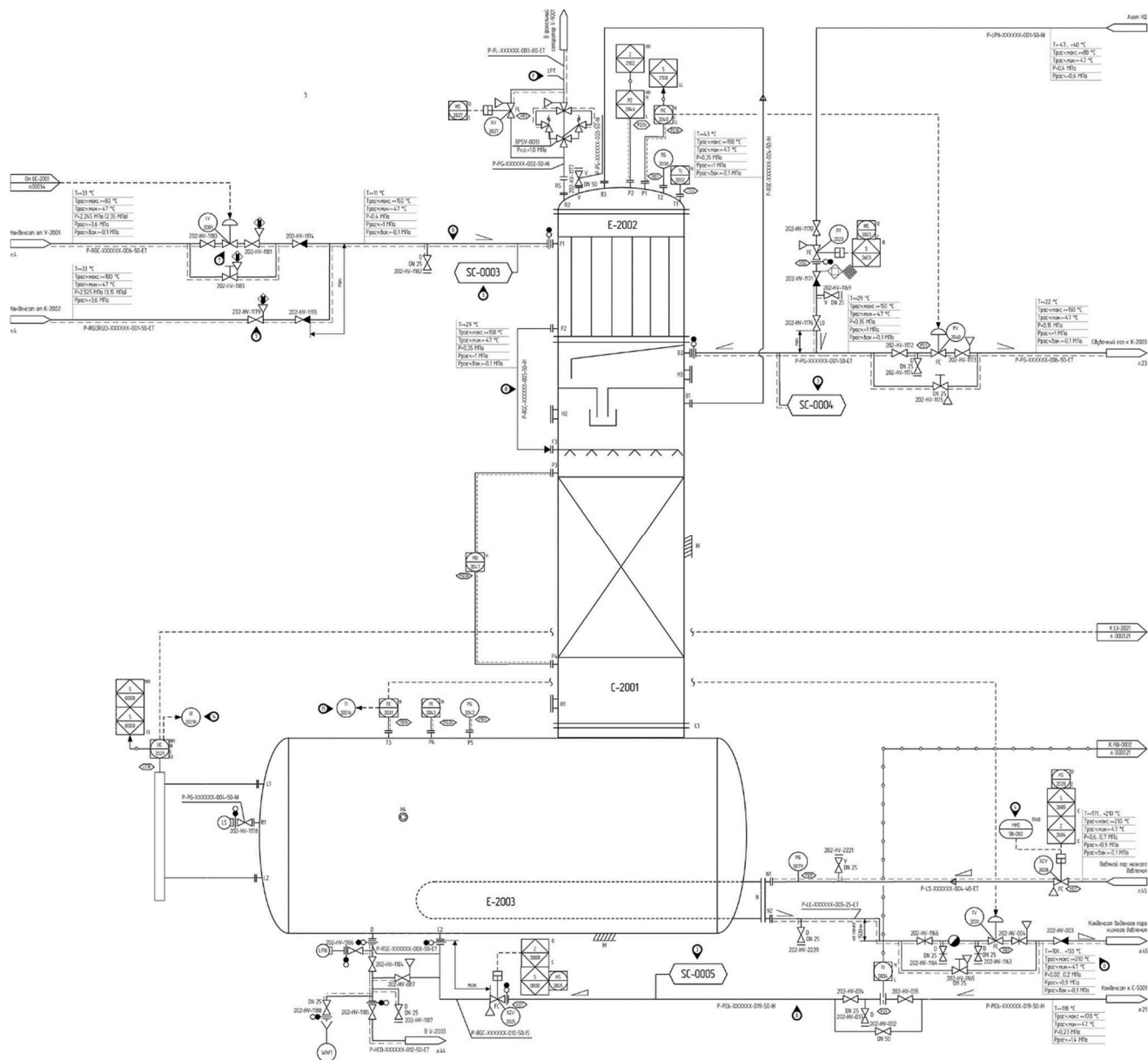


Рисунок 27 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 5)

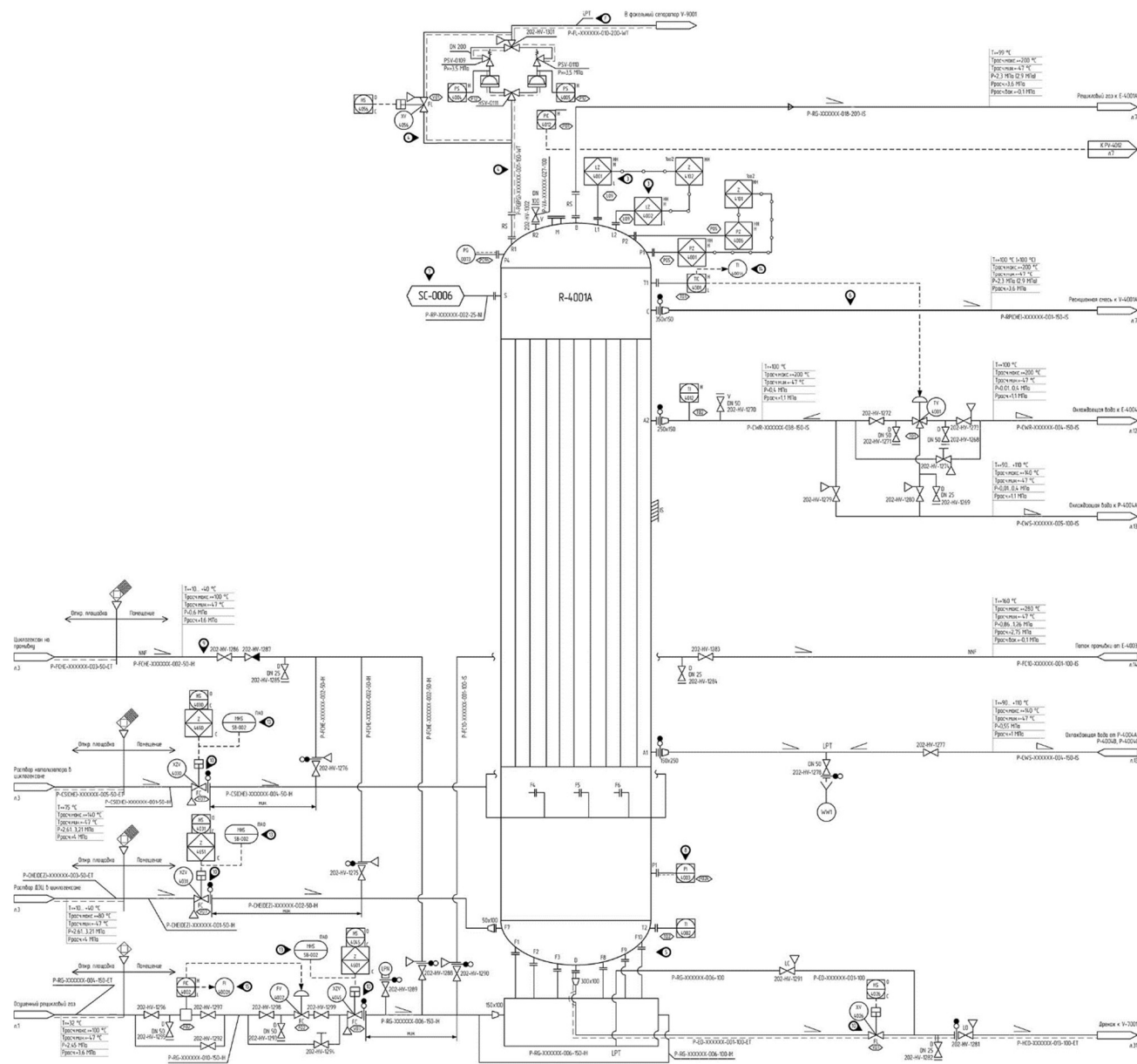


Рисунок 28 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 6)

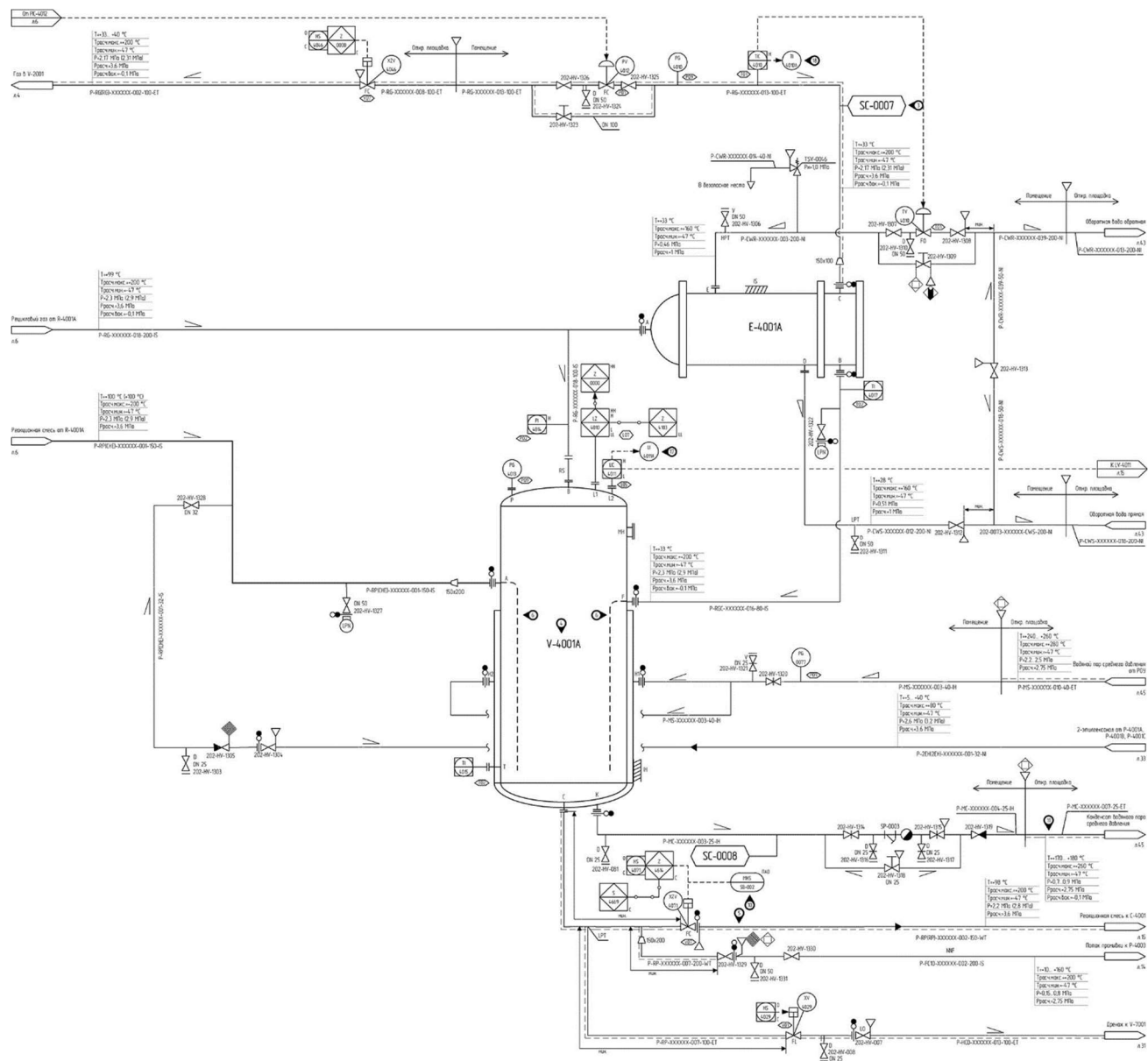


Рисунок 29 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 7)

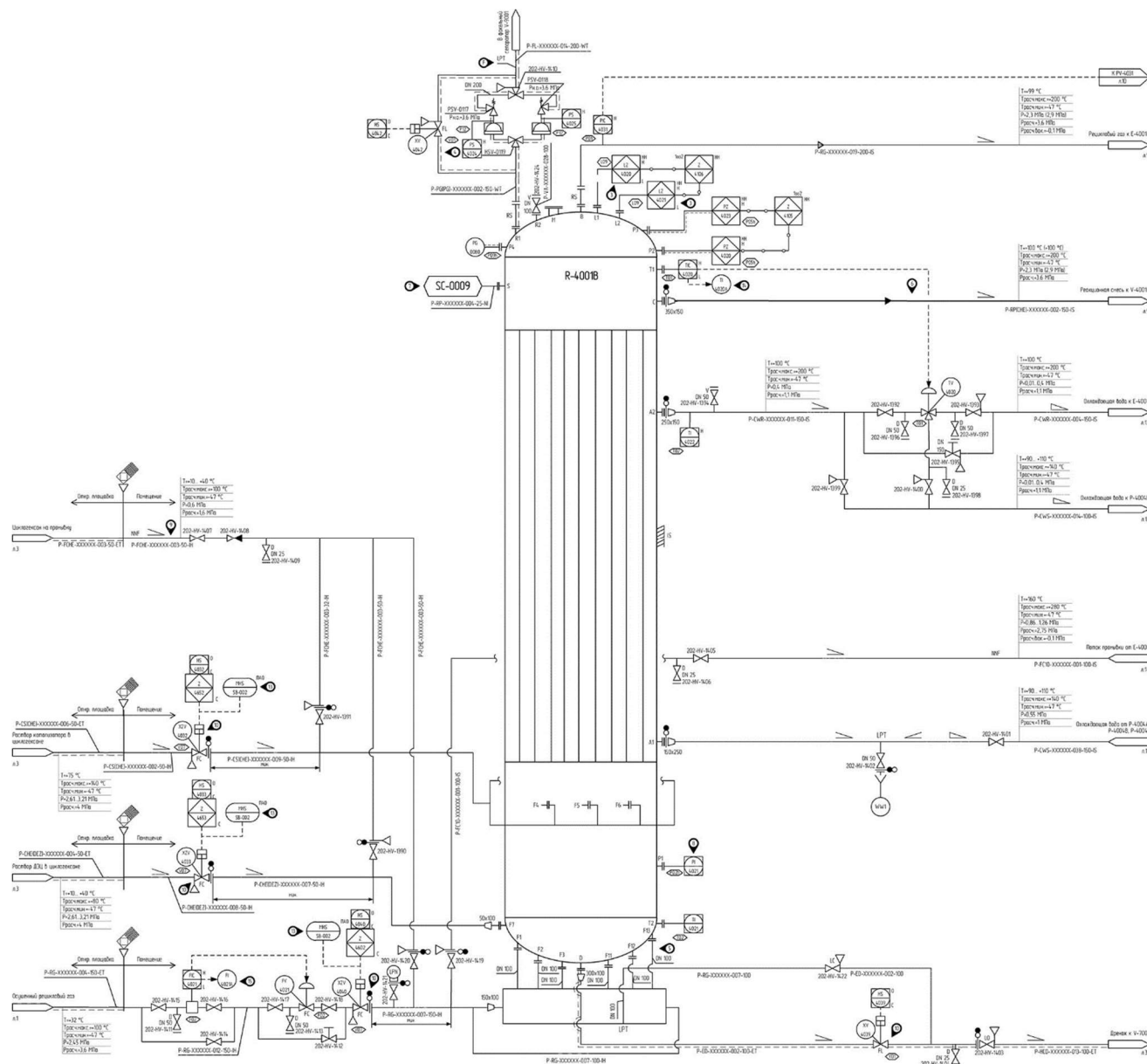


Рисунок 30 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 8)

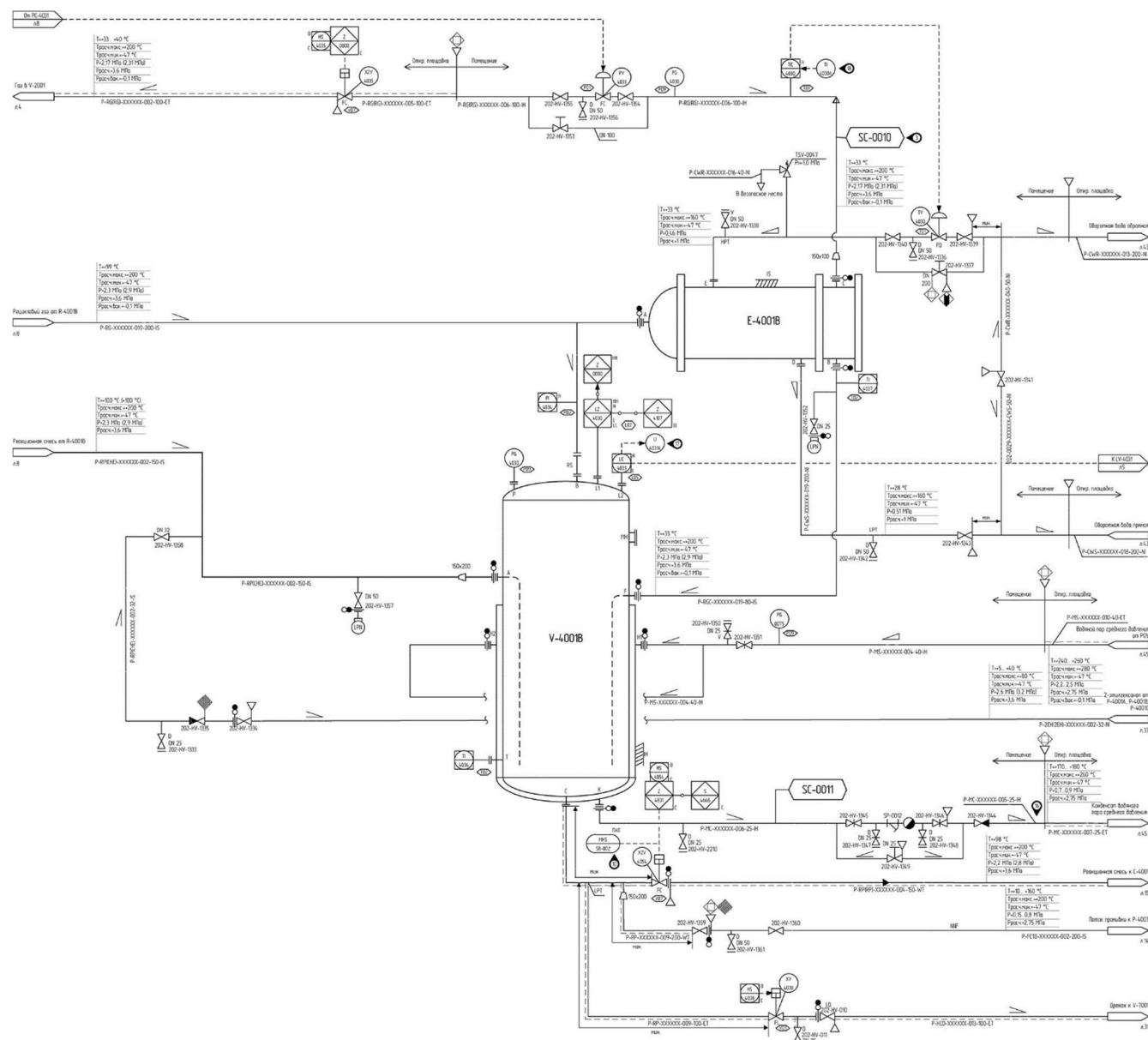


Рисунок 31 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 9)

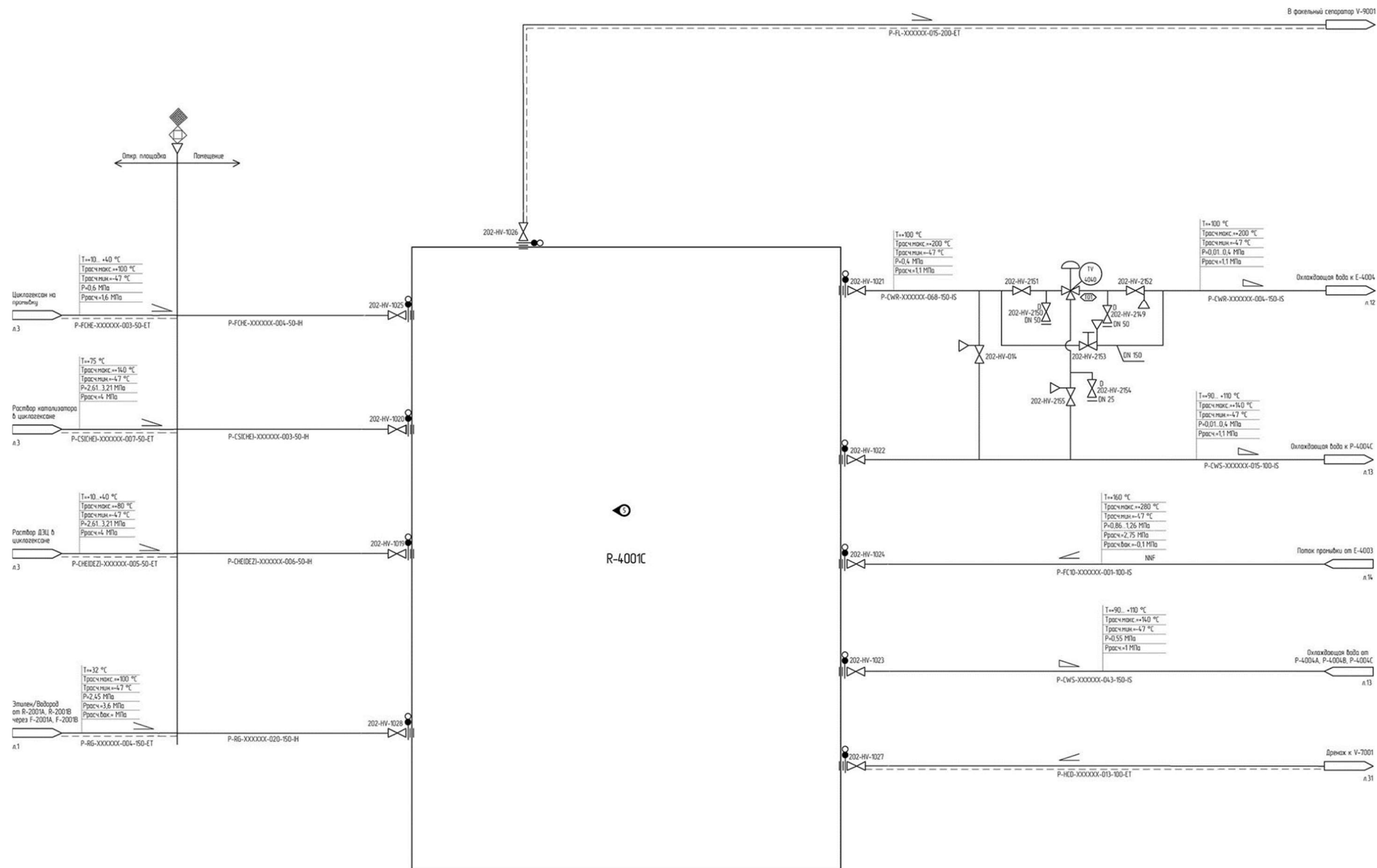


Рисунок 32 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 10)

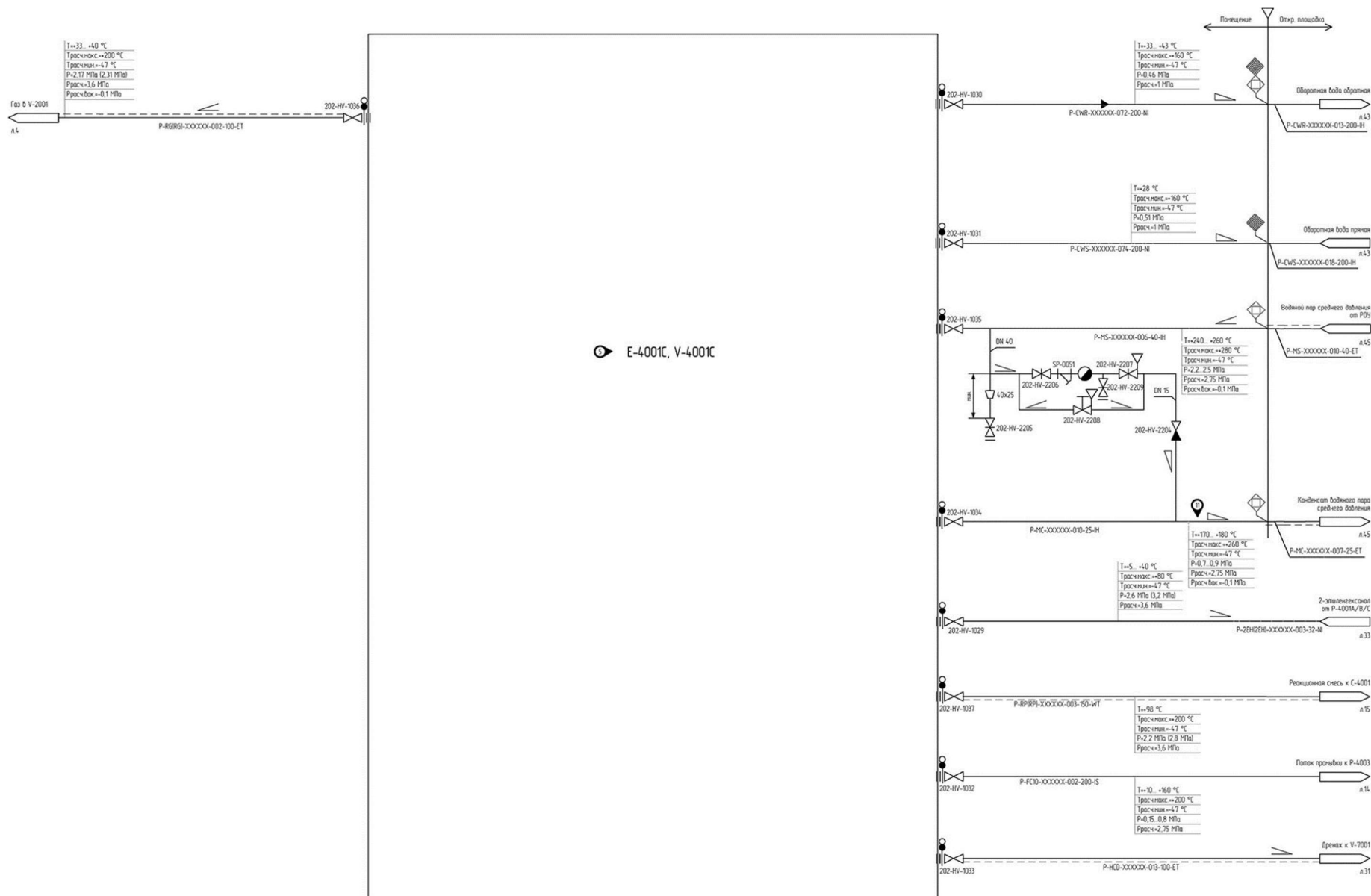
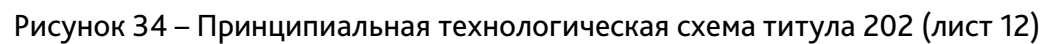


Рисунок 33 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 11)



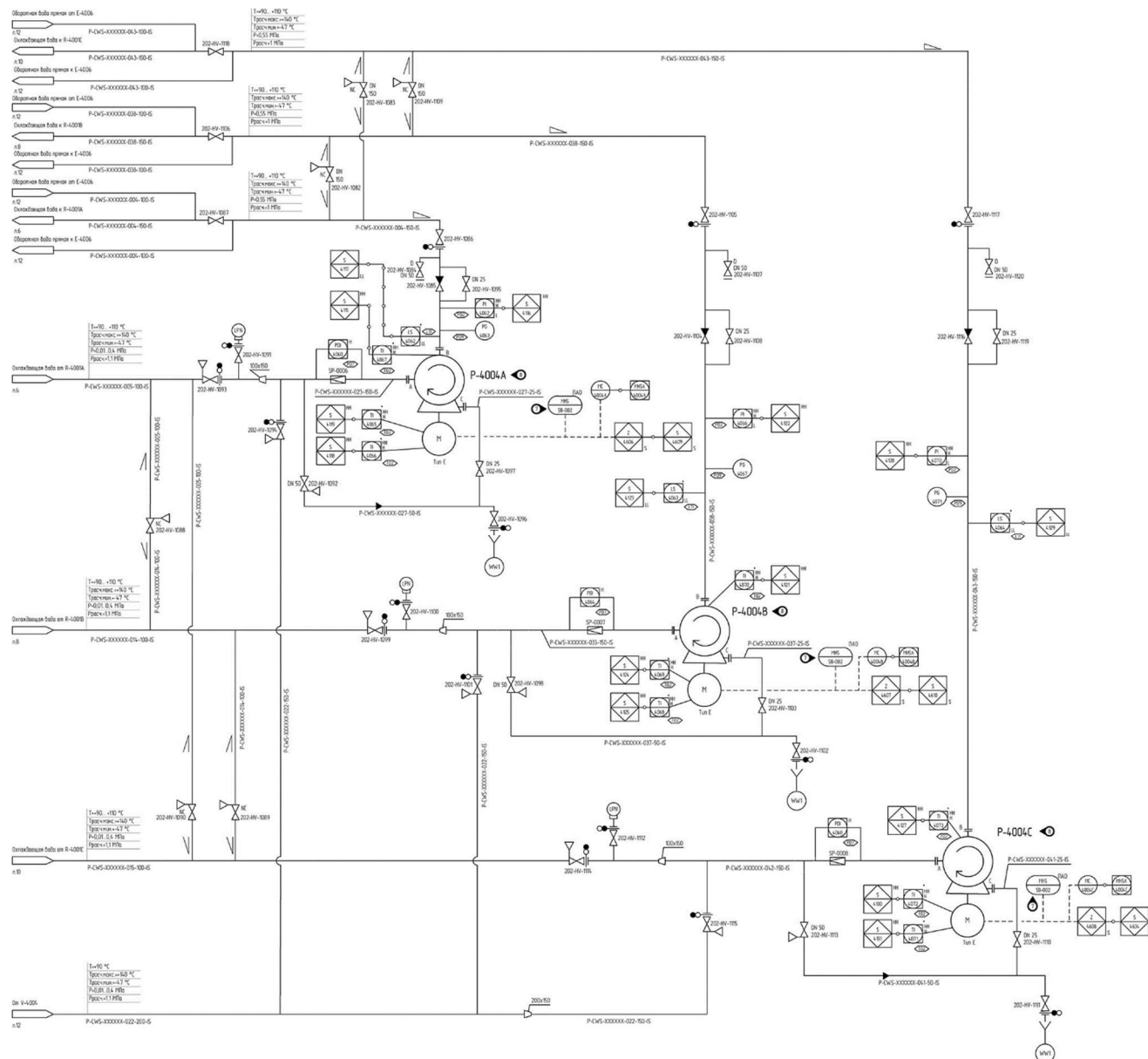


Рисунок 35 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 13)

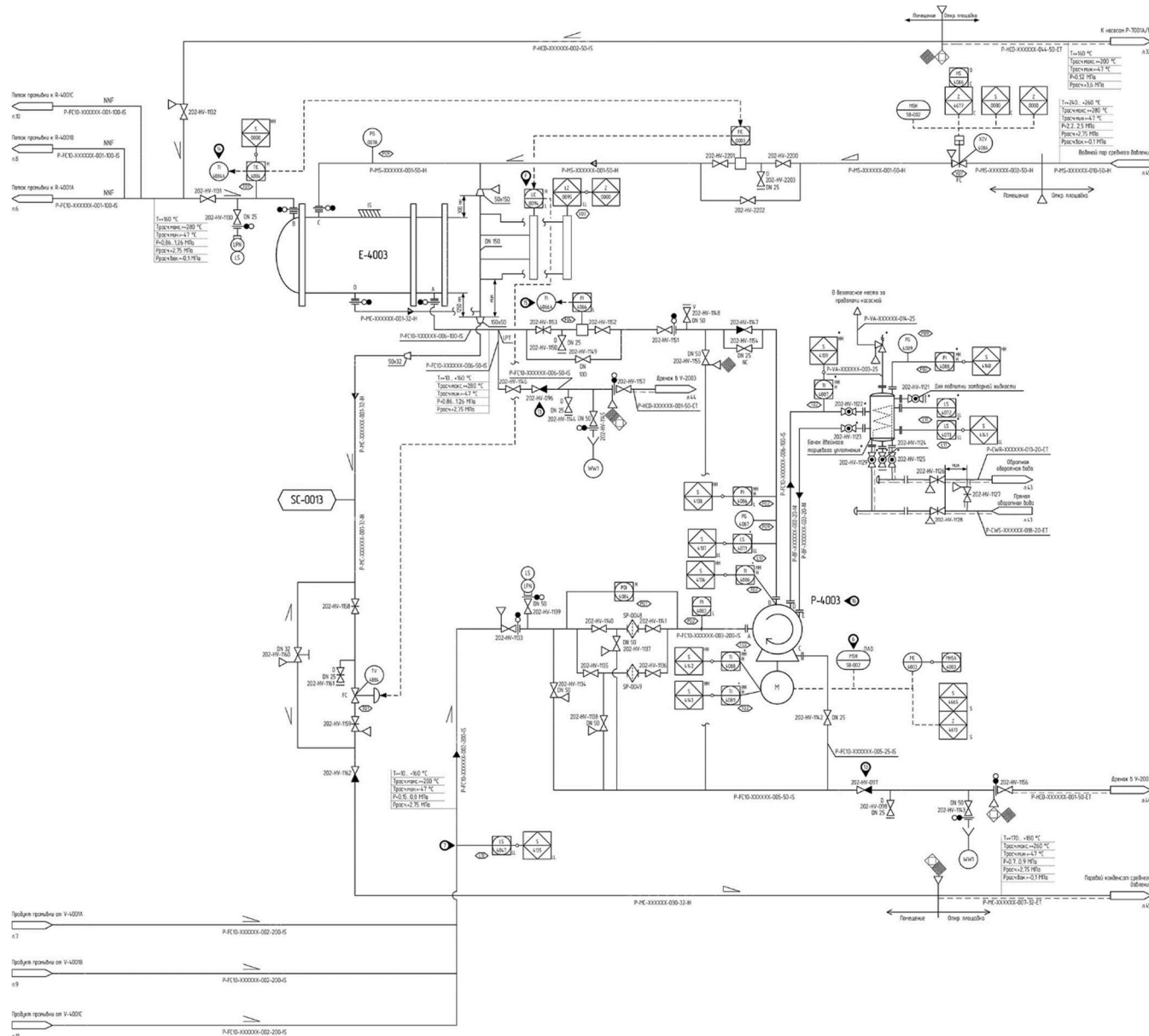
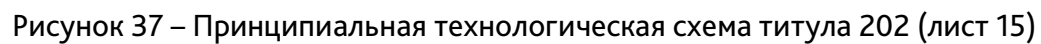
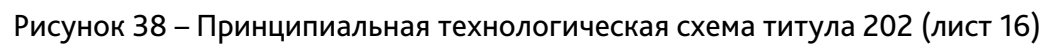


Рисунок 36 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 14)





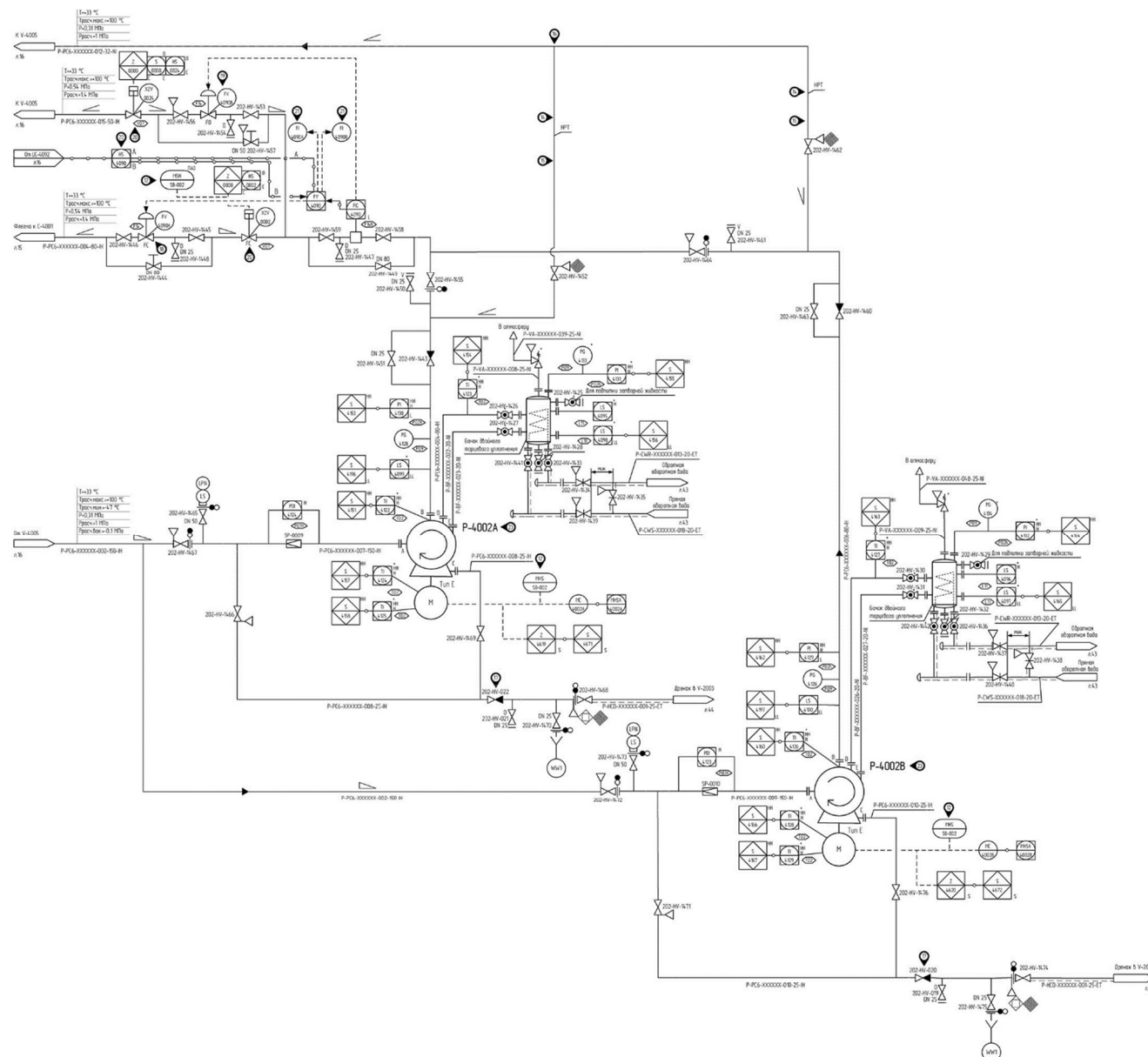
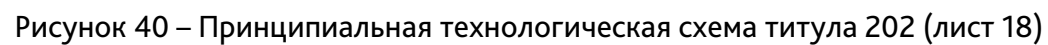


Рисунок 39 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 17)



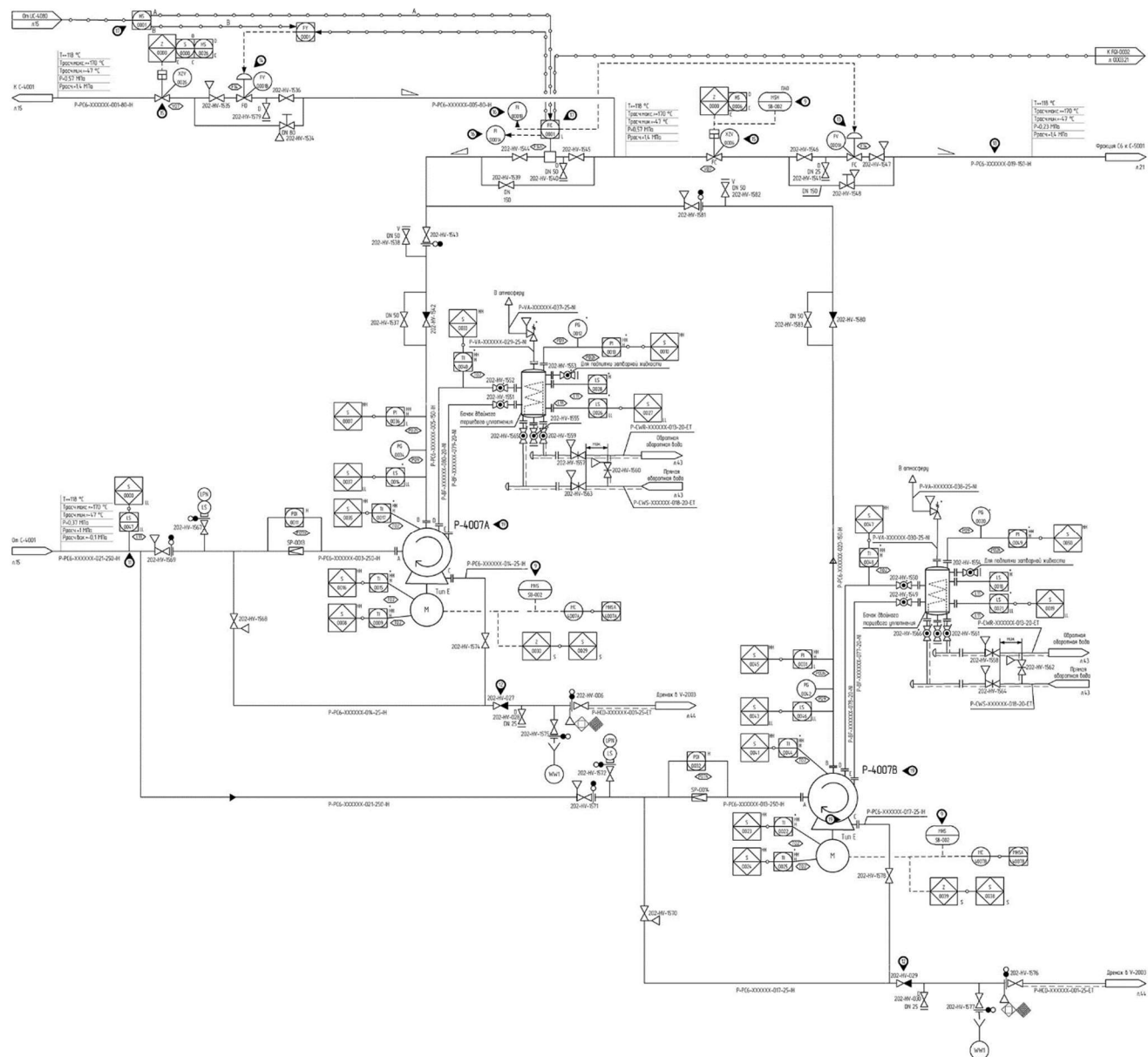


Рисунок 41 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 19)

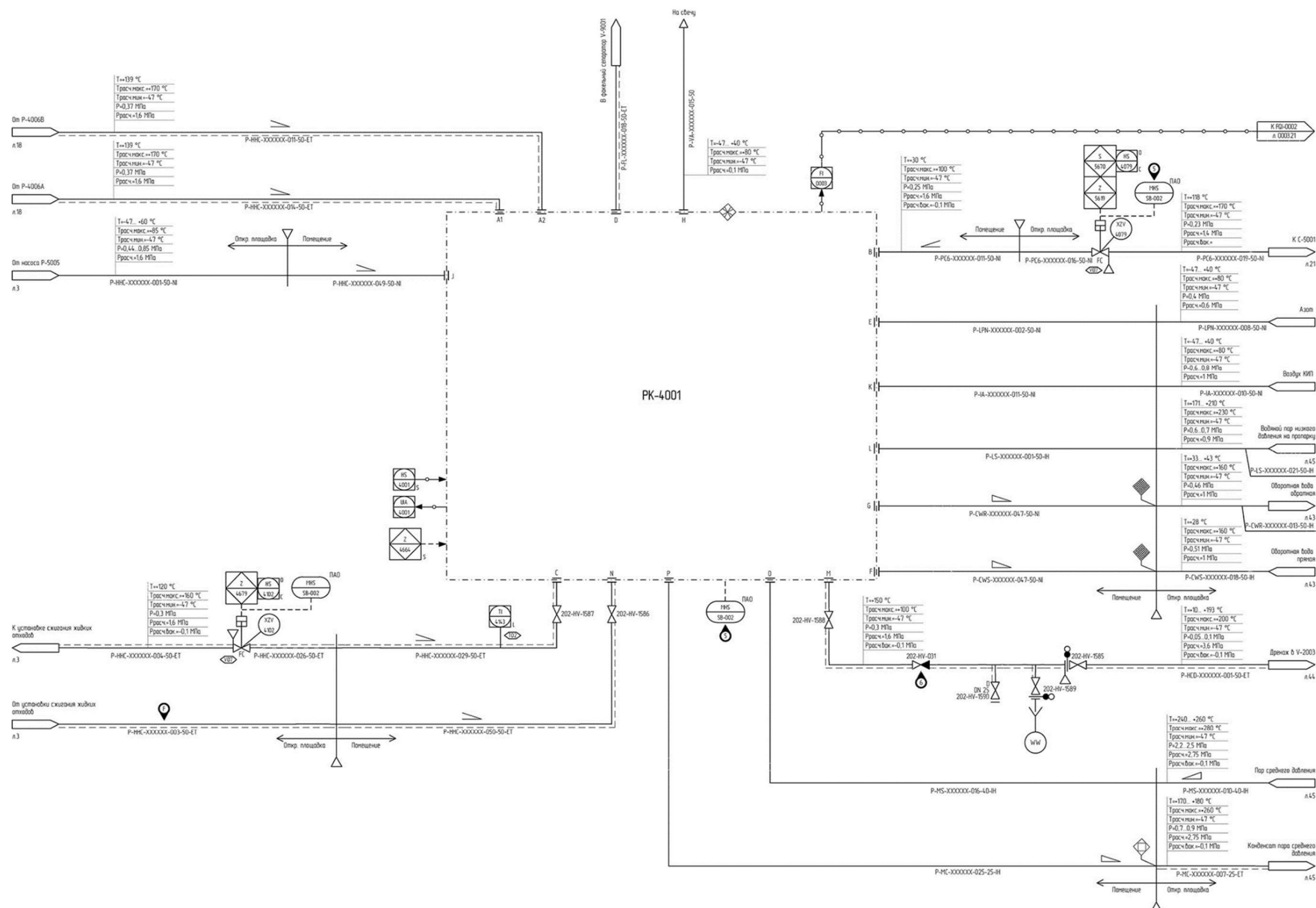
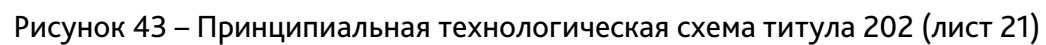
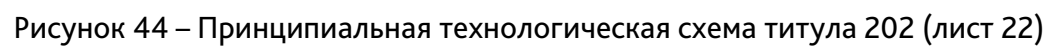


Рисунок 42 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 20)





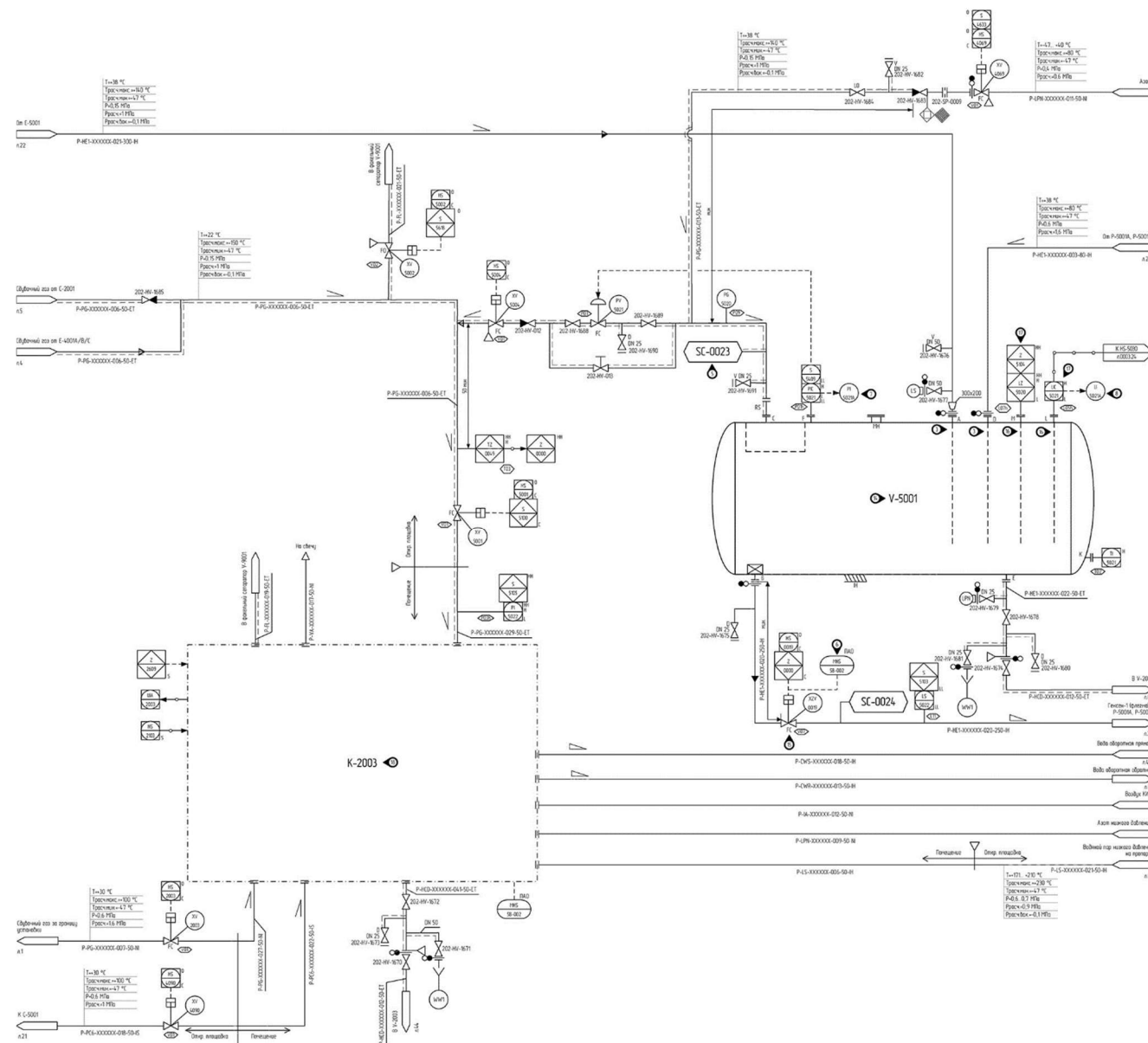
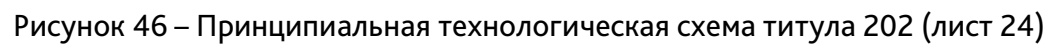


Рисунок 45 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 23)



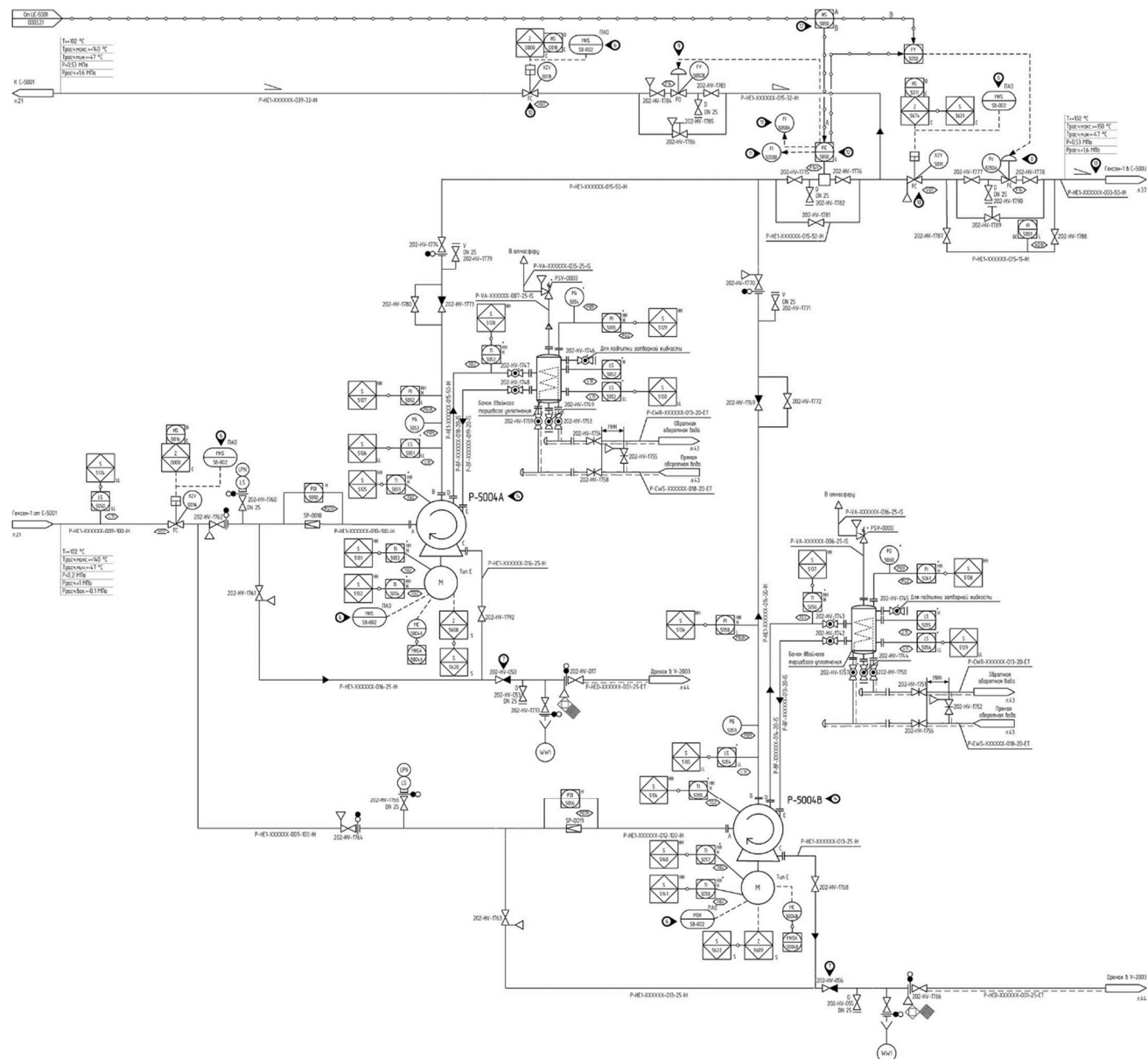


Рисунок 47 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 25)

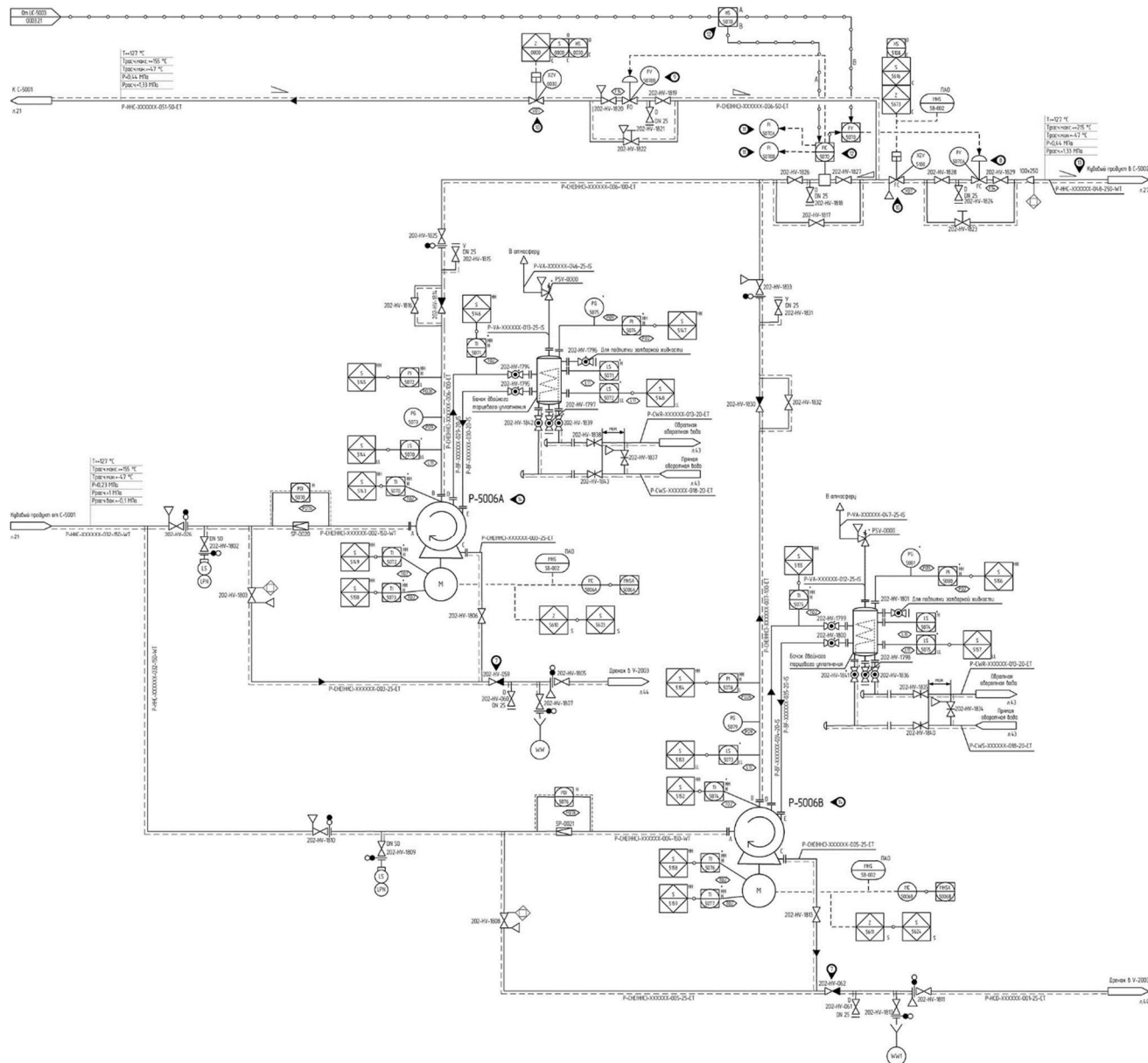


Рисунок 48 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 26)

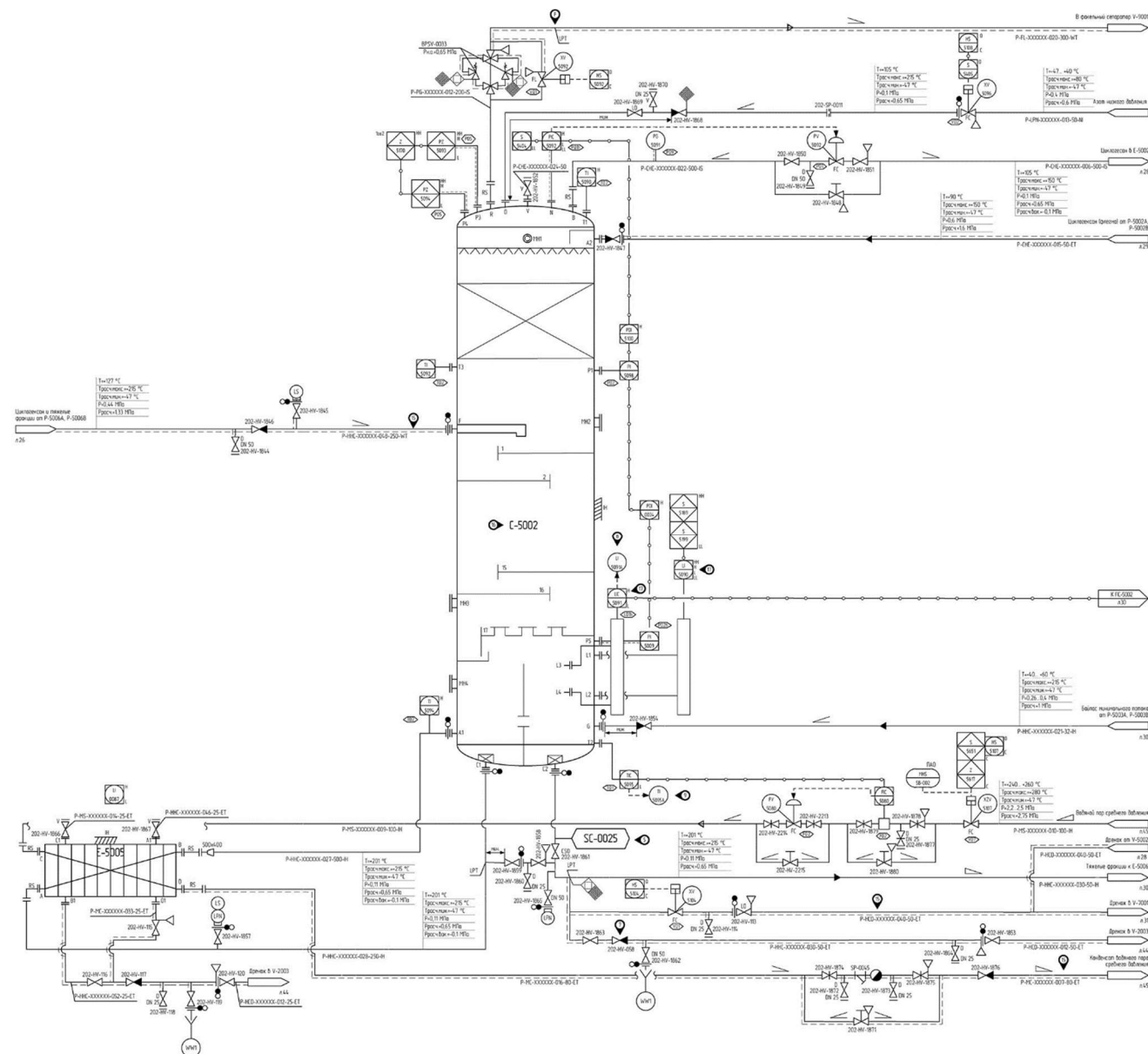


Рисунок 49 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 27)

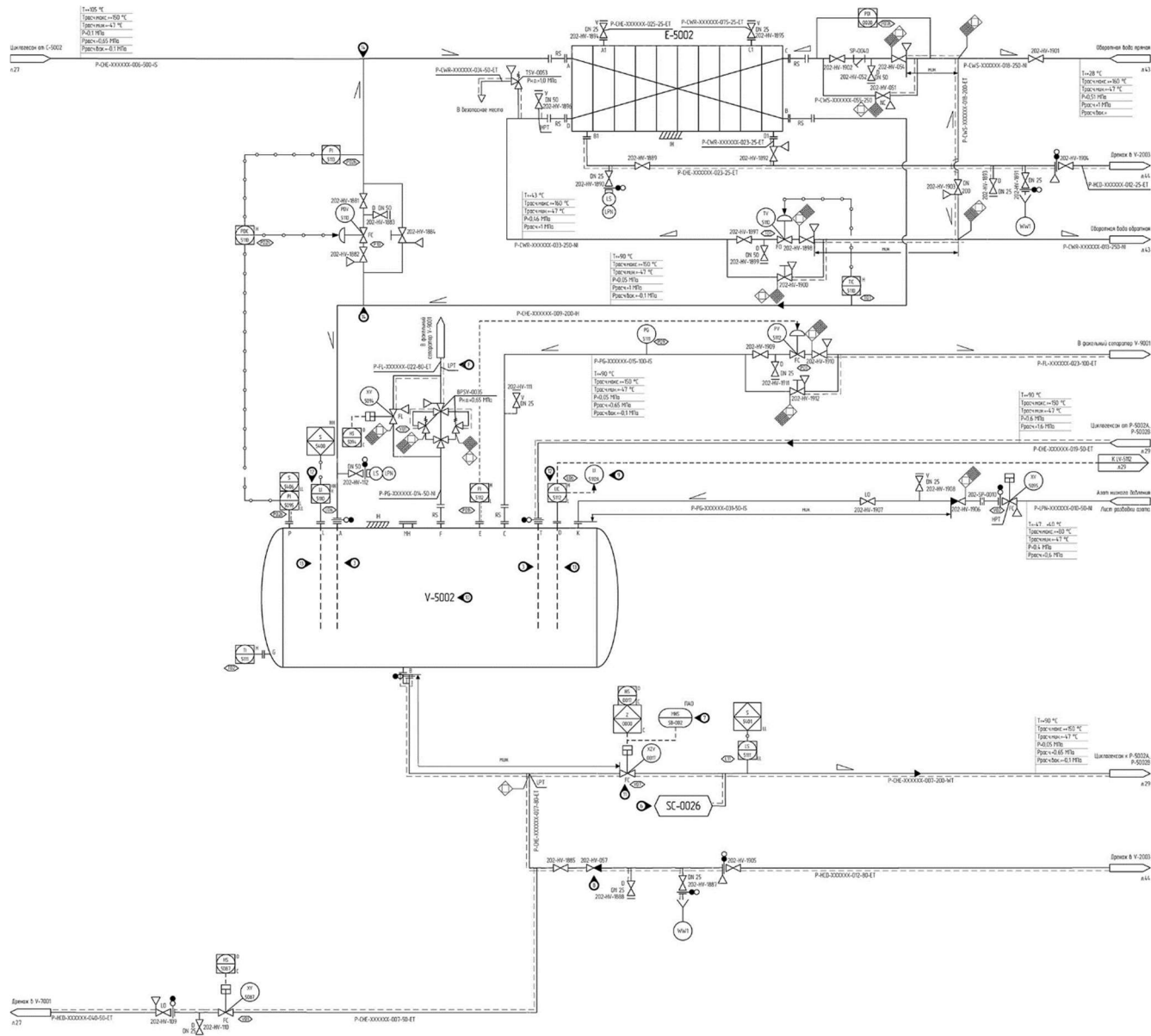


Рисунок 50 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 28)

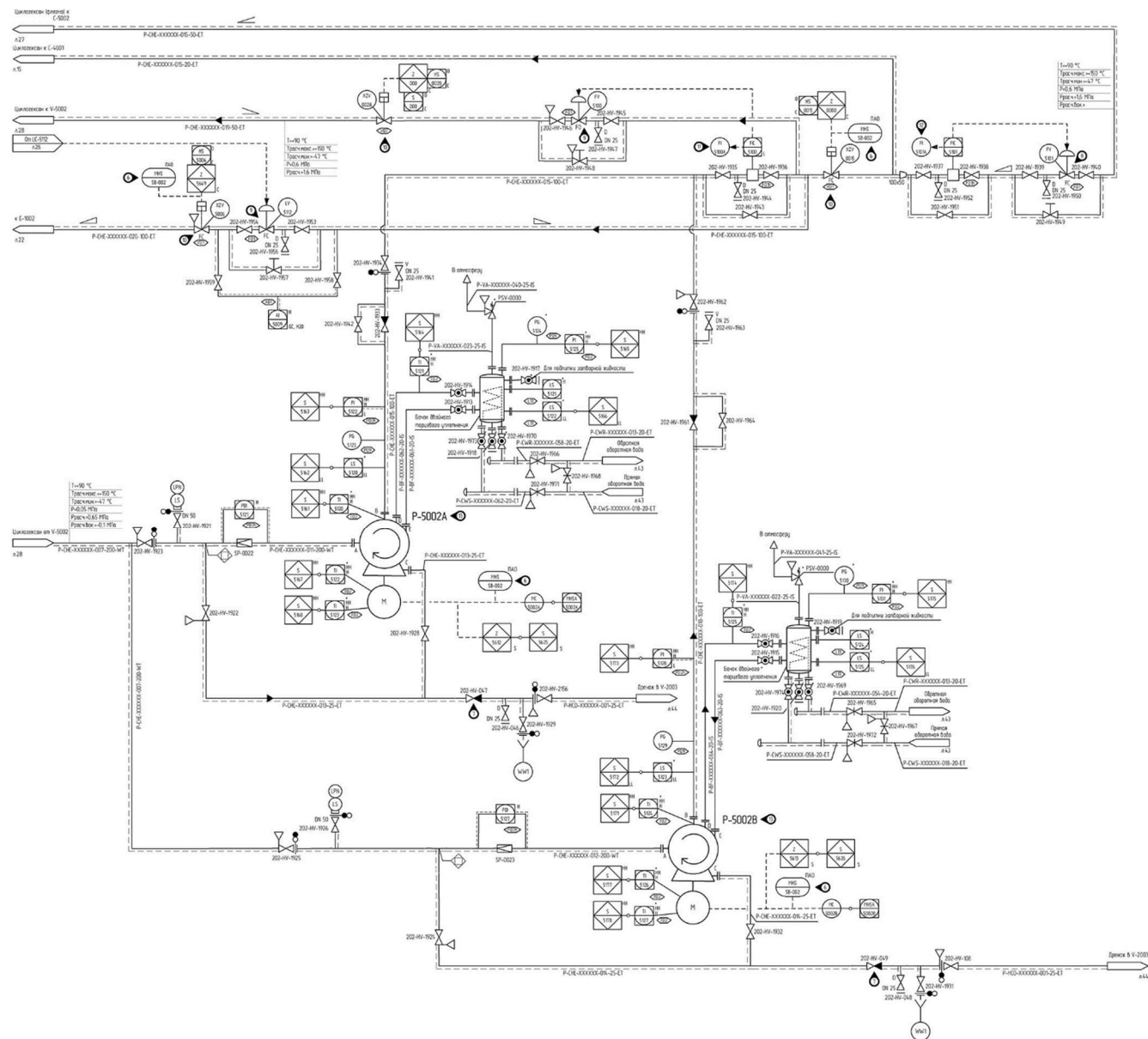


Рисунок 51 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 29)

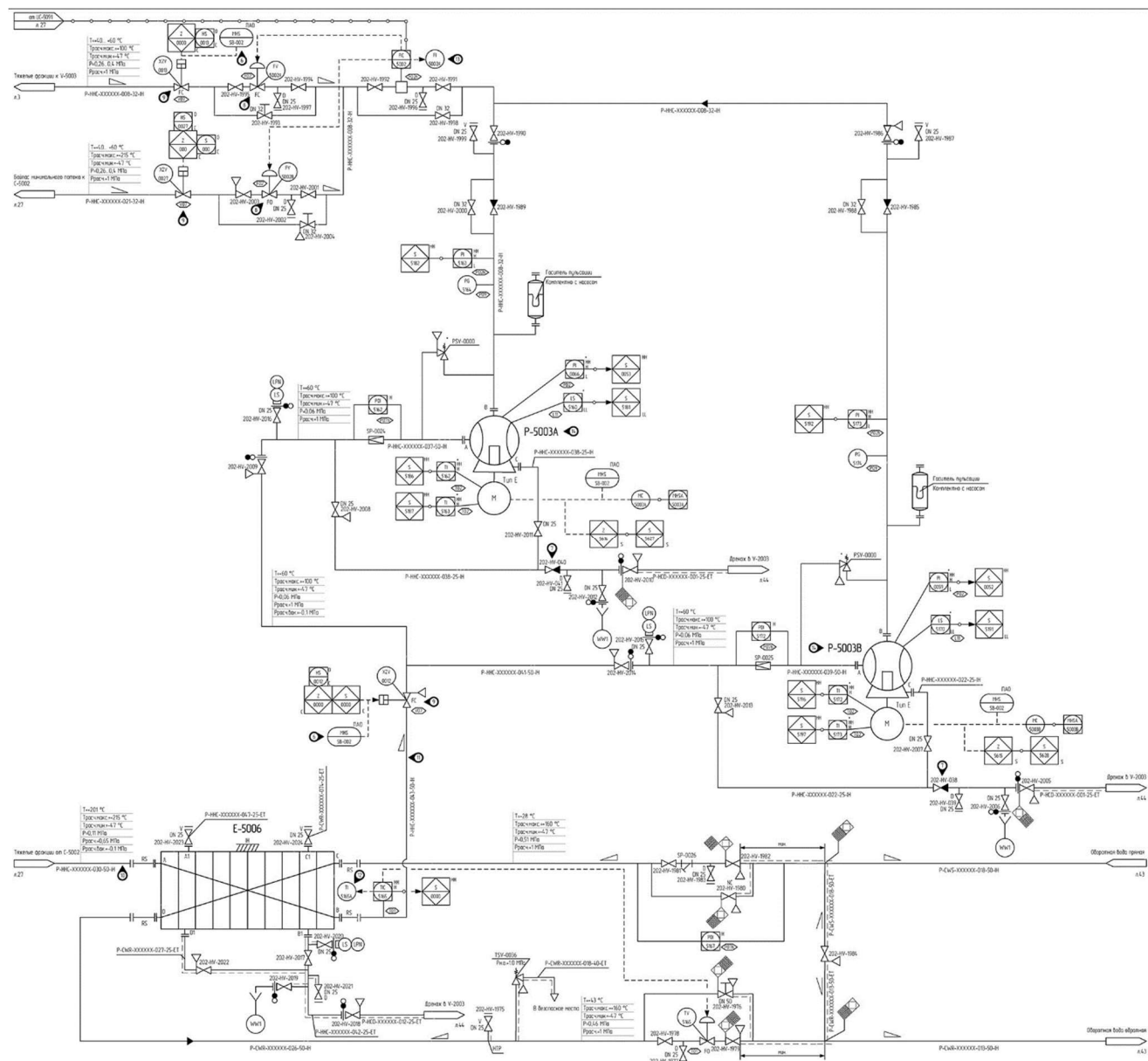


Рисунок 52 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 30)

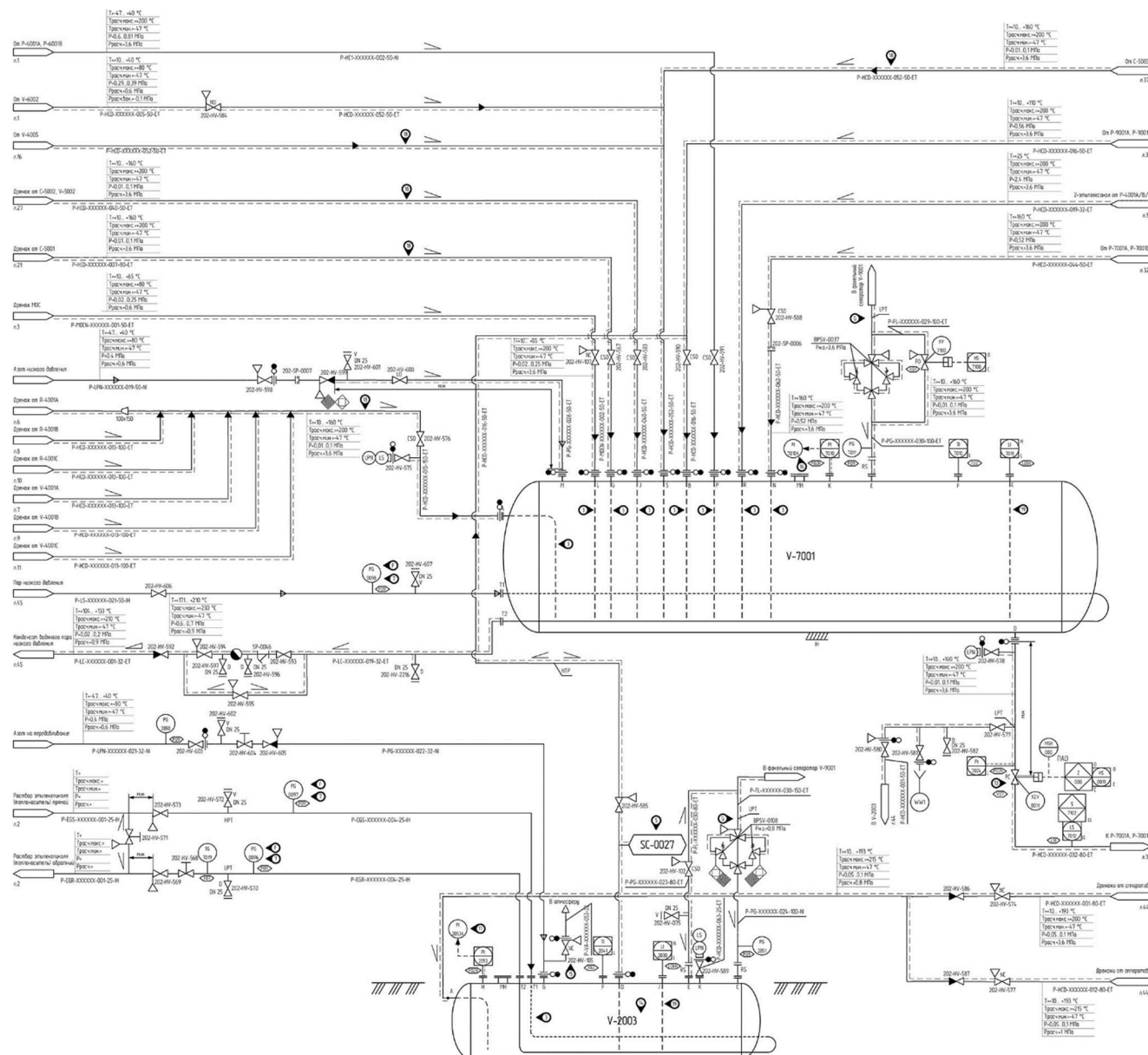


Рисунок 53 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 31)

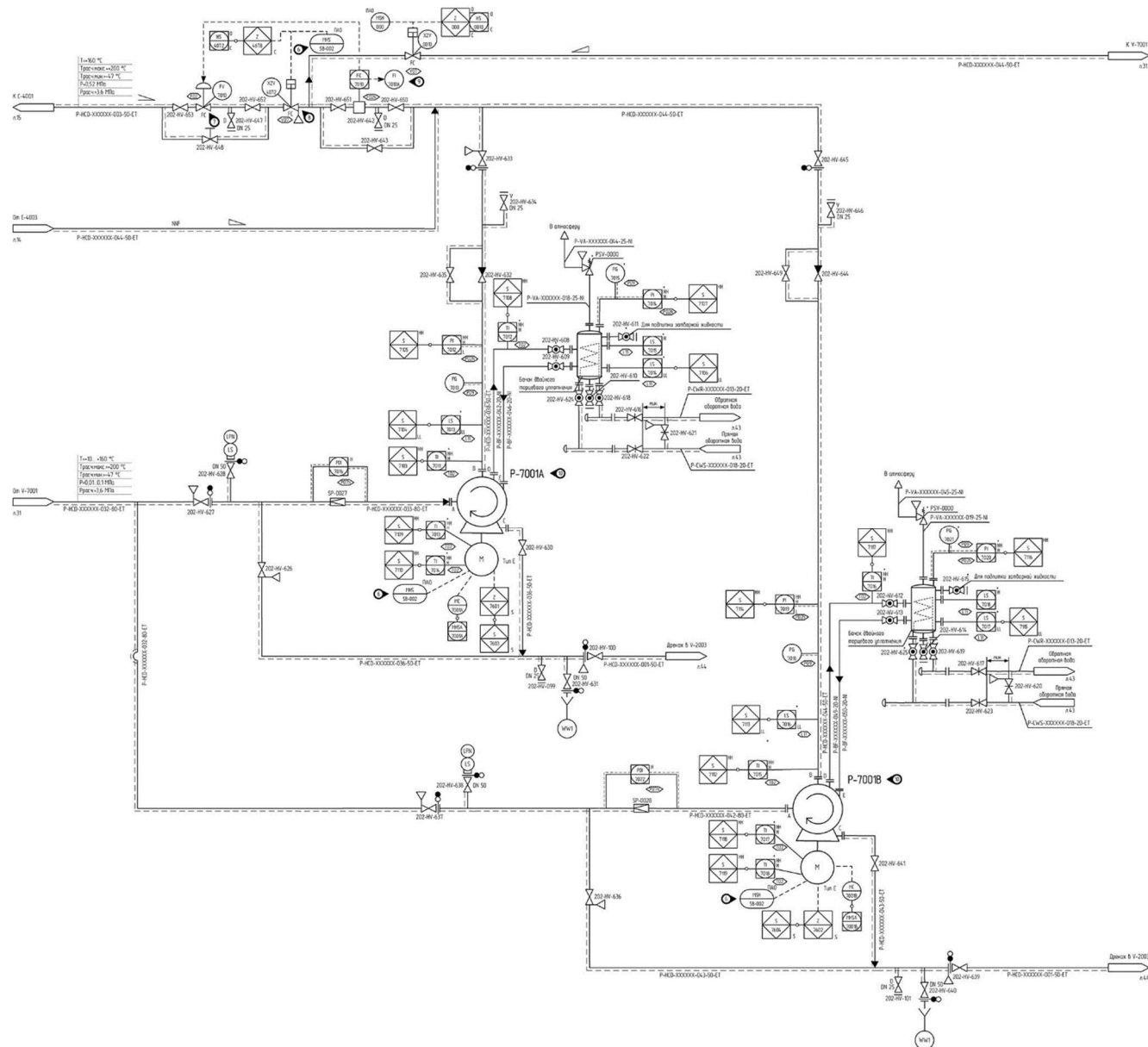


Рисунок 54 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 32)

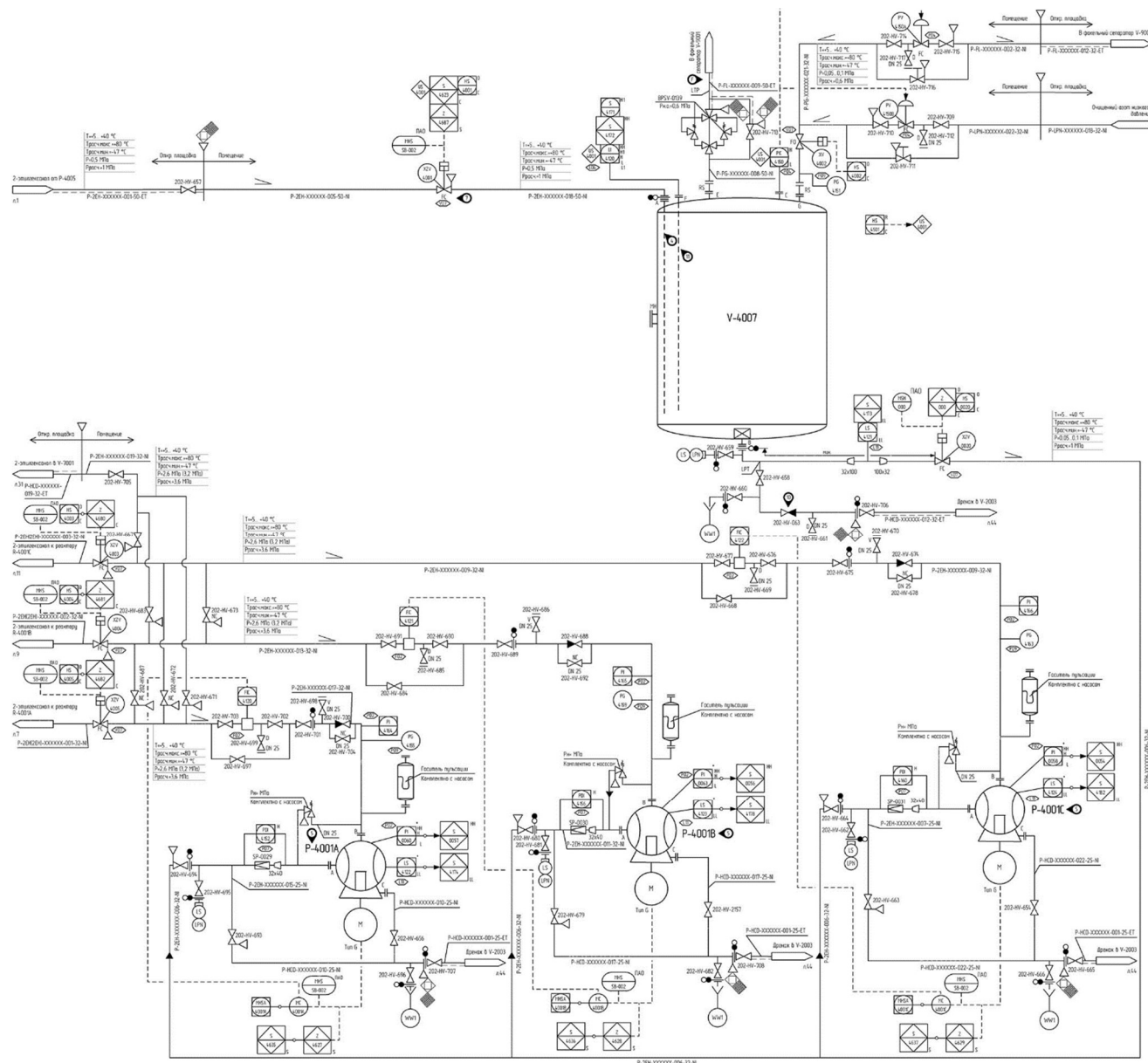


Рисунок 55 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 33)

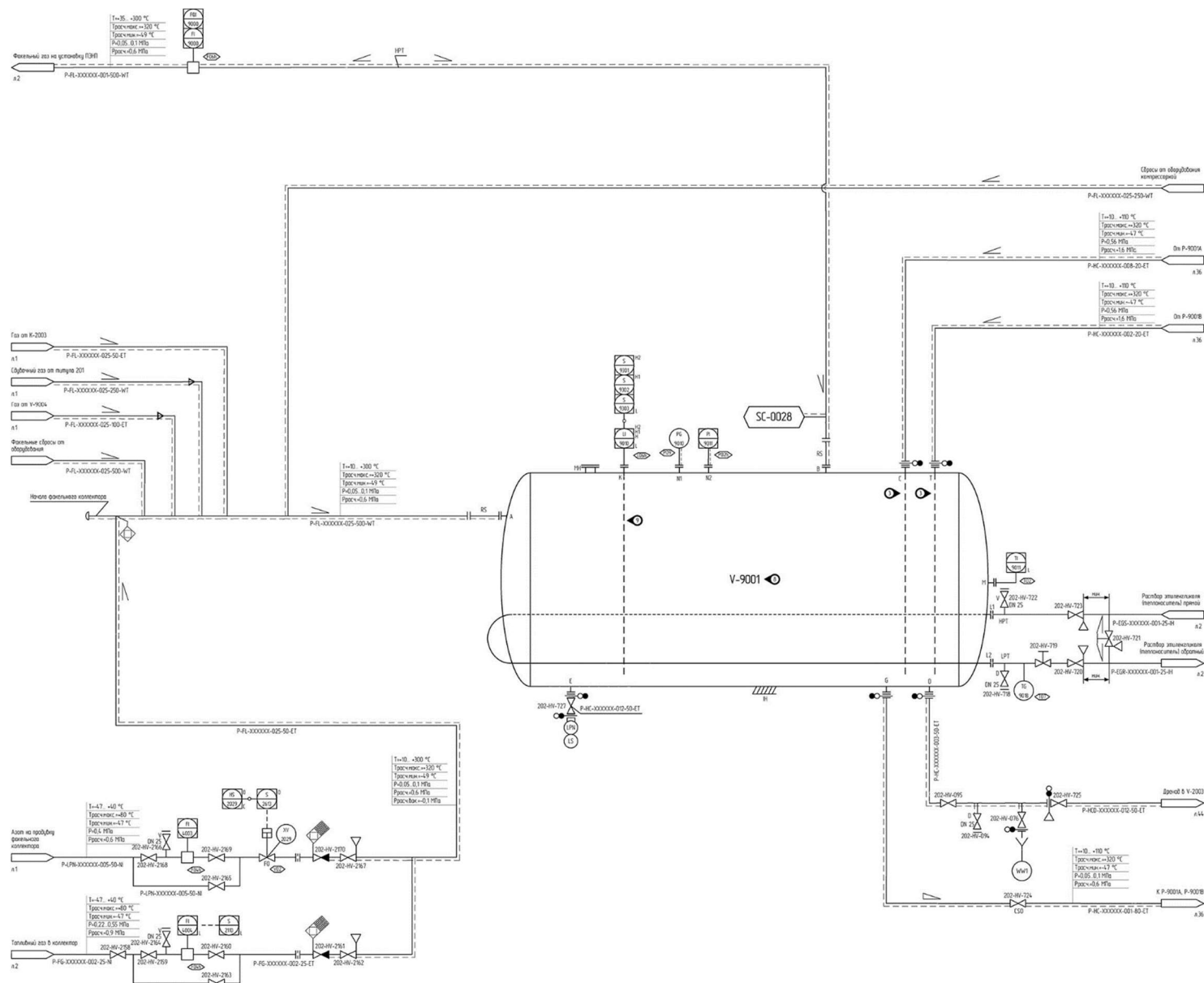


Рисунок 56 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 34)

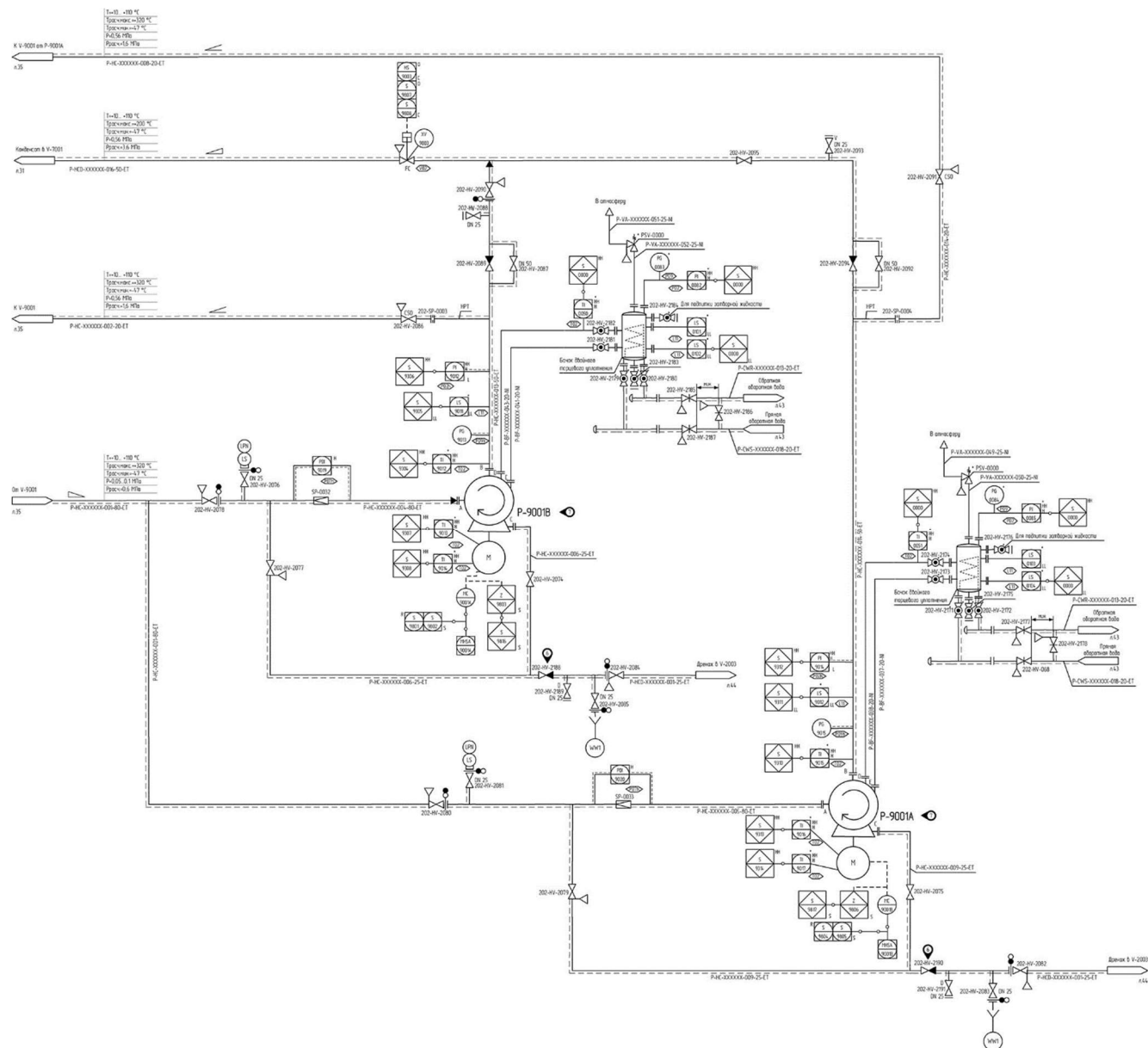
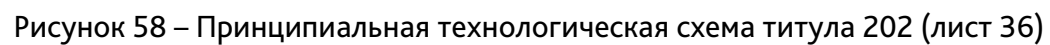


Рисунок 57 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 35)



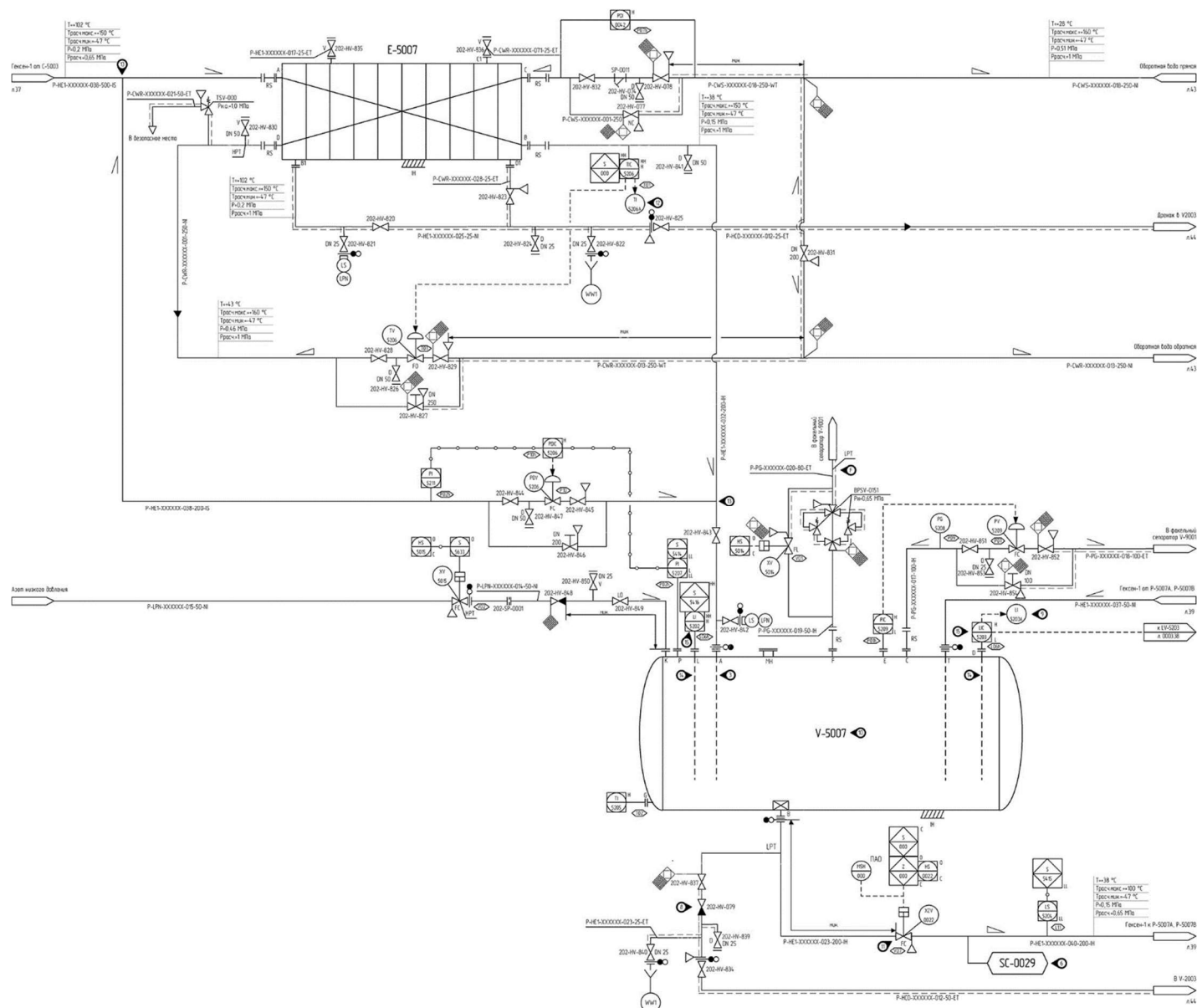


Рисунок 59 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 37)

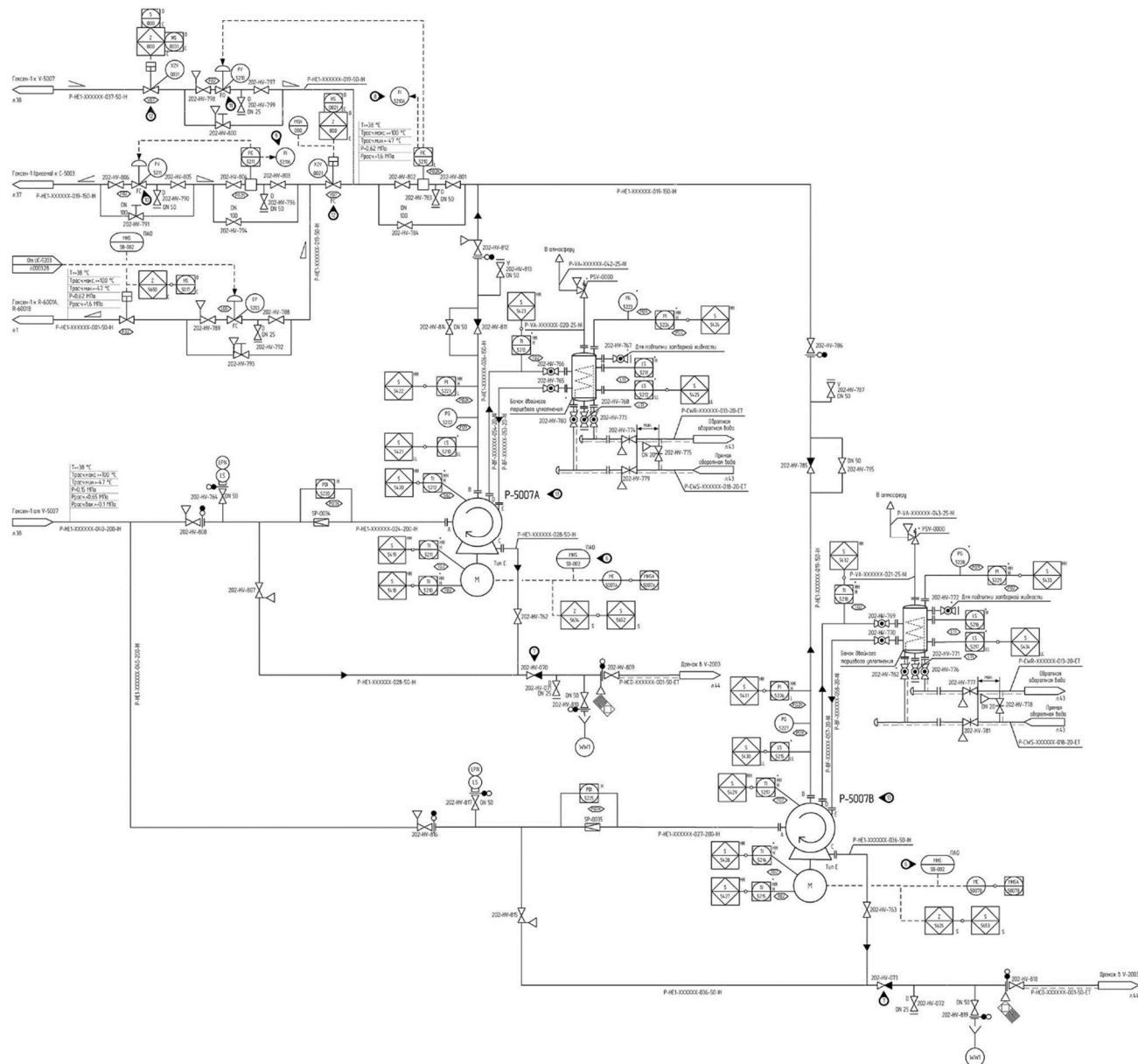


Рисунок 60 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 38)

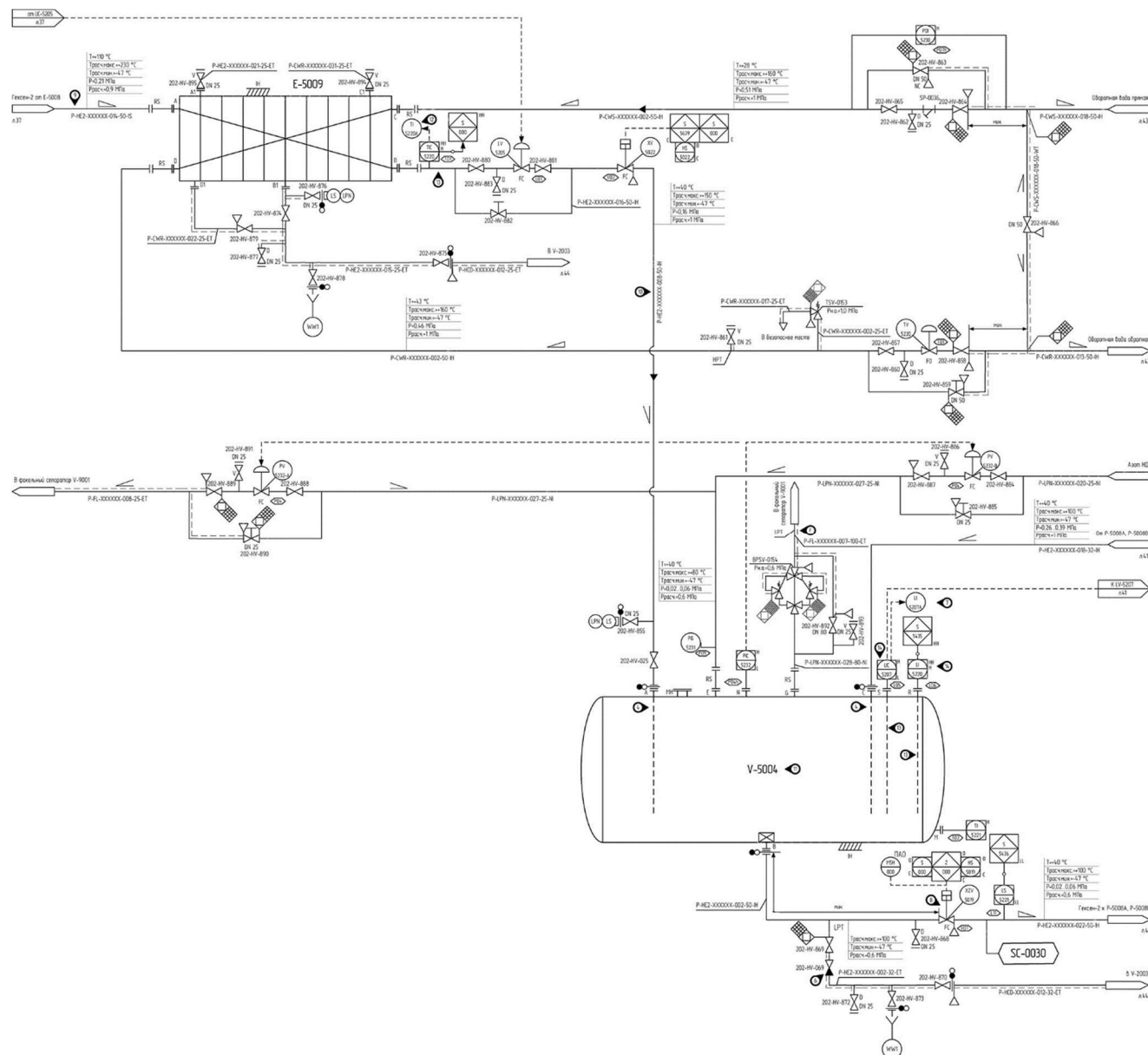


Рисунок 61 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 39)

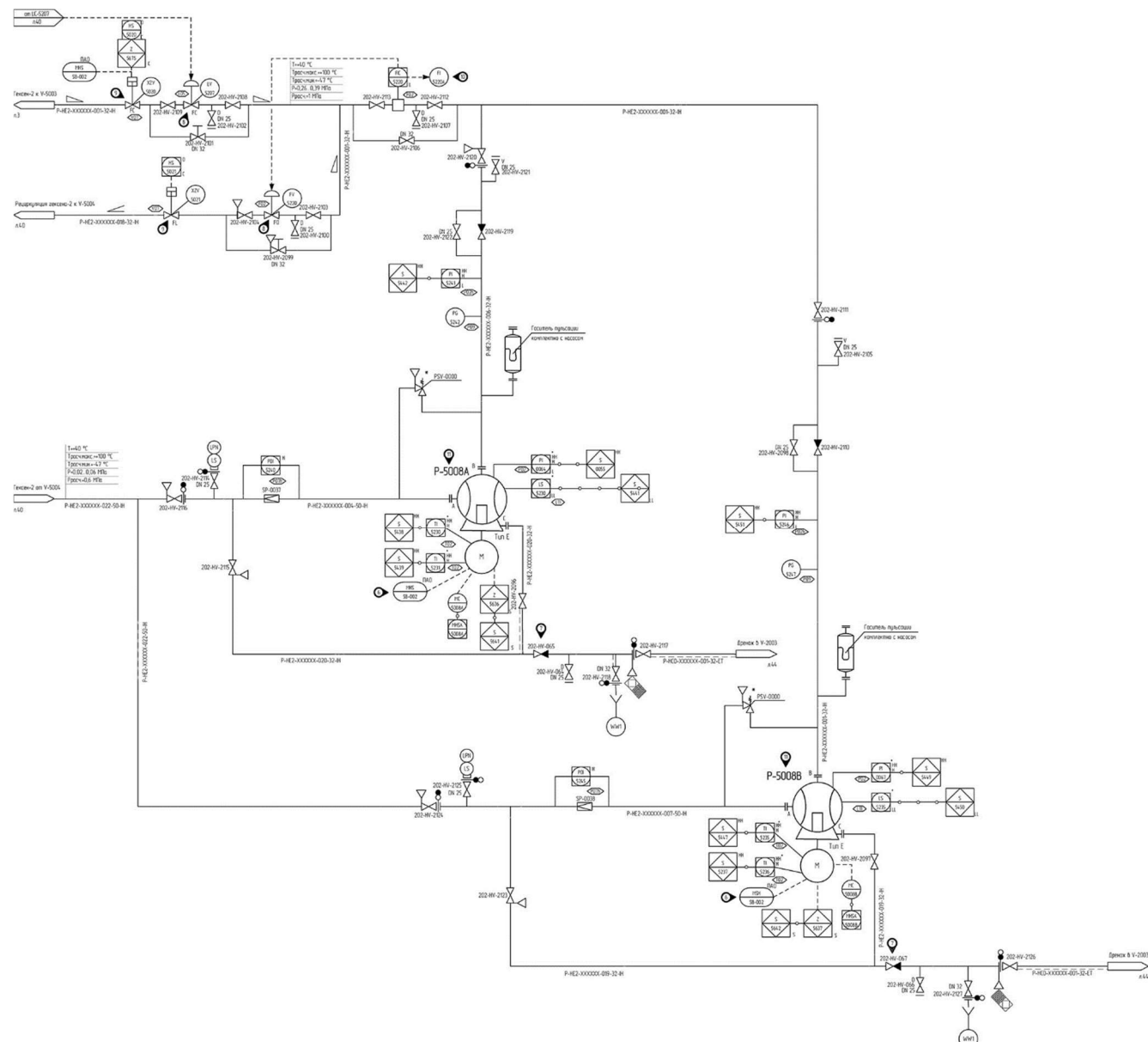


Рисунок 62 – Принципиальная технологическая схема титула 202 (лист 40)

Конденсат от конденсаторов паров 202-E-4001 A/B/C поступает в отстойники реакционной смеси 202-V-4001 A/B/C, а несконденсированные пары отводятся на смешение с очищенным сырьевым этиленом перед сепаратором рециклового газа 202-V-2001. Температура паров на выходе из теплообменников 202-E-4001 A/B/C контролируется и автоматически регулируется клапаном 202-TV-4010 (202-TV-4030, 202-TV-0106), установленным на выходе оборотной воды. Давление в реакторах контролируется и автоматически регулируется клапаном 202-PV-4012 (202-PV-4031, 202-PV-0123), установленном на трубопроводе подачи газовой фазы из теплообменника 202-E-4001 A/B/C к сепаратору 202-V-2001. Часть паров отводится в виде газовой сдувки на всас компрессора 202-K-2003, расход которой контролируется и автоматически регулируется клапаном 202-FV-2010.

Для защиты реакторов 202-R-4001 A/B/C от аварийного повышения давления сверхдопустимой величины предусмотрены предохранительные устройства. Перед предохранительными клапанами установлена разрывная мембрана для защиты ППК от попадания полимера. Предусмотрен контроль целостности мембраны с сигнализацией повышения давления после мембраны в ПУ.

После реакторов 202-R-4001 A/B/C реакционная смесь подается самотеком в отстойники 202-V-4001 A/B/C.

Жидкий продукт в отстойниках реакционной смеси 202-V-4001 A/B/C подогревается за счет подачи пара низкого давления в рубашку отстойника с целью уменьшения осаждения твердой фазы и максимального сохранения полимера в растворенном виде. Отстойники соединены по газовой фазе уравнивающей линией с реакторами 202-R-4001 A/B/C.

Реакционная смесь по уровню в отстойниках 202-V-4001 A/B/C направляется в колонну дегазации 202-C-4001.

С целью прекращения реакций в реакционной смеси в отстойниках в жидкостные линии между реакторами 202-R-4001 A/B/C и отстойниками 202-V-4001 A/B/C подается нейтрализующий агент – 2-этилгексанол (2-ЭГ) насосами 202-P-4001 A/B/C из емкости 202-V-4007.

Обезвоженный 2-ЭГ периодически (1 раз в 2 суток) подается в емкость 202-V-4007 объемом 3 м³ насосом 201-P-4005. 2-этилгексанол хранится под азотной подушкой для постоянного дозирования в процесс.

Для отвода тепла, образовавшегося в ходе реакции тримеризации, в межтрубное пространство реакторов подается охлаждающая вода из контура охлаждения, специально предназначенного по степени подготовки и очистки для охлаждения реакторов. Для поддержания постоянной температуры на входе в рубашку реакторов часть нагретой воды подается на всас насосов 202-P-4004 A/B/C, часть проходит через теплообменник 202-E-4004. Для пуска реакторов предусмотрен теплообменник 202-E-4006 для дополнительного нагрева охлаждающей воды. В качестве теплоносителя в теплообменник 202-E-4006 подается пар среднего давления.

Паровой конденсат подается в контур охлаждения реакторов 202-R-4001 A/B/C. В качестве расширителя для системы охлаждения используется буферная емкость 202-V-4004.

Для защиты оборудования от коррозии предусмотрена подача ингибитора солеотложения и коррозии от блока приготовления реагента 202-PK-4002. В качестве реагента применяется HydroChem-125 (или его аналог).

Циркуляцию в охлаждающем контуре реакторов обеспечивают центробежные насосы с одинарным торцевым уплотнением 202-P-4004 A/B/C (два рабочих, один резервный).

При необходимости реакторы подвергаются промывке с помощью контура промывки. Контур промывки заполняется предварительно холодным циклогексаном с температурой от 10 до 40 °С, который постепенно нагревается в режиме циркуляции до 160 °С в теплообменнике 202-E-4003. Циркуляция горячего циклогексана поддерживается в течение

2 часов с помощью центробежного насоса 202-Р-4003 с двойными торцевыми уплотнениями типа «Тандем».

Несконденсированные пары от конденсаторов 202-Е-4001 А/В/С направляются в сепаратор 202-У-2001 и далее к компрессору рециклового газа 202-К-2002.

В компрессоре 202-К-2002 происходит сжатие паров от конденсаторов 202-Е-4001 А/В/С, очищенного сырьевого этилена и сжатых газов от компрессора 202-К-2001. Потоки собираются в сепараторе рециклового газа 202-У-2001 с целью удаления жидкости перед подачей этого газа в компрессор 202-К-2002. Далее сжатый рецикловый газ направляется к адсорберам очистки этилена 201-Р-2001А, 201-Р-2001В.

Газ из сепаратора 202-У-2001 поступает на прием центробежного компрессора рециклового газа с электрическим приводом 202-К-2002. Компрессор 202-К-2002 оснащен устройством антипомпажного регулирования, которое не допускает снижения потока газа, проходящего через компрессор, ниже заданного значения.

Сжатый газ после компрессора 202-К-2002 поступает в осушители этилена 201-Р-2001 А/В.

Конденсат (в основном С₆, а также легкие компоненты) из сепаратора 202-У-2001 и после компрессора 202-К-2002 направляется в колонну отпарки конденсата 202-С-2001 для удаления легких фракций (этилен и бутен-1). Колонна отпарки представляет собой горизонтальный аппарат со отпарной колонной и конденсатором.

Кубовый продукт колонны 202-С-2001 направляется в колонну гексена-1 202-С-5001, а легкие фракции направляются к компрессору сдувочного газа 202-К-2003 и далее после сжатия за границу установки.

В составе компрессорной установки предусмотрена масляная ловушка (затвор) для улавливания металлоорганических соединений перед подачей газа на всас компрессора.

Сепарация и отгонка

Реакционная смесь из отстойников 202-У-4001 А/В/С направляется в колонну дегазации 202-С-4001 для отделения непрореагировавшего этилена, легких продуктов реакции и растворителя от тяжелых продуктов реакции/отработанного катализатора. Верхняя часть колонны отгонки 202-С-4001 работает под давлением 0,35 МПа.

Для защиты колонны дегазации 202-С-4001 от превышения давления сверх допустимой величины предусмотрен блок предохранительных клапанов со сбросом газа в факельный сепаратор 202-У-9001.

Подвод тепла в куб колонны дегазации осуществляется за счет подачи пара в кипятильники колонны дегазации 202-Е-4002 А/В. В качестве теплоносителя применяется пар среднего давления с температурой плюс 240 °С и давлением 2,2 МПа. Предусмотрено два аппарата 202-Е-4002 А/В (1 рабочий, 1 резервный) в виду высокой вероятности забивки трубок кипятильника тяжелыми продуктами реакции.

Пары из кипятильника поступают в куб колонны дегазации. С глухой тарелки отводится фракция С₆, которая перекачивается центробежными насосами с магнитной муфтой 202-Р-4007 А/В (1 рабочий, 1 резервный) в колонну 202-С-5001 ниже по потоку.

Газ с верха колонны дегазации 202-С-4001 с температурой 107 °С и давлением 0,35 МПа подается в конденсатор 202-Е-4005, где охлаждается оборотной водой.

Газожидкостная смесь, охлажденная до температуры 33 °С из конденсатора паров колонны дегазации 202-Е-4005 поступает на разделение в флегмовую емкость 202-У-4005.

Конденсат из емкости 202-У-4005 центробежными насосами с двойным торцевым уплотнением типа «тандем» 202-Р-4002 А/В (1 рабочий, 1 резервный) подается на орошение колонны дегазации 202-С-4001 с температурой 33 °С и давлением 0,46 МПа.

Газ из флегмовой емкости колонны дегазации 202-V-4005 направляется на вход поршневого компрессора 202-K-2001, где сжимается до давления от 2,245 МПа до 2,35 МПа.

Газ с выкида компрессора 202-K-2001 подается через отстойник конденсата в сепаратор 202-V-2001 и дальше на всас компрессора рециклового газа 202-K-2002.

Кубовый продукт колонны дегазации 202-C-4001 направляется в промежуточную емкость 202-V-4003 с паровой рубашкой для накопления и хранения кубового продукта колонны дегазации 202-C-4001.

Подача тяжелых углеводородов из емкости сбора кубового продукта 202-V-4003 к роторно-пленочному испарителю 202-РК-4001 обеспечивается объемными насосами 202-Р-4006 А/В (1 рабочий, 1 резервный) с торцовыми уплотнениями.

В роторно-пленочном испарителе 202-РК-4001 происходит до извлечение легких продуктов реакции и растворителя, после чего они направляются в колонну гексена-1 202-C-5001, в то время как тяжелый остаток отводится на установку сжигания жидких отходов (титул 205).

Фракция С6 от колонны дегазации 202-C-4001, кубовый продукт колонны отпарки конденсата 202-C-2001, извлеченные легкие продукты реакции от роторно-пленочного испарителя и конденсат от 202-K-2003 объединяются в общий коллектор и поступают в колонну гексена-1 202-C-5001.

Для защиты колонны гексена-1 202-C-5001 от превышения давления сверх допустимой величины предусмотрен блок предохранительных клапанов со сбросом газа в факельный сепаратор 202-V-9001.

Подвод тепла в куб колонны дегазации осуществляется за счет циркуляции пара низкого давления через кипятильник колонны гексена 202-E-5003. В качестве теплоносителя применяется пар низкого давления с температурой плюс 191°C и давлением 0,65 МПа. Пары из кипятильника с температурой 127 °С и давлением 0,23 МПа поступают в куб колонны гексена-1.

С полуглухой тарелки гексен-1 центробежными насосами с двойным торцовым уплотнением типа «тандем» 201-Р-5004А / 201-Р-5004В откачивается в колонну 202-C-5003, расположенную ниже по потоку.

Пары гексена-1 с верха колонны 202-C-5001 с температурой 100 °С и давлением 0,2 МПа подаются в конденсатор паров 202-E-5001 колонны гексена-1, где охлаждается до температуры 38 °С и поступает на разделение во флегмовую емкость колонны гексена-1 202-V-5001.

Конденсат из емкости 202-V-5001 насосами 202-Р-5001А/202-Р-5001В (1 рабочий, 1 резервный) подается на орошение колонны гексена-1 с температурой 38 °С и давлением 0,6 МПа. Для подачи орошения предусматриваются центробежные насосы 202-Р-5001А / 202-Р-5001В (1 рабочий, 1 резервный) с двойным торцовым уплотнением типа «тандем».

Газ из флегмовой емкости колонны дегазации 202-V-5001 направляется на рецикл на вход центробежного компрессора 202-K-2003, где сжимается до давления 0,6 МПа и дальше отводится за границу установки.

Кубовый продукт колонны гексена-1 202-C-5001 насосами 202-Р-5006А / 202-Р-5006В направляется в колонну циклогексана 202-C-5002.

Для перекачивания кубового продукта предусматриваются центробежные насосы 202-Р-5006А / 202-Р-5006В (1 рабочий, 1 резервный) с двойным торцовым уплотнением типа «тандем».

Кубовый продукт колонны 202-C-5001 подается в колонну регенерации циклогексана 202-C-5002, которая работает под давлением около 0,1 МПа и обеспечивает выделение тяжелой фракции из рециклового растворителя.

Для защиты колонны регенерации циклогексана 202-С-5002 от превышения давления сверх допустимой величины предусмотрен блок предохранительных клапанов со сбросом газа в факельный сепаратор 202-V-9001.

Подвод тепла в куб колонны циклогексана осуществляется за счет циркуляции пара среднего давления через кипятильник колонны циклогексана 202-Е-5005. В качестве теплоносителя применяется пар среднего давления с температурой от 240 до 260 °С и давлением от 2,2 до 2,5 МПа.

Пары из кипятильника поступают в куб колонны циклогексана. Температура паров контролируется дистанционно, предусмотрена сигнализация повышения температуры.

Газ с верха колонны циклогексана 202-С-5002 с температурой 105 °С и давлением 0,1 МПа подается в конденсатор 202-Е-5002, где охлаждается оборотной водой.

Сконденсированный циклогексан, охлажденный до температуры 90 °С из конденсатора паров колонны циклогексана 202-Е-5002 поступает на разделение во флегмовую емкость колонны циклогексана 202-V-5002.

Для поддержания давления в системе после конденсатора 202-Е-5002 (преимущественно в зимнее время) предусмотрена возможность отбора горячих паров через клапан 202-PDV-5110 в трубопровод паров циклогексана перед конденсатором 202-Е-5002.

Конденсат из емкости 202-V-5002 насосами 202-Р-5002А/202-Р-5002В (1 рабочий, 1 резервный) подается на орошение колонны циклогексана 202-С-5002 с температурой 90 °С и давлением 0,6 МПа. Насосы рецикла 202-Р-5002А/202-Р-5002В также обеспечивают рециркуляцию циклогексана к резервуарам 201-V-1001 / 201-V-1002.

Для рециркуляции циклогексана предусматриваются центробежные насосы с двойным торцовым уплотнением типа «тандем».

Пары из флегмовой емкости колонны циклогексана 202-V-5002 направляются в факельный сепаратор 202-V-9001.

Кубовый продукт колонны циклогексана 202-С-5002 охлаждается оборотной водой в пластинчатом теплообменнике 202-Е-5006 до температуры 60 °С и направляется насосами 202-Р-5003А / 202-Р-5003В за границу установки. В случае невозможности откачки кубового продукта за границу установки, поток направляется в емкость хранения тяжелых фракций 201-V-5003.

Для перекачивания кубового продукта колонны циклогексана предусматриваются плунжерные насосы.

Колонна товарного гексена-1 202-С-5003, работающая под давлением около 0,2 МПа, обеспечивает выделение товарного гексена-1 требуемого качества.

Для защиты колонны товарного гексена-1 202-С-5003 от превышения давления сверх допустимой величины предусмотрен блок предохранительных клапанов со сбросом газа в факельный сепаратор 202-V-9001.

Подвод тепла в куб колонны товарного гексена-1 осуществляется за счет циркуляции водяного пара низкого давления через кипятильник колонны товарного гексена-1 202-Е-5008. В качестве теплоносителя применяется водяной пар низкого давления с температурой от 174 до 191 °С и давлением от 0,65 МПа, поступающий от РОУ 202-М-0002.

Пары из кипятильника с температурой 110 °С и давлением 0,21 МПа поступают в куб колонны товарного гексена-1. Температура паров контролируется дистанционно, предусмотрена сигнализация повышения температуры.

Газ с верха колонны 202-С-5003 с температурой 102 °С и давлением 0,2 МПа подается в конденсатор 202-Е-5007, где охлаждается оборотной водой. На трубопроводе газа от колонны предусмотрен замер давления по месту.

Сконденсированный гексен-1, охлажденный до температуры 38 °С из конденсатора паров 202-E-5007 поступает на разделение во флегмовую емкость колонны товарного гексена-1 202-V-5007.

Для поддержания давления в системе после конденсатора 202-E-5002 (преимущественно в зимнее время) предусмотрена возможность отбора горячих паров через клапан 202-PDV-5206 в трубопровод паров гексена-1 перед конденсатором 202-E-5007.

Конденсат из емкости 202-V-5007 центробежными насосами с двойным торцовым уплотнением типа «тандем» 202-P-5007A / 202-P-5007B (1 рабочий, 1 резервный) подается на орошение колонны товарного гексена-1 202-C-5003 с температурой 38 °С и давлением 0,62 МПа. Насосы рецикла 202-P-5007A / 202-P-5007B также обеспечивают рециркуляцию гексена-1 к емкости 202-V-5007 и адсорберам гексена-1 202-R-6001A / 202-R-6001B.

Пары из флегмовой емкости колонны циклогексана 202-V-5007 направляются в факельный сепаратор 202-V-9001.

Кубовый продукт колонны из кипятильника 202-E-5008 охлаждается оборотной водой в пластинчатом теплообменнике 202-E-5009 до температуры 40 °С и направляется в емкость гексена-2 202-V-5004. Гексен-2 хранится в емкости 202-V-5004 под азотной подушкой.

Далее гексен-2 насосами 202-P-5008A / 202-P-5008B (плунжерные, один рабочий и один резервный) подается за границу установки. В случае невозможности откачки за границу установки, поток направляется в емкость хранения тяжелых фракций 201-V-5003.

Система дренажей

Блок дренажных емкостей включает подземную дренажную емкость 202-V-2003 объемом 5 м³, надземную емкость 202-V-7001 объемом 100 м³, предназначенных соответственно для приема дренажей при подготовке оборудования к ремонту и слива жидкости из оборудования реакторного блока и блока ректификации. Также предусмотрена возможность подачи некондиционного гексена-1 насосами 201-P-6001A / 201-P-6001B из резервуаров 201-V-6001A / 201-V-6001B в емкость 202-V-7001. Предусмотрена подача нейтрализующего агента 2-ЭГ в емкость.

Для откачки жидкости из емкости 202-V-7001 в колонну 202-C-4001 предусмотрены центробежные насосы с двойным торцовым уплотнением типа «тандем» 202-P-7001A / 202-P-7001B.

Емкость 202-V-2003 оснащена наружным змеевиком для обогрева в холодное время года и предотвращения замерзания циклогексана. В качестве теплоносителя применяется раствор этиленгликоля.

Блок факельного сепаратора

Сбросы от предохранительных клапанов, периодические сбросы от оборудования установки получения гексена-1 собираются в факельный коллектор и через сепаратор 202-V-9001 направляются на факельную систему. Жидкие углеводороды, которые скапливаются в факельном коллекторе, отделяются от газовых сбросов в сепараторе 202-V-9001. Объем сепаратора 60 м³ обеспечивает проходную способность максимально-аварийных сбросов с установки.

Сепаратор оснащен внешней системой обогрева теплоносителем для поддержания температуры не ниже плюс 10 °С в сепараторе.

Жидкие углеводороды по мере накопления периодически откачиваются насосами 202-P-9001A/202-P-9001B в дренажную емкость 202-V-7001. Насосы подготовлены к работе в автоматическом режиме/ Конструкция насосов предусматривает двойное торцевое уплотнения типа «Тандем».

На установке получения гексена-1 предусмотрена подача продувочного газа с интенсивностью, обеспечивающей скорость потока в расчете на сечение факельного ствола под оголовком не менее 0,05 м/с.

Для предупреждения образования взрывоопасной смеси в начало факельного коллектора подается топливный газ.

Узел термического окисления (титул 205)

Узел термического окисления 205-РК-9101 предназначен для утилизации тяжелых жидких углеводородов, поступающих от роторно-пленочного испарителя 202-РК-4001, за счет их термического окисления. Поток на утилизацию от роторно-пленочного испарителя 202-РК-4001 – это жидкие углеводороды, которые состоят в основном из тетрадеценов и полимеров, с содержанием деценов, этилбензола, фракции С6+, алколюатов цинка и алюминия, этилгексанола и следами хром 2-этилгексаноата.

Жидкий сток, подается в инсинератор УТО. Жидкий сброс окисляется в камере сгорания, температура в которой поддерживается за счет подачи в термический окислитель топливного газа для обеспечения окисления всех органических веществ до достижения концентрационных пределов разрешенных выбросов в отходящих газах. На выходе из дымовой трубы предусмотрена система непрерывного контроля выбросов.

Для нейтрализации любых кислых компонентов (хлора) в дымовых газах, поступающие из камеры охлаждения, вводят твердый реагент: бикарбонат натрия или гашеную известь.

Твердые реагенты (бикарбонат натрия или гашеная известь) поставляются на установку в биг-бэгах, которые вручную загружаются в бункер с помощью подъемного устройства (тали) для биг-бэгов. Предусмотрены фильтры для улавливания пыли при выгрузке. Из бункера хранения с помощью дозирующего шнека реагенты дозируются в дымовую трубу для нейтрализации кислых компонентов в дымовых газах.

Перед сбросом через дымовую трубу горячие дымовые газы очищаются от твердых продуктов сгорания (зола) с помощью фильтра, разбавляются атмосферным воздухом для охлаждения.

Фильтр воздуха для горения задерживает твердые частицы, которые присутствуют в воздухе, и могут негативно повлиять на воздухоудвку.

В блоке сжигания узла термического окисления горелочное устройство по команде оператора включается для разогрева установки и автоматически выключается при достижении заданной температуры, замеряемой датчиком температуры внутри установки (ориентировочно 24 часа). Также в процессе работы горелки могут быть включены автоматически при снижении температуры дымовых газов в блоке сжигания и также автоматически выключены.

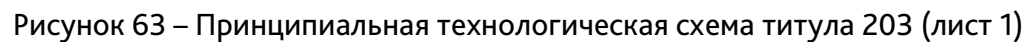
В составе блочного технологического оборудования узла термического окисления поставляются комплектные системы автоматизированного управления (САУ), обеспечивающие его эффективное и безопасное функционирование в непрерывном режиме. Уровень надежности комплексов программно-технических средств САУ соответствуют требованиям к автоматизированным системам управления технологическим процессом (АСУ ТП) объекта в целом.

На вводах горючих продуктов установлена отключающая приводная арматура с дистанционным управлением.

Узел термического окисления 205-РК-9101 оборудован паровой завесой.

Титул 203 «Блок приготовления катализатора»

Принципиальные технологические схемы для тит. 203 рассматриваемого объекта представлены на рисунках (Рисунок 63...Рисунок 74).



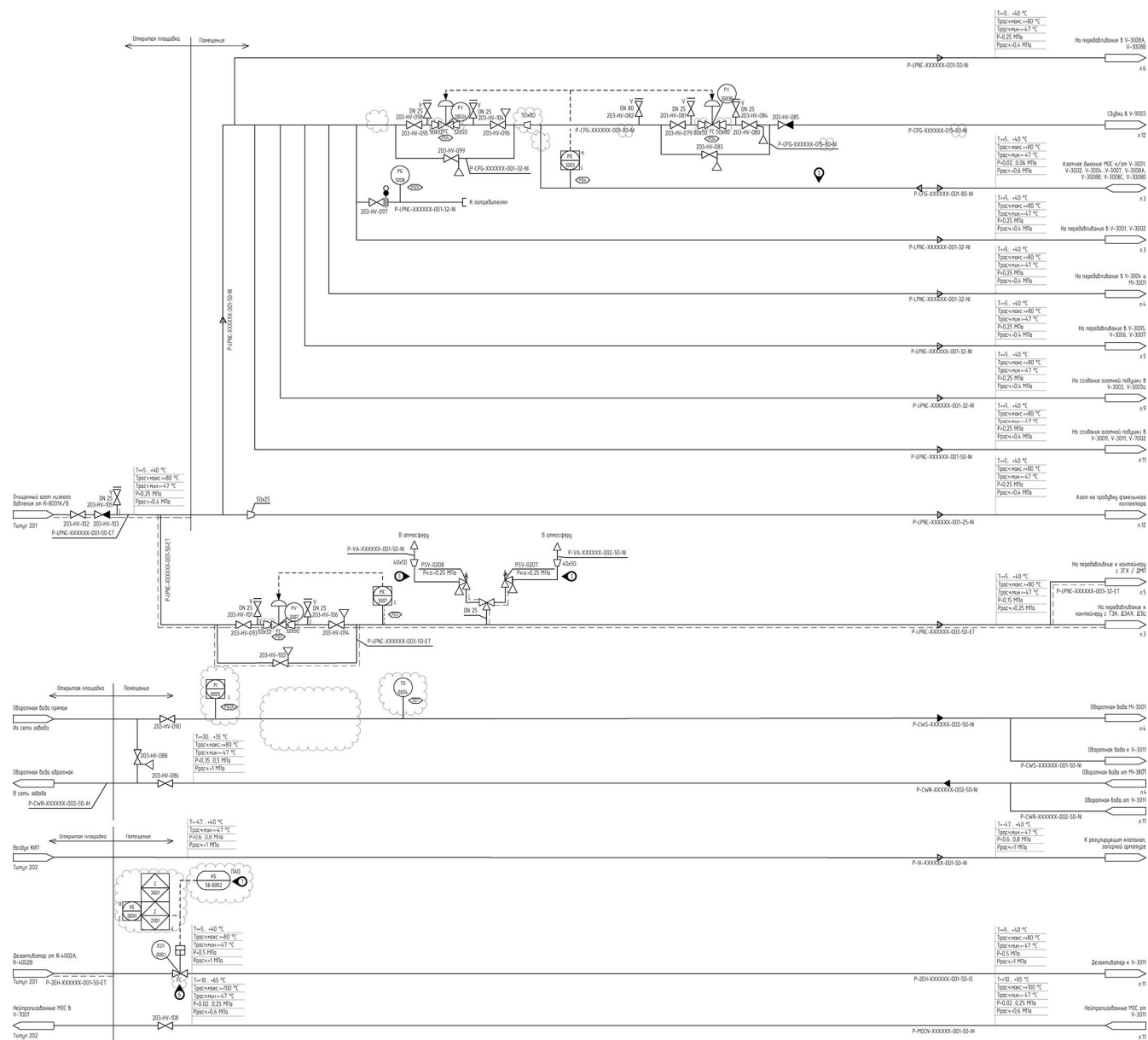
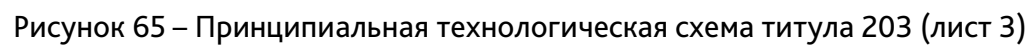


Рисунок 64 – Принципиальная технологическая схема титула 203 (лист 2)



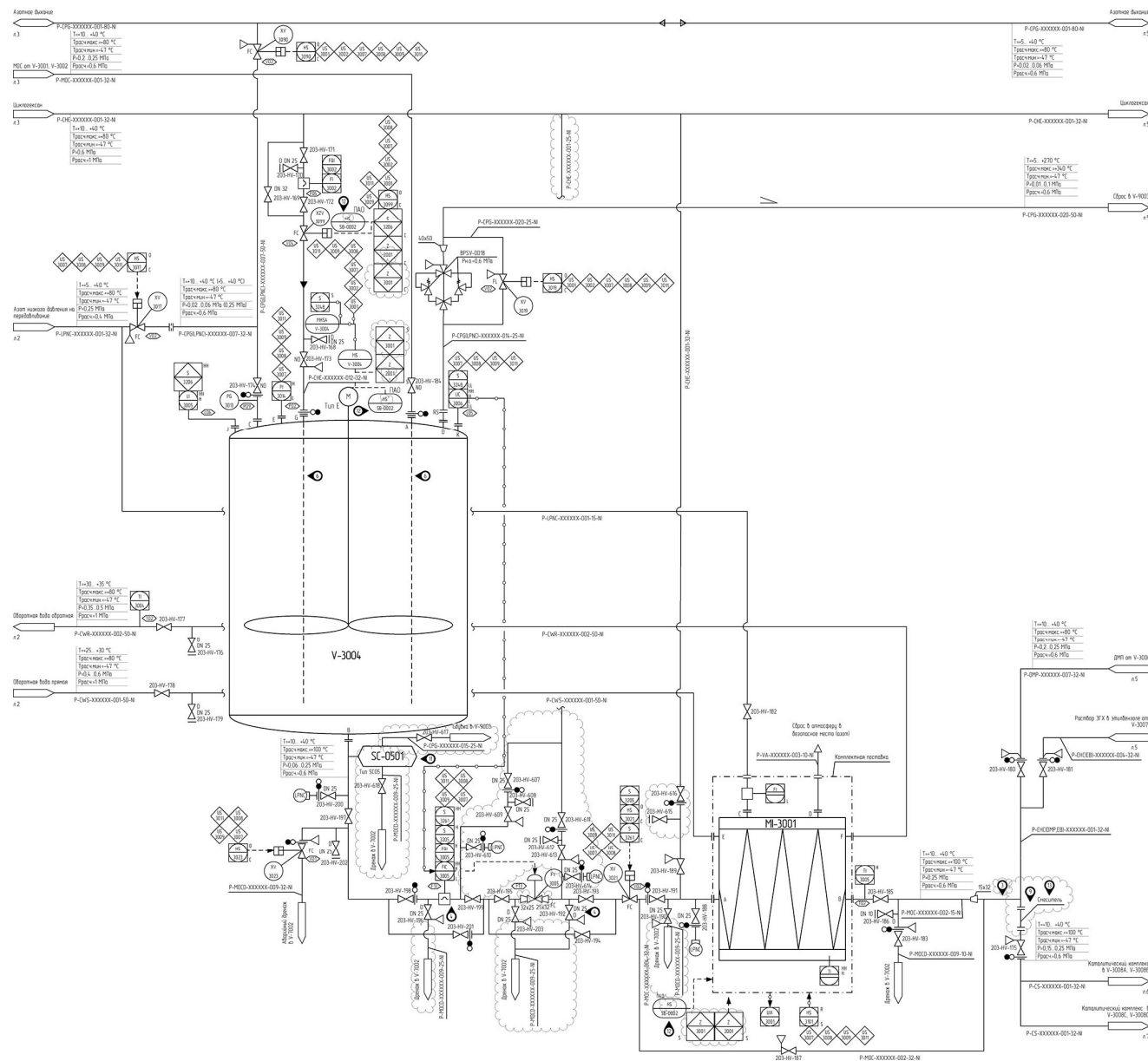


Рисунок 66 – Принципиальная технологическая схема титула 203 (лист 4)

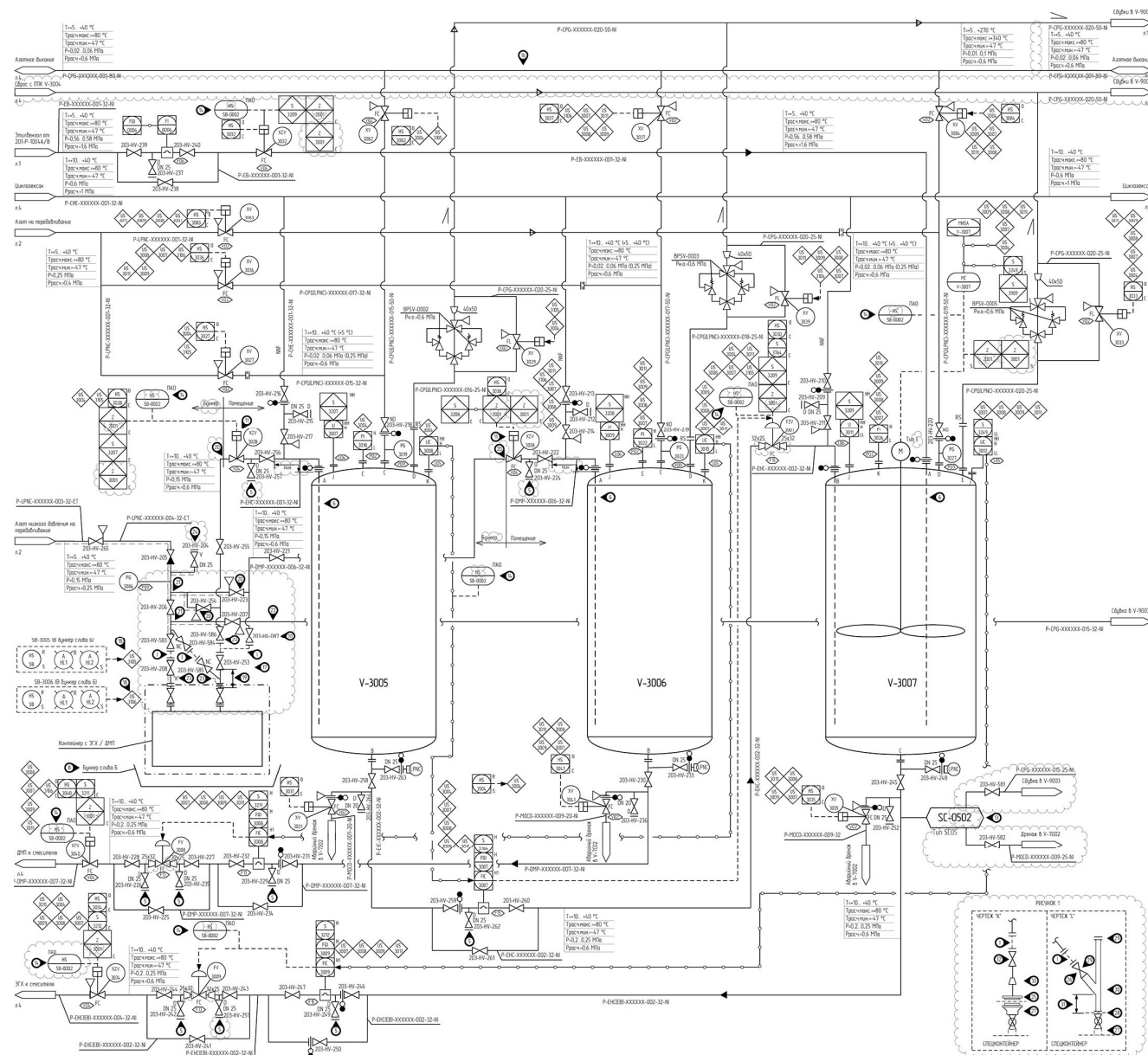


Рисунок 67 – Принципиальная технологическая схема титула 203 (лист 5)

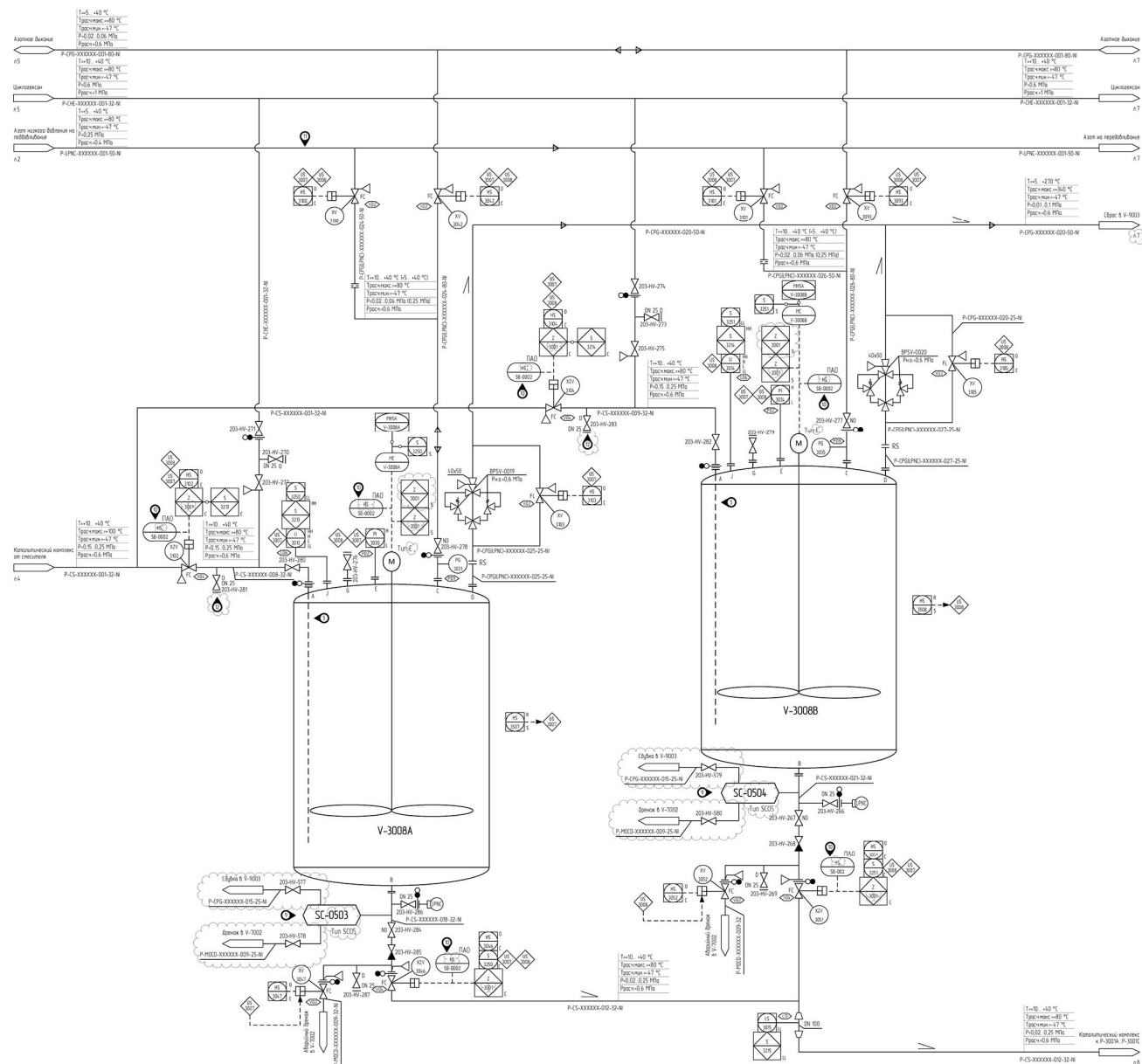


Рисунок 68 – Принципиальная технологическая схема титула 203 (лист 6)

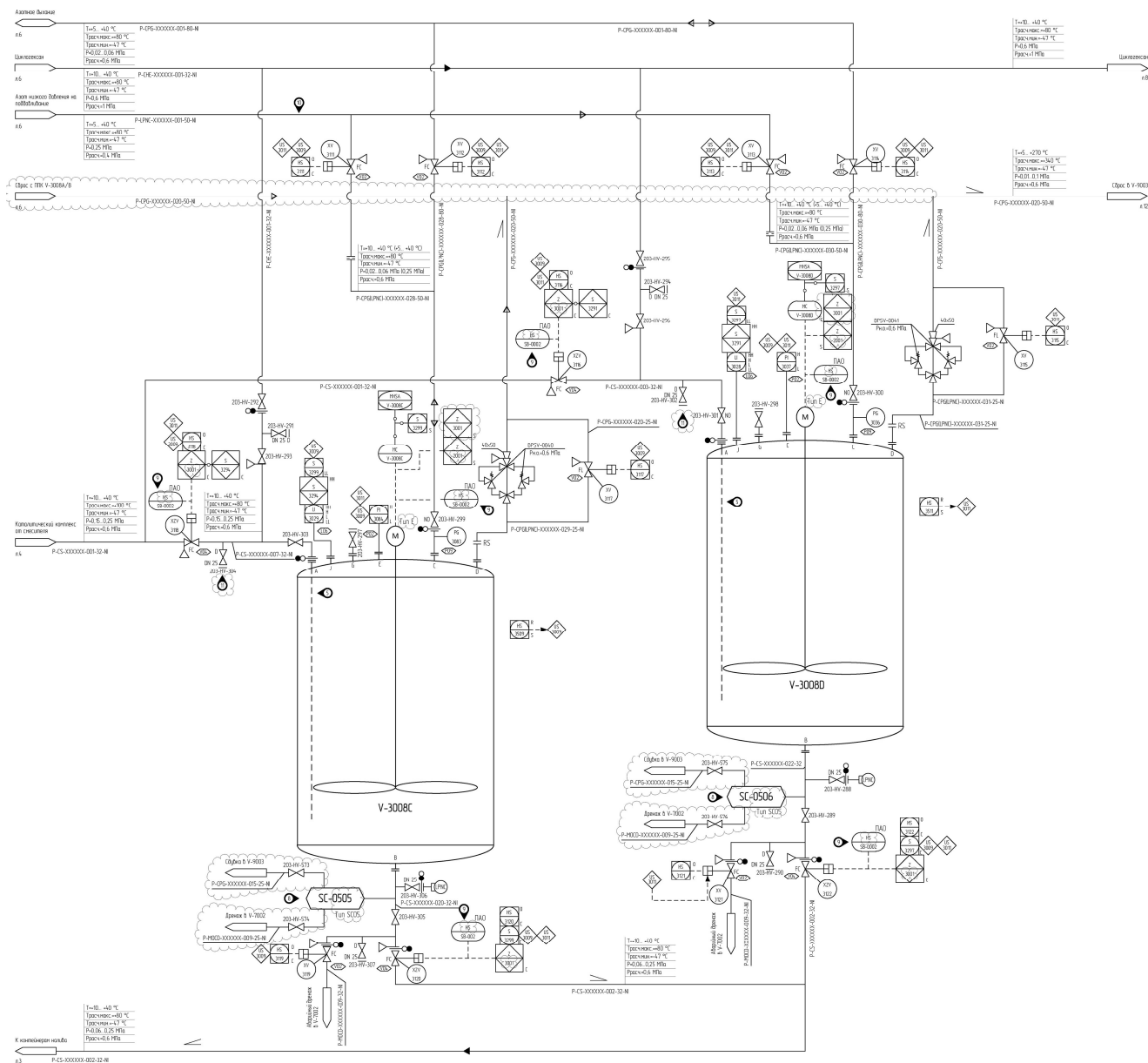


Рисунок 69 – Принципиальная технологическая схема титула 203 (лист 7)

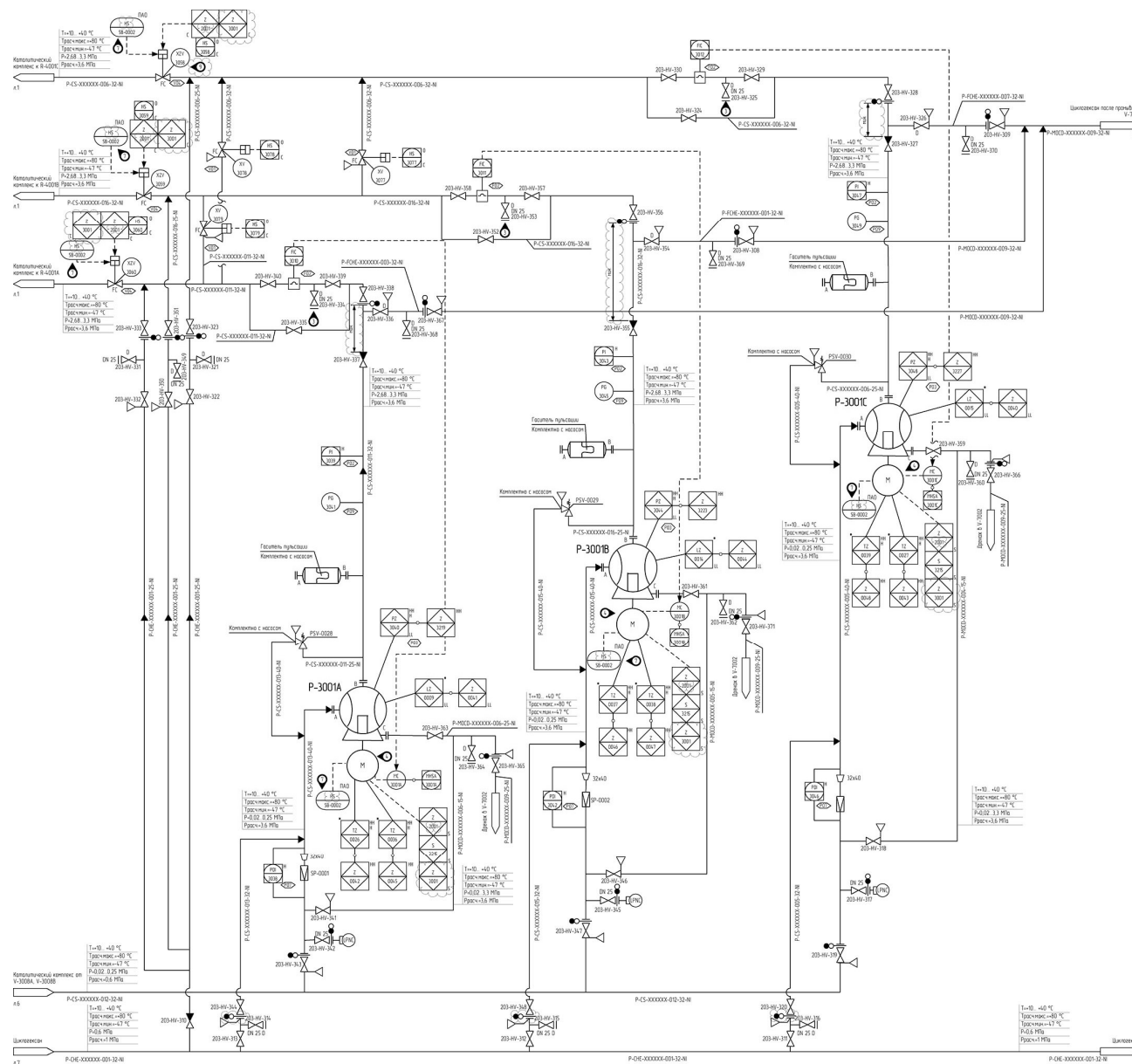


Рисунок 70 – Принципиальная технологическая схема титула 203 (лист 8)

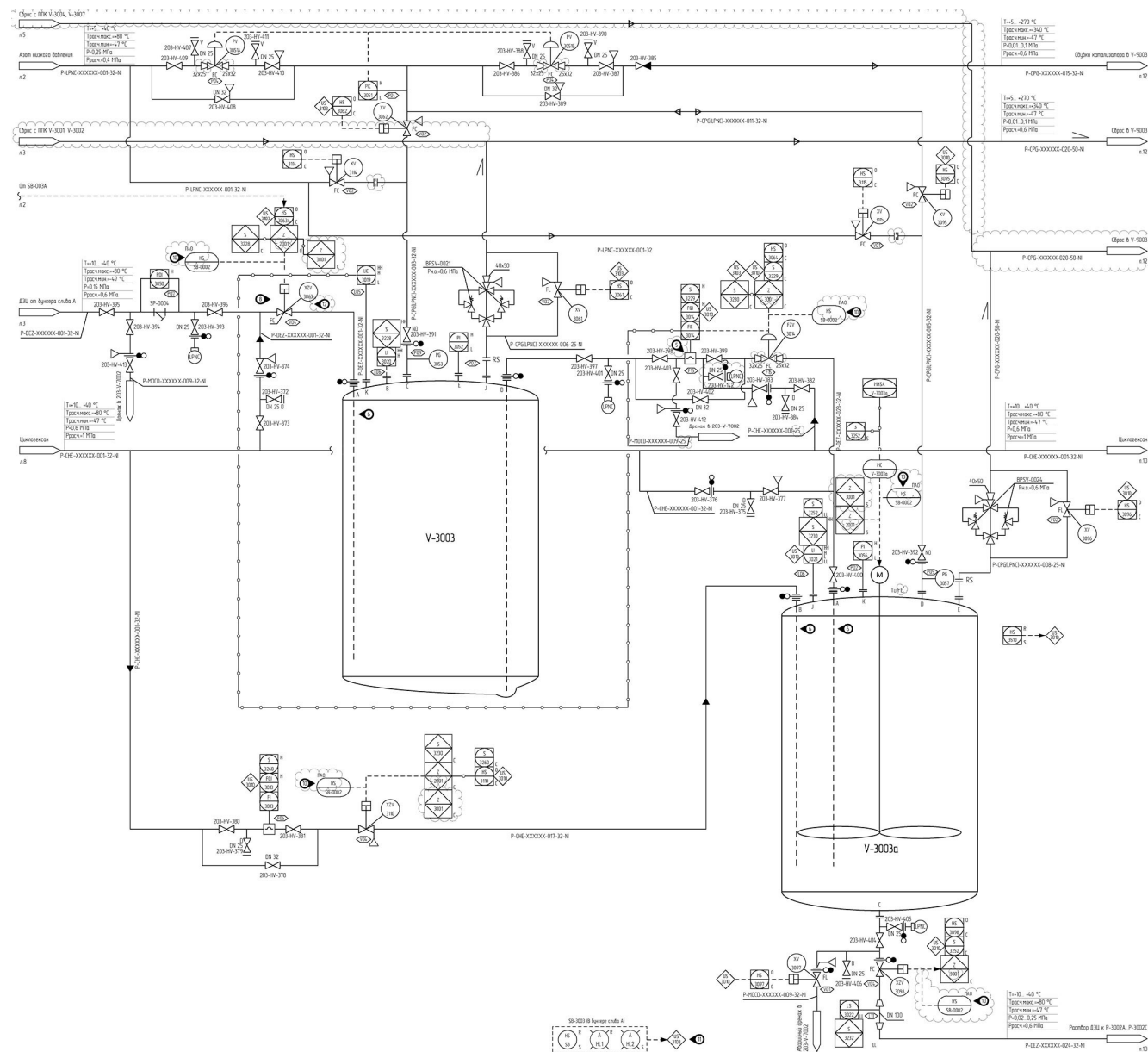


Рисунок 71 – Принципиальная технологическая схема титула 203 (лист 9)

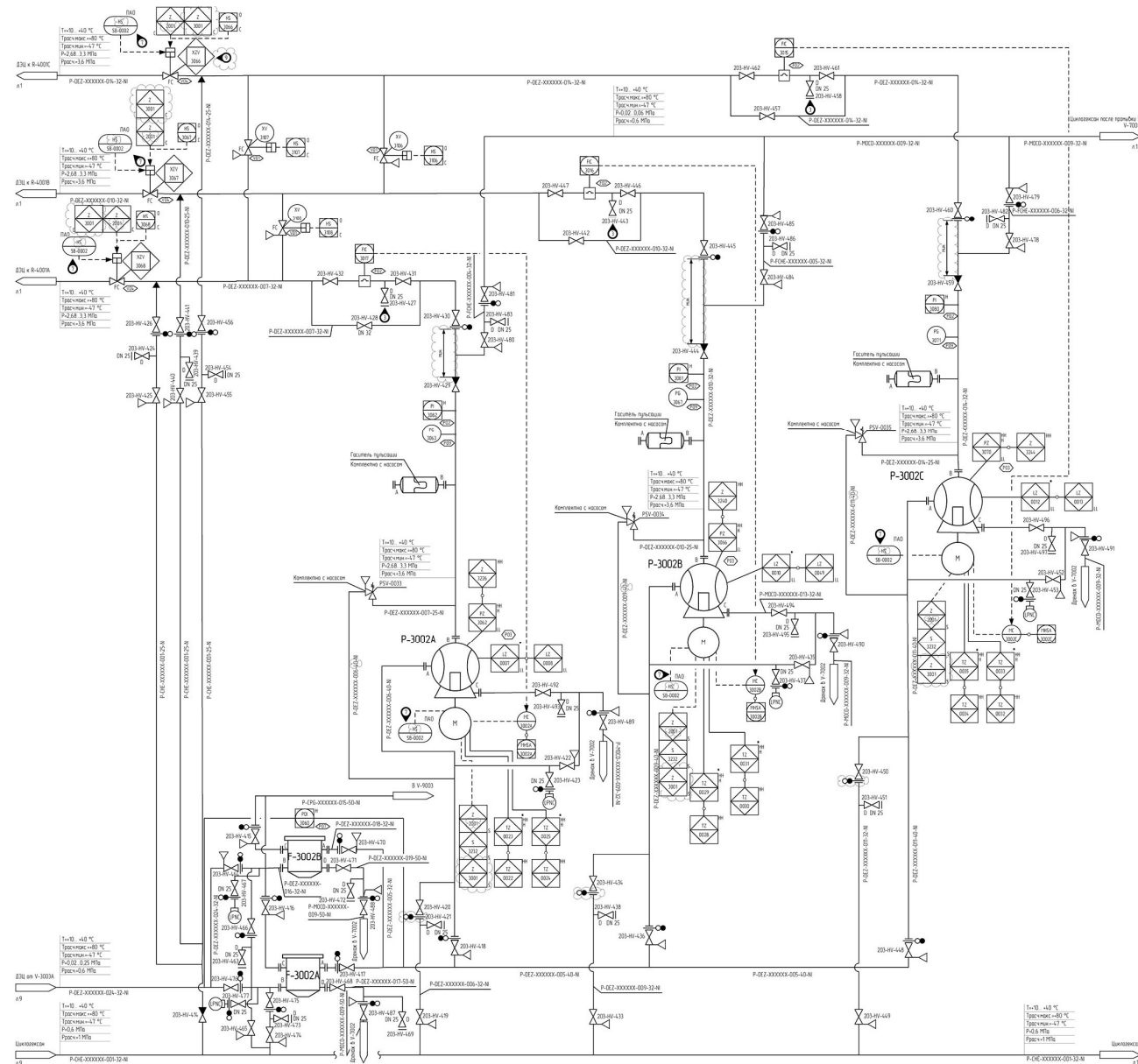


Рисунок 72 – Принципиальная технологическая схема титула 203 (лист 10)

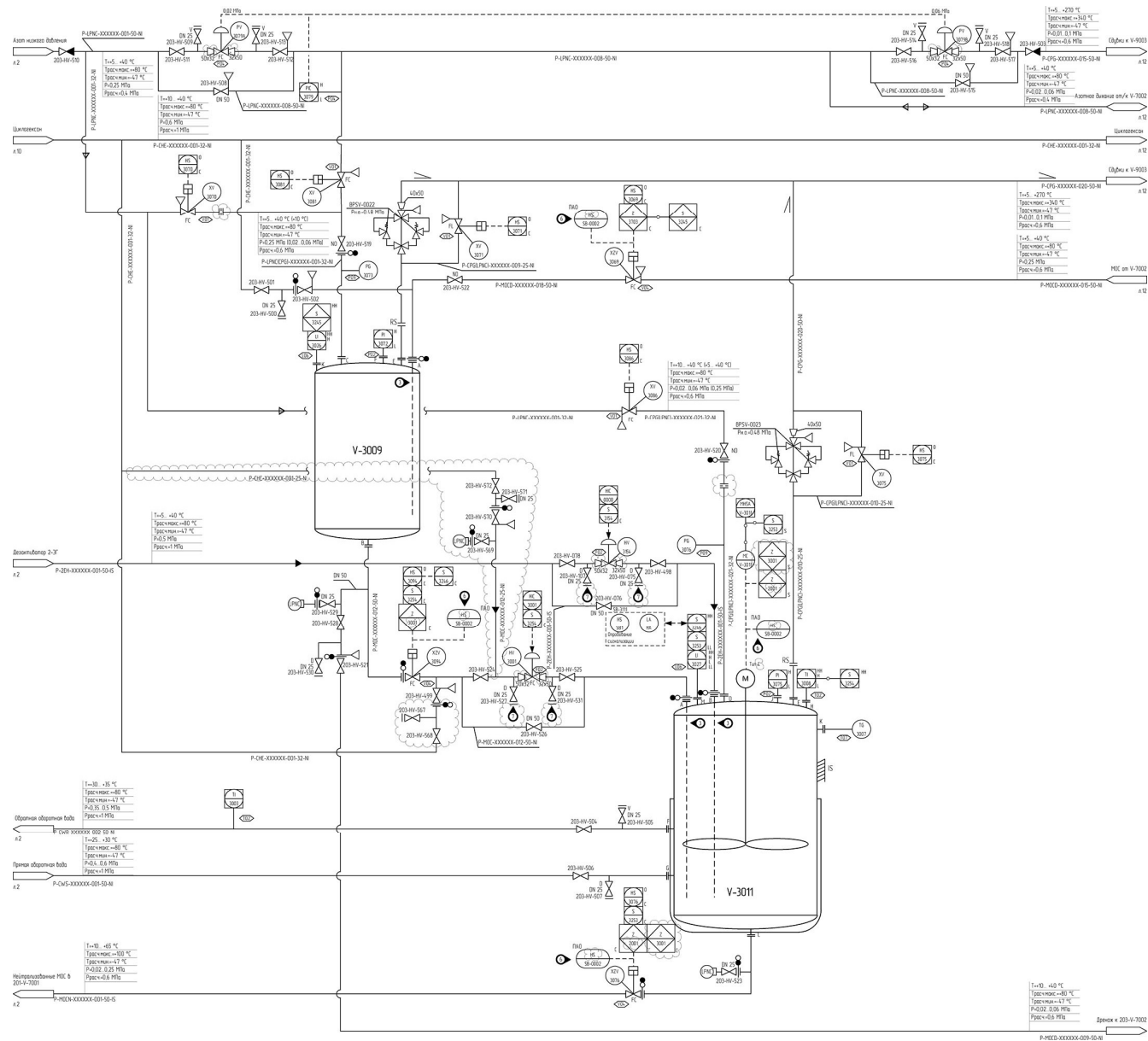


Рисунок 73 – Принципиальная технологическая схема титула 203 (лист 11)

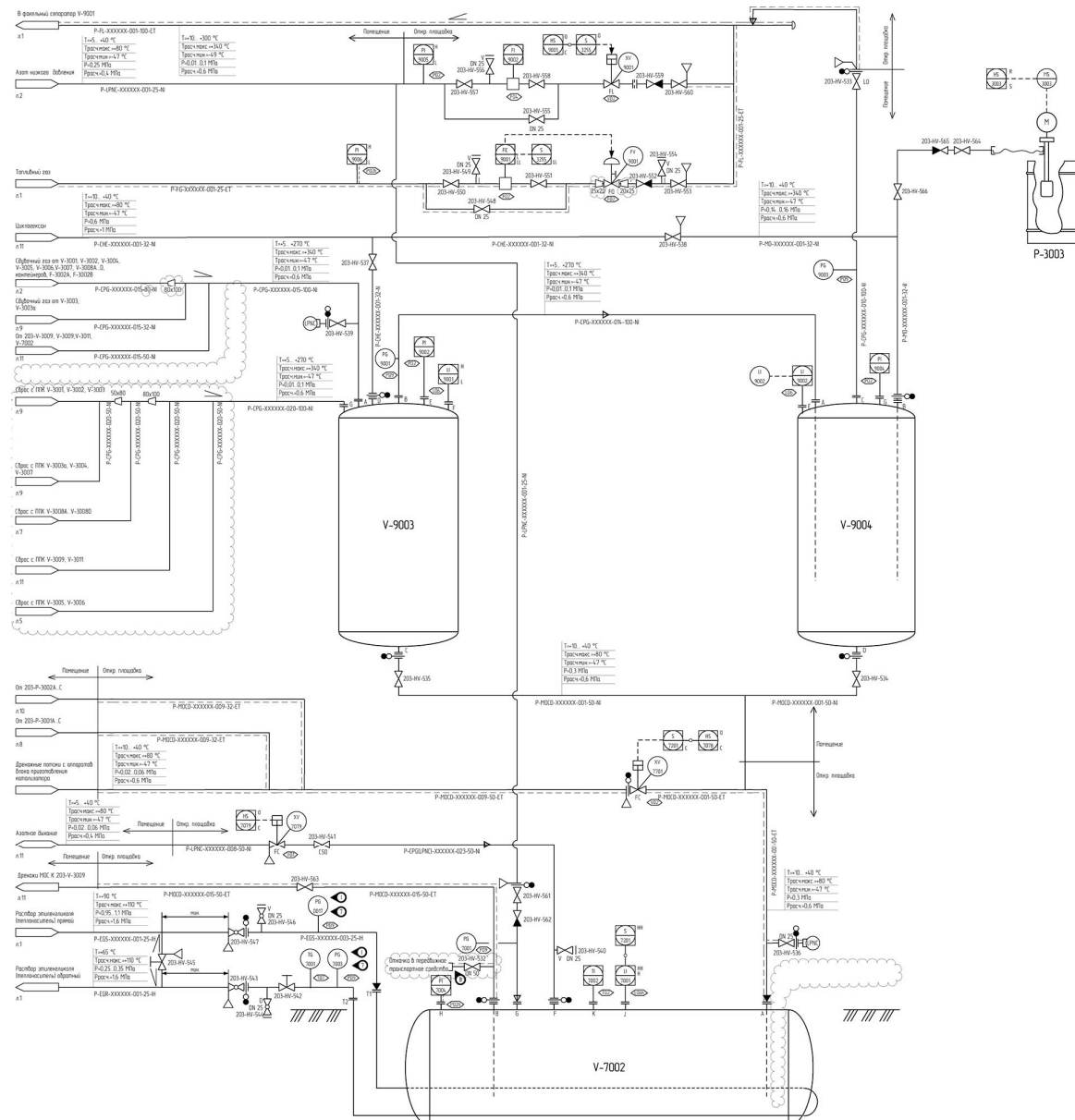


Рисунок 74 – Принципиальная технологическая схема титула 203 (лист 12)

Блок приготовления катализатора предназначен для получения гомогенного каталитического комплекса хрома, который в виде раствора в растворителе дозируется в реакторы при помощи насосов.

Блок работает в периодическом режиме по мере необходимости приготовления новой партии катализатора. Приготовление катализатора осуществляется периодически, дозирование в реакторы – непрерывно.

Оборудование блока за исключением подземной дренажной 203-V-7002 располагается в отапливаемом здании.

В состав каталитического комплекса входят растворы триэтилалюминия (ТЭА) и диэтилалюминийхлорида ДЭАХ с рабочей концентрацией (25 % масс.) в углеводородном растворителе. Концентраты ТЭА и ДЭАХ доставляются на установку в специальных возвращаемых контейнерах С430 объемом 1,5 м³ под азотной подушкой.

Слив производится в специальном бункере. Посредством рукавов налива на жестком шарнирном соединении производится подсоединение линии подачи осушенного азота в контейнер и линии передавливания компонента катализатора в приемные емкости с последующей опрессовкой давлением азота, чтобы предотвратить любой контакт компонентов катализатора с водой и кислородом.

Для хранения концентратов МОС предусмотрены две вертикальные емкости объемом 6,3 м³ 203-V-3001 и объемом 12,5 м³ 203-V-3002 (ТЭА и ДЭАХ соответственно). Емкости хранения растворов ТЭА и ДЭАХ подключены к системе азотного дыхания высокой степени очистки. Азотом с давлением 0,15 МПа растворы ТЭАЛ и ДЭАХ передавливаются в емкости 203-V-3001 и 203-V-3002, соответственно.

Для защиты емкостей 203-V-3001, 203-V-3002 от аварийного превышения давления сверх допустимой величины предусмотрен блок пружинных предохранительных клапанов с разрывной мембраной с контролем давления прорыва мембраны.

Сбросы паров с предохранительных клапанов предусмотрены в емкость сдувок блока приготовления катализатора 203-V-9003.

Концентрированные растворы ТЭАЛ и ДЭАХ для приготовления раствора металлоорганических соединений (МОС) порционно передавливаются азотом из емкостей 203-V-3001 и 203-V-3002 в емкость смешения 203-V-3004, объемом 1,6 м³. Дозирование ТЭАЛ и ДЭАХ производится с помощью потоковых расходомеров с суммацией требуемого количества с коррекцией по изменению уровня в емкости хранения. Емкость смешения МОС 203-V-3004 предварительно заполняется растворителем (циклогексаном), который подается насосами 201-P-1001, 201-P-1002. Перемешивание раствора МОС осуществляется мешалкой с магнитной муфтой.

Дозирование компонентов катализатора в емкость 203-V-3004 из емкостей 203-V-3001 и 203-V-3002 производится передавливанием азотом по автоматическому алгоритму US-3001, запускаемому оператором при нажатии кнопки «ПУСК».

Для защиты емкости 203-V-3004 от аварийного повышения давления сверх допустимой величины предусмотрено предохранительное устройство с разрывной мембраной с контролем давления прорыва мембраны.

Сбросы паров с предохранительных клапанов предусмотрены в емкость сдувок блока приготовления катализатора 203-V-9003.

Смесь растворов МОС из емкости 203-V-3004 с давлением от 0,06 до 0,25 МПа передавливанием азота подается в проточный СВЧ-облучатель 203-MI-3001А, 203-MI-3001В (рабочий и резервный) для активации.

Далее смесь облученных МОС подается в смеситель на смешение с остальными компонентами каталитической системы: концентратом 2,5-диметилпиррола и раствором 2-

этилгексаноата хрома (2 % масс.) в этилбензоле и окончательного формирования каталитического комплекса. 2,5-диметилпиррол и раствор 2-этилгексаноата хрома (2 % масс.) в этилбензоле подаются на вход в смеситель из емкостей 203-V-3006, 203-V-3007, соответственно. Отдельный смеситель А/В (рабочий и резервный) установлен после каждого СВЧ-облучателя с учетом соблюдения требуемого минимального расстояния между СВЧ-облучателем и смесителем, чтобы максимальное время прохождения облученной смеси МОС до смешения с ЭГХ и ДМП не превышало 20 секунд.

Концентраты 2-этилгексаноата хрома (ЭГХ) и 2,5-диметилпиррола (ДМП) поступают на установку в специальных возвращаемых контейнерах С430 объемом 1,5 м³. Посредством гибких соединений производится подсоединение линии подачи азота в контейнер и линии передавливания ЭГХ и ДМП в приемные емкости 203-V-3005 и 203-V-3006 соответственно с последующей опрессовкой давлением азота, чтобы предотвратить любой контакт катализатора с водой и кислородом. Слив производится на площадке слива внутри здания.

Для хранения концентратов предусмотрены две вертикальные емкости 203-V-3005 и 203-V-3006 (ЭГХ и ДМП соответственно), объемом 2,5 м³ каждая. Хранение растворов ЭГХ и ДМП в емкостях 203-V-3005 и 203-V-3006 осуществляется под азотной подушкой.

Для защиты емкостей 203-V-3005 и 203-V-3006 от аварийного повышения давления сверх допустимой величины предусмотрены предохранительные устройства со сбросом в емкость сдувок блока катализатора 203-V-9003.

Затем концентрат ЭГХ передавливается азотом из емкости 203-V-3005 в емкость приготовления ЭГХ 203-V-3007, объемом 1,6 м³, оборудованную мешалкой. В емкости 203-V-3007, предварительно заполненной растворителем-этилбензолом, осуществляется приготовление раствора ЭГХ (2 % масс.) в этилбензоле. Подача этилбензола в емкость осуществляется насосами 201-P-1004А / 201-P-1004В. На линии подачи этилбензола предусмотрен замер расхода с суммацией. Дозирование ЭГХ и этилбензола производится с помощью потоковых расходомеров с суммацией требуемого количества с коррекцией по уровню в приемной емкости V-3005. Перемешивание растворов обеспечивается мешалкой с магнитной муфтой.

Дозирование раствора 2-этилгексаноата хрома в этилбензоле из емкости 203-V-3005 в емкость 203-V-3007 производится передавливанием азотом по автоматическому алгоритму, запускаемому оператором при нажатии кнопки «ПУСК».

Далее из емкостей 203-V-3006 и 203-V-3007 растворы ДМП и ЭГХ передавливаются азотом на смешение с ТЭАЛ и ДЭАХ.

Для защиты емкости 203-V-3007 от аварийного повышения давления сверх допустимой величины предусмотрено предохранительное устройство со сбросом в емкость сдувок блока катализатора 203-V-9003.

Каталитический комплекс после стабилизации в смесителе поступает в емкость с мешалкой 203-V-3008А/203-V-3008В/203-V-3008С/203-V-3008D.

Из емкостей 203-V-3008А/203-V-3008В/203-V-3008С (одна рабочая, одна в режиме заполнения и аналитического контроля и одна в «холодном резерве») катализатор подается в реакторы 202-R-4001А / 202-R-4001В / 202-R-4001С насосами подачи катализатора 203-P-3001А / 203-P-3001В / 203-P-3001С (один насос на каждый реактор).

Из емкостей 203-V-3008С/203-V-3008D предусмотрена подача катализатора на налив за границы установки. Налив осуществляется в специальном бункере посредством рукавов налива на жестком шарнирном соединении с подсоединением линии подачи осушенного азота в контейнер и линии слива катализатора. В бункере налива катализатора предусмотрен также слив диэтилцинка (ДЭЦ).

Хранение раствора катализатора в емкостях 203-V-3008A/203-V-3008B/203-V-3008C/203-V-3008D осуществляется под азотной подушкой.

Для защиты емкости 203-V-3008A / 203-V-3008B от аварийного повышения давления сверх допустимой величины предусмотрено предохранительное устройство с разрывной мембраной с контролем давления прорыва мембраны.

Сбросы паров с предохранительных клапанов предусмотрены в емкость сдувок блока приготовления катализатора 203-V-9003.

Емкости 203-V-3008A/203-V-3008B/203-V-3008C/203-V-3008D оборудованы мешалкой.

Набор оборудования блока приготовления катализатора позволяет обеспечить производительность по катализатору 150 тыс.т/г.

Концентрат диэтилцинка (ДЭЦ) поступает на установку в специальных возвращаемых контейнерах С430 объемом 1,5 м³. Посредством рукавов налива на жестком шарнирном соединении производится подсоединение линии подачи осушенного азота в контейнер и линии передавливания ДЭЦ в приемную емкость ДЭЦ 203-V-3003.

Из контейнеров концентрат передавливается азотом в приемную емкость ДЭЦ 203-V-3003, объемом 6,3 м³. Хранение диэтилцинка в емкости 203-V-3003 осуществляется под азотной подушкой. Создаваемой клапанами-регуляторами, установленными на трубопроводе подачи азота в емкость и на трубопроводе сброса азота в емкость сброса сдувок блока катализатора.

Для защиты приемной емкости ДЭЦ 203-V-3003 от аварийного повышения давления сверх допустимой величины предусмотрено предохранительное устройство с разрывной мембраной с контролем давления прорыва мембраны.

Сбросы паров с предохранительных клапанов предусмотрены в емкость сдувок блока приготовления катализатора 203-V-9003.

Перед подачей в реактор ДЭЦ смешивается с циклогексаном в емкости приготовления раствора ДЭЦ 203-V-3003а, объемом 1,6 м³, снабженной мешалкой. Дозирование диэтилцинка в емкость 203-V-3003а производится с помощью потокового расходомера с суммацией требуемого количества с коррекцией по изменению уровня в емкости 203-V-3003. Дозирование циклогексана в емкость 203-V-3003а производится с помощью потокового расходомера с суммацией требуемого количества.

Раствор диэтилцинка, подаваемый на насосы 203-P-3002A / 203-P-3002B / 203-P-3002C, поддавливается азотом.

Для защиты емкости 203-V-3003а от аварийного повышения давления сверх допустимой величины предусмотрено предохранительное устройство с разрывной мембраной с контролем давления прорыва мембраны.

Сбросы паров с предохранительных клапанов предусмотрены в емкость сдувок блока приготовления катализатора 203-V-9003.

Емкость 203-V-3003а оборудована мешалкой. Пуск и останов мешалки осуществляется по месту и из ПУ.

Насосы 203-P-3002A / 203-P-3002B / 203-P-3002C обеспечивают подачу раствора ДЭЦ необходимой концентрации из емкости 203-V-3003а в реакторный блок (один насос на каждый реактор). На всасе насосов ДЭЦ предусмотрены фильтры 203-F-3002A/203-F-3002B с тонкостью фильтрации не более 3 мкм.

Емкость 203-V-3011 используется для нейтрализации компонентов катализатора всех сливов с оборудования и дренажей блока приготовления катализатора посредством раствора дезактиватора (2-этилгексанола). Все дренажи предварительно собираются в емкости сброса МОС 203-V-3009. Подача продуктов в емкость 203-V-3009 осуществляется передавливанием

азотом из дренажной емкости 203-V-7002, в которой собираются дренажи блока подготовки катализатора.

Для защиты емкости 203-V-3009 от аварийного повышения давления сверх допустимой величины предусмотрено предохранительное устройство с разрывной мембраной с контролем давления прорыва мембраны.

Сбросы паров с предохранительных клапанов предусмотрены в емкость сдувок блока приготовления катализатора 203-V-9003.

В качестве нейтрализующего агента катализатора используется 2-этилгексанол (2-ЭГ). Сначала емкость 203-V-3011 заполняется 2-ЭГ, затем включается мешалка емкости 203-V-3011, и после чего из емкости 203-V-3009 в емкость 203-V-3011 азотом передавливается продукт, требующий дальнейшего разложения. Емкость 203-V-3011 оборудована мешалкой.

Нейтрализация осуществляется при непрерывном перемешивании. Для отвода тепла реакции в рубашку данной емкости подается охлаждающая вода. После стабилизации температуры смесь, образованная в 203-V-3011, направляется в дренажную емкость 202-V-7001.

Для защиты емкости 203-V-3011 от аварийного повышения давления сверх допустимой величины предусмотрено предохранительное устройство с разрывной мембраной с контролем давления прорыва мембраны.

Сбросы паров с предохранительных клапанов предусмотрены в емкость сдувок блока приготовления катализатора 203-V-9003.

Газовые сдувки от оборудования блока подготовки катализатора направляются в емкость сдувок 203-V-9003 для улавливания капельной жидкости, откуда затем поступают в масляную ловушку 203-V-9004. Далее пары из 203-V-9004 (в основном азот) направляются в сепаратор факельной системы 202-V-9001.

Масло доставляется на установку в стальных бочках, наполнение ловушки 203-V-9004 маслом осуществляется с помощью бочкового насоса, замена масла осуществляется один раз в год.

Дренаж от емкостей 203-V-9003 и 203-V-9004 осуществляется в дренажную емкость блока подготовки катализатора 203-V-7002.

Емкость 203-V-7002 предусмотрена для сбора дренажей от аппаратов блока приготовления катализатора. Освобождение емкости предусмотрено передавливанием азотом жидкости в емкость 203-V-3009 для дальнейшей нейтрализации.

Емкость оснащена наружным змеевиком для обогрева в холодное время года. В качестве теплоносителя применяется раствор этиленгликоля.

Титул 305 «Факельная система»

Принципиальные технологические схемы для тит. 305 рассматриваемого объекта представлены на рисунках (Рисунок 75...Рисунок 77).

Факельное хозяйство предназначено для приема и сжигания паров углеводородов, направляемых в факельный коллектор от предохранительных клапанов, при ручном стравливании, подготовке оборудования к ремонту и выводу из ремонта, любой другой остановке / запуске оборудования титул 201 «Прием и осушка растворителей (секция 100). Подготовка, промежуточное хранение и отгрузка товарных продуктов (секция 500, 600) Прием и подготовка газов (секция 200, 800)», титул 202 «Реакторный блок (секция 200). Блок выделения товарного продукта (секция 400). Система вспомогательных сред (секция 500)», титул 203 «Блок приготовления катализатора (секция 300)».

В состав закрытой факельной установки входят камера сгорания с горелочными устройствами с контролем пламени и дистанционными запальными устройствами, средства контроля и автоматизации, стадийный распределительный коллектор, стадийная система, блок подготовки топливного газа, узел подачи инертного газа, система розжига, система управления, подводящие трубопроводы топливного газа, азота, воздуха КИП, технического воздуха, дренажные трубопроводы.

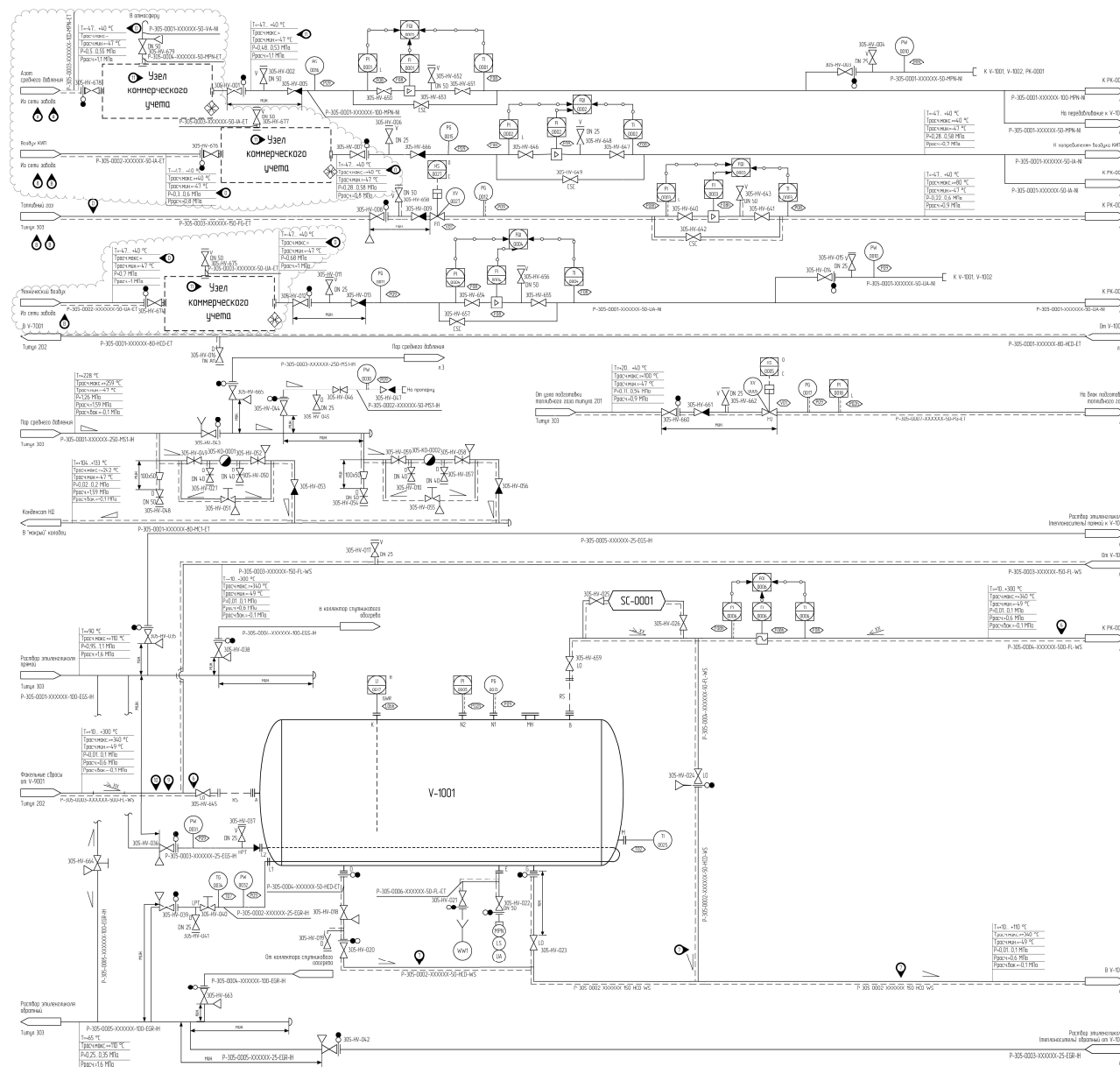


Рисунок 75 – Принципиальная технологическая схема титула 305 (лист 1)

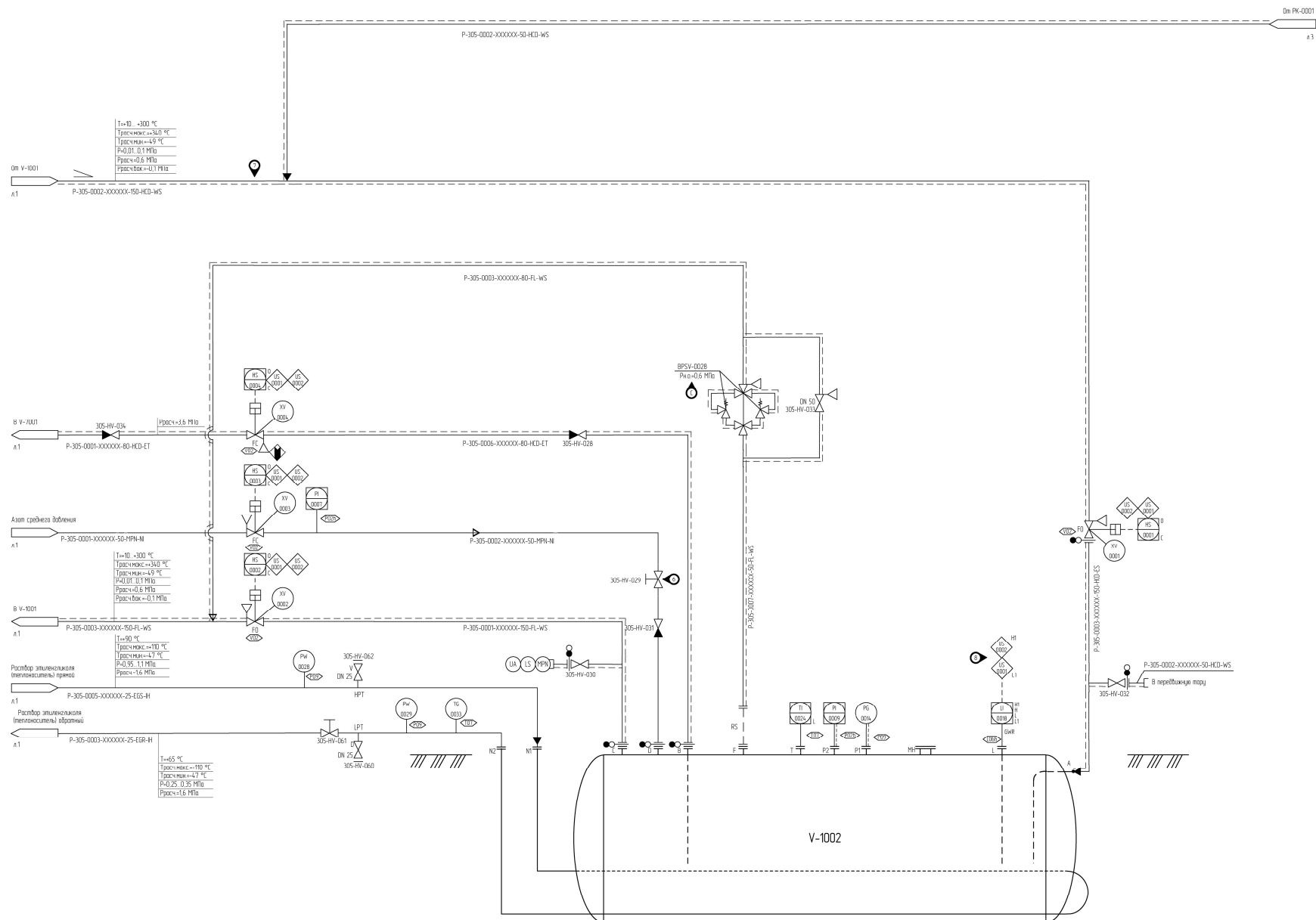


Рисунок 76 – Принципиальная технологическая схема титула 305 (лист 2)

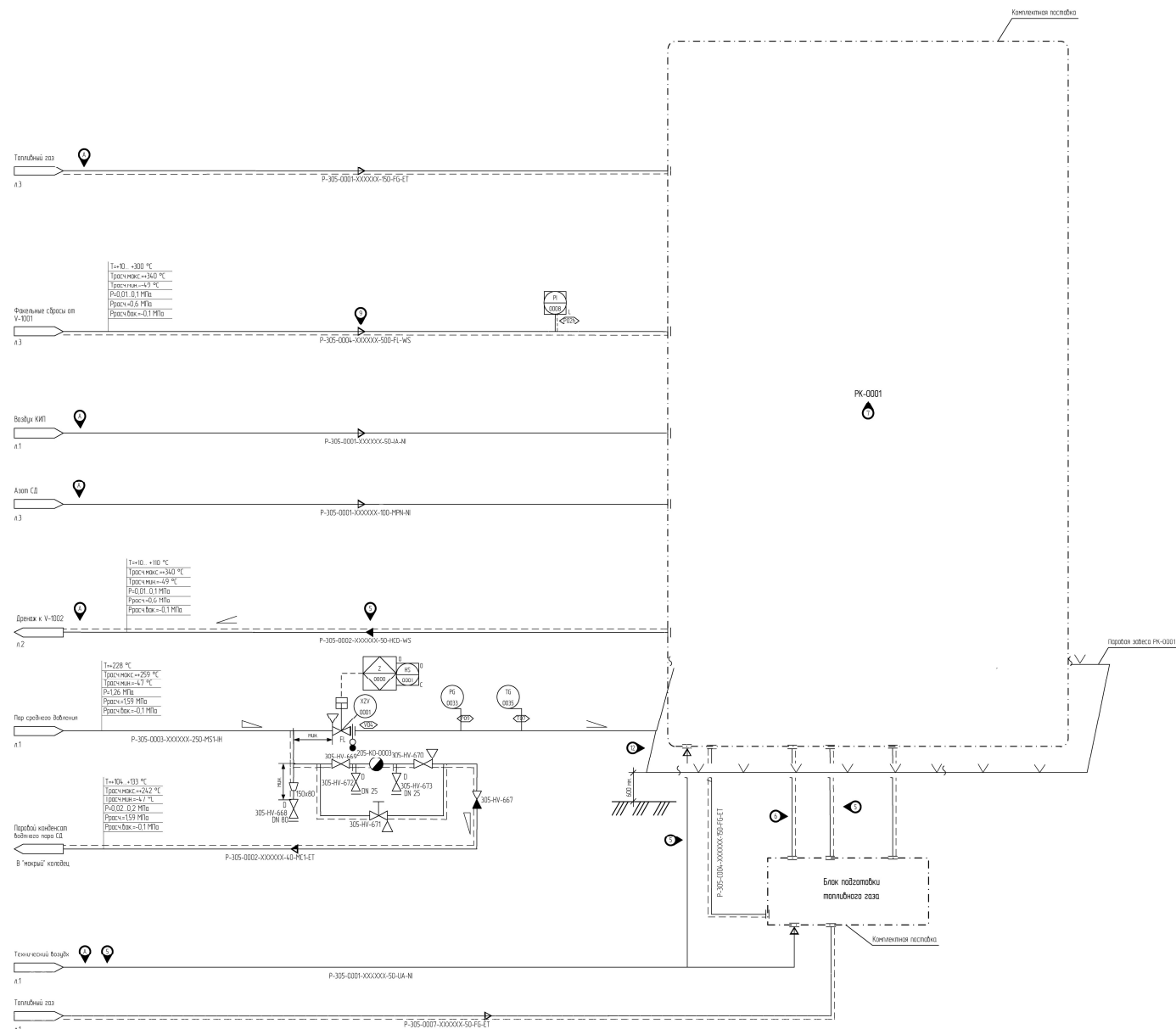


Рисунок 77 – Принципиальная технологическая схема титула 305 (лист 3)

Для приема сбросов от оборудования титул 201 «Прием и осушка растворителей (секция 100). Подготовка, промежуточное хранение и отгрузка товарных продуктов (секция 500, 600) Прием и подготовка газов (секция 200, 800)», титул 202 «Реакторный блок (секция 200). Блок выделения товарного продукта (секция 400). Система вспомогательных сред (секция 500)», титул 203 «Блок приготовления катализатора (секция 300)» предусмотрен сепаратор факела поз. 202-V-9001 (титул 202). Общие сбросы с сепаратора поз. 202-V-9001 поступают в сепаратор факельной системы поз. 305-V-1001.

Сбор жидкости из факельного сепаратора осуществляется в соответствующую подземную дренажную емкость 305-V-1002. При достижении в емкости 305-V-1002 максимального уровня осуществляется аварийное освобождение подземной дренажной емкости в емкость реакторов 202-V-7001.

Для защиты дренажной емкости 305-V-1002 от превышения давления сверхдопустимой величины, предусмотрен блок пружинных предохранительных клапанов со сбросом газа в факельный сепаратор 305-V-1001.

Раствор этиленгликоля используется в качестве теплоносителя, циркулируя в замкнутой системе, для обогрева сепаратора 305-V-1001 и дренажной емкости 305-V-1002.

Газ направляется в закрытую факельную установку 305-РК-0001, где в качестве топлива для пилотных горелок факельной системы используется топливный газ.

Конструктивно факельная установка закрытого типа представляет собой камеру сгорания с лестницами и площадками обслуживания, горелочные устройства расположены внутри камеры в нижней части конструкции. Камера сгорания для населенной местности обеспечивает невидимое, бездымное горение, без теплового излучения.

В качестве запального устройства используются запальные пилотные горелки двойного розжига – совмещенный вариант электроискрового розжига и розжига «бегущий огонь».

Управление и контроль работы запальных пилотных горелок производится с системы управления факельной установкой, совмещающей в себе функции управления розжигом и контроля за состоянием горелок, а также управление стадийными клапанами.

Для предупреждения образования в факельной системе взрывоопасной смеси в начало факельных коллекторов прием и осушка растворителей (секция 100). Подготовка, промежуточное хранение и отгрузка товарных продуктов (секция 500, 600). Прием и подготовка газов (секция 200, 800) (титул 201), Реакторный блок (секция 200). Блок выделения товарного продукта (секция 400). Система вспомогательных сред (секция 500) (титул 202), Блок приготовления катализатора (секция 300) (титул 203) предусматривается непрерывная подача продувочного газа, в качестве которого применяется топливный газ, в качестве резервного продувочного газа используется азот НД.

Факельная система по своему назначению является отдельной факельной системой.

Пропускная способность отдельной факельной системы рассчитана на максимальный аварийный сброс расходом 59240,42 кг/ч, а также с учетом периодического сброс азота при регенерации в количестве 2665,3 кг/ч. Также периодические сбросы возможны во время подготовки к ремонту отдельного оборудования. Постоянные сбросы на факел отсутствуют.

Диаметр факельного коллектора DN 500 определен расчетом с учетом гидравлического сопротивления по трассе от суммарного сброса максимального аварийного сброса и периодического сброса. Противодавление в факельной системе высокого давления принято 0,1...1 кгс/см² (0,01...0,1 МПа).

Факельная система оборудована паровой завесой.

Система газоснабжения

Источником топливного газа на проектируемой установке по производству по производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «Нижнекамскнефтехим» в г.Нижнекамск приняты распределительные сети газоснабжения Газпром трансгаз Казань, ГРО-3, ГРС-2 второй промышленной зоны.

Предусмотрена прокладка трубопровода природного газа от точки подключения до потребителей Установки, а также отдельная линия подключения топливного газа на Закрытую Факельную установку (далее ЗФУ) титул 305.

Параметры газа в точке подключения:

- давление рабочее, МПа (мин/норм/макс): 0,54 / 0,58 / 0,6;
- температура рабочая, °С (мин/норм/макс): окружающей среды;
- расход газа на подключаемый объект постоянный (фактическое потребление максимальное), $\text{нм}^3/\text{ч}$: 237,01.

Параметры газа в точке подключения на титул 305 ЗФУ:

- давление рабочее, МПа (мин/норм/макс): 0,54 / 0,58 / 0,6;
- температура рабочая, °С (мин/норм/макс): окружающей среды;
- расход газа на подключаемый объект постоянный (максимальный), $\text{нм}^3/\text{ч}$: 591,5.

Топливный газ используется для ведения технологического процесса следующих технологических установок (титулов):

- титула 201,202, 203 продувка факельных коллекторов;
- титул 305 закрытая факельная установка (ЗФУ) 305-РК-0001;
- титул 205 узел термического окисления 205-РК-9101.

Диаметр трубопровода топливного (природного) газа определен на основании гидравлического расчета с учетом максимального часового расчетного расхода газа и максимально допустимой скорости газа в трубопроводах. При максимальном расчетном расходе скорость газа в газопроводе не превышает 15 м/с.

Схемы сетей газоснабжения рассматриваемого объекта представлены на рисунках (Рисунок 78, Рисунок 79)

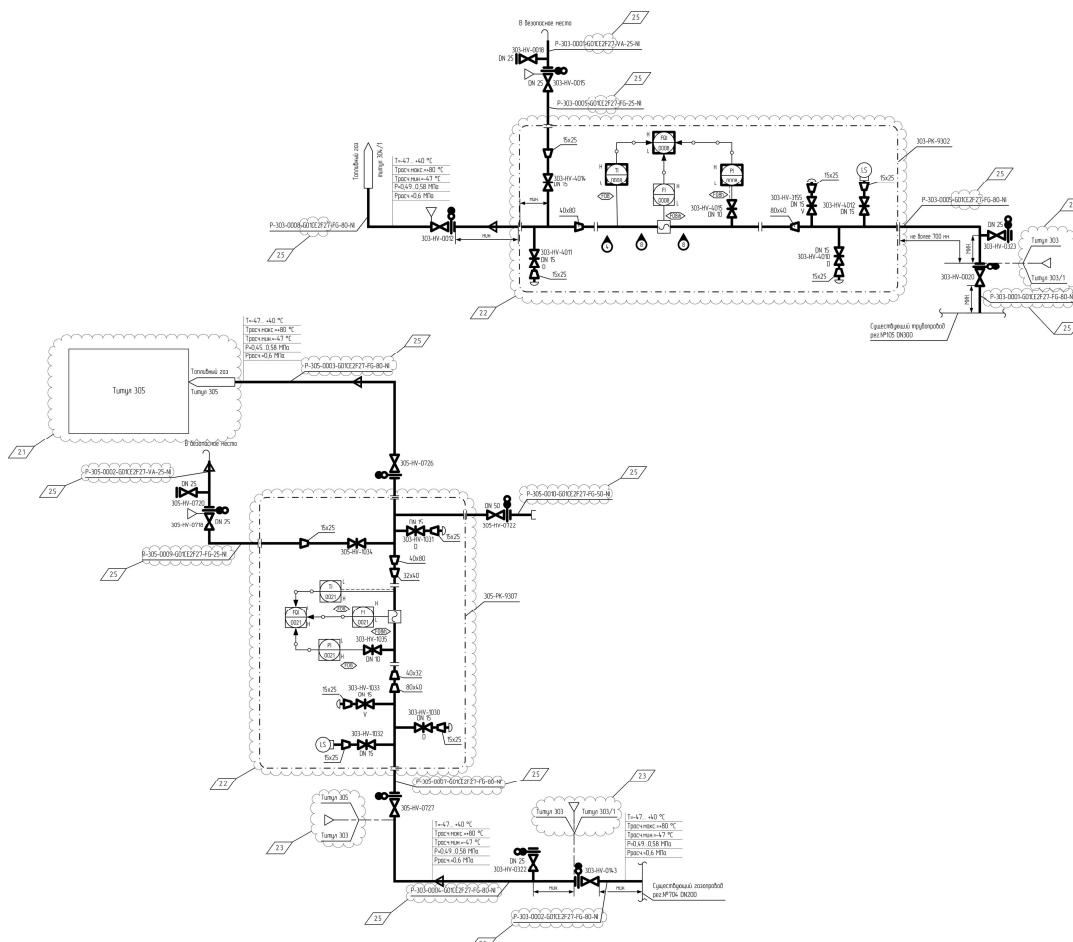


Рисунок 78 – Принципиальная схема сетей газоснабжения (лист 1)

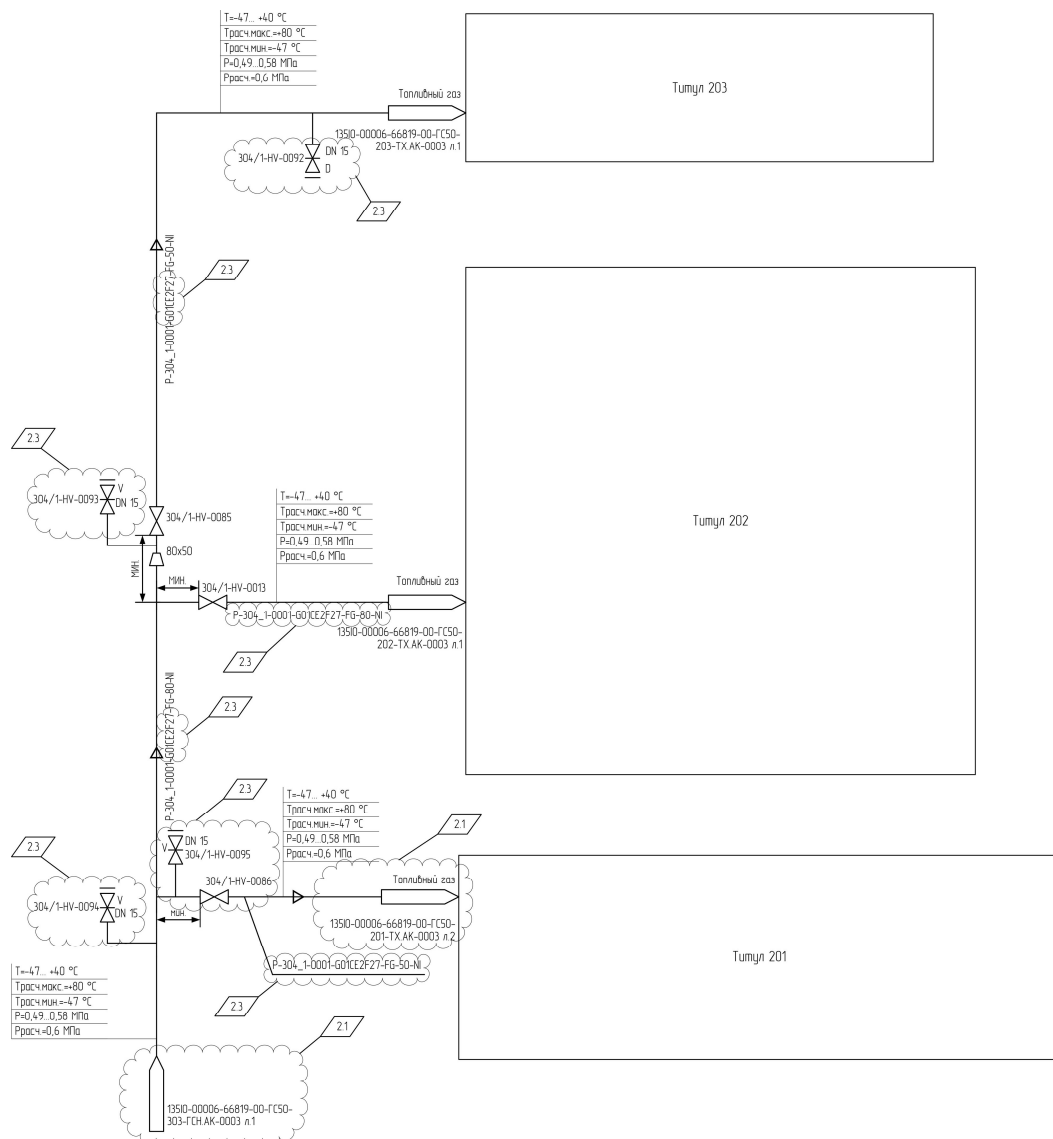


Рисунок 79 – Принципиальная схема сетей газоснабжения (лист 2)

1.6.3. Сведения об опасных веществах

В таблицах (Таблица 3...Таблица 15) приведена характеристика основных опасных веществ, обращающихся на анализируемом объекте.

Таблица 3 – Характеристика опасного вещества – этилена

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	Название	Этилен, этен	4
1.1	Химическое	–	
1.2	Торговое	–	
2	Вид	Воспламеняющийся газ	10
3	Химическая формула	C_2H_4	4
3.1	Эмпирическая	$H-C=C-H$	
3.2	Структурная	$\begin{array}{c} \\ H \ H \end{array}$	
4	Состав % масс.	99.95	
4.1	Основной продукт	–	
4.2	Примеси (с идентификацией), % масс.	CH_4 , C_2H_6 , аргон, азот до 0,05	

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
5	Физические свойства		
5.1	Молекулярная масса, кг/моль	28,05	4
5.2	t кипения при 101 кПа, °C	-103,7	
5.3	Плотность кг/м³	566,0	
6	Взрывоопасность		
6.1	t вспышки, (°C	–	1
6.2	t самовоспламенения, °C	435	
6.3	Концентрационные пределы распространения пламени, % об.	2,7...34,0	
7	Токсическая опасность		
7.1	ПДК в воздухе рабочей зоны	100	2,3
7.2	ПДК в атмосферном воздухе	3	
7.3	Летальная токсодоза (при приеме внутрь)	–	
7.4	LCt50, мл	–	
	Пороговая токсодоза (при приеме внутрь)	–	
	PCt50, мл	–	
8	Реакционная способность	Способен к реакциям присоединения водорода, галогенов, галогеноводородных кислот	4
9	Запах	Без запаха	3
10	Коррозионная активность	Не коррозионноактивен	9
11	Меры предосторожности	Герметизация всего оборудования. Вентиляция-	3
12	Воздействие на людей и окружающую среду	Обладает наркотическим действием, действует на центральную нервную систему, вызывает головную боль, бессонницу, расстройство памяти нарушение кровообращения. В случае воспламенения возможно воздействие на персонал и окружающую природную среду ударной волны и теплового излучения.	3
13	Средства защиты	Фильтрующий противогаз марок А, АХ	6, 13
14	Методы перевода вещества в безвредное состояние	Сжигание	-
15	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	Удалить пострадавшего из вредной атмосферы, освободить от стесняющих частей одежды. При нарушении дыхания – кислород.	3,6,7

Таблица 4 – Характеристика опасного вещества – водорода

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	Название		
1.1	Химическое	Водород	1,3,4
1.2	Торговое	Водород	
2	Вид	Воспламеняющийся газ	10
3	Химическая формула		
3.1	Эмпирическая	H ₂	4
3.2	Структурная	H – H	
4	Состав % масс.		
4.1	Основной продукт	99,99 (марка А)	30
5	Физические свойства		
5.1	Молекулярная масса, кг/моль	2,016	1,3,4
5.2	t кипения при 101 кПа, °C	минус 282,8	
5.3	Плотность кг/м³	0,0695	

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
6	Взрывоопасность	Горючий газ	1
6.1	t вспышки, °C	–	
6.2	t самовоспламенения, °C	510,0	
6.3	Концентрационные пределы распространения пламени, % об.	4,12...75,0	
7	Данные о токсической опасности	Инертный газ	3,30
8	Реакционная способность	Инертный газ. Сильный восстановитель	3,30
9	Запах	Без запаха	3,30
10	Коррозионная активность	Не коррозионноактивен	9
11	Меры предосторожности	При работе в среде водорода необходимо пользоваться изолирующим противогазом (кислородным или шланговым). Герметичность, вентиляция, запрещен открытый огонь	30
12	Воздействие на людей и окружающую среду	Нетоксичный, физиологически инертный газ для окружающей среды. При взрыве возможно воздействие ударной волны и теплового излучения на окружающую среду. При значительных количествах вызывает удушье за счет снижения концентрации кислорода в воздухе	3,30
13	Средства защиты	Изолирующий противогаз (кислородный или шланговый)	30
14	Методы перевода вещества в безвредное состояние	Средства тушения: азот, диоксид углерода. Методы перевода вещества в безвредное состояние – сжигание.	1
15	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	Вызвать скорую помощь. Свежий воздух, покой, тепло, чистая одежда. Глаза и кожу промыть водой. При ожоге – асептическая повязка. Меры первой помощи при контузии. Показана срочная госпитализация пострадавшего (транспортировка в положении лежа). Учитывать опасность регургитации и аспирации рвотных масс. Во всех случаях обратиться за медицинской помощью	20

Таблица 5 – Характеристика опасного вещества – природного газа (по метану)

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	Название	Метан Метан	1,3,4
1.1	Химическое		
1.2	Торговое		
2	Вид	Воспламеняющийся газ	10
3	Химическая формула	CH ₄ $\begin{array}{c} \text{H} \\ \\ \text{H}-\text{C}-\text{H} \\ \\ \text{H} \end{array}$	4
3.1	Эмпирическая		
3.2	Структурная		
4	Состав % масс.	100	–
4.1	Основной продукт		
5	Физические свойства	16,04 минус 161,49	1,3,4
5.1	Молекулярная масса, кг/моль		
5.2	t кипения при 101 кПа, °C		

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
5.3	Плотность кг/м ³	0,668	
6	Взрывоопасность	Горючий газ	1
6.1	t вспышки, °C	–	
6.2	t самовоспламенения, °C	535,0	
6.3	Концентрационные пределы распространения пламени, % об.	5,28÷14,1	
7	Данные о токсической опасности	4 класс опасности	31
7.1	ПДКм.р. в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	7000	
7.2	ОБУВ в атмосферном воздухе, мг/м ³	50	
8	Реакционная способность	Растворим в органических растворителях (этанол, эфире, четыреххлористом углероде, в углеводородах). При обычных температурах химически инертен. При высоких – полностью сгорает, образуя диоксид углерода и воду	31
9	Запах	Без запаха	4
10	Коррозионная активность	Сухие газы при высоких температурах химически взаимодействуют с металлами, вызывая газовую коррозию.	32
11	Меры предосторожности	Герметизация аппаратуры и коммуникаций, вентиляция помещений. Одновременное присутствие в воздухе сероводорода и повышенные температуры усиливают токсический эффект	31
12	Воздействие на людей и окружающую среду	Относится к малоопасным веществам. Вызывает раздражение слизистых оболочек глаза, конъюнктивиты. При сильных отравлениях – пневмония, потеря сознания. При возгорании и взрывах возможны ожоги, травмы и отравление газами. <i>Воздействие пламени, теплового излучения.</i> Различают четыре степени глубины ожогов. Ожоги I степени характеризуются гиперемией и отеком кожи, II степени – отсложкой эпидермиса с образованием пузырей, IIIA степени – поражением дермы с сохранением ростковой зоны кожи и островков эпителия в области придатков кожи (сальных и потовых желез, волосных фолликулов), IIIB степени – некрозом всех слоев кожи, IV степени – поражением не только кожи но и глубже лежащих тканей (подкожной клетчатки, мышц, костей). Ожоги I, II и IIIA степени относятся к поверхностным. Ожоги IIIB и IV степеней являются глубокими и при них необходимо оперативное восстановление кожного покрова. Для ожогов II и III степени характерно образование пузырей в результате скопления экссудата под эпидермисом. При ожогах II степени пузыри небольшие со светло-желтым содержимым. При ожоге IIIA степени пузыри напряженные, обнаженное дно пузыря розовое. При ожогах IIIB степени пузыри содержат геморрагическую жидкость. Дно пузыря представляет собой сухую тусклую рану.	8,31

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
		Для глубоких ожогов характерны мертвенно-бледный цвет кожи или обугливание тканей, уплотнение тканей с появлением выраженного рисунка подкожных вен. Болевая и тактильная чувствительность утрачивается. Тяжесть ожогов зависит не только от глубины, но и от распространенности поражения (общая площадь ожогов). При горении дым может содержать исходный материал в добавление к неуставленным токсичным и/или вызывающим раздражение соединениям. Опасные побочные продукты сгорания могут включать и не ограничиваются: Моноокись углерода. Двуокись углерода	
13	Средства защиты	При невысоких концентрациях пригоден фильтрующий промышленный противогаз. При высоких концентрациях и нормальном содержании кислорода – изолирующие шланговые противогазы. При недостатке кислорода – кислородные респираторы	31
14	Методы перевода вещества в безвредное состояние	Средства тушения: инертные газы. Методы перевода вещества в безвредное состояние – сжигание.	31
15	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	Удалить пострадавшего из вредной атмосферы. При нарушении дыхания – кислород. При тяжелом отравлении – госпитализация. Противопоказаны морфин и адреналин Меры первой помощи при контузии. Показана срочная госпитализация пострадавшего (транспортировка в положении лежа). Учитывать опасность регургитации и аспирации рвотных масс Во всех случаях обратиться за медицинской помощью.	31

Таблица 6 – Характеристика опасного вещества – гексена-1

№ п/п	Наименование параметра	Параметр			Источник информации
1	Название	Гексен-1, гексилен, гекс-1-ен			ТУ 2411-05905766801-96, изм. 2.
1.1	Химическое				
1.2	Торговое				
2	Вид	Легковоспламеняющаяся жидкость			10
3	Химическая формула	C_6H_{12} $\text{CH}_2=\text{CH}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{CH}_3$			1,3,4
3.1	Эмпирическая				
3.2	Структурная				
4	Состав, % масс.	Марка ПЧ	Марка А	Марка Б	ТУ 24110.95-0.57668-0.1-96
4.1	Основной продукт	99,7	95,5	95,5	
4.2	Примеси (с идентифик.):				
	С4, не более	0,1	0,2	0,2	
	Св и выше, не более	0,2	0,3	0,3	
5	Физические свойства	84.10 62...65 673,1			3,4,18,22
5.1	Молекулярная масса, кг/моль				
5.2	Температура кипения при 101 кПа, °С				
5.3	Плотность, кг/м³				

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
6	Взрывоопасность		
6.1	Температура вспышки, °С	-37,0	1
6.2	Температура самовоспламенения, °С	254	
6.3	Концентрационные пределы распространения пламени, % об.	1,2...7,4	
7	Токсическая опасность		
7.1	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³	–	3
7.2	ПДК в атмосферном воздухе, мг/м³	не уст. (рекомендуется 50)	
7.3	Летальная токсодоза LCt50, мг/м³	–	
7.4	Класс опасности	4	
8	Реакционная способность	Высокоакционноспособные соединения. Наиболее характерны для них реакции присоединения по двойной связи. Легко присоединяют галогены. В полярных средах олефины реагируют с галогеноводородами с образованием алкилгалогенидов.	3,4
9	Запах	Резкий, неприятный	6
10	Коррозионное воздействие	Коррозионного воздействия не оказывает	9
11	Меры предосторожности	Герметизация оборудования. Вентиляция.	6
12	Воздействие на людей и окружающую среду	Малоопасное вещество при однократном, внутрижелудочном, нажном и ингаляционном поступлении в организм. Обладает слабой способностью к кумуляции. Раздражает кожу и слизистые оболочки глаз. Проникает через неповрежденные кожные покровы. Обладает сенсibilизирующим действием. Огнеопасно, возможно воздействие теплового излучения на персонал и окружающую среду.	6
13	Средства защиты	Фильтрующие противогазы с коробками АХ, спецодежда, спецобувь, защитные перчатки, защитные очки.	5,6,23
14	Методы перевода в безвредное состояние	Разлитый продукт необходимо смыть водой в дренажную емкость, при малых количествах – пролив засыпать песком с выносом его в специально отведенное место. Проветрить помещение. Для тушения горящего продукта необходимо применять огнетушители, тонко распыленную воду, воздушно-механическую пену, порошок.	1,23
15	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	Свежий воздух, покой, молоко, при отсутствии дыхания – искусственное дыхание, при попадании на кожу смыть большим количеством теплой воды с мылом. При попадании в глаза прежде всего промыть большим количеством воды в течение нескольких минут (снять контактные линзы, если это возможно сделать без затруднений), затем обратиться за медицинской помощью. При проглатывании прополоскать рот. НЕ вызывать рвоту. Обратиться за медицинской помощью.	8,23

Таблица 7 – Характеристика опасного вещества – триэтилалюминия

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	Название	Триэтилалюминий Горючая жидкость	4,10,25
1.1	химическое		
2	Вид		
3	Химическая формула	C ₆ H ₁₅ Al Al(C ₂ H ₅) ₃	4,25
3.1	эмпирическая		
3.2	структурная		
4	Состав, % масс. <i>основной продукт примеси (с идент.), % мольн.</i>	97	–
4.1		–	
4.2		–	
5	Физические свойства	114,17 207 835	4,25
5.1	молекулярная масса, кг/моль		
5.2	Темп. кипения при 101 кПа, °C		
5.3	плотность при 20°C, кг/м ³		
6	Взрывоопасность	-53 -68 1,88...13,1	1,25
6.1	температура вспышки, °C		
6.2	темп. самовоспламенения, °C		
6.3	кони,, пределы распр. пламени, %об.		
7	Токсическая опасность	3-й класс токсической опасности 6/2 (аэрозоль) мг/м ³ (по алюминию и его сплавам) – – –	2,25
7.1	ПДК в воздухе рабочей зоны		
7.2	ПДК в атмосферном воздухе		
7.3	Лет. токсодоза LCt50, мл		
7.4	пороговая токсодоза PCt50, мл		
8	Реакционная способность	В неразбавленном состоянии триэтилалюминий чрезвычайно реакционноспособен, с водой реагирует со взрывом и самовоспламеняется при контакте с воздухом (проявляет пирофорные свойства). Бурно реагирует с кислотами, щелочами, четыреххлористым углеродом и другими галогенированными углеводородами, спиртами и соединениями, содержащими кислород	11,25
9	Запах	Выраженный	25
10	Коррозионная активность	Не коррозионноактивен	9
11	Меры предосторожности	В качестве средств индивидуальной защиты использовать кожаный костюм, халат и перчатки, прошитые арамидными нитками. Не допускать контакта с нагретыми поверхностями, искрами, открытым огнем и др. источниками горения. Не курить. Не допускать контакта с воздухом и водой. Обращаться с продуктом в атмосфере инертного газа, защищать от влаги. Герметизация производственных процессов, оборудования. Приточно-вытяжная вентиляция	25
12	Воздействие на людей и окружающую среду	Опасен при вдыхании, проглатывании, попадании на кожу, попадании в глаза. Пары действуют сильно раздражающе: кашель, першение в горле, чувство удушья, kloкочущее дыхание, возможен отек легких. Возбуждение,	3,26

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
		сменяющееся угнетением. Снижение потребления кислорода. Вызывает серьезные ожоги кожи и повреждения глаз. Раздражение верхних дыхательных путей. Кровотечение из носа. Возможен фиброз легких. Огнеопасно, возможно воздействие теплового излучения на персонал и окружающую среду.	
13	Средства защиты	Органов дыхания: От продуктов разложения триэтилалюминия при недостаточной вентиляции используют противогаз типа ППФ М-92 (БКФ), для защиты от токсичных продуктов, образующихся в условиях пожара – самоспасатель ПДУ 3, аппарат воздушно-дыхательный «Dreger RA 94» Глаз: Щиток защитный, маска полнолицевая серии 6000 3М полная универсальная. Кожи: Костюм хлопчатобумажный с огнезащитной пропиткой, ботинки кожаные, халат кожаный, перчатки кожаные или краги спилковые пятипалые, фартук асбестовый, комплект одежды «Магnum» из огнестойкой ткани, нарукавники асбестовые.	26
14	Методы перевода вещества в безвредное состояние	Посыпать пролитый ТЭАЛ вермикулитом, сухим песком. Закрыть источник утечки, тушить пожар или защищать прилегающие зоны и дать продуктам сгореть. Тушащая среда: сухой химикат, годящийся для алкилов алюминия; вермикулит; НЕ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ВОДУ, ПЕНУ ГАЛОИДИРОВАННЫЕ ХЛАДОНЫ. Небольшие пожары – порошковые огнетушители или азот, сухой песок, асбестовые одеяла. Большие пожары –противопожарные средства на базе сухого химического порошка (Вексон Д/З). В местах применения ТЭА – установки порошкового пожаротушения.	11,25
15	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	При вдыхании: Свежий воздух, покой, тепло. При отсутствии дыхания – искусственное дыхание. Можно дополнительно дать кислород (со стороны обученного персонала). Срочно обратиться за помощью к врачу. При остановке дыхания: При отсутствии дыхания – искусственное дыхание. Можно дополнительно дать кислород (со стороны обученного персонала). Срочно обратиться за помощью к врачу. При попадании: в глаза – немедленно удалить вещество. Осторожно промыть водой открытые глаза не менее 15 минут. Во время промывания держать	25

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
		<p>глаза открытыми. Если это не вызовет проблем, снять контактные линзы, если Вы ими пользуетесь. Продолжить промывание глаз. Срочно обратиться за помощью к врачу.</p> <p>на кожу – Не снимая перчатки и очки, начать промывку всех пораженных участков кожи водой и продолжать это не менее 15 минут. Снять загрязненные одежду и обувь. Одежду, прилипшую к коже после полоскания в воде, снимать запрещается. Немедленно обратиться за помощью к врачу. При ожоге – асептическая повязка</p> <p>При проглатывании:</p> <p>Не вызывать рвоту. Если пострадавший в сознании – обильное питье воды, активированный уголь, солевое слабительное. Если пострадавший без сознания или находится в состоянии приступа, запрещается давать любые лекарства через рот. В случае возникновения рвоты, пострадавшего повернуть на левый бок, чтобы сократить риск аспирации. Срочно обратиться за помощью к врачу.</p>	

Таблица 8 – Характеристика опасного вещества – диэтилалюминийхлорида

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1 1.1	Вещество химическое	диэтилалюминийхлорид	27,29
2 2.1 2.2	Формула эмпирическая структурная	$\begin{array}{c} (C_2H_5)_2AlCl \\ C_2H_5-Al-Cl \\ \\ C_2H_5 \end{array}$	27,29
3 3.1	Состав, % основной продукт (алюминий активный)	22,0...22,6	27,29
4 4.1 4.2 4.3	Общие данные молекулярная масса; температура кипения, °C (при давлении 101кПа) плотность при 20 °C, кг/м³	120,5 217,7 930	27,29
5 5.1 5.2	Данные о взрывопожароопасности температура самовоспламенения, °C; пределы взрываемости	минус 60 2,17...12,1	27,29
6 6.1	Данные о токсичной опасности ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³	вещество 3 класса опасности (по оксиду алюминия); 2 класс опасности (по хлориду водорода) 6,0 (по аэрозолю Al_2O_3); 5,0 (по HCl)	27,29
7	Реакционная способность	Чрезвычайная пожароопасность обусловлена высокой реакционной способностью. Обладает пирофорностью. Бурно реагирует с водой, ЧХУ,	3,27,29

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
		минеральными кислотами, щелочами, спиртами. Во влажном воздухе подвергается термическому разложению, окисляется, гидролизуется, взаимодействует с CO ₂ с образованием мелкодисперсного Al, его оксидов, гидроокиси, CO, органических соединений. При взаимодействии с водой разлагается с образованием горючих газов, разбавленные растворы ДЭАХ не самовоспламеняются и не дымят на воздухе вследствие гидролиза.	
8	Запах	Характерный	29
9	Коррозионное воздействие	Коррозионно активен	15
10	Информация о воздействии на людей	Из всех образующихся соединений при разложении раствора диэтилалюминийхлорида наиболее опасными являются аэрозоли алюминия и его оксида, пары хлорида водорода, присутствие которых в воздухе рабочих помещений вызывает болезненные, долго не заживающие ожоги кожных покровов, раздражает слизистые оболочки глаз и дыхательных путей, вызывает тяжелые поражения легких.	27,29
11	Средства защиты	Фильтрующий противогаз с коробкой марки ДОТ600, АХ; кожаные или алюминизированные перчатки, алюминизированный костюм, защитная маска.	27,29
12	Методы перевода вещества в безвредное состояние (нейтрализации)	Собрать пролитое вещество с помощью негорючего абсорбирующего материала (напр. песок, земля, диатомовая земля, вермикулит) и поместить в контейнер для утилизации. Разбавление высшими углеводородами, минеральным маслом, утилизация.	3,27,29
13	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества (продукта)	Требуется немедленная медицинская помощь. Вынести из опасной зоны. В случае вдыхания вывести пострадавшего на свежий воздух. После сильной экспозиции получить консультацию у врача. При попадании на кожу немедленно снять зараженную одежду и обувь. Промыть немедленно большим количеством воды. Необходима немедленная медицинская обработка, так как коррозионные процессы необработанной кожи являются медленными и раны заживают плохо. При попадании в глаза прополоскать большим количеством воды. Немедленно получить медицинскую помощь. Продолжать промывать при транспортировке, снять контактные линзы. Защитить неповрежденный глаз. Во время полоскания держать глаз широко открытым. Небольшие количества, попавшие в глаза при распылении, могут вызвать необратимое повреждение ткани и привести к слепоте.	29

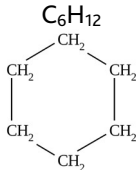
№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
		При попадании в желудок прополоскать рот водой и затем выпить большое количество воды. Никогда не следует давать что-либо через рот человеку, находящемуся без сознания. Пострадавшего немедленно направить в больницу. Не вызывать рвоту! Может вызвать химические ожоги рта.	

Таблица 9 – Характеристика опасного вещества – 2-этилгексанола

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	Название		
1.1	Химическое	2-этилгексанол технический	3,16,17
1.2	Торговое	2-этилгексиловый спирт	
2	Формула	$C_8H_{18}O$	3,16,17
3	Состав, %		
3.1	основной продукт:	не менее 99,0	
	– 2-этилгексанол (в.с.)	не менее 98,0	
3.2	примеси (с идентификацией):		16
	– альдегиды и кетоны (в пересчете на 2-этилгексаналь для в.с.)		
	– альдегиды и кетоны (в пересчете на 2-этилгексаналь для 1.с.)	не более 0,05	
	– непредельные соединения (в.с.)	не более 0,1	
	– непредельные соединения (1.с.)	не более 0,02	
	– вода (в.с.)	не более 0,05	
	– вода (1.с.)	не более 0,1	
		не более 0,2	
4	Общие данные		
4.1	молекулярный вес	130,22	
4.2	агрегатное состояние	жидкость	3,16,17
4.3	температура кипения, °C	183,5	
4.4	плотность при 20 °C, кг/м³	830,0...834,0	
5	Данные о взрывопожаробезопасности	Горючая жидкость	
5.1	температура вспышки (з.т), °C	не менее 83,0	16,17
5.2	температура самовоспламенения, °C	не ниже 289,0	
5.3	пределы распространения пламени, (% об):	1,03...8,46	
6	Данные о токсической опасности	Класс опасности – 4	
6.1	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³	50,0	16,17
7	Запах	Выраженный	17
8	Меры предосторожности	Герметизация оборудования, трубопроводов и тары, наличие вентиляции и местных отсосов, использование взрывобезопасного электрооборудования и освещение, а также инструментов, не дающих искр	3,16,17
9	Информация о воздействии на людей	При вдыхании: кашель, головокружение, головная боль, боли в горле, слабость. При попадании на кожу: покраснение. При попадании в глаза: покраснение, боль.	3,16,17

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
		При проглатывании: кашель, головокружение, головная боль, боли в горле, слабость	
10	Средства защиты	Защита органов дыхания (фильтрующий противогаз с коробкой марки А, БКФ или с комбинированным фильтром ДОТ), защитные перчатки, защитная одежда, защитная маска или защита глаз	3,16,17
11	Методы перевода вещества в безвредное состояние	Разлитый продукт необходимо перекачать в свободную емкость. При интенсивной утечке – оградить земельным валом. Небольшие количества продукта собрать ветошью в отдельную тару для дальнейшей утилизации в установленном порядке. Засыпать оставшуюся жидкость песком или инертным абсорбентом, собрать и удалить его в безопасное место	3,16,17
12	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	При вдыхании: свежий воздух, покой. При раздражении верхних дыхательных путей прополоскать горло 2-х %-м раствором питьевой соды, содовый или масляные ингаляции, теплое молоко с содой или «Боржоми». Обратиться за медицинской помощью. При попадании на кожу: удалить загрязненную одежду, промыть кожу большим количеством воды или под душем. При попадании в глаза: вначале промыть большим количеством воды в течение нескольких минут (снять контактные линзы, если это не трудно), затем доставить к врачу. При проглатывании: прополоскать рот. Обильное питье, активированный уголь, солевое слабительное. Обратиться за медицинской помощью	3,16,17

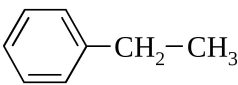
Таблица 10 – Характеристика опасного вещества – циклогексана

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	Название		
1.1	Химическое	Циклогексан, гексагидробензол, гексаметилен	1,4,19
1.2	Торговое	Циклогексан технический	
2	Вид	Горючая жидкость	10
3	Химическая формула		
3.1	Эмпирическая	C_6H_{12}	
3.2	Структурная		3,4,18,19
4	Состав, % масс.	Высший сорт 1-й сорт	19

№ п/п	Наименование параметра	Параметр		Источник информации
4.1	Основной продукт	99,9	99,8	
4.2	Примеси (с идентифик.), %			
	Суммарная доля примесей	не более 0,1	не более 0,2	
	Бензол	не более 0,005	не более 0,01	
	Метилциклопентан	не более 0,0015	не более 0,04	
	Метилциклогексан	не более 0,02	не более 0,1	
	н-гептан	не более 0,01	не более 0,05	
	сера	не более 0,00015	не норм.	
5	Физические свойства			1,3,4,18,19
5.1	Молекулярная масса, кг/моль	84,16		
5.2	Температура кипения при 101 кПа, °C	79...81,4		
5.3	Плотность, кг/м³	773...778,5		
6	Взрывоопасность	Легковоспламеняющаяся жидкость		1
6.1	Температура вспышки, °C	-17,0		
6.2	Температура самовоспламенения, °C	260		
6.3	Концентрационные пределы распространения пламени, % об.	1,3...7,8		
7	Токсическая опасность			3,4,19
7.1	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³	80		
7.2	ПДК в атмосферном воздухе, мг/м³	1,4		
7.3	Летальная токсодоза LCt50, мг/м³	–		
7.4	Класс опасности	4		
8	Реакционная способность	Не растворим в воде. Неограниченно растворим в этаноле, метаноле, эфире		3,4,18
9	Запах	Характерный		5
10	Меры предосторожности	Все помещения, в которых проводятся работы с циклогексаном, должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией, обеспечивающей содержание вредных веществ в концентрации не выше предельно допустимой, а оборудование герметизировано. В помещениях должны быть аптечки с медикаментами для оказания первой помощи пострадавшим и необходимое противопожарное оборудование, и инвентарь. Для обеспечения пожаровзрывобезопасности производства циклогексана должны соблюдаться требования электростатической искробезопасности.		19
11	Воздействие на людей и окружающую среду	При концентрациях, превышающих ПДК, циклогексан оказывает вредное действие на нервную систему. Циклогексан раздражает кожу. При частом соприкосновении рук с циклогексаном наблюдается сухость кожи, трещины, краснота, отечность.		3,19
12	Средства защиты	При работе с циклогексаном необходимо пользоваться индивидуальными средствами защиты от попадания паров в организм и жидкого продукта на кожу: фильтрующий противогаз марки А или М, резиновые перчатки и защитные очки		3,19
13	Методы перевода в безвредное состояние	Прекратить работы в опасной зоне. Не прикасаться к пролитому веществу. Устранить течь с соблюдением мер предосторожности.		1,20

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
		<p>Перекачать содержимое в исправную емкость или в емкость для слива с соблюдением условий смешения жидкостей. Пролиты оградить земляным валом. Не допускать попадания вещества в водоемы, подвалы, канализацию.</p> <p>Для рассеивания (изоляции) паров использовать распыленную воду. При пониженных температурах воздуха вещество откачать из понижений местности с соблюдением мер пожарной безопасности. Место разлива изолировать песком, воздушно-механической пеной, обваловать и не допускать попадания вещества в поверхностные воды. Срезать поверхностный слой грунта с загрязнением, собрать и вывезти для утилизации, соблюдая меры пожарной безопасности. Места срезов засыпать свежим слоем грунта. Поверхности подвижного состава промыть моющими композициями, щелочными растворами. Поверхность территории (отдельные очаги) обработать щелочными растворами, выжечь при угрозе попадания вещества в грунтовые воды. Почву перепахать.</p> <p>Для тушения горящего продукта необходимо применять распыленную воду со смачивателями, возд.-мех. пену.</p>	
14	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	Вызвать скорую помощь. Свежий воздух, покой, тепло, чистая одежда. Кожу и слизистые промыть водой. Промыть глаза водой. Принять активированный уголь	20

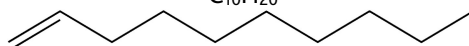
Таблица 11 – Характеристика опасного вещества – этилбензола

№ п/п	Наименование параметра	Параметр		Источник информации
1	Название	Этилбензол, фенилэтан Этилбензол технический		1,4,21
1.1	Химическое			
1.2	Торговое			
2	Вид	Горючая жидкость		10
3	Химическая формула	C_8H_{10} 		3,4,18,21
3.1	Эмпирическая			
3.2	Структурная			
4	Состав, % масс.	Высший сорт	1-й сорт	21
4.1	Основной продукт	99,8	99,5	
4.2	Примеси (с идентифик.), %			
	Диэтилбензол	не более 0,0005	не более 0,0005	
	Изопропилбензол	не более 0,01	не более 0,03	
	Сера	не более 0,0003	не опр.	
	Железо	не более 0,00001	не опр.	
	Хлор	не более 0,0005	не более 0,001	

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
5	Физические свойства		
5.1	Молекулярная масса, кг/моль	106,16	1,3,4,18,21
5.2	Температура кипения при 101 кПа, °С	136,2	
5.3	Плотность, кг/м³	862,6...870,0	
6	Легковоспламеняющаяся жидкость		1
6.1	Взрывоопасность	20,0	
6.2	Температура вспышки, °С	430	
6.3	Температура самовоспламенения, °С		
6.3	Концентрационные пределы распространения пламени, % об.	1,0...6,8	
7	Токсическая опасность		3,4,21
7.1	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³	50	
7.2	ПДК в атмосферном воздухе, мг/м³	не уст. (рекомендуется 5)	
7.3	Летальная токсодоза LCt50, мг/м³	–	
7.4	Класс опасности	4	
8	Реакционная способность	Не растворим в воде. Обладает всеми свойствами ароматических соединений	3,4,18
9	Запах	Бензола	4
10	Меры предосторожности	В производственных условиях должна быть предусмотрена герметизация производственного оборудования, приточно-вытяжная вентиляция. В закрытых помещениях места отбора технологических проб должны быть оборудованы вытяжной вентиляцией. Не допускается применение открытого огня и источников искрообразования. Электрооборудование и освещение должны быть во взрывобезопасном исполнении, оборудование и трубопроводы – заземлены. Запрещается применение сжатого воздуха при сливе и перекачке этилбензола.	21
11	Воздействие на людей и окружающую среду	Превышение ПДК вызывает поражение крови и кроветворных органов, раздражение слизистых оболочек, головную боль, головокружение, боли в области сердца, раздражение кожи, першение в горле, кашель, нарушение ритма дыхания. При больших концентрациях – нарушение координации движений, клоникотонические судороги, снижение болевой чувствительности, температуры тела, уменьшение частоты дыхания и сердечной деятельности. При высоких температурах этилбензол других токсичных соединений в воздушной среде не образует.	3,21
12	Средства защиты	Индивидуальные средства защиты: фильтрующий противогаз марки А или БКФ или с комбинированным фильтром ДОТ 600 марки А2В2Е2К2РЗ* и специальная одежда.	3,21
13	Методы перевода в безвредное состояние	Прекратить работы в опасной зоне. Не прикасаться к пролитому веществу. Устранить течь с соблюдением мер предосторожности. Перекачать содержимое в исправную емкость или емкость для слива с соблюдением условий	1,20

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
		смешения жидкостей. Проливы оградить земляным валом. Не допускать попадания вещества в водоемы, подвалы, канализацию. Для рассеивания (изоляции) паров использовать распыленную воду. Вещество откачать из понижений местности с соблюдением мер пожарной безопасности. Место разлива изолировать песком, воздушно-механической пеной, обваловать и не допускать попадания вещества в поверхностные воды. Срезать поверхностный слой грунта с загрязнениями, собрать и вывезти для утилизации. Места срезов засыпать свежим слоем грунта. Поверхности подвижного состава промыть моющими композициями; обработать острым паром. Поверхность территории (отдельные очаги) выжечь при угрозе попадания вещества в грунтовые воды; обработать концентрированным раствором пероксида водорода; почву перепахать. При возгорании не приближаться к горящим емкостям. Охлаждать емкости водой с максимального расстояния. Тушить тонкораспыленной водой, воздушно-механической и химической пенами с максимального расстояния	
14	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	Вызвать скорую помощь! Использовать индивидуальные средства защиты органов дыхания и кожи лицами, оказывающими первую помощь. Свежий воздух, покой, тепло, чистая одежда. Кожу тщательно промыть водой с мылом. При проглатывании – принять активированный уголь. Обильное питье. Вызвать рвоту. Горизонтальное положение. Пораженные глаза промыть водой при хорошо раскрытых веках	20

Таблица 12 – Характеристика опасного вещества – децена-1

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	Название		
1.1	Химическое	Децен-1, децилен	1,4,18,22
1.2	Торговое	–	
2	Вид	Горючая жидкость	10
3	Химическая формула		
3.1	Эмпирическая	$C_{10}H_{20}$	18,22
3.2	Структурная		
4	Состав, % масс.		
4.1	Основной продукт	–	–
4.2	Примеси (с идентифик.), %	–	
5	Физические свойства	140,27	
5.1	Молекулярная масса, кг/моль	172,0	1,18,22
5.2		740,0	

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
5.3	Температура кипения при 101 кПа, °С Плотность, кг/м ³		
6	Взрывоопасность	Легковоспламеняющаяся жидкость	1
6.1	Температура вспышки, °С	48,0	
6.2	Температура самовоспламенения, °С	235,0	
6.3	Концентрационные пределы распространения пламени, % об.	0,73...расч.	
7	Токсическая опасность		3
7.1	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	–	
7.2	ПДК в атмосферном воздухе, мг/м ³	не уст. (рекомендуется 50,0)	
7.3	Летальная токсодоза LCt50, мг/м ³	–	
7.4	Класс опасности	4	
8	Реакционная способность	Не растворим в воде. Хорошо растворим в этаноле, эфире. Обладает всеми свойствами алкенов.	3,18
9	Запах	–	–
10	Меры предосторожности	По гексену: Герметизация оборудования. Вентиляция.	6
11	Воздействие на людей и окружающую среду	По гексену: Малоопасное вещество при однократном, внутрижелудочном, накожном и ингаляционном поступлении в организм. Обладает слабой способностью к кумуляции. Раздражает кожу и слизистые оболочки глаз. Проникает через неповрежденные кожные покровы. Обладает сенсибилизирующим действием. Огнеопасно, возможно воздействие теплового излучения на персонал и окружающую среду.	6
12	Средства защиты	По гексену: Фильтрующие противогазы с коробками АХ, спецодежда, спецобувь, защитные перчатки, защитные очки.	5,6,29
13	Методы перевода в безвредное состояние	По гексену: Разлитый продукт необходимо смыть водой в дренажную емкость, при малых количествах – пролив засыпать песком с выносом его в специально отведенное место. Проветрить помещение. Для тушения горящего продукта необходимо применять огнетушители, тонко распыленную воду, воздушно-механическую пену, порошок.	
14	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	По гексену: Свежий воздух, молоко, при отсутствии дыхания – искусственное дыхание, при попадании на кожу смыть большим количеством теплой воды с мылом.	8

Таблица 13 – Характеристика опасного вещества – тетрадецена-1

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	Название		1,4,18,22
1.1	Химическое	Тетрадецен-1, α-тетрадецилен	
1.2	Торговое	–	

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
2	Вид	Горючая жидкость	10
3	Химическая формула	$C_{14}H_{28}$	18,22
3.1	Эмпирическая	$CH_2=CH(CH_2)_{11}CH_3$	
3.2	Структурная		
4	Состав, % масс.		–
4.1	Основной продукт	–	
4.2	Примеси (с идентифик.), %	–	
5	Физические свойства		1,18,22
5.1	Молекулярная масса, кг/моль	196,38	
5.2	Температура кипения при 101 кПа, °C	246,0	
5.3	Плотность, кг/м³	774,5	
6		Горючая жидкость	1,23
6.1	Взрывоопасность	110,0	
6.2	Температура вспышки, °C		
	Температура самовоспламенения, °C	240,0	
6.3	Концентрационные пределы распространения пламени, % об.	0,3...4,3	
7	Токсическая опасность		3
7.1	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³	–	
7.2	ПДК в атмосферном воздухе, мг/м³	не уст. (рекомендуется 50)	
7.3	Летальная токсодоза LCt50, мг/м³	–	
7.4	Класс опасности	4	
8	Реакционная способность	Не растворим в воде. Хорошо растворим в этаноле, эфире. Обладает всеми свойствами алкенов.	3,18
9	Запах	–	–
10	Меры предосторожности	По гексену: Герметизация оборудования. Вентиляция.	6
11	Воздействие на людей и окружающую среду	По гексену: Малоопасное вещество при однократном, внутрижелудочном, нажном и ингаляционном поступлении в организм. Обладает слабой способностью к кумуляции. Раздражает кожу и слизистые оболочки глаз. Проникает через неповрежденные кожные покровы. Обладает сенсibilизирующим действием. Огнеопасно, возможно воздействие теплового излучения на персонал и окружающую среду.	6
12	Средства защиты	По гексену: Фильтрующие противогазы с коробками АХ, спецодежда, спецобувь, защитные перчатки, защитные очки.	5,6,29
13	Методы перевода в безвредное состояние	По гексену: Разлитый продукт необходимо смыть водой в дренажную емкость, при малых количествах – пролив засыпать песком с выносом его в специально отведенное место. Проветрить помещение. Для тушения горящего продукта необходимо применять огнетушители, тонко распыленную воду, воздушно-механическую пену, порошок.	

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
14	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	По гексену: Свежий воздух, молоко, при отсутствии дыхания – искусственное дыхание, при попадании на кожу смыть большим количеством теплой воды с мылом.	8

Таблица 14 – Характеристика опасного вещества – гексена-2 (цис-, транс- изомеры)

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	Название		
1.1	Химическое	Гексен-2, цис-гексен-2, транс-гексен-2	18,22
1.2	Торговое	–	
2	Вид	Горючая жидкость	10
3	Химическая формула		
3.1	Эмпирическая	C_6H_{12}	1
3.2	Структурная	$CH_3-CH=CH-CH_2-CH_2-CH_3$	
4	Состав, % масс.		
4.1	Основной продукт	–	–
4.2	Примеси (с идентифик.), %	–	
5	Физические свойства		
5.1	Молекулярная масса, кг/моль	84,10	4,18,22
5.2	Температура кипения при 101 кПа, °C	67,9...68,8	
5.3	Плотность, кг/м³	677,9...687,2	
6	Взрывоопасность		
6.1	Температура вспышки, °C	-21,0	1
6.2	Температура самовоспламенения, °C	253,0	
6.3	Концентрационные пределы распространения пламени, % об.	1,2...7,4	
7	Токсическая опасность		
7.1	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³	–	3
7.2	ПДК в атмосферном воздухе, мг/м³	не уст. (рекомендуется 50)	
7.3	Летальная токсодоза LCt50, мг/м³	–	
7.4	Класс опасности	4	
8	Реакционная способность	Высокоакционноспособные соединения. Наиболее характерны для них реакции присоединения по двойной связи. Легко присоединяют галогены. В полярных средах олефины реагируют с галогеноводородами с образованием алкилгалогенидов.	3,4
9	Запах	Резкий, неприятный	6
10	Коррозионное воздействие	Коррозионного воздействия не оказывает	9
11	Меры предосторожности	Герметизация оборудования. Вентиляция.	3,6
12	Воздействие на людей и окружающую среду	Малоопасное вещество при однократном, внутрижелудочном, нажном и ингаляционном поступлении в организм. Обладает слабой способностью к кумуляции. Раздражает кожу и слизистые оболочки глаз. Проникает через неповрежденные кожные покровы. Обладает сенсibiliзирующим действием. Огнеопасно, возможно воздействие теплового излучения на персонал и окружающую среду.	3,6,23

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
13	Средства защиты	Фильтрующие противогазы с коробками АХ, спецодежда, спецобувь, защитные перчатки, защитные очки.	3,5,6,29,23
14	Методы перевода в безвредное состояние	Разлитый продукт необходимо смыть водой в дренажную емкость, при малых количествах – пролив засыпать песком с выносом его в специально отведенное место. Проветрить помещение. Для тушения горящего продукта необходимо применять огнетушители, тонко распыленную воду, воздушно-механическую пену, порошок.	1,3,23
15	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	Свежий воздух, покой, молоко, при отсутствии дыхания – искусственное дыхание, при попадании на кожу смыть большим количеством теплой воды с мылом. При попадании в глаза прежде всего промыть большим количеством воды в течение нескольких минут (снять контактные линзы, если это возможно сделать без затруднений), затем обратиться за медицинской помощью. При проглатывании прополоскать рот. НЕ вызывать рвоту. Обратиться за медицинской помощью.	8,23

Таблица 15 – Характеристика опасного вещества – диэтилцинк

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1 1.1	Вещество химическое	диэтилцинк	29,18,28
2 2.1 2.2	Формула эмпирическая структурная	$\text{Zn}(\text{C}_2\text{H}_5)_2$ $\begin{array}{c} \text{H}_3\text{C} \\ \\ \text{H}_2\text{C}-\text{Zn}-\text{CH}_2 \\ \\ \text{CH}_3 \end{array}$	29,18,28
3 3.1	Состав, % основной продукт (диэтилцинк)	24,0...26,0	29,28
4 4.1 4.2 4.3	Общие данные молекулярная масса; температура кипения, °С плотность при 20 °С, кг/м³	123,43 118,0 1198,4	29,18,28
5 5.1 5.2	Данные о взрывопожароопасности температура самовоспламенения, °С; пределы взрываемости	– –	–
6 6.1	Данные о токсичной опасности ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³	0,5 (по аэрозолю оксида цинка)	28
7	Реакционная способность	Спонтанно воспламеняется на воздухе. Бурно реагирует с водой. При контакте с водой выделяет воспламеняющиеся газы способные к спонтанному возгоранию. Смешивается с большинством органических растворителей	28
8	Запах	Характерный	28
9	Коррозионное воздействие	–	–

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
10	Информация о воздействии на людей	<p>Термальное разложение может привести к высвобождению раздражающих газов и испарений. Содержит органические растворители.</p> <p>Может быть смертельным при проглатывании и последующем попадании в дыхательные пути.</p> <p>Вдыхание может оказывать воздействие на центральную нервную систему.</p> <p>При попадании на кожу симптомы могут запоздать. Вызывает сильные ожоги кожи. Растворители могут обезжирить кожу</p> <p>При попадании в глаза вызывает необратимые последствия.</p> <p>При попадании в желудок вызывает ожоги. Может быть смертельным при проглатывании и последующем попадании в дыхательные пути.</p>	28
11	Средства защиты	<p>В случае образования испарений или аэрозоли использовать респиратор с одобренным фильтром. А-фильтр</p> <p>Защита рук из плотного ПВХ или кожи (воловьей), с длинными нарукавниками.</p> <p>Защита глаз – защитные очки и щит для лица</p> <p>Защита кожи и тела – алюминированный костюм и защитные сапоги</p>	28
12	Методы перевода вещества в безвредное состояние (нейтрализации)	<p>Обращаться в атмосфере инертного газа. Беречь от влаги.</p> <p>При пожаре: для тушения использовать вермикулит, сухой химический порошок или сухой песок.</p> <p>Собирать пролитый (рассыпавшийся) материал с помощью негорючего абсорбирующего материала (например, песок, земля, диатомовая земля, вермикулит) и помещать в контейнер для утилизации.</p>	28
13	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества (продукта)	<p>Требуется немедленная медицинская помощь. Вынести из опасной зоны.</p> <p>В случае вдыхания вывести пострадавшего на свежий воздух. После сильной экспозиции получить консультацию у врача.</p> <p>При попадании на кожу немедленно снять зараженную одежду и обувь. Промыть немедленно большим количеством воды. Необходима немедленная медицинская обработка, так как коррозионные процессы необработанной кожи являются медленными и раны заживают плохо.</p> <p>При попадании в глаза прополоскать большим количеством воды. Немедленно получить медицинскую помощь. Продолжать промывать при транспортировке, снять контактные линзы. Защитить неповрежденный глаз. Во время</p>	28

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
		полоскания держать глаз широко открытым. Небольшие количества, попавшие в глаза при распыливании, могут вызвать необратимое повреждение ткани и привести к слепоте. При попадании в желудок прополоскать рот водой и затем выпить большое количество воды. Никогда не следует давать что-либо через рот человеку, находящемуся без сознания. Пострадавшего немедленно направить в больницу. Не вызывать рвоту! Может вызвать химические ожоги рта.	

Перечень источников информации, по которым приведены идентификационные, физико-химические, токсикологические и др. данные для опасных веществ

- 1) А.Я. Корольченко, Д.А. Корольченко. Пожаровзрывобезопасность веществ и материалов и средства их тушения, Справочник в 2-х ч. – 2-е изд., перераб. и доп. М.: АСС. «Пож- наука», 2004, Ч.1 – 713 с; Ч.2 – 774 с.
- 2) Санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
- 3) Вредные вещества в промышленности. Справочник для химиков, инженеров и врачей. Под общей ред. Н.В. Лазарева. Изд. 7-е, переработанное и дополненное. Ч. I, II и III. Л.: Химия, 1977.
- 4) Химическая энциклопедия: в 5 т.: – М.: Большая Российская Энциклопедия, 1995.
- 5) Энциклопедия по безопасности и гигиене труда, т. IV-1, – М.: Профиздат, 1987.
- 6) Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов/под общей ред. С.В. Белова. – М.: Высшая школа, 1999 – 448 с.
- 7) Справочник по оказанию скорой и неотложной помощи/Под ред. акад. Е.И. Чазова. 3-е изд., стереотипное. – М.: Медицина, 1977 – 672 с.
- 8) Малая медицинская энциклопедия: в 6-ти т. РАМН. – М.: Медицина, 1996.
- 9) М.А. Шлугер, Ф.Ф. Ажогин, Е.А. Ефимов. Коррозия и защита металлов. – М.: Металлургия, 1981 – 216 с.: ил.
- 10) Федеральный закон от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 11) Баратов А. Н. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения: Справочное издание: в 2-х книгах. — М.: Химия, 1990. — Т. Книга 2. — С. 384.
- 12) ГОСТ 12.4.235-2012 (EN 14387:2008, MOD). Фильтры противогазовые и комбинированные.
- 13) ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 14) ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 15) Коррозионная стойкость металлов и сплавов. Справочник/ под ред. В.Н. Дятловой -М. Машиностроение, 1964.- 362с.
- 16) ГОСТ 26624-2016 2-этилгексанол технический. Технические условия.
- 17) Паспорт безопасности вещества 2-этилгексанол технический.
- 18) Справочник химика: в 7 т.: Под ред. Б. П. Никольского, М: Химия.

- 19) ГОСТ 14198-78 Циклогексан технический. Технические условия.
- 20) Аварийные карточки на опасные грузы, перевозимые по железным дорогам СНГ, Латвийской Республики, Литовской Республики, Эстонской Республики.
- 21) ГОСТ 9385-2013 Этилбензол технический. Технические условия.
- 22) Свойства органических соединений. Справочник под ред. А. А. Потехина, Л.:Химия.
- 23) Международные карты химической безопасности (ICSC).
- 24) Паспорт безопасности вещества «ДЕПОЗИТРОЛ BL5400».
- 25) Паспорт безопасности химической продукции №70353562-24-39573 «Триэтилалюминий».
- 26) Аварийная карточка системы информации об опасности. Наименование груза «Триэтилалюминий».
- 27) Паспорт безопасности вещества «Диэтилалюминий хлорид 25%».
- 28) Паспорт безопасности вещества «Диэтилалцинк 25%».
- 29) Материалы проекта «Строительство промышленной установки по производству гексен-1, мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НКНХ».
- 30) ГОСТ 3022-80. Водород технический. Технические условия.
- 31) Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа».
- 32) Воробьева Г.Я. Коррозионная стойкость материалов в агрессивных средах химических производств. Изд. 2-е пер. и доп. М.: «Химия», 1975.

1.6.4. Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

На момент разработки настоящего ОБ ОПО детальная информация о технологических, внутриблочных трубопроводах для составляющих анализируемого ОПО отсутствует. Вследствие этого учет технологических трубопроводов при анализе опасностей и оценке риска производится путем увеличения масс опасных веществ, содержащихся в технологическом оборудовании составляющих анализируемого ОПО на 10 %. С учетом вышесказанного, в текущем разделе приводится информация только о характеристиках трубопроводов межцеховых коммуникаций, а также о межтитульных трубопроводах.

Перечень и характеристики основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества, динамического оборудования, а также вышеупомянутых трубопроводов приведены в таблицах (Таблица 16, Таблица 17).

Таблица 16 – Перечень основного технологического оборудования

№ блока	№ оборудования	наименование оборудования	Кол-во	место размещения	назначение оборудования	Характеристики оборудования	Режим работы
<i>Титул 201 «Прием и осушка растворителей (секция 100). Подготовка, промежуточное хранение и отгрузка товарных продуктов (секция 500, 600) Прием и подготовка газов (секция 200, 800). Узел очистки этилена»</i>							
Прием и осушка растворителей (секция 100)							
1	R-1001 A/B	Адсорбер осушки циклогексана	2	на открытой площадке	Осушка ЦГ	V=4,7 м ³ D=1200 мм Нц.ч.=3600 мм	непрерывный
1	V-1001	Емкость хранения циклогексана	1	на открытой площадке	Хранение ЦГ	V=100 м ³ D=3400 мм Нц.ч.=9800 мм	непрерывный
1	V-1002	Емкость хранения циклогексана	1	на открытой площадке	Хранение ЦГ	V=100 м ³ D=3400 мм Нц.ч.=9800 мм	непрерывный
1	E-1001 (горячая сторона)	Холодильник рецикла циклогексана	1	на открытой площадке	Охлаждение рециклов ЦГ	B=1144 мм L=1144 мм H=747 мм	непрерывный
1	P-1001, P-1002	Насос адсорбера ЦГ	2 (1 раб.+1 рез.)	на открытой площадке	Подача, транспортировка среды	Q=7587...786,2 кг/ч H=76 м	непрерывный
1	P-1003A/B	Насос ВД для ЦГ	2 (1 раб.+1 рез.)	на открытой площадке	Подача, транспортировка среды	Q=26554,5... 27517 кг/ч H=490 м	непрерывный
2	R-1002	Адсорбер осушки этилбензола	1	на открытой площадке	Осушка ЭБ	V=3,3 м ³ D=1000 мм Нц.ч.=3600 мм	непрерывный
2	V-1003	Емкость	1	на открытой площадке	Хранение ЭБ	V=25 м ³ D=3400 мм H=7500 мм	непрерывный
2	P-1004 A/B	Насос подачи ЭБ	2 (1 раб.+1 рез.)	на открытой площадке	Подача, транспортировка среды	Q=8504...8808 кг/ч H=73 м	непрерывный
3	R-4002A,B	Адсорбер	2	на открытой площадке	Осушка 2-ЭГ	V=1,2 м ³ D=1,2 мм Нц.ч.=1850 мм	непрерывный

№ блока	№ оборудования	наименование оборудования	Кол-во	место размещения	назначение оборудования	Характеристики оборудования	Режим работы
3	V-4006	Емкость	1	на открытой площадке	Хранение 2-ЭГ	V=100 м ³ D=3400 мм Нц.ч.=9800 мм	непрерывный
3	P-4005	Насос подачи 2-ЭГ	1	на открытой площадке	Подача, транспортировка среды	Q=8172...8453 кг/ч H=74 м	непрерывный
6	V-1004	Емкость аварийная дренажная	1	на открытой площадке	Аварийный прием продукта/растворителя	V=100 м ³ D=3400 мм Нц.ч.=9800 мм	периодически
Подготовка, промежуточное хранение и отгрузка товарной продукции (секция 500, секция 600)							
4	V-5003	Емкость	1	на открытой площадке	Хранение тяжелых фракций	V=63 м ³ D=3200 мм Нц.ч.=6400 мм	непрерывный
4	P-5005	Насос отгрузки тяжелых продуктов	1	на открытой площадке	Подача, транспортировка среды	Q=13432... 16904 кг/ч H=100 м	непрерывный
5	R-6001 A/B	Адсорбер	2	на открытой площадке	Осушка гексена-1	V=4,0 м ³ D=1000 мм Нц.ч.=4400 мм	непрерывный
5	V-6001 A/B	Емкость	2	на открытой площадке	Хранение товарного продукта	V=100 м ³ D=3400 мм Нц.ч.=9800 мм	непрерывный
5	P-6001 A/B	Насос отгрузки гексена-1	2 (1 раб.+1 рез.)	на открытой площадке	Подача, транспортировка среды	Q=26120... 29320 кг/ч H=90 м	непрерывный
Прием и подготовка газов (секция 200, 800). Узел очистки этилена							
7	R-2001 A/B	Адсорбер	2	на открытой площадке	Осушка этилена	V=5,35 м ³ D=1200 мм Нц.ч.=4100 мм	непрерывный
7	F-2001 A/B	Фильтр	2	на открытой площадке	Очистка этилена	V=1,6 м ³ D=1000 мм Нц.ч.=1200 мм	непрерывный
9	R-2002	Реактор	1	на открытой площадке	Очистка этилена от серосодержащих соединений (УОЭ)	V=10,6 м ³ D=1400 мм Нц.ч.=6300 мм	непрерывный
9	R-2003	Реактор	1	на открытой площадке	Очистка этилена от окиси углерода	V=7,8 м ³ D=1400 мм	непрерывный

№ блока	№ оборудования	наименование оборудования	Кол-во	место размещения	назначение оборудования	Характеристики оборудования	Режим работы
						Нц.ч.=4400 мм	
9	Е-2001 (тр.пространство)	Предварительный нагреватель этилена	1	на открытой площадке	Предварительный нагрев этилена	В=550 мм L=4165 мм H=780 мм	непрерывный
9	Е-2004 (тр.пространство)	Промежуточный нагреватель этилена	1	на открытой площадке	Промежуточный нагрев этилена	В=550 мм L=4165 мм H=780 мм	непрерывный
9	Е-2005 (тр.пространство)	Концевой холодильник этилена	1	на открытой площадке	Охлаждение этилена	В=635 мм L=6610 мм H=1150 мм	непрерывный
Оборудование, не входящее в состав технологического блока							
–	V-6002	Емкость подземная дренажная (в обычном режиме пустая)	1	на открытой площадке	Сбор дренажей от аппаратов	V=5,0 м³ D=1400 мм H=3604 мм	непрерывный
<i>Титул 202 – «Реакторный блок (секция 200). Блок выделения товарного продукта (секция 400). Система вспомогательных сред (секция 500)»</i>							
Реакторный блок (секция 200)							
1	V-2001	Сепаратор рециклового газа	1	на открытой площадке	Отделение конденсата из рециклового газа	V=5 м³ D=1400 мм H=4150 мм	непрерывный
1	K-2001	Компрессорная установка рециклового газа	1	в отапливаемом помещении	Сжатие и нагнетание газа	Q=1707 (при ст.у) м³/ч	непрерывный
2	K-2002	Компрессорная установка компримирования рециклового газа	1	в отапливаемом помещении	Сжатие и нагнетание газа	Q=20659 (при ст.у) м³/ч	непрерывный
3	C-2001	Колонна отпарки конденсата со встроенным конденсатором и испарителем	1	на открытой площадке	Удаление легких фракций из конденсата рециклового газа	D _{кол} =300 мм; D _{куб. емкости} =1200 мм; H _{общ} =7100 мм V=3,3 м³	непрерывный
3	E-2003	Испаритель кубового продукта колонны C-2001	1	на открытой площадке	Испарение кубового продукта колонны	L=1250 мм B=435 мм H=620 мм	непрерывный

№ блока	№ оборудования	наименование оборудования	Кол-во	место размещения	назначение оборудования	Характеристики оборудования	Режим работы
3	E-2002	Конденсатор	1	на открытой площадке	Конденсация паров с верха колонны С-2001	L=1320 мм B=435 мм H=1920 мм	непрерывный
Блок выделения товарного продукта (секция 400)							
4 (5,6)	R-4001A(B,C)	Реактор	1	в отапливаемом помещении	Синтез олефина	D=2800 мм Hц.ч.=6000 мм H=10450 мм	непрерывный
4 (5,6)	V-4001A(B,C)	Отстойник реакционной смеси	1	в помещении	Сбор полимера/разложение остатков катализатора	V=16 м ³ D=2000 мм H=6900 мм	непрерывный
4 (5,6)	E-4001A(B,C)	Конденсатор паров отстойника	1	в помещении	Конденсация паров с верха реактора	D=1500 мм L=6000 мм F=508 м ²	непрерывный
4	E-4003	Подогреватель контура горячей промывки	1	в помещении	Нагрев потока промывки реактора	L=3000 мм B=510 мм H=742 мм	периодический
4	P-4003	Насос контура горячей промывки	1	в помещении	Подача, транспортировка среды	Q=80 м ³ /ч H=100 м	периодический
7	C-4001	Колонна дегазации	1	на открытой площадке	Удаление легких фракций из реакционной смеси	V=37 м ³ D=1800 мм Hобщая=20650 мм	непрерывный
7	V-4005	Флегмовая емкость колонны дегазации	1	на открытой площадке	Сбор флегмы колонны дегазации	V=8,6 м ³ D=1600 мм L=5070 мм	непрерывный
7	E-4005	Конденсатор паров колонны дегазации	1	на открытой площадке	Конденсация паров с верха колонны дегазации	D=1100 мм L=7840 мм H=1670 мм	непрерывный
7	E-4002 A/B	Кипятильник колонны дегазации	2	на открытой площадке	Испарение кубового продукта колонны	D=800 мм H=4315 мм	непрерывный
7	P-4002 A/B	Насос подачи флегмы колонны дегазации	2	под навесом	Подача, транспортировка среды	Q _{мин} =15 м ³ /ч Q _{норм} =30 м ³ /ч Q _{макс} =37,5 м ³ /ч H=50 м	непрерывный
7	P-4007 A/B	Насос фракции C6+	2	под навесом	Подача, транспортировка среды	Q=44...55 м ³ /ч H=30 м	непрерывный

№ блока	№ оборудования	наименование оборудования	Кол-во	место размещения	назначение оборудования	Характеристики оборудования	Режим работы
8	V-4003	Емкость сбора кубового продукта колонны дегазации	1	на открытой площадке	Сбор кубового продукта колонны дегазации	V=25 м ³ D=2400 мм L=6300 мм	непрерывный
8	P-4006 A/B	Насос емкости сбора кубового продукта колонны дегазации	2	под навесом	Подача, транспортировка среды	Q=1...1,5м ³ /ч H=50 м	непрерывный
9	PK-4001	Роторно-плечный испаритель	1	в отапливаемом помещении	Испарение фракции C6, C8+	L=3500 мм B=2500 мм H=5000 мм	непрерывный
Система вспомогательных сред (секция 500)							
10	C-5001	Колонна гексена-1	1	на открытой площадке	Выделение гексена-1	V=243 м ³ D=2700 мм H=46650 мм	непрерывный
10	V-5001	Флегмовая емкость колонны гексена-1	1	на открытой площадке	Сбор флегмы колонны гексена-1	V=20 м ³ D=2200 мм L=5950 мм	непрерывный
10	E-5001 (тр. пр-во)	Конденсатор паров колонны гексена-1	1	на открытой площадке	Конденсация паров с верха колонны гексена-1	L=1503 мм B=1431 мм H=2567 мм F=256,1 м ²	непрерывный
10	E-5003	Кипятильник колонны гексена-1	1	на открытой площадке	Испарение кубового продукта колонны гексена-1	L=1586 мм B=1431 мм H=2639 мм F=229,7 м ²	непрерывный
10	P-5001 A/B	Насос флегмы колонны товарного гексена-1	2	под навесом	Подача, транспортировка среды	Q _{мин} =36 м ³ /ч Q _{норм} =80 м ³ /ч Q _{макс} =100 м ³ /ч H=75 м	непрерывный
10	P-5004 A/B	Насос гексена-1	2	под навесом	Подача, транспортировка среды	Q _{мин} =5 м ³ /ч Q _{норм} =10...12 м ³ /ч Q _{макс} =15 м ³ /ч H=50 м	непрерывный
10	P-5006 A/B	Насос подачи колонны циклогексана	2	под навесом	Подача, транспортировка среды	Q _{мин} =16,5 м ³ /ч Q _{норм} =33 м ³ /ч Q _{макс} =42 м ³ /ч H=41 м	непрерывный

№ блока	№ оборудования	наименование оборудования	Кол-во	место размещения	назначение оборудования	Характеристики оборудования	Режим работы
11	C-5002	Колонна регенерации циклогексана	1	на открытой площадке	Выделение тяжелой фракции из рециклового ЦГ	V=30 м ³ D=1500 мм H=21100 мм	непрерывный
11	V-5002	Флегмовая емкость колонны циклогексана	1	на открытой площадке	Сбор флегмы колонны регенерации циклогексана	V=10 м ³ D=1600 мм L=5280 мм	непрерывный
11	E-5002	Конденсатор колонны циклогексана	1	на открытой площадке	Конденсация паров с верха колонны регенерации циклогексана	L=1094 мм B=1012 мм H=1100 мм F=36,2 м ²	непрерывный
11	E-5005	Кипятильник колонны циклогексана	1	на открытой площадке	Испарение кубового продукта колонны циклогексана	L=1597 мм B=1457 мм H=1784 мм F=130,7 м ²	непрерывный
11	E-1002	Нагреватель циклогексана	1	на открытой площадке	Подогрев циклогексана	L=1060 мм B=1060 мм H=923 мм F=27,734 м ²	непрерывный
11	E-5006 (тр.пр-во)	Холодильник кубового продукта колонны циклогексана	1	на открытой площадке	Охлаждение кубового продукта колонны регенерации циклогексана	L=824 мм B=824 мм H=420 мм F=3,8 м ²	непрерывный
11	P-5002 A/B	Насос рецикла циклогексана	2	под навесом	Подача, транспортировка среды	Q _{мин} =23 м ³ /ч Q _{норм} =47 м ³ /ч Q _{макс} =59 м ³ /ч H=95 м	непрерывный
11	P-5003 A/B	Насос кубового продукта колонны циклогексана	2	под навесом	Подача, транспортировка среды	Q=0,8 м ³ /ч H=50 м	непрерывный
12	C-5003	Колонна товарного гексен-1	1	на открытой площадке	Выделение гексена-2	V=148 м ³ D=2400 мм H=40500 мм	непрерывный
12	V-5007	Флегмовая емкость колонны товарного гексен-1	1	на открытой площадке	Сбор флегмы колонны	V=16 м ³ D=2000 мм L=5300 мм	непрерывный
12	E-5007	Конденсатор колонны гексен-1	1	на открытой площадке	Конденсация паров с верха колонны гексен-1	L=1329 мм B=1265 мм H=1997 мм F=190,1 м ²	непрерывный

№ блока	№ оборудования	наименование оборудования	Кол-во	место размещения	назначение оборудования	Характеристики оборудования	Режим работы
12	Е-5008 (холодная сторона)	Кипятильник колонны товарного гексен-1	1	на открытой площадке	Испарение кубового продукта колонны гексена-1	D=1200 мм L=5259 мм B=1389 мм H=1769 мм F=80,5 м ²	непрерывный
12	Е-5009 (тр.пр-во)	Пластинчатый теплообменник кубового продукта колонны гексен-1	1	на открытой площадке	Охлаждение кубового продукта	L=818 мм B=818 мм H=420 мм F=3,8 м ²	непрерывный
12	P-5007 A/B	Насос подачи флегмы колонны товарного гексен-1	2	под навесом	Подача, транспортировка среды	Q _{мин} =30 м ³ /ч Q _{норм} =58...68 м ³ /ч Q _{макс} =76 м ³ /ч H=78 м	непрерывный
Система дренажей (секция 700)							
13	V-7001	Емкость реакторов	1	на открытой площадке	Сбор аварийных дренажей от аппаратов	V=100 м ³ D=3400 мм L=12040 мм	непрерывный
13	P-7001 A/B	Насос дренажной емкости	2	под навесом	Подача, транспортировка среды	Q=10 м ³ /ч H=95 м	непрерывный
14	V-4007	Емкость дезактиватора	1	В помещении	Прием 2-ЭГ для постоянного дозирования в процесс	V=3,0 м ³ D=1200 мм H=3350 мм	непрерывный
14	P-4001 A/B/C	Насос подачи дезактиватора	3	в помещении	Подача, транспортировка среды	Q=0,06 м ³ /ч	непрерывный
15	V-5004	Емкость сбора кубовых продуктов колонны	1	на открытой площадке	Кубовый продукт колонны гексен-1	V=30 м ³ D=2400 мм L=7100 мм	непрерывный
15	P-5008 A/B	Насос кубового продукта колонны товарного гексен-1	2	под навесом	Подача, транспортировка среды	Q _{норм} =0,4 м ³ /ч Q _{макс} =0,7 м ³ /ч H=50 м	непрерывный
16	K-2003	Компрессорная установка сдувочного газа	1	в отапливаемом помещении	Сжатие и нагнетание газа	Q=273 (при ст.у) м ³ /ч	непрерывный
Факельное хозяйство (секция 900)							
–	V-9001	Факельный сепаратор	1	на открытой площадке	Отделение жидкости от факельного газа	V=60 м ³ D=2600 мм L=12400 мм	непрерывный

№ блока	№ оборудования	наименование оборудования	Кол-во	место размещения	назначение оборудования	Характеристики оборудования	Режим работы
–	P-9001 A/B	Насос отвода дренажа	2	под навесом	Подача, транспортировка среды	Q=5 м³/ч H=70 м	непрерывный
–	V-2003	Дренажная емкость	1	на открытой площадке	Сбор дренажей от аппаратов	V=5 м³ D=1400 мм L=3755 мм	непрерывный
<i>Титул 203 «Блок приготовления катализатора»</i>							
Блок приготовления катализатора (секция 300)							
1	V-3001	Емкость	1	в здании	Прием и хранение вещества	V=6,3 м³ D=1600 мм Hц.ч.=2500 мм	непрерывный
2	V-3002	Емкость	1	в здании	Прием и хранение вещества	V=12,5 м³ D=2000 мм Hц.ч.=3100 мм	непрерывный
3	V-3003	Емкость	1	в здании	Прием и хранение вещества	V=6,3 м³ D=1600 мм Hц.ч.=2500 мм	непрерывный
4	V-3003a F-3002A/B	Емкость Фильтр	1 2	в здании	Приготовление раствора (смешение) Фильтр насоса ДЭЦ	V _{общ.емкости} =1,6 м³ D=1000 мм Hц.ч.=1580 мм V _{общ.фильтр.} =0,03 м³	непрерывный
4	P-3002A...P-3002C	Насос подачи раствора ДЭЦ	3	в здании	Подача, транспортировка среды	Q=0,95 кг/ч	непрерывный
5	V-3004 MI-3001	Емкость СВЧ облучатель	1 1	в здании	Приготовление раствора (смешение) СВЧ облучатель	V _{общ.емкости} =1,6 м³ D=1000 мм Hц.ч.=1580 мм V _{общ.облуч.} =0,02 м³	непрерывный
6	V-3005	Емкость	1	в здании	Прием и хранение вещества	V=2,5 м³ D=1200 мм Hц.ч.=1700 мм	непрерывный
7	V-3006	Емкость	1	в здании	Прием и хранение вещества	V=2,5 м³ D=1200 мм Hц.ч.=1700 мм	непрерывный
8	V-3007	Емкость	1	в здании	Приготовление раствора (смешение)	V=1,6 м³ D=1000 мм Hц.ч.=1580 мм	непрерывный
9 (10, 11,12)	V-3008A/B/C/D	Емкость	4	в здании	Приготовление катализатора (смешение)	V=3,2 м³ D=1600 мм Hц.ч.=1000 мм	непрерывный

№ блока	№ оборудования	наименование оборудования	Кол-во	место размещения	назначение оборудования	Характеристики оборудования	Режим работы
9	P-3001A...P-3001C	Насос подачи катализатора	3	в здании	Подача, транспортировка среды	Q=60 кг/ч	непрерывный
13	V-3009	Емкость	1	в здании	Сбор МОС	V=5,0 м³ D=1600 мм Н.ч.ч.=1900 мм	непрерывный
14	V-3011	Емкость	1	в здании	Нейтрализация МОС	V=5,0 м³ D=1600 мм Н.ч.ч.=1800 мм	непрерывный
Система дренажей (секция 700)							
–	V-7002	Емкость	1	на открытой площадке	Сбор дренажей блока катализаторов	V=12,5 м³ D=2000 мм Л.ч.ч.=3800 мм	непрерывный
Система утилизации газовых сдувок (секция 900)							
–	V-9003	Емкость	1	в здании	Сбор сдувок блока катализаторов	V=3,2 м³ D=1400 мм Н.ч.ч.=1600 мм	непрерывный
–	V-9004	Емкость	1	в здании	Абсорбция МОС	V=3,2 м³ D=1400 мм Н.ч.ч.=1600 мм	непрерывный
Титул 305 «Факельная система»							
–	V-1001	Факельный сепаратор	1	на открытой площадке	Отделение жидкости от факельного газа	V=34,0 м³ D=2200 мм Н.ч.ч.=8000 мм	непрерывный
–	V-1002	Емкость дренажная	1	подземная	Сбор жидкости из факельного сепаратора	V=20,0 м³ D=2000 мм Н.ч.ч.=5400 мм	непрерывный

Таблица 17 – Перечень основных трубопроводов

№ участка	Назначение (откуда/куда)	Размеры трубопровода		Наименование опасного вещества	Физические условия содержания опасного вещества		
		Наружный диаметр, D _{нар} , мм	Длина, мм		Агрегатное состояние	P, МПа	T, °C
Титул 303							
P-303-0001-G01CE2F06-EB	От стоек 39-40 ряда 2 эстакады МЦК до тит 201	89	316	Этилбензол	жидкость	0,73	40
P-303-0001-G04CE2F04-ETH	От стоек 414,415 эстакады 12А цеха №2106 до тит.201	159	1113	Этилен	газ	2,7	40

№ участка	Назначение (откуда/куда)	Размеры трубопровода		Наименование опасного вещества	Физические условия содержания опасного вещества		
		Наружный диаметр, D _{нар} , мм	Длина, мм		Агрегатное состояние	P, МПа	T, °C
303-0004-G01CE2F27-FG	от ГРС-3, ГРС-2 второй промышленной зоны, цех №5157 (в районе ст.149-153) до тит.305	89	20,1	Топливный газ	газ	0,6	40
303-0005-G01CE2F27-FG	от ГРС-3, ГРС-2 второй промышленной зоны, цех №5157 (в районе ст.34-35 ряда 3) до установки Гексен-1	89	3,6	Топливный газ	газ	0,6	40
303-0008-G01CE2F27-FG	от ГРС-3, ГРС-2 второй промышленной зоны, цех №5157 (в районе ст.34-35 ряда 3) до установки Гексен-1	89	21	Топливный газ	газ	0,6	40
P-303-0001-G01CE2F02M-FL	от тит. 304/1 (202) до тит. 305	530.00	681,00	Газ на факел	газ	0,1	300
P-303-0001-G04CE2F02-HCD	Дренаж от 305 до 304/1(202)	89	683	Дренаж жидких углеводородов	жидкость	0,4	40
P-303-0001-G01CE2F06-HE1	От установки Гексен-1 в парк цеха №6709	108	2152	Гексен-1	жидкость	0,81	40
P-303-0001-G01CE2F06-HE2	Гексен-2(С6+) от тит.202 к перспективным трубопроводам нового производства Этилен: пиробензина к депентанизатору DA040-01; пиробензина с ТСБ	57	2658	Гексен-2	жидкость	1,05	40
P-303-0001-G01CE2F06-HHC	Тяжелые углеводороды (С8+) от тит.202 к трубопроводу откачки легкой пиролизной смолы в ТСБ цеха №2520	57	1129	Тяжелые углеводороды	жидкость	0,81	60
P-303-0011-G01CE2F02-HHC	Тяжелые углеводороды (С8+) от тит.201 к трубопроводу цеха №2108	57	595	Тяжелые углеводороды	жидкость	0,94	40
P-303-0001-G10CE2F04-HY	От цеха №6716 к тит.201	57	1757	Очищенный водород	газ	2,5	27
P-303-0001-G01CE2F04-PG	От стойки №325 внутрицеховой эстакады на участке подачи пирогаза в сепаратор поз.Е-FA-203N до тит.202	89	1136	Сдувочный газ	газ	0,6	40
Титул 304							
P-304/1-0002-G01CE2F02-2EH	От тит. 201 к тит. 202	57	75	2-Этилгексанол (2-ЭГ)	жидкость	0,25	40,00
P-304/1-0005-G01CE2F02-2EH	От тит. 201 к тит. 203	57	130	2-Этилгексанол (2-ЭГ)	жидкость	0,25	40,00
P-304/1-0001-G04CE2F06-CHE	От тит 201 в тит. 202	89	76,5	Циклогексан	жидкость	0,59	40,00

№ участка	Назначение (откуда/куда)	Размеры трубопровода		Наименование опасного вещества	Физические условия содержания опасного вещества		
		Наружный диаметр, D _{нар} , мм	Длина, мм		Агрегатное состояние	P, МПа	T, °C
P-304/1-0002- G01CE2F06-CHE	От тит. 202 в тит. 201	108	77,6	Циклогексан	жидкость	3,7	40
P-304/1-0003- G04CE2F06-CHE	От тит. 202 в тит. 203	89	66,2	Циклогексан	жидкость	0,59	40
P-304/1-0004- G04CE2F06-CHE	От тит. 202 в тит. 203	57	60,4	Циклогексан	жидкость	3,7	40
P-304/1-0010- G01CE2F06-CHE	От тит. 202 в тит. 201	57	89,8	Циклогексан	жидкость	0,59	40
P-304/1-0014- G01CE2F06-CHE	От тит. 201 в тит. 203	57	130,4	Циклогексан	жидкость	0,59	40
P-304/1-0017- G01CE2F06-CHE	От тит. 203 в тит. 202	57	67,2	Циклогексан	жидкость	3,7	40
P-304/1-0005- G04SA1F06F-CS	От тит. 203 в тит. 202	57	31,8	Каталитический комплекс	жидкость	2,63	75
P-304/1-0006- G04SA1F06F-CS	От тит. 203 в тит. 202	57	31,8	Каталитический комплекс	жидкость	2,63	75
P-304/1-0007- G04SA1F06F-CS	От тит. 203 в тит. 202	57	31,8	Каталитический комплекс	жидкость	2,63	75
P-304/1-0003- G04SA1F06F-DEZ	От тит. 203 в тит. 202	57	31,8	Диэтилцинк (ДЭЦ)	жидкость	2,63	40
P-304/1-0004- G04SA1F06F-DEZ	От тит. 203 в тит. 202	57	31,8	Диэтилцинк (ДЭЦ)	жидкость	2,63	40
P-304/1-0005- G04SA1F06F-DEZ	От тит. 203 в тит. 202	57	31,8	Диэтилцинк (ДЭЦ)	жидкость	2,63	40
P-304/1-0002- G01CE2F06-EB	От тит. 303 в тит. 201	89	133	Этилбензол	жидкость	0,73	40
P-304/1-0022- G01CE2F06-EB	От тит. 201 в тит. 203	57	133,7	Этилбензол	жидкость	0,73	40
P-304/1-0001- G04CE2F04-ETH	От тит. 201 в тит. 202	159	77,2	Этилен	газ	2,46	40
P-304/1-0022- G04CE2F04-ETH	От тит. 303 в тит. 201	159	124,5	Этилен	газ	2,7	40

№ участка	Назначение (откуда/куда)	Размеры трубопровода		Наименование опасного вещества	Физические условия содержания опасного вещества		
		Наружный диаметр, D _{нар} , мм	Длина, мм		Агрегатное состояние	P, МПа	T, °C
P-304/1-0001-G01CE2F27-FG	От тит. 303 в тит. 201, 202, 203	89	117	Топливный газ из сети завода	газ	0,6	40
P-304/1-0001-G01CE2F27-FG	От тит. 303 в тит. 201, 202, 203	57	91	Топливный газ из сети завода	газ	0,6	40
P-304/1-0004-G01CE2F04-FG	От тит. 202 в тит. 205	57	28,1	Топливный газ из сети завода	газ	0,6	40
P-304/1-0001-G01CE2F06-HE1	От тит. 202 в тит. 201	89	82,4	Гексен-1	жидкость	0,62	40
P-304/1-0002-G04CE2F06-HE1	От тит. 201 в тит. 202 (постоянного потока нет, только в некондиции)	89	80,7	Гексен-1	жидкость	0,81	40
P-304/1-0013-G04CE2F06-HE1	От тит. 201 в тит. 303	108	63,5	Гексен-1	жидкость	0,81	40
P-304/1-0023-G01CE2F06-HE2	От тит. 202 в тит. 303	57	117,4	Гексен-2	жидкость	0,16	40
P-304/1-0001-G01CE2F02-HHC	От тит. 202 в тит. 201	57	75,8	Тяжелые углеводороды	жидкость	0,91	40
P-304/1-0003-G01CE2F02-HHC	От тит. 205 в тит. 202	57	18,2	Тяжелые углеводороды	газ	0,3	120
P-304/1-0004-G01CE2F02-HHC	От тит. 202 в тит. 205	57	18,7	Тяжелые углеводороды	жидкость	0,91	40
P-304/1-0011-G01CE2F02-HHC	От тит. 201 в тит. 303	57	54,2	Тяжелые углеводороды	жидкость	0,94	40
P-304/1-0026-G01CE2F06-HHC	От тит. 202 в тит. 303	57	116,8	Тяжелые углеводороды	жидкость	0,81	60
P-304/1-0001-G10CL2F04-HY	От тит. 303 в тит. 201	57	64,2	Водород	газ	2,5	27
P-304/1-0018-G01CE2F04-PG	От тит. 303 в тит. 202	89	61,8	Сдувочный газ	газ	0,6	40
P-304/1-0001-G04CE2F04-RG	От тит. 201 в тит. 202	219	69,6	Рецикловый газ	газ	2,45	32
P-304/1-0006-G04CE2F04-RG	От тит. 202 в тит. 201	159	71,5	Рецикловый газ	газ	3,15	40

1.6.5. План размещения основного технологического оборудования объекта

Генеральный план объекта приведен на рисунках (Рисунок 80, Рисунок 81). Экспликация зданий и сооружений к генеральному плану приведена в таблице (Таблица 18). Планы размещения основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества приведены на рисунках (Рисунок 82...Рисунок 93).

Таблица 18 – Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование
201	Прием и осушка растворителей (секция 100). Подготовка, промежуточное хранение и отгрузка товарных продуктов (секция 500, 600) Прием и подготовка газов (секция 200, 800). Узел очистки этилена
202	Реакторный блок (секция 200). Блок Выделения таборного продукта (секция 400). Система вспомогательных сред (секция 500)
202/1	Здание основного корпуса установки
203	Блок приготовления катализатора (секция 300)
203/1	Здание приготовления катализатора
205	Узел термического окисления
302	Система энергоносителей и вспомогательных сред. Установка нагрева теплоносителя
304/1	Внутриплощадочные тепломатериалопроводы
305	Факельная система с факельным стволом
305/1	КТП ЗФУ с аппаратной
308	Сливоналивная эстакада
312	Лаборатория
401	Аппаратная с электропомещением
407	КРУ-6 кВ/ГПП-1
408	Здание 1226/3а – насосная с операторной товарного парка альфа-олефинов
409	Здание 1226/4а – насосная с операторной товарного парка тимеров пропилена
605/1	КНС дождевых стоков
606	ЛОС поверхностного стока с резервуаром накопителем
606/1	КНС промышленно-ливневых стоков
607	КНС хозяйственно-бытовых стоков
608	Блок обратного водоснабжения
609	Насосная станция противопожарного водоснабжения

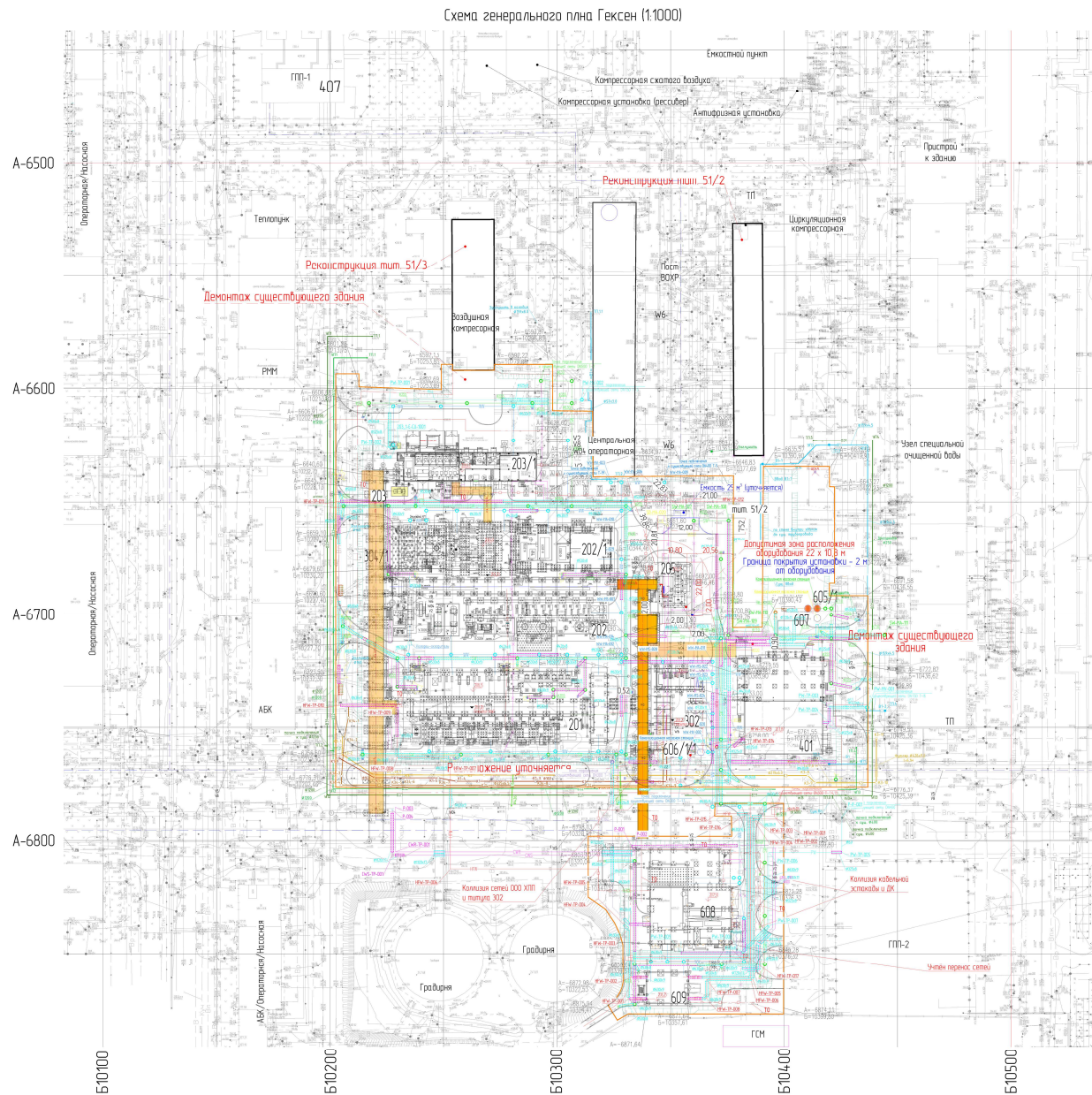


Рисунок 80 – Генеральный план объекта (лист 1)

Схема генерального плана Факельная система с факельным стволом (1:1000)

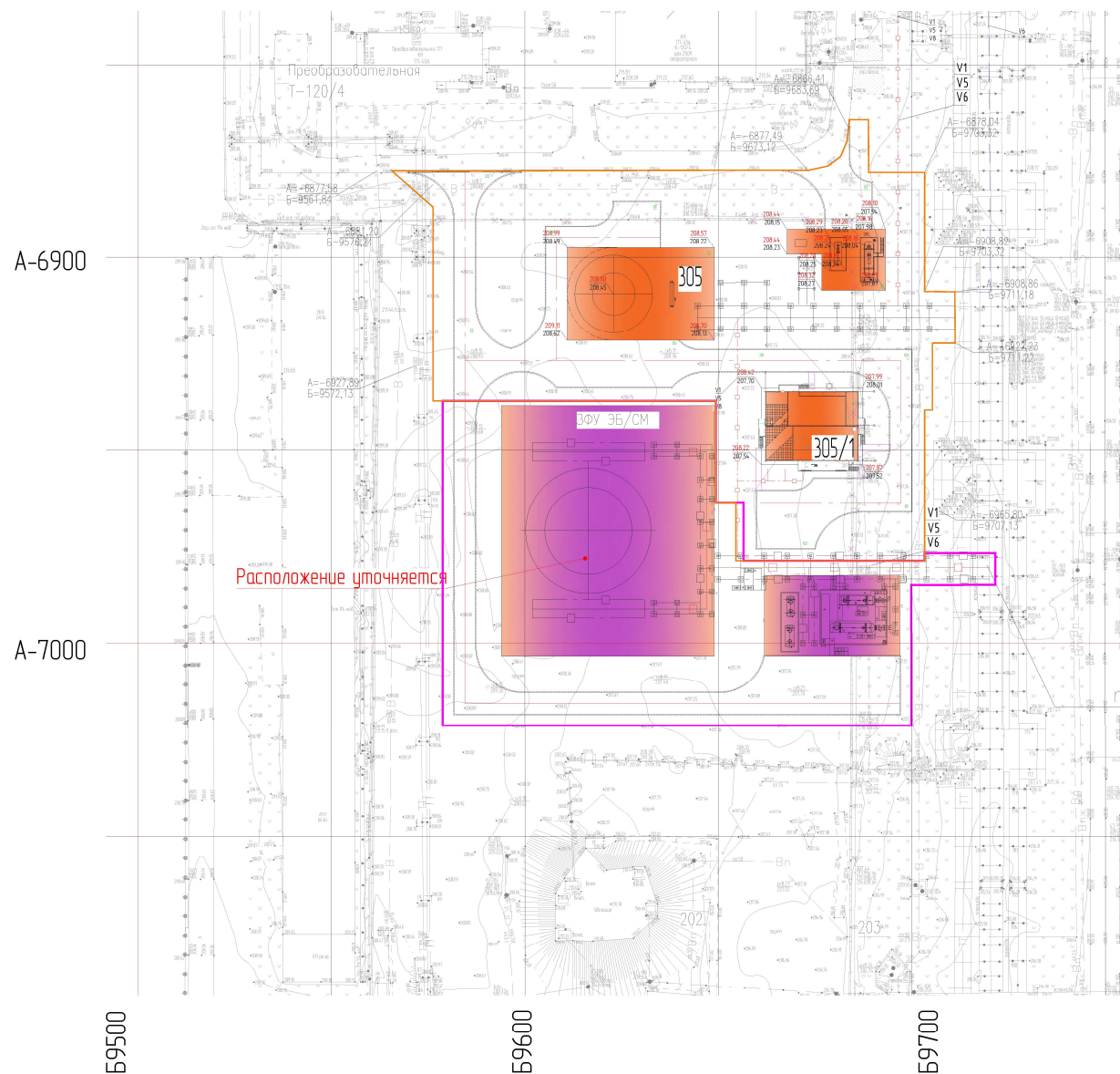


Рисунок 81 – Генеральный план объекта (лист 2)

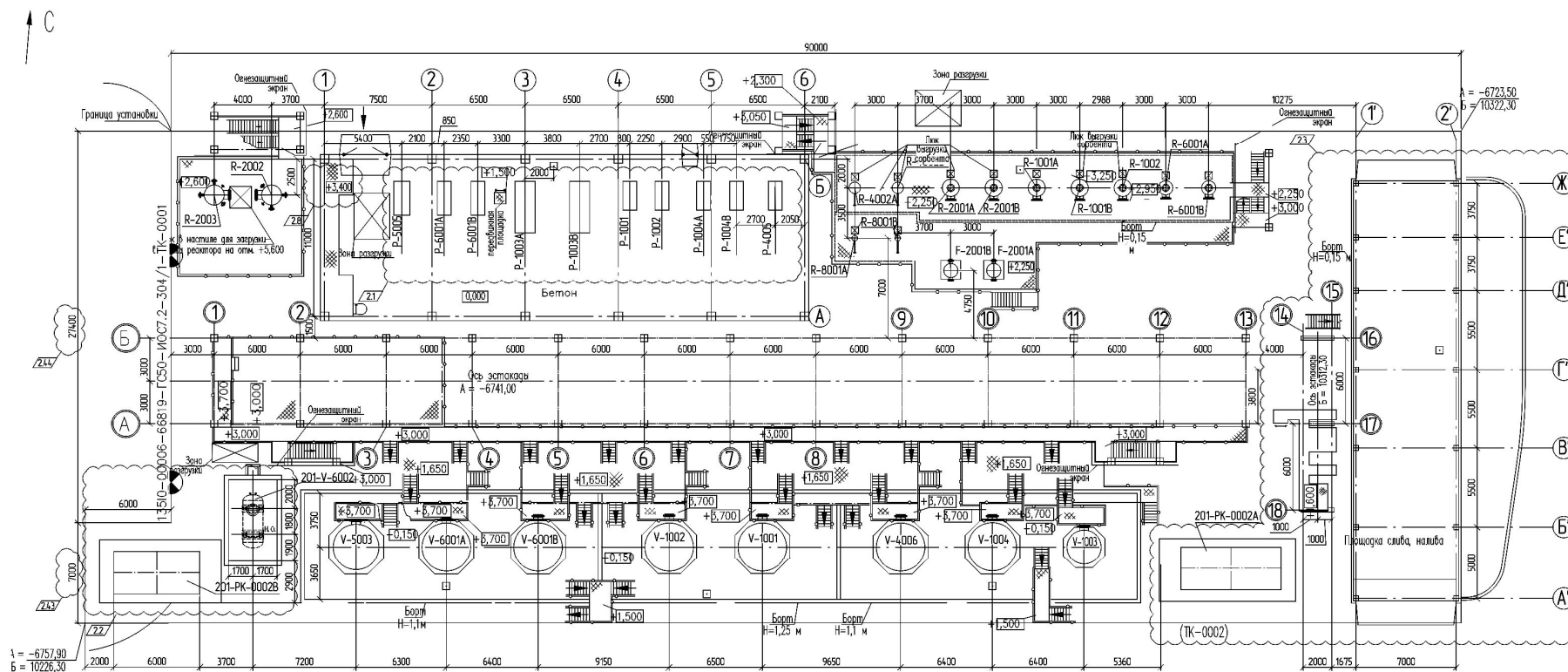


Рисунок 82 – План расположения оборудования тит.201 на отм. 0,000

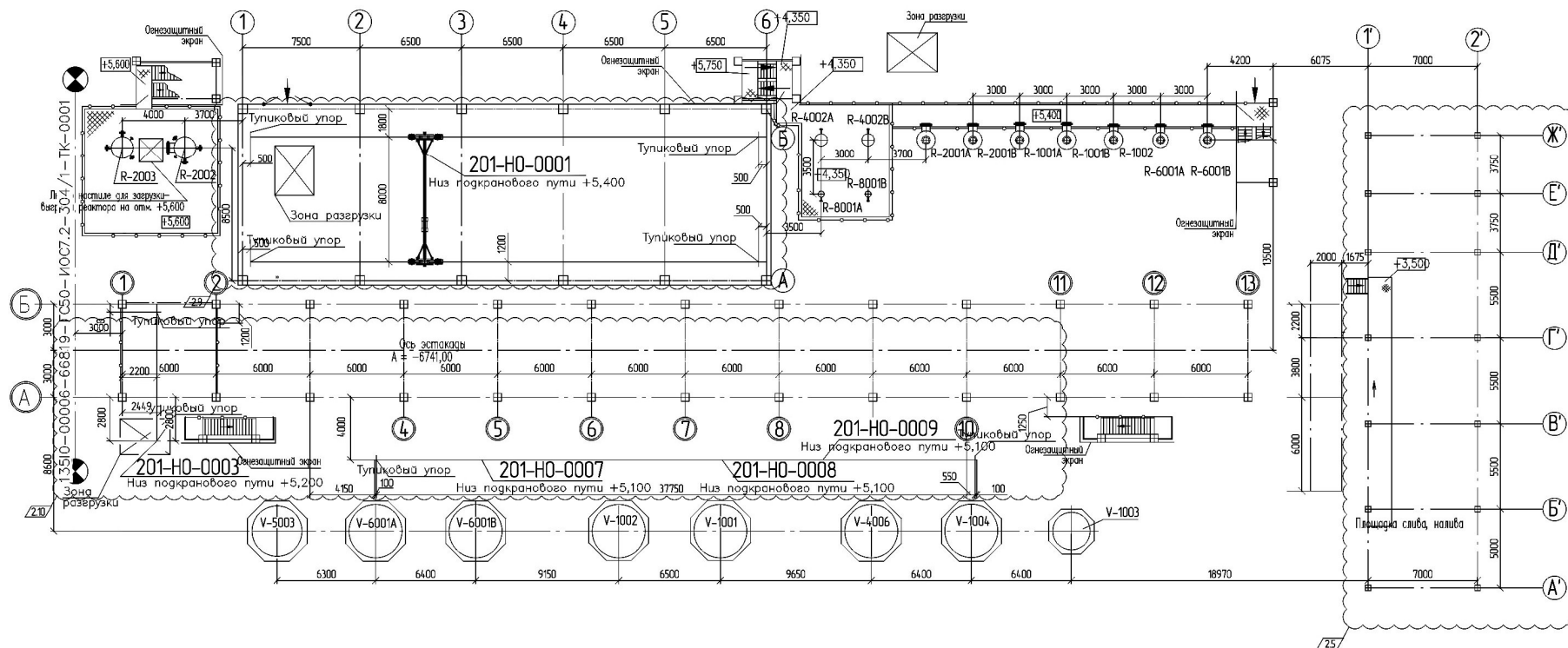


Рисунок 83 – План расположения оборудования тит.201 на отм. +4,000

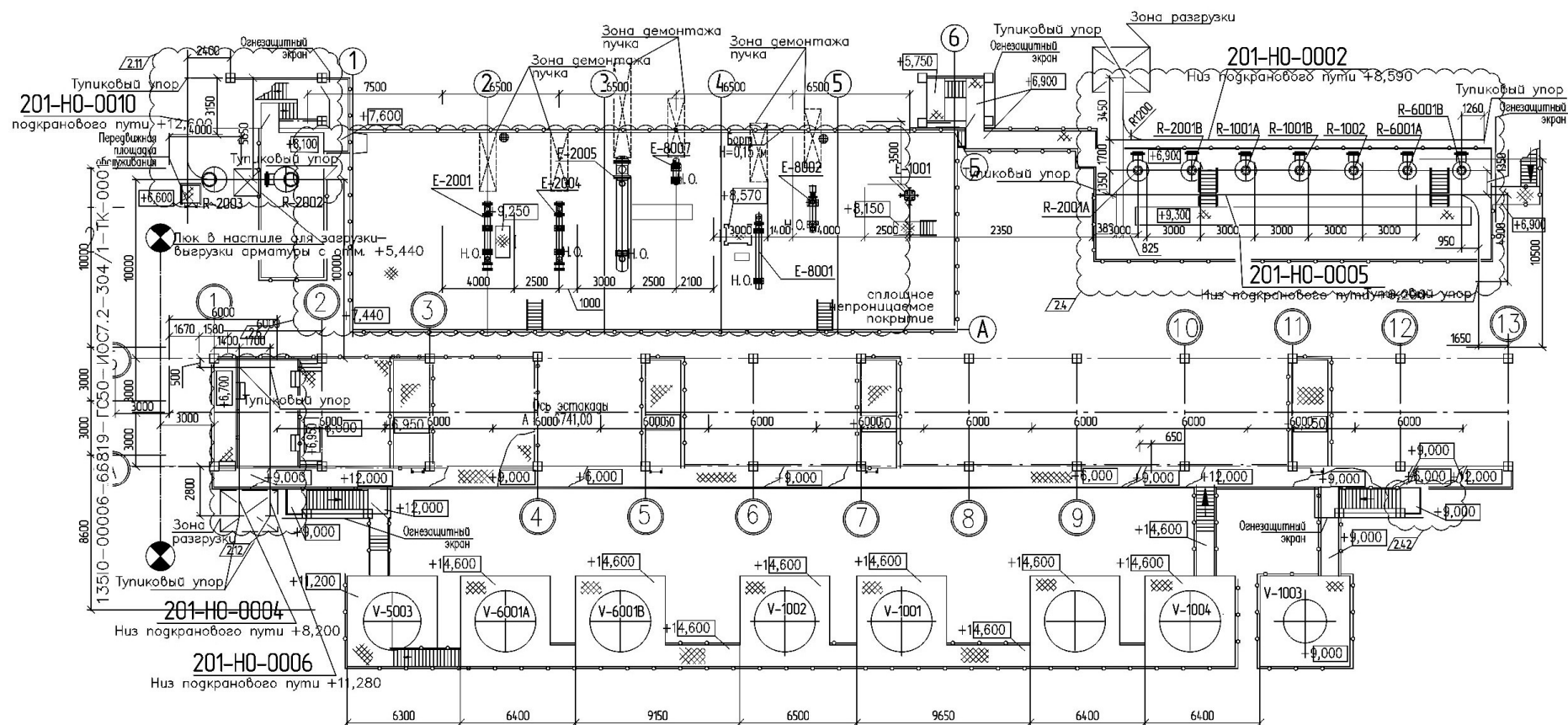


Рисунок 84 – План расположения оборудования тит.201 на отм. +6,000

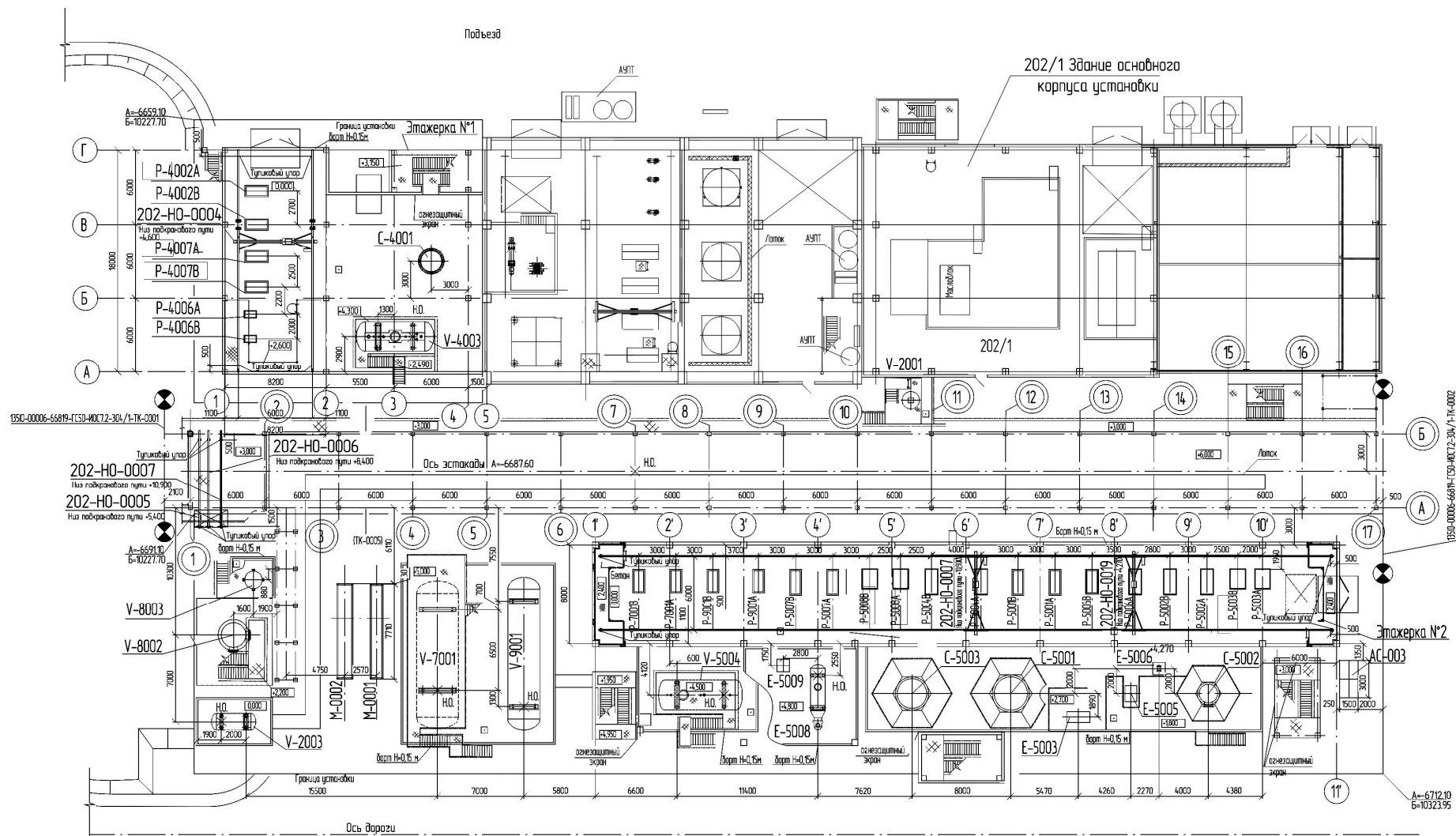


Рисунок 85 – План расположения оборудования тит.202 на отм. 0,000 (Лист 1)

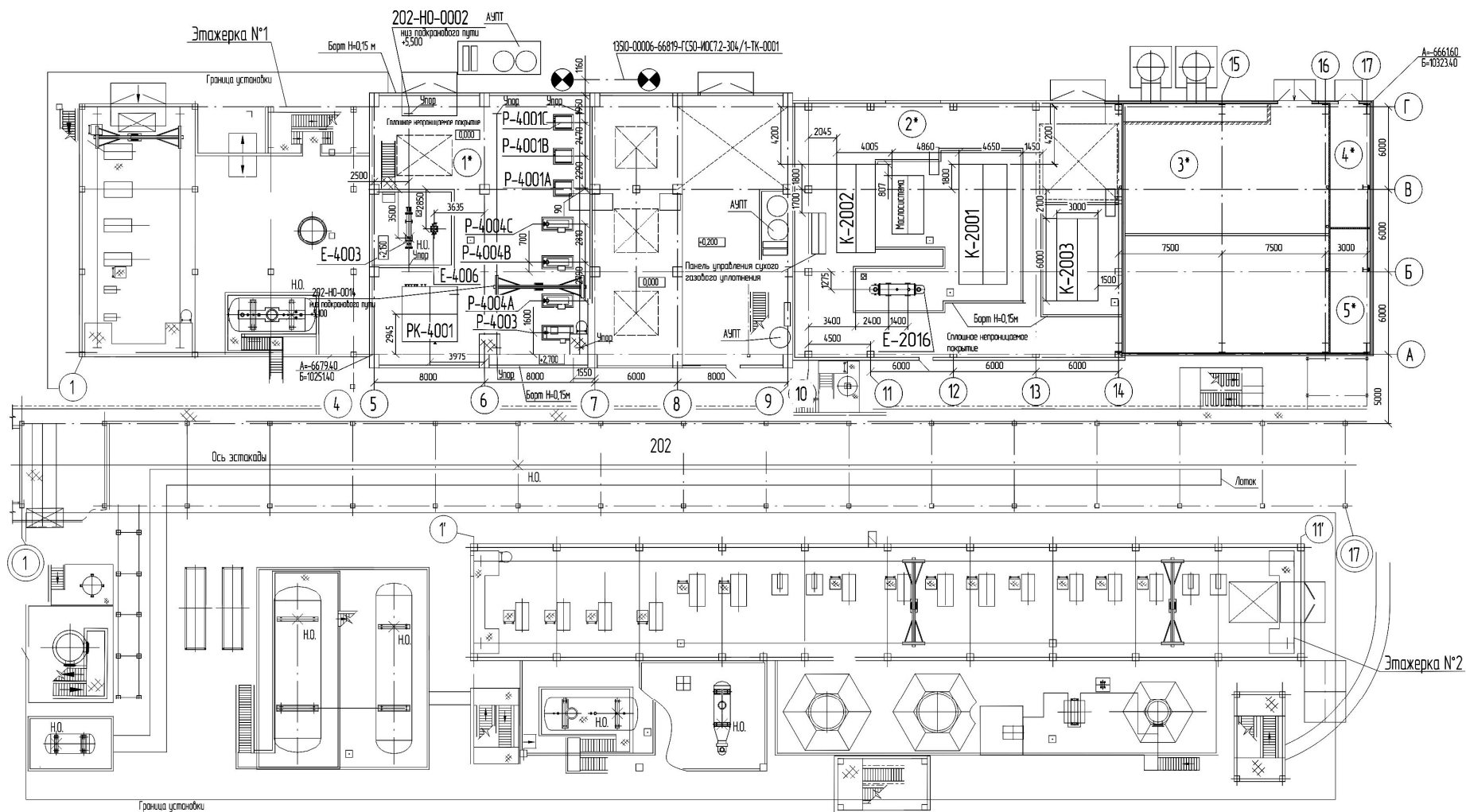


Рисунок 86 – План расположения оборудования тит.202 на отм. 0,000 (Лист 2)

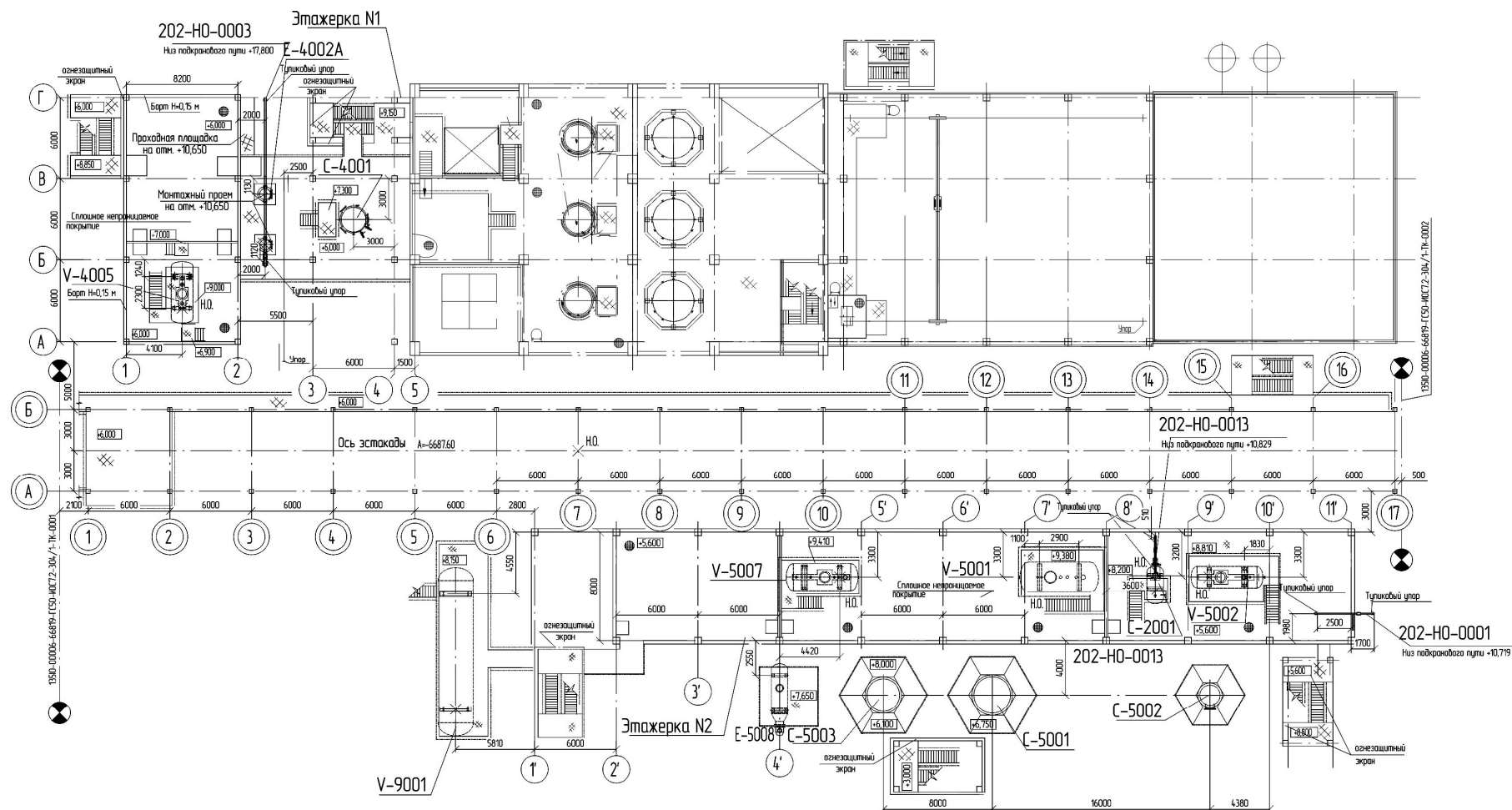


Рисунок 87 – План расположения оборудования тит.202 на отм. +6,000 (лист 1)

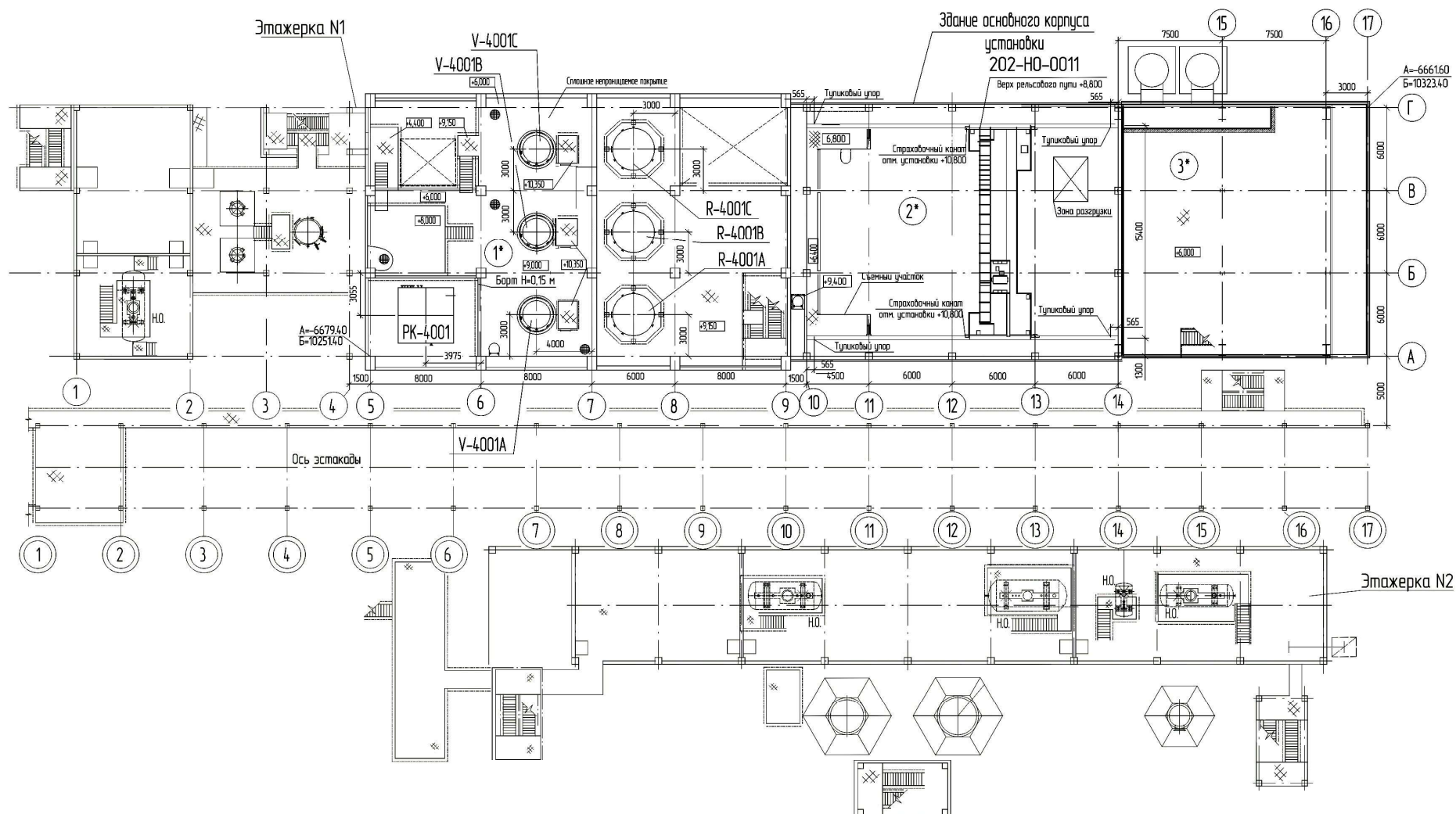


Рисунок 88 – План расположения оборудования тит.202 на отм. +6,000 (лист 2)

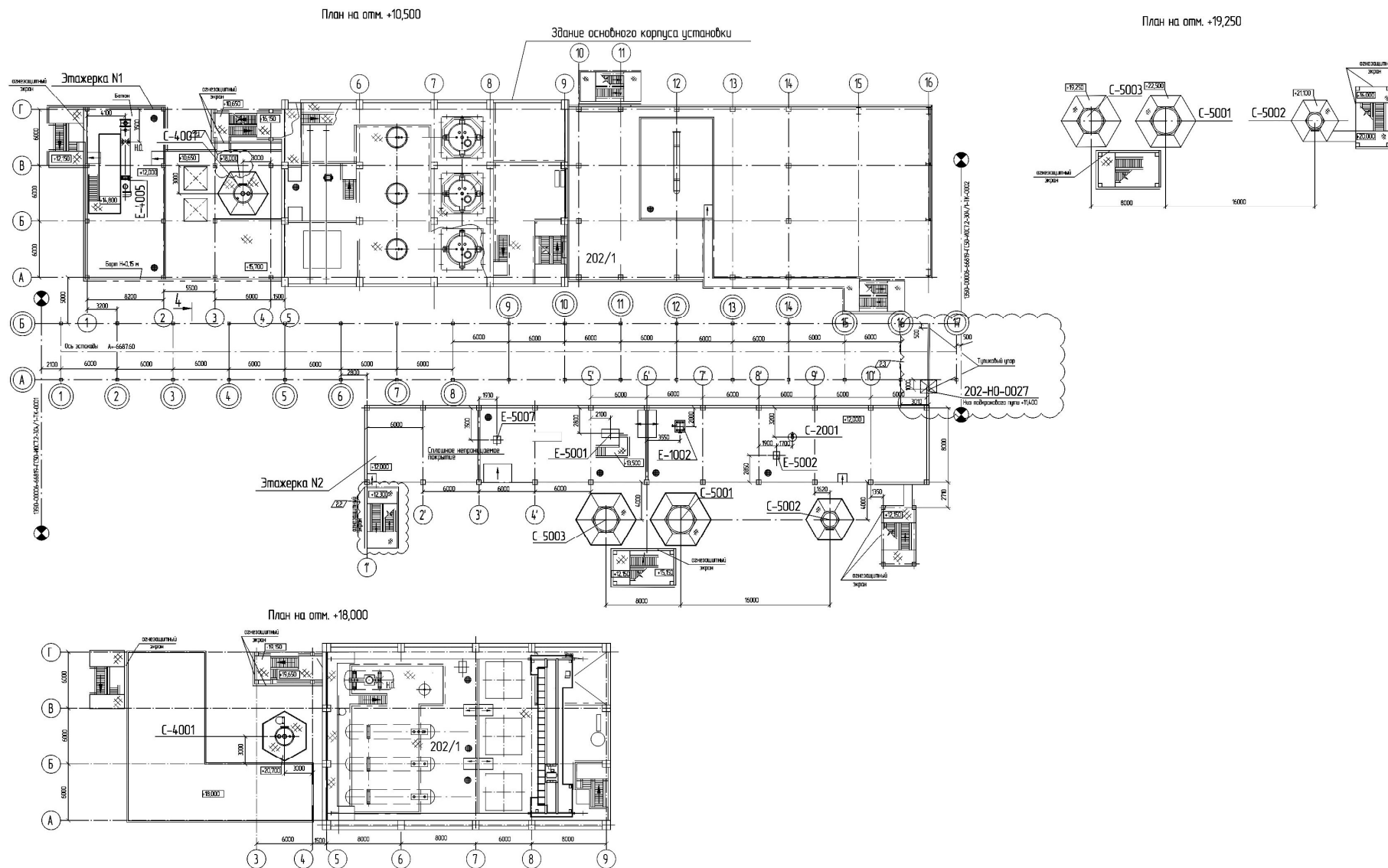
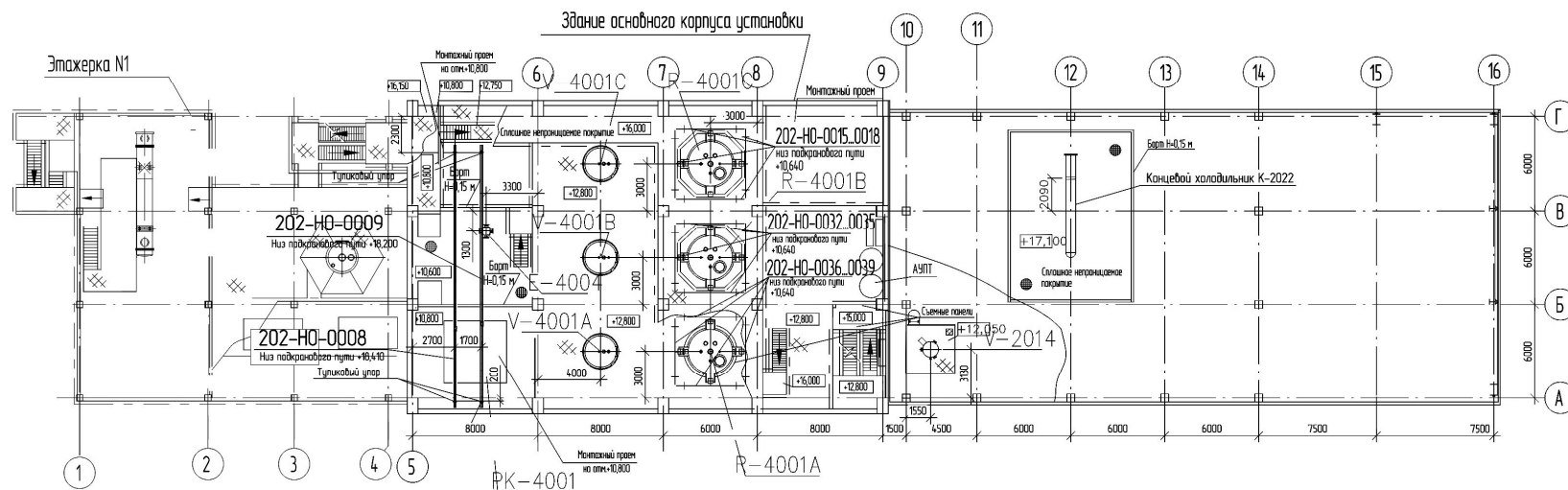


Рисунок 89 – План расположения оборудования тит.202 на отм. +10,500, +18,500, +19,250 (лист 1)

План на отм. +10,500



План на отм. +18,500

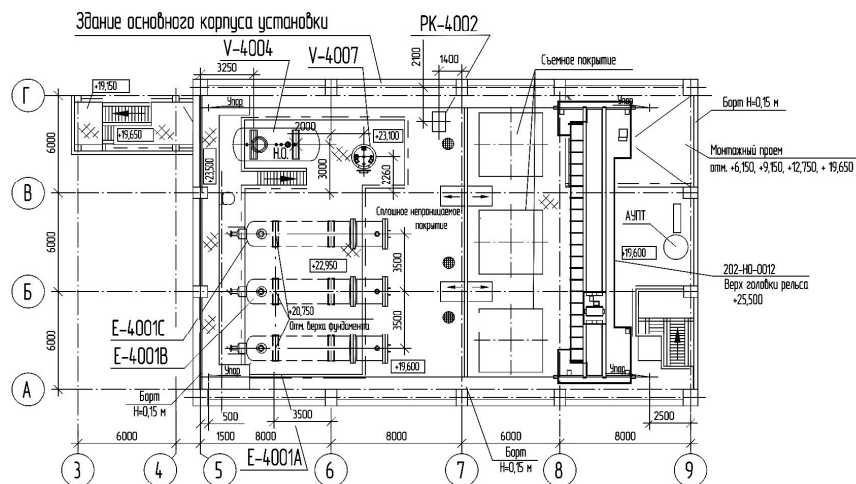


Рисунок 90 – План расположения оборудования тит.202 на отм. +10,500, +18,500, +19,250 (лист 2)

Расположение оборудования. План на отм. 0,000

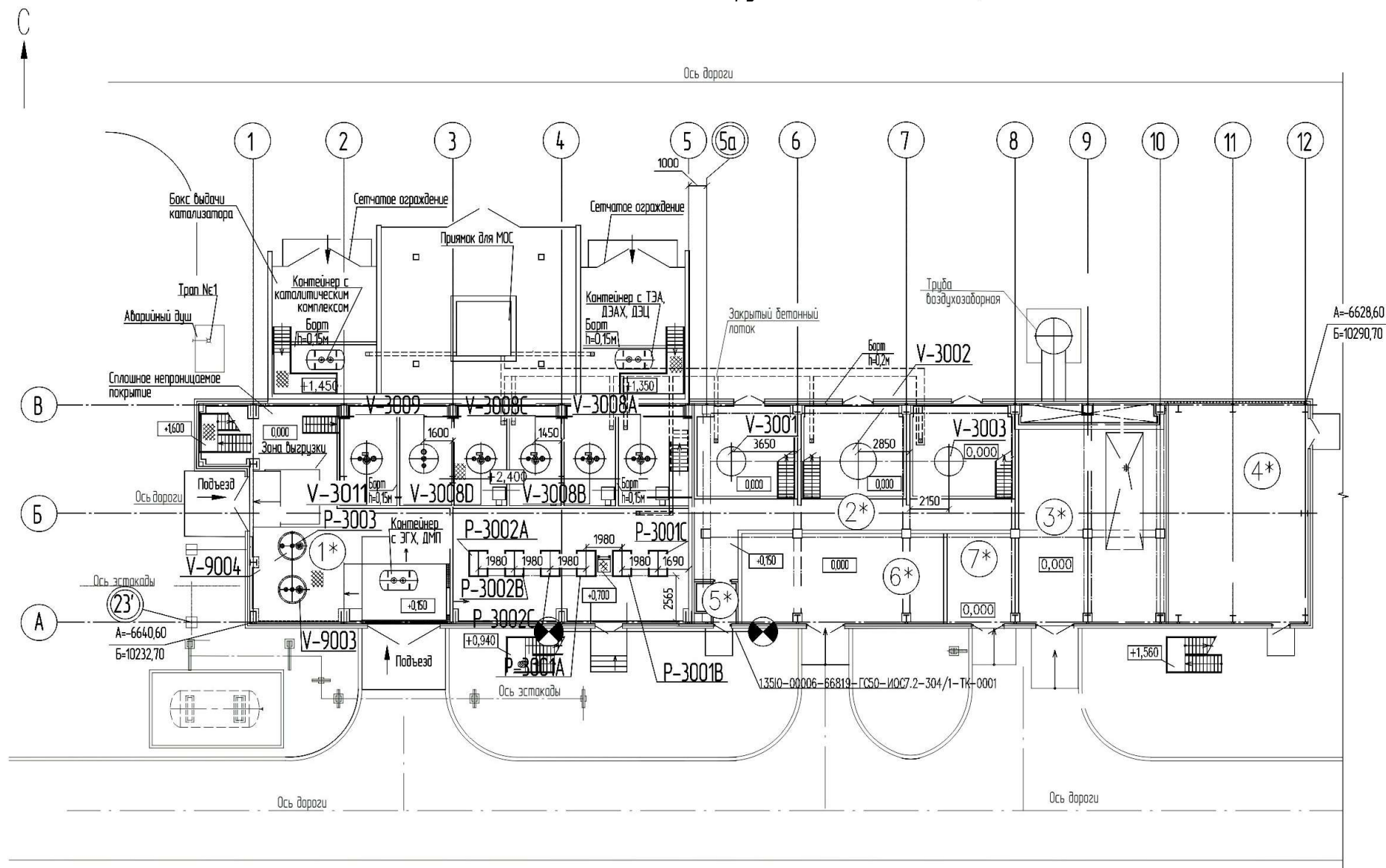
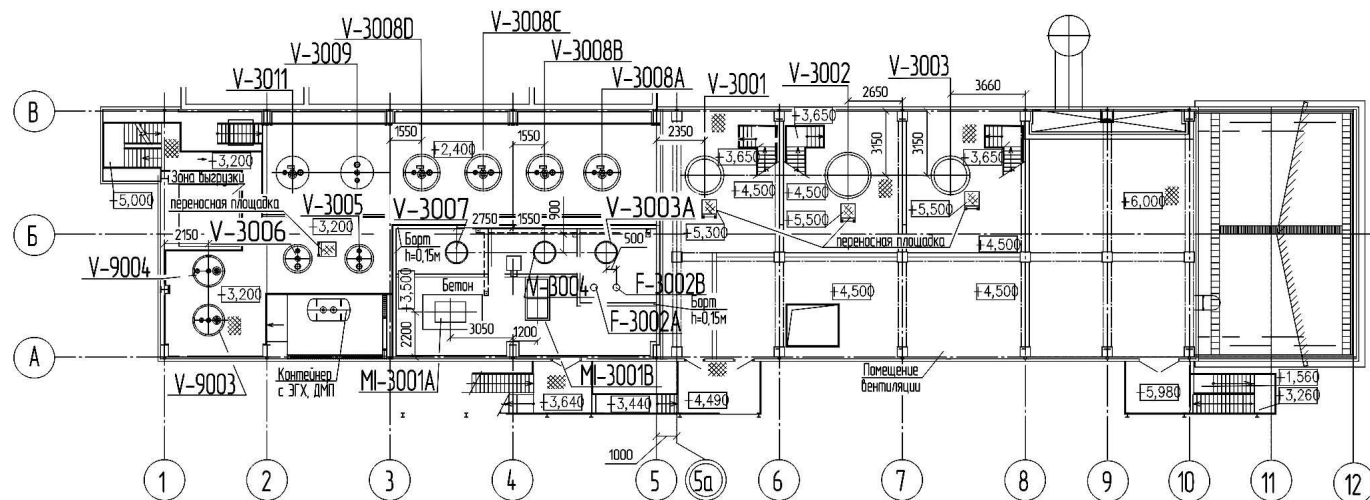


Рисунок 91 – План расположения оборудования тит.203 на отм. 0,000

План на отм. +3,500



План на отм. +6,400

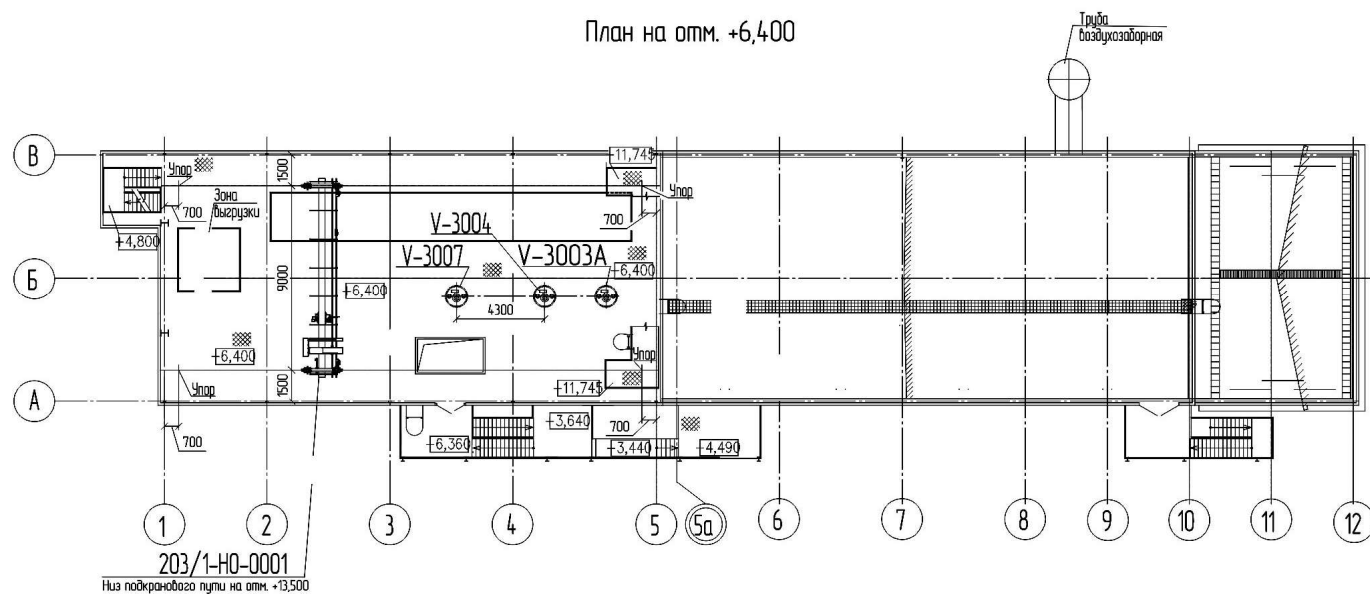


Рисунок 92 – План расположения оборудования тит.203 на отм. +3.500, +6.400

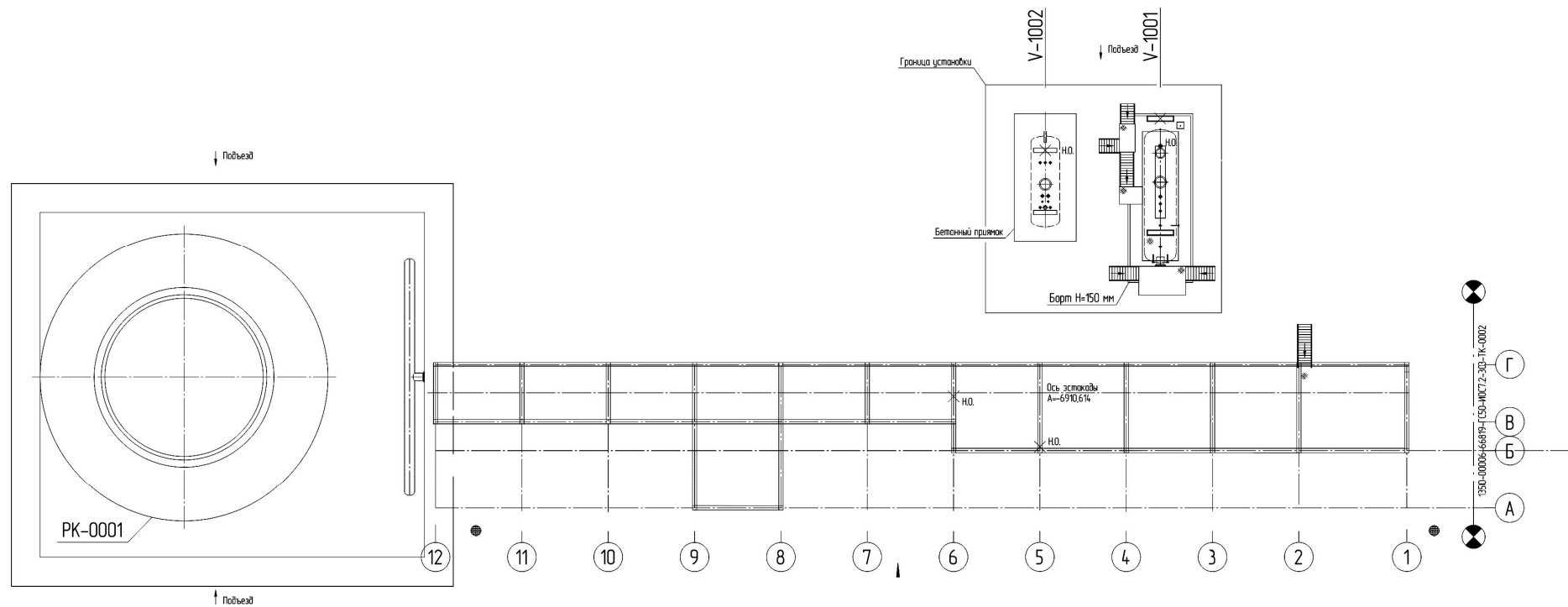


Рисунок 93 – План расположения оборудования тит.305

1.6.6. Сведения о количествах опасных веществ на объекте

На момент разработки настоящего ОБ ОПО детальная информация о технологических, внутриблочных трубопроводах для составляющих анализируемого ОПО отсутствует. Вследствие этого учет технологических трубопроводов при анализе опасностей и оценке риска производится путем увеличения масс опасных веществ, содержащихся в технологическом оборудовании составляющих анализируемого ОПО на 10 %. С учетом вышесказанного, в текущем разделе приводится информация только о характеристиках трубопроводов межцеховых коммуникаций, а также о межтитульных трубопроводах.

Сведения о распределении опасных веществ по оборудованию составляющих рассматриваемого объекта, а также по вышеупомянутым трубопроводам приведены в таблицах (Таблица 19, Таблица 20).

Таблица 19 – Распределение опасных веществ по оборудованию установки по производству гексена-1

№ блока	№ позиции	Наименование оборудования	Кол-во	Наименование опасного вещества	Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества
					В оборудовании	В блоке	
Титул 201 «Прием и осушка растворителей (секция 100). Подготовка, промежуточное хранение и отгрузка товарных продуктов (секция 500, 600) Прием и подготовка газов (секция 200, 800). Узел очистки этилена»							
Прием и осушка растворителей (секция 100)							
1	R-1001 A/B	Адсорбер осушки циклогексана	2	Циклогексан	0,926	Циклогексан – 131,287	Жидкость, T=+10...+40 °C (+300 °C в режиме регенерации; +5...+40 °C в режиме охлаждения азотом) P=0,25...0,59 МПа
1	V-1001	Емкость хранения циклогексана	1	Циклогексан	64,532		Жидкость, T=+10...+40 °C P=0,02...0,06 МПа
1	V-1002	Емкость хранения циклогексана	1	Циклогексан	64,532		Жидкость, T=+10...+40 °C P=0,02...0,06 МПа
1	E-1001 (горячая сторона)	Холодильник рецикла циклогексана	1	Циклогексан	0,371		Жидкость, T=+62,5...+40 °C P=0,55 МПа
2	R-1002	Адсорбер осушки этилбензола	1	Этилбензол	0,732	Этилбензол – 19,094	Жидкость, T=+5...+40 °C (+300 °C в режиме регенерации; +5...+40 °C в режиме охлаждения азотом) P=0,4...0,73 МПа
2	V-1003	Емкость	1	Этилбензол	18,362		Жидкость, T=+5...+40 °C P=0,02...0,06 МПа
3	R-4002A,B	Адсорбер	2	2-этилгексанол	0,52	2-этилгексанол – 76,622	Жидкость, T=+5...+40 °C (+300 °C в режиме регенерации;

№ блока	№ позиции	Наименование оборудования	Кол-во	Наименование опасного вещества	Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества
					В оборудовании	В блоке	
							+5...+40 °С в режиме охлаждения азотом) Р=0,5...0,91 МПа
3	V-4006	Емкость	1	2-этилгексанол	75,582		Жидкость, Т=+5...+40 °С Р=0,02...0,06 МПа
Подготовка, промежуточное хранение и отгрузка товарной продукции (секция 500, секция 600)							
4	V-5003	Емкость	1	Фракция С6+,С8+	38,360	Фракция С6+,С8+ – 38,360	Жидкость, Т=+5...+60°С Р=0,02...0,15 МПа
5	R-6001 A/B	Адсорбер	2	Гексен-1	0,679	Гексен-1 – 112,776	Жидкость, Т=+38...+40 °С (+300°С в режиме регенерации; +5...+40 °С в режиме охлаждения азотом) Р=0,4... 0,69 МПа
5	V-6001 A/B	Емкость	2	Гексен-1	55,709		Жидкость, Т=-47...+40 °С Р=0,02...0,06 МПа
Прием и подготовка газов (секция 200, 800). Узел очистки этилена							
7	R-2001 A/B	Адсорбер	2	Этилен	0,048	Этилен – 0,1292	Газ, Т=+33...+40°С (+300 °С в режиме регенерации; +5...+40 °С в режиме охлаждения азотом) Р=2,52...3,15 МПа
7	F-2001A/B	Фильтр	2	Этилен	0,0166		Газ, Т=+33...+40 °С Р=2,51...3,14 МПа
9	R-2002	Реактор	1	Этилен	0,0946	Этилен – 0,2128	Газ, Очистка Т=+25...+70°С; (+120...+150 °С

№ блока	№ позиции	Наименование оборудования	Кол-во	Наименование опасного вещества	Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества
					В оборудовании	В блоке	
							регенерация, осушка азотом) P=2,55...2,7 МПа
9	R-2003	Реактор	1	Этилен	0,0569		Газ, Очистка T=+25...+120°C; (+100...+175 °C регенерация кислородом в потоке азота) P=2,55...2,7 МПа
9	E-2001 (тр.пространство)	Предварительный нагреватель этилена	1	Этилен	0,0177		Газ, Твход=+25...+40 °C Твыход=+70 °C P=2,55...2,7 МПа
9	E-2004 (тр.пространство)	Промежуточный нагреватель этилена	1	Этилен	0,0136		Газ, Твход=+40 °C Твыход=+120 °C P=2,55...2,7 МПа
9	E-2005 (тр.пространство)	Концевой холодильник этилена	1	Этилен	0,03		Газ, Твход=+25...+120 °C Твыход=+40 °C P=2,55...2,7 МПа
<i>Титул 202 – «Реакторный блок (секция 200). Блок выделения товарного продукта (секция 400). Система вспомогательных сред (секция 500)»</i>							
Реакторный блок (секция 200)							
1	V-2001	Сепаратор рециклового газа	1	Рецикловый газ УВ конденсат	Газ: 0,119; Жидкость: 1,019	Рецикловый газ – 0,119 УВ конденсат – 1,019	Газ, Жидкость, T=+30...+40 °C P _{раб} =2,17...2,35 МПа
3	C-2001	Колонна отпарки конденсата со встроенным конденсатором и испарителем	1	Углеводородный конденсат Газ (в осн. этилен) Жидкость (в осн. гексен-1)	Газ: 0,0051 Жидкость: 1,377	Этилен – 0,0053 Гексен-1 – 1,517	Жидкость, газ верх/низ; T=29 / 122 °C верх/низ; P=0,35 / 0,37 МПа (изб)

№ блока	№ позиции	Наименование оборудования	Кол-во	Наименование опасного вещества	Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества
					В оборудовании	В блоке	
3	Е-2003 (межтр. пространство)	Испаритель кубового продукта колонны С-2001	1	Кубовый продукт колонны С-2001 (в осн. гексен-1)	0,07		Жидкость вход / выход: Т=121 / 122 °С; Р=0,37 МПа
3	Е-2002 (тр.пространство)	Конденсатор	1	Пары колонны С-2001 (в осн. этилен+гексен-1)	Газ: 0,0002; Жидкость: 0,07		Газ, Жидкость вход / выход: Т=43 / 29 °С; Р=0,4 МПа
Блок выделения товарного продукта (секция 400)							
4	Р-4001 А (тр.пространство)	Реактор	1	Реакционная смесь (этилен, гексен-1, циклогексан)	Газ: 0,21 Жидкость: 2,3	Этилен – 0,850 Гексен-1 – 2,068 Циклогексан – 13,172	Жидкость, газ вход / выход: Т=32 / 100...115 °С; вход: Р=2,4...3,0 МПа (изб)
4	V-4001А	Отстойник реакционной смеси	1	Реакционная смесь Газ (в осн. этилен) Жидкость (гексен-1, циклогексан)	Газ: 0,08; Жидкость: 8,50		Газ, Жидкость, Т=98...160 °С Р=2,3...2,9 МПа (изб)
4	Е-4001А (тр.пространство)	Конденсатор паров отстойника	1	Пары с верха реактора / Конденсат (этилен, гексен-1, циклогексан)	Газ: 0,56; Жидкость: 3,76		Газ, жидкость Вход / выход: Т=99...115 / 33°С; Р=2,3...2,9 МПа
4	Е-4003 (тр.пространство)	Подогреватель контура горячей промывки	1	Циклогексан	0,680		Жидкость Вход / выход: Т= 5 / 160 °С; Р= 2,2 МПа
5	Р-4001 В (тр.пространство)	Реактор	1	Реакционная смесь (этилен, гексен-1, циклогексан)	Газ: 0,21 Жидкость: 2,3	Этилен – 0,850 Гексен-1 – 2,068 Циклогексан – 12,492	Жидкость, газ вход / выход: Т=32 / 100...115 °С; вход: Р=2,4...3,0 МПа (изб)
5	V-4001В	Отстойник реакционной смеси	1	Реакционная смесь Газ (в осн. этилен)	Газ: 0,08; Жидкость: 8,50		Газ, Жидкость, Т=98...160 °С Р=2,3...2,9 МПа (изб)

№ блока	№ позиции	Наименование оборудования	Кол-во	Наименование опасного вещества	Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества
					В оборудовании	В блоке	
				Жидкость (гексен-1, циклогексан)			
5	Е-4001 В (тр.пространство)	Конденсатор паров отстойника	1	Пары с верха реактора / Конденсат (этилен, гексен-1, циклогексан)	Газ: 0,56; Жидкость: 3,76		Газ, жидкость Вход / выход: Т=99...115 / 33°С; Р=2,3...2,9 МПа
6	Р-4001 С (тр.пространство)	Реактор	1	Реакционная смесь (этилен, гексен-1, циклогексан)	Газ: 0,21 Жидкость: 2,3	Этилен – 0,850 Гексен-1 – 2,068 Циклогексан – 12,492	Жидкость, газ вход / выход: Т=32 / 100...115 °С; вход: Р=2,4...3,0 МПа (изб)
6	V-4001 С	Отстойник реакционной смеси	1	Реакционная смесь Газ (в осн. этилен) Жидкость (гексен-1, циклогексан)	Газ: 0,08; Жидкость: 8,50		Газ, Жидкость, Т=98...160 °С Р=2,3...2,9 МПа (изб)
6	Е-4001 С (тр.пространство)	Конденсатор паров отстойника	1	Пары с верха реактора / Конденсат (этилен, гексен-1, циклогексан)	Газ: 0,56; Жидкость: 3,76		Газ, жидкость Вход / выход: Т=99...115 / 33°С; Р=2,3...2,9 МПа
7	С-4001	Колонна дегазации	1	Реакционная смесь: Газ (этилен, гексен-1); Жидкость (гексен-1, циклогексан, децен-1, тетрадецен-1)	Газ: 0,27 Жидкость: 8,35	Этилен – 0,097 Гексен-1 – 9,984 Циклогексан – 7,075 Децен-1 – 0,096 Тетрадецен-1 – 0,278	Жидкость / газ Верх / низ: Т=107 / 144 °С; Верх / низ: Р=0,35 / 0,37 МПа (изб)
7	V-4005	Флегмовая емкость колонны дегазации	1	Газ верха колонны дегазации Газ (гексен-1); Жидкость (гексен-1)	Газ: 0,02 Жидкость: 4,58		Газ / Жидкость Т=33 °С Р=0,31 МПа
7	Е-4005 (межтр. пространство)	Конденсатор паров колонны дегазации	1	Пары верха колонны дегазации /конденсат (этилен, гексен-1)	Газ: 0,05 Жидкость: 3,3		Газ, Жидкость Вход / выход: Т=107 / 33 °С; Р=0,31 МПа
7	Е-4002 А/В (тр.пространство)	Кипятильник колонны дегазации	2	Кубовый продукт колонны дегазации	0,96		Жидкость Вход / выход:

№ блока	№ позиции	Наименование оборудования	Кол-во	Наименование опасного вещества	Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества
					В оборудовании	В блоке	
				(гексен-1, циклогексан, децен-1, тетрадецен-1)			Твх=120 / 144 °С Р=0,37 МПа
8	V-4003	Емкость сбора кубового продукта колонны дегазации	1	Тяжелые углеводороды Газ (гексен-1, циклогексан); Жидкость (гексен-1, циклогексан, децен-1, тетрадецен-1)	Газ: 0,05 Жидкость: 13,48	Гексен-1 – 1,347 Циклогексан – 6,700 Децен-1 – 1,407 Тетрадецен-1 – 4,076	Газ, жидкость Т=139 °С Р=0,3 МПа Ррасч=0,8 МПа
9	РК-4001	Роторно-пленочный испаритель	1	Тяжелые углеводороды	11,97	Тяжелые углеводороды – 11,97	Газ, жидкость Твх=145 °С Рвх=0,35 МПа Рвых=0,3 МПа
Система вспомогательных сред (секция 500)							
10	C-5001	Колонна гексена-1	1	Смесь гексена-1, циклогексана и этилена Газ (в осн. гексен-1); Жидкость (гексен-1, циклогексан)	Газ: 1,67 Жидкость: 32,33	Этилен – 0,024 Гексен-1 – 20,187 Циклогексан – 26,183	Жидкость / газ верх / низ: Т=100 / 127°С; верх / низ: Р=0,2 / 0,23 МПа
10	V-5001	Флегмовая емкость колонны гексена-1	1	Гексен-1	Газ: 0,03 Жидкость: 10,46		Газ, Жидкость, Т=38 °С Р=0,15 МПа
10	E-5001 (тр.пространство)	Конденсатор паров колонны гексена-1	1	Гексен-1	Газ: 0,01; Жидкость: 0,89		Газ, жидкость вход / выход: Т=100 / 38 °С; Р=0,2 МПа
10	E-5003 (межтр. пространство)	Кипятильник колонны гексена-1	1	Циклогексан	1,004		Жидкость Вход / выход Т=127 / 127 °С Р=0,23 МПа
11	C-5002	Колонна регенерации циклогексана	1	Циклогексан и фракция C8+	Газ: 0,12; Жидкость: 5,29	Циклогексан – 6,402 Фракция C8+ – 6,640	Жидкость / газ Верх / низ: Т=106 / 201°С Верх / низ: Р=0,1 / 0,11 МПа
11	V-5002	Флегмовая емкость колонны циклогексана	1	Циклогексан	Газ: 0,01; Жидкость: 5,68		Газ, жидкость Т=90 °С

№ блока	№ позиции	Наименование оборудования	Кол-во	Наименование опасного вещества	Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества
					В оборудовании	В блоке	
							P=0,05 МПа
11	E-5002 (тр.пространство)	Конденсатор колонны циклогексана	1	Циклогексан	Газ: 0,002; Жидкость: 0,22		Газ, жидкость Вход / выход: T _{вх} =105,4 / 90 °C; P=0,1 МПа
11	E-5005 (межтр. пространство)	Кипятильник колонны циклогексана	1	Кубовый продукт колонны циклогексана (фракция C8+)	1,27		Жидкость Вход / выход T=199 / 201 °C P=0,11 МПа
11	E-1002	Нагреватель циклогексана	1	Циклогексан	0,37		Жидкость, P=0,42...3,28 МПа Вход: T=40...91 °C Выход: T=63...75 °C
11	E-5006 (тр.пространство)	Холодильник кубового продукта колонны циклогексана	1	Кубовый продукт колонны циклогексана (фракция C8+)	0,08		Жидкость Вход / выход: T=201 / 60 °C P=0,11 МПа
12	C-5003	Колонна товарного гексен-1	1	Смесь гексена-1 и гексена-2	Газ: 1,17 Жидкость: 10,2		Жидкость / газ Верх / низ: T=102 / 110 °C Верх / низ: P=0,2 / 0,21 МПа
12	V-5007	Флегмовая емкость колонны товарного гексен-1	1	Гексен-1	Газ: 0,03 Жидкость: 8,39	Гексен-1– 10,147 Гексен-2 – 1,966	Газ, жидкость, T=38...102 °C P=0,15 МПа P _{расч} =0,65 МПа
12	E-5007 (тр.пространство)	Конденсатор колонны гексен-1	1	Гексен-1	Газ: 0,007 Жидкость: 0,55		Газ, жидкость Вход / выход: T=102 / 38 °C P=0,2 МПа
12	E-5008 (холодная сторона)	Кипятильник колонны товарного гексен-1	1	Гексен-2	1,686		P=0,21 МПа Вход / выход: T=110 / 110 °C

№ блока	№ позиции	Наименование оборудования	Кол-во	Наименование опасного вещества	Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества
					В оборудовании	В блоке	
12	Е-5009 (тр.пространство)	Пластинчатый теплообменник кубового продукта колонны гексен-1	1	Гексен-2	0,08		Жидкость, Т _{вх} =110 °С Т _{вых} =40 °С Р=0,21 МПа
Система дренажей (секция 700)							
14	V-4007	Емкость дезактиватора	1	2-этилгексанол	1,99	2-этилгексанол – 1,99	Жидкость, Т=-5...40 °С Р=0,05...0,1 МПа
15	V-5004	Емкость сбора кубовых продуктов колонны	1	Гексен-2	16,12	Гексен-2 – 16,12	Жидкость, Т=40...47 °С Р=0,02...0,06 МПа
Факельное хозяйство (секция 900)							
–	V-9001	Факельный сепаратор	1	топливный газ	0,074	топливный газ – 0,074	Газ, жидкость Т=10...300 °С Р=0,05...0,1 МПа
Титул 203 «Блок приготовления катализатора»							
Блок приготовления катализатора (секция 300)							
1	V-3001	Емкость	1	Раствор ТЭА в ЦГ	4,540	Раствор ТЭА в ЦГ – 4,540	Жидкость, параметры хранения: Т=+10...+40°С Р= 0,02...0,06 МПа
2	V-3002	Емкость	1	Раствор ДЭАХ в ЦГ	10,362	Раствор ДЭАХ в ЦГ – 10,362	Жидкость, параметры хранения: Т= +10...+40°С Р=0,02...0,06 МПа
3	V-3003	Емкость	1	ДЭЦ	6,506	ДЭЦ – 6,506	Жидкость, параметры хранения: Т= +10...+40°С Р=0,02...0,06 МПа
4	V-3003а F-3002A/B	Емкость Фильтр	1 2	Раствор ДЭЦ в ЦГ	1,099	Раствор ДЭЦ в ЦГ – 1,099	Жидкость, параметры хранения: Т= +10...+40°С Р=0,02...0,06 МПа
5	V-3004 MI-3001	Емкость СВЧ облучатель	1 1	Раствор МОС в ЦГ	1,09	Раствор МОС в ЦГ – 1,09	Жидкость, параметры хранения:

№ блока	№ позиции	Наименование оборудования	Кол-во	Наименование опасного вещества	Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества
					В оборудовании	В блоке	
							T= +10...+40°C P=0,02...0,06 МПа
6	V-3005	Емкость	1	ЭГХ 100 %-ый	1,908	ЭГХ – 1,908	Жидкость, параметры хранения: T= +10...+40°C P=0,02...0,06 МПа
7	V-3006	Емкость	1	ДМП	1,966	ДМП – 1,966	Жидкость, параметры хранения: T= +10...+40°C P=0,02...0,06 МПа
8	V-3007	Емкость	1	Раствор ЭГХ в этилбензоле	1,221	Раствор ЭГХ в этилбензоле – 1,221	Жидкость, параметры хранения: T= +10...+40 °C P=0,02...0,06 МПа
9	V-3008A	Емкость	1	Каталитический комплекс	2,250	Каталитический комплекс – 2,250	Жидкость, параметры хранения: T= +10...+45°C P=0,02...0,06 МПа
10	V-3008B	Емкость	1	Каталитический комплекс	2,250	Каталитический комплекс – 2,250	Жидкость, параметры хранения: T= +10...+45°C P=0,02...0,06 МПа
11	V-3008C	Емкость	1	Каталитический комплекс	2,250	Каталитический комплекс – 2,250	Жидкость, параметры хранения: T= +10...+45°C P=0,02...0,06 МПа
12	V-3008D	Емкость	1	Каталитический комплекс	2,250	Каталитический комплекс – 2,250	Жидкость, параметры хранения: T= +10...+45°C P=0,02...0,06 МПа
13	V-3009	Емкость	1	Циклогексан	3,580	Циклогексан – 3,580	Жидкость, параметры хранения: T= +10...+40°C P=0,02...0,06 МПа
14	V-3011	Емкость	1	2-этилгексанол	3,523	2-этилгексанол – 3,523	Жидкость, параметры хранения:

№ блока	№ позиции	Наименование оборудования	Кол-во	Наименование опасного вещества	Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества
					В оборудовании	В блоке	
							T= +10...+65°C P=0,02...0,06 МПа
Система утилизации газовых сдувок (секция 900)							
–	V-9003	Емкость	1	Азот со следами МОС и растворителя	0,004	Циклогексан – 0,004	Газ, параметры хранения: T= +5...+270°C P=0,01...0,1 МПа
–	V-9004	Емкость	1	Азот со следами МОС и растворителя, масло	1,92	Масло – 1,92	Жидкость, параметры хранения: T= +5...+270°C P=0,01...0,1 МПа
Титул 305 «Факельная система»							
–	V-1001	Сепаратор факельный	1	Сбросы от аппаратов, продувочный газ, природный газ	0,200	Природный газ – 0,200	Газ P= от 0,01 до 0,1 МПа T= от минус 47 до плюс 300

Таблица 20 – Распределение опасных веществ по трубопроводам

№ участка	Назначение (откуда/куда)	Наименование опасного вещества	Количество опасного вещества, т	Физические условия содержания опасного вещества		
				Агрегатное состояние	P, МПа	T, °C
Титул 303						
P-303-0001- G01CE2F06-EB	От стоек 39-40 ряда 2 эстакады МЦК до тит 201.	Этилбензол	1,512	жидкость	0,73	40
P-303-0001- G04CE2F04-ETH	От стоек 414,415 эстакады 12А цеха №2106 до тит.201	Этилен	0,737	газ	2,7	40
303-0004- G01CE2F27-FG	от ГРС-3, ГРС-2 второй промышленной зоны, цех №5157 (в районе ст.149-153) до тит.305.	Природный газ	0,000091	газ	0,6	40
303-0005- G01CE2F27-FG	от ГРС-3, ГРС-2 второй промышленной зоны, цех №5157 (в районе ст.34-35 ряда 3) до установки Гексен-1.	Природный газ	0,000016	газ	0,6	40
303-0008- G01CE2F27-FG	от ГРС-3, ГРС-2 второй промышленной зоны, цех №5157 (в районе ст.34-35 ряда 3) до установки Гексен-1.	Природный газ	0,000095	газ	0,6	40

№ участка	Назначение (откуда/куда)	Наименование опасного вещества	Количество опасного вещества, т	Физические условия содержания опасного вещества		
				Агрегатное состояние	P, МПа	T, °C
P-303-0001-G01CE2F02M-FL	от тит. 304/1 (202) до тит. 305	Газ на факел	0,578	газ	0,1	300
P-303-0001-G04CE2F02-HCD	Дренаж от 305 до 304/1(202)	Дренаж жидких углеводородов	2,975	жидкость	0,4	40
P-303-0001-G01CE2F06-HE1	От установки Гексен-1 в парк цеха №6709	Гексен-1	13,137	жидкость	0,81	40
P-303-0001-G01CE2F06-HE2	Гексен-2(C6+) от тит.202 к перспективным трубопроводам нового производства Этилен: пиробензина к депентанизатору DA040-01; пиробензина с ТСБ.	Гексен-2	3,862	жидкость	1,05	40
P-303-0001-G01CE2F06-HHC	Тяжелые углеводороды (C8+) от тит.202 к трубопроводу откачки легкой пиролизной смолы в ТСБ цеха №2520	Тяжелые углеводороды	2,111	жидкость	0,81	60
P-303-0011-G01CE2F02-HHC	Тяжелые углеводороды (C8+) от тит.201 к трубопроводу цеха №2108	Тяжелые углеводороды	0,928	жидкость	0,94	40
P-303-0001-G10CE2F04-HY	От цеха №6716 к тит.201	Очищенный водород	0,008	газ	2,5	27
P-303-0001-G01CE2F04-PG	От стойки №325 внутрицеховой эстакады на участке подачи пирогаза в сепаратор поз. E-FA-203N до тит.202	Сдувочный газ	0,048	газ	0,6	40
Титул 304						
P-304/1-0002-G01CE2F02-2EH	От тит. 201 к тит. 202	2-Этилгексанол (2-ЭГ)	0,135	жидкость	0,25	40,00
P-304/1-0005-G01CE2F02-2EH	От тит. 201 к тит. 203	2-Этилгексанол (2-ЭГ)	0,233	жидкость	0,25	40,00
P-304/1-0001-G04CE2F06-CHE	От тит 201 в тит. 202	Циклогексан	0,301	жидкость	0,59	40,00
P-304/1-0002-G01CE2F06-CHE	От тит 202 в тит. 201	Циклогексан	0,491	жидкость	3,7	40
P-304/1-0003-G04CE2F06-CHE	От тит. 202 в тит. 203	Циклогексан	0,260	жидкость	0,59	40
P-304/1-0004-G04CE2F06-CHE	От тит. 202 в тит. 203	Циклогексан	0,099	жидкость	3,7	40

№ участка	Назначение (откуда/куда)	Наименование опасного вещества	Количество опасного вещества, т	Физические условия содержания опасного вещества		
				Агрегатное состояние	Р, МПа	Т, °С
P-304/1-0010- G01CE2F06-CHE	От тит. 202 в тит. 201	Циклогексан	0,138	жидкость	0,59	40
P-304/1-0014- G01CE2F06-CHE	От тит. 201 в тит. 203	Циклогексан	0,200	жидкость	0,59	40
P-304/1-0017- G01CE2F06-CHE	От тит. 203 в тит. 202	Циклогексан	0,110	жидкость	3,7	40
P-304/1-0005- G04SA1F06F-CS	От тит. 203 в тит. 202	Каталитический комплекс	0,052	жидкость	2,63	75
P-304/1-0006- G04SA1F06F-CS	От тит. 203 в тит. 202	Каталитический комплекс	0,052	жидкость	2,63	75
P-304/1-0007- G04SA1F06F-CS	От тит. 203 в тит. 202	Каталитический комплекс	0,052	жидкость	2,63	75
P-304/1-0003- G04SA1F06F-DEZ	От тит. 203 в тит. 202	Диэтилцинк (ДЭЦ)	0,054	жидкость	2,63	40
P-304/1-0004- G04SA1F06F-DEZ	От тит. 203 в тит. 202	Диэтилцинк (ДЭЦ)	0,054	жидкость	2,63	40
P-304/1-0005- G04SA1F06F-DEZ	От тит. 203 в тит. 202	Диэтилцинк (ДЭЦ)	0,054	жидкость	2,63	40
P-304/1-0002- G01CE2F06-EB	От тит. 303 в тит. 201	Этилбензол	0,637	жидкость	0,73	40
P-304/1-0022- G01CE2F06-EB	От тит. 201 в тит. 203	Этилбензол	0,250	жидкость	0,73	40
P-304/1-0001- G04CE2F04-ETH	От тит. 201 в тит. 202	Этилен	0,044	газ	2,46	40
P-304/1-0022- G04CE2F04-ETH	От тит. 303 в тит. 201	Этилен	0,082	газ	2,7	40
P-304/1-0001- G01CE2F27-FG	От тит. 303 в тит. 201, 202, 203	Топливный газ из сети завода	0,001	газ	0,6	40
P-304/1-0001- G01CE2F27-FG	От тит. 303 в тит. 201, 202, 203	Топливный газ из сети завода	0,0002	газ	0,6	40
P-304/1-0004- G01CE2F04-FG	От тит. 202 в тит. 205	Топливный газ из сети завода	0,00005	газ	0,6	40
P-304/1-0001- G01CE2F06-HE1	От тит. 202 в тит. 201	Гексен-1	0,299	жидкость	0,62	40

№ участка	Назначение (откуда/куда)	Наименование опасного вещества	Количество опасного вещества, т	Физические условия содержания опасного вещества		
				Агрегатное состояние	Р, МПа	Т, °С
P-304/1-0002- G04CE2F06-HE1	От тит. 201 в тит. 202	Гексен-1	постоянного потока нет, только в некондиции			
P-304/1-0013- G04CE2F06-HE1	От тит. 201 в тит. 303	Гексен-1	0,388	жидкость	0,81	40
P-304/1-0023- G01CE2F06-HE2	От тит. 202 в тит. 303	Гексен-2	0,171	жидкость	0,16	40
P-304/1-0001- G01CE2F02-HHC	От тит. 202 в тит. 201	Тяжелые углеводороды	0,134	жидкость	0,91	40
P-304/1-0003- G01CE2F02-HHC	От тит. 205 в тит. 202	Тяжелые углеводороды	0,0001	газ	0,3	120
P-304/1-0004- G01CE2F02-HHC	От тит. 202 в тит. 205	Тяжелые углеводороды	0,033	жидкость	0,91	40
P-304/1-0011- G01CE2F02-HHC	От тит. 201 в тит. 303	Тяжелые углеводороды	0,085	жидкость	0,94	40
P-304/1-0026- G01CE2F06-HHC	От тит. 202 в тит. 303	Тяжелые углеводороды	0,218	жидкость	0,81	60
P-304/1-0001- G10CL2F04-HY	От тит. 303 в тит. 201	Водород	0,0003	газ	2,5	27
P-304/1-0018- G01CE2F04-PG	От тит. 303 в тит. 202	Сдувочный газ	0,003	газ	0,6	40
P-304/1-0001- G04CE2F04-RG	От тит. 201 в тит. 202	Рецикловый газ	0,083	газ	2,45	32
P-304/1-0006- G04CE2F04-RG	От тит. 202 в тит. 201	Рецикловый газ	0,060	газ	3,15	40

1.6.7. Сведения о персонале рассматриваемого объекта, о персонале соседних объектов, а также населении

1.6.7.1. Сведения об общей численности персонала и численности наибольшей работающей смены на ОПО.

Сведения о проектной численности персонала установки по производству гексен-1 с распределением по местам обслуживания приведены в таблице (Таблица 21)

Таблица 21 – Сведения о численности персонала объекта

Наименование категорий (ИТР, служащие, МОП, рабочие) по отделениям	Тарифный разряд, класс	Число работающих						Количество штатных единиц	Рабочее место (постоянное (титул))	Рабочее место (временное (титул))
		Дневной персонал	Сменный персонал (12 часов в смену)				Подмена			
			1 сутки		2 сутки					
			5 дней по 8 часов	1 бригада	2 бригада	3 бригада				
Штатный персонал										
Установка по производству альфа олефинов										
Начальник (производства)	ИТР	1						1	Титул 60	Титул 60
(Старший) менеджер (производства)	ИТР	1						1	Титул 60	Площадка
(Ведущий) инженер основного производства	ИТР	2						2	Титул 60	Площадка
Инженер по подготовке основного производства	ИТР	2						2	Титул 60	Площадка
(Ведущий) инженер вспомогательного производства	ИТР	2						2	Титул 60	Площадка
Инженер вспомогательного производства	ИТР	2						2	Титул 60	Площадка
Инженер по планированию и ресурсному обеспечению	ИТР	1						1	Титул 60	Титул 60
(Сменный) инженер	ИТР		1	1	1	1		4	Титул 60	Аппаратная Гексен
Начальник смены	ИТР		1	1	1	1		4	Операторная ЭП-600	Площадка
Оператор технологических установок (старший)	6		1	1	1	1	1	5	Операторная ЭП-600	–
Оператор технологических установок	5		1	1	1	1	1	5	Операторная ЭП-600	Площадка
Оператор технологических установок	5		1	1	1	1	1	5	Площадка	Аппаратная Гексен
Оператор технологических установок	5		1	1	1	1		4	Площадка	Аппаратная Гексен
Машинист компрессорных установок / технологических насосов	5		1	1	1	1		4	Площадка	Аппаратная Гексен
Всего по установке		11	7	7	7	7	3	42		
Энергопроизводство										
Цех водоснабжения и канализации										
Оператор дистанционного пульта управления в химическом производстве	5		1	1	1	1	1	5	Операторная ЭП-600	–
Машинист насосных установок	5		1	1	1	1	1	5	Площадка	Аппаратная Гексен
Аппаратчик химводоотчистки	4		2	2	2	2	1	9	Площадка	Аппаратная Гексен
Всего по цеху		0	4	4	4	4	3	19		
Служба технического директора										
Служба главного энергетика										
Цех электроснабжения										
Электротехническая лаборатория										
Группа высоковольтных испытаний										
(Ведущий) инженер по испытаниям (и измерениям)	ИТР	1						1	Титул 646/2	–
Группа электропривода										
Инженер	ИТР	1						1	Титул 646/2	–
Группа релейной защиты и автоматики										
Инженер	ИТР	1						1	Титул 646/2	–

Наименование категорий (ИТР, служащие, МОП, рабочие) по отделениям	Тарифный разряд, класс	Число работающих						Количество штатных единиц	Рабочее место (постоянное (титул))	Рабочее место (временное (титул))
		Дневной персонал	Сменный персонал (12 часов в смену)				Подмена			
			5 дней по 8 часов	1 сутки		2 сутки				
			1 бригада	2 бригада	3 бригада	4 бригада				
Всего по электротехнической лаборатории		3	0	0	0	0	0	3		
Участок по ремонту высоковольтного оборудования										
Мастер	ИТР	1						1	Титул 60	–
Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	6	5						5	Титул 60	Площадка
Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	5		1	1	1	1	1	5	Титул 51/4	Площадка
Всего по участку		6	1	1	1	1	1	11		
Всего по цеху электроснабжения		9	1	1	1	1	1	14		
Централизованное ремонтное производство										
Участок по ремонту механического оборудования										
Мастер по ремонту технологического оборудования	ИТР	1						1	Титул 60	–
Слесарь по ремонту технологических установок	5		1	1	1	1	1	5	Титул 60	Площадка
Слесарь-ремонтник	5	1						1	Титул 60	Площадка
Слесарь-ремонтник	5		1	1	1	1	1	5	Титул 60	Площадка
Механик	ИТР	1						1	Титул 60	–
Всего по участку		3	2	2	2	2	2	13		
Участок по обслуживанию сетей теплоснабжения										
Мастер	ИТР	1						1	Титул 60	–
Электрогазосварщик	5		1		1		1	3	Титул 60	Площадка
Слесарь по обслуживанию тепловых сетей	5		1	1	1	1	1	5	Титул 60	Площадка
Слесарь по ремонту оборудования тепловых сетей	5		1	1	1	1	1	5	Титул 60	Площадка
Всего по участку		1	3	2	3	2	3	14		
Всего по централизованному ремонтному производству		4	5	4	5	4	5	27		
Цех эксплуатации систем автоматизации										
Центральное ремонтное производство										
Участок по ремонту КИПиА										
Мастер (по контрольно-измерительным приборам и автоматике)	ИТР	1						1	Титул 51/4	-
Приборист	6		1	1	1	1	1	5	Титул 51/4	Площадка
Слесарь по контрольно-измерительным приборам и автоматике	6	2						2	Титул 51/4	Площадка
Слесарь по контрольно-измерительным приборам и автоматике	5	3						3	Титул 51/4	Площадка
Всего		6	1	1	1	1	1	11		
Участок по эксплуатации АСУ ТП										
Инженер по автоматизированным системам управления технологическими процессами	ИТР	1						1	Титул 51/4	-
Всего		1	0	0	0	0	0	1		
Участок по обслуживанию приборов проманилиза										
Слесарь по контрольно-измерительным приборам и автоматике	6	2						2	Титул 51/4	Площадка
Всего		2	0	0	0	0	0	2		

Наименование категорий (ИТР, служащие, МОП, рабочие) по отделениям	Тарифный разряд, класс	Число работающих						Количество штатных единиц	Рабочее место (постоянное (титул))	Рабочее место (временное (титул))
		Дневной персонал	Сменный персонал (12 часов в смену)				Подмена			
			1 сутки		2 сутки					
			5 дней по 8 часов	1 бригада	2 бригада	3 бригада				
Участок по эксплуатации и ремонту охранно-пожарных систем, автоматического пожаротушения, технических средств охраны										
Группа технического обслуживания и ремонта охранно-пожарных систем и автоматического пожаротушения										
Электромонтер охранно-пожарной сигнализации	6	1						1	Титул 60	Площадка
Электромеханик связи	6	1						1	Титул 60	Площадка
Всего		2	0	0	0	0	0	2		
Всего по цеху эксплуатации систем автоматизации		11	1	1	1	1	1	16		
ВСЕГО ШТАТНОГО ПЕРСОНАЛА		35	18	17	18	17	13	118		
АУТСОРСИНГ										
Клининговая служба										
Уборщик территории	1	1						1	Титул 60	Площадка
Уборщик производственных и служебно-бытовых помещений	2	1						1	Титул 60	–
Всего по службе		2	0	0	0	0	0	2		
ВСЕГО НА АУТСОРСИНГЕ		2	0	0	0	0	0	2		
ВСЕГО		37	18	17	18	17	13	120		

1.6.7.2. Сведения об общей численности персонала иных объектов эксплуатирующей организации, размещенных вблизи ОПО.

К другим объектам эксплуатирующей организации, размещенным вблизи анализируемого объекта можно отнести:

- 1) Объекты управления водоснабжения, канализации и очистки сточных вод (УВК и ОСВ). Численность средней смены – 58 чел., численность наибольшей смены – 156 чел.
- 2) Площадка производства стирола и полиэфирных смол. Численность средней смены – 668 чел., численность наибольшей смены – 872 чел.
- 3) Площадка производства этилена. Численность средней смены – 237 чел., численность наибольшей смены – 294 чел.
- 4) Площадка производства олигомеров. Численность средней смены – 155 чел., численность наибольшей смены – 256 чел.

1.6.7.3. Сведения об общей численности персонала сторонних организаций, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов

К сторонним организациям, размещенным вблизи анализируемого объекта можно отнести:

- 1) ОАО ТГК-16. Численность персонала – 750 чел.
- 2) ООО «Эластокам». Численность персонала – 100 чел.
- 3) ОАО «ТАИФ-НК». Численность персонала – 200 чел.
- 4) Шинный комплекс ОАО «Татнефть». Численность персонала – 1500 чел.
- 5) ООО «Эластик». Численность персонала – 300 чел.

1.6.7.4. Сведения об общей численности населения в близлежащих населенных пунктах и других лиц, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов

Как показывают результаты проведенных расчетов (см. раздел 2 настоящего отчета) населенные пункты в зоны действия поражающих факторов аварии не попадают.

1.6.8. Описание решений, направленных на обеспечение безопасности опасного объекта**1.6.8.1. Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ**

На установке по производству гексена-1 предусмотрены следующие решения, направленные на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ:

- 1) Объект оснащен автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУ ТП), построенной на базе электронных средств контроля и автоматики, включая средства вычислительной техники. Предусмотрена система ПАЗ, предупреждающая возникновение аварии при отклонении от установленных технологическим регламентом предельно допустимых значений параметров процесса и обеспечивающая безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние по заданной программе.
- 2) Система ПАЗ функционирует независимо от системы управления технологическим процессом. Нарушение работы системы управления не влияет на работу системы ПАЗ.
- 3) В проектной документации произведена оценка энергетического уровня каждого технологического блока и определена расчетом категория его взрывоопасности. Показатели надежности, безопасности и быстродействия систем ПАЗ определены с учетом особенностей

технологического процесса в зависимости от категории взрывоопасности технологических блоков, входящих в объект. Надежность систем ПАЗ обеспечивается аппаратным резервированием, временной и функциональной избыточностью, наличием систем диагностики с индикацией рабочего состояния и самодиагностики с сопоставлением значений технологических связанных параметров.

4) Система ПАЗ для объектов, имеющих в составе технологические блоки I и II категорий взрывоопасности, создана на базе логических контроллеров, способных функционировать по отказобезопасной структуре и проверенных на соответствие требованиям функциональной безопасности систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью.

5) Контроль за текущими показателями параметров, определяющими взрывоопасность технологических процессов с блоками I категории взрывоопасности, осуществляется не менее чем от двух независимых датчиков с отдельными точками отбора, логически взаимодействующих для срабатывания ПАЗ.

6) Системы контроля, управления и ПАЗ по обеспечению надежности электроснабжения относятся к особой группе электроприемников I категории.

7) В случае отключения электроэнергии или прекращения подачи сжатого воздуха для питания систем контроля и управления системы ПАЗ обеспечивают перевод технологического объекта в безопасное состояние.

8) В необходимых случаях предусмотрены предохранительные клапаны, сброс с которых направлен в системы организованного сжигания. Выбранные условия сброса (конструкция ствола и оголовка, скорость потока, плотность сбрасываемых газов и паров) обеспечивают стабильное (без срыва пламени) горение факела.

9) Для предупреждения образования в факельной системе взрывоопасной смеси предусмотрена автоматическая непрерывная подача в начало факельного коллектора продувочного (топливного) газа. В случае прекращения подачи топливного газа предусмотрена автоматическая подача инертного газа.

10) В процессах, в которых при отклонении от заданных технологических режимов возможно попадание взрывопожароопасных продуктов в линию подачи инертных сред, на ней устанавливается обратный клапан.

11) Из-за возможности наличия жидкой фазы в газовом потоке, на линиях сброса газов предусмотрены устройства, исключающие ее унос (сепаратор с постоянным отводом жидкости). Сепаратор на входе в факельный коллектор рассчитан на максимально возможный аварийный сброс.

12) Факельные коллекторы и трубопроводы предусмотрены минимальной длины, с минимальным числом поворотов и прокладываются над землей (на опорах и эстакадах). Факельные коллекторы и трубопроводы проложены с уклоном в сторону сепараторов. Каждый сварной шов факельного коллектора и факельного ствола проверяется неразрушающим методом.

13) При объединении газовых линий сбросов парогазовых сред из аппаратов с различными параметрами давлений предусмотрены меры, предотвращающие переток сред из аппаратов с высоким давлением в аппараты с низким давлением.

14) Факельные системы оснащены средствами сигнализации (с выводом сигналов в помещение управления), срабатывающими при достижении следующих параметров:

- минимально допустимого расхода продувочного газа в коллекторе;
- минимально допустимого давления или расхода топливного газа на дежурные горелки;
- погасания пламени дежурных горелок;

- максимально допустимого уровня жидкости в сепараторах.
- 15) Выбор трубопроводов и арматуры для горючих и взрывоопасных продуктов осуществлен с учетом физико-химических свойств и технологических параметров транспортируемых сред, а также технических требований к безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах.
- 16) Толщины стенок трубопроводов выбраны с учетом химических свойств и технологических параметров транспортируемых сред, по результатам расчетов на прочность, а также с учетом обеспечения срока эксплуатации.
- 17) Трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений. Фланцевые соединения предусмотрены только в местах установки арматуры или подсоединения трубопроводов к аппаратам, а также на тех участках, где по условиям технологии требуется периодическая разборка для проведения чистки и ремонта трубопроводов. Фланцевые соединения на трубопроводах предусматриваются также для монтажа КИП (расходомеры).
- 18) Фланцевые соединения размещаются в местах, открытых и доступных для визуального наблюдения.
- 19) В качестве прокладочных материалов для фланцевых соединений применяются материалы, устойчивые к перекачиваемым средам и соответствующие параметрам технологического процесса. Конструкция уплотнения, материал прокладок и монтаж фланцевых соединений обеспечивают необходимую степень герметичности разъемного соединения в течение межремонтного периода эксплуатации технологической системы.
- 20) Прокладка трубопроводов обеспечивает наименьшую протяженность коммуникаций, исключает провисания и образование застойных зон.
- 21) Системы трубопроводов прокладываются, опираются, закрепляются таким образом, чтобы тепловое расширение или сжатие, вибрация или перемещения не приводили к дополнительным напряжениям в трубопроводах или в присоединяемом оборудовании.
- 22) Температурные деформации компенсируются за счет поворотов и изгибов трассы трубопроводов. При невозможности ограничиться самокомпенсацией, на трубопроводах устанавливаются П-образные компенсаторы.
- 23) В местах поворота трассы трубопроводов учитывается возможность перемещений, возникающих от изменения температуры стенок трубы, внутреннего давления.
- 24) Для оборудования и трубопроводов, которые в процессе эксплуатации подвергаются вибрации, предусмотрены меры по снижению вибрации.
- 25) При прокладке трубопроводов через строительные конструкции зданий и другие препятствия принимаются меры, исключающие возможность передачи дополнительных нагрузок на трубы.
- 26) Трубопроводы, как правило, проложены на скользящих опорах. Неподвижные опоры применены там, где необходимо снизить воздействие сил упругой деформации от температурного расширения трубопроводов на штуцера технологического оборудования.
- 27) Предусмотрена в основном надземная прокладка трубопроводов, на несгораемых конструкциях, эстакадах, этажерках, стойках, опорах.
- 28) Для предотвращения замерзания продуктов трубопроводы там, где это необходимо, защищены тепловой изоляцией или оборудованы обогревом.
- 29) Предусмотрен контроль качества сварных соединений трубопроводов неразрушающими методами. На установках с технологическими блоками I категории взрывоопасности сварные соединения технологических трубопроводов I категории, транспортирующих взрывопожароопасные вещества, подлежат 100 % контролю неразрушающими методами (ультразвуковая дефектоскопия, просвечивание проникающим излучением или другие равноценные методы).

30) Трубопроводы, после окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, установки и окончательного закрепления всех опор, подвергаются визуальному осмотру, испытанию на прочность и плотность и, при необходимости, дополнительным испытаниям на герметичность с определением падения давления.

31) Над проездами предусмотрено рекомендуемое значение свободной высоты эстакад.

32) В случае возможности повышения давления выше расчетного, в том числе за счет объемного расширения жидких сред, на трубопроводах устанавливается предохранительная арматура. Сбросы от предохранительной арматуры предусматриваются факельную систему.

33) Применяться стальная арматура, стойкая к коррозионному воздействию рабочей среды в условиях эксплуатации и отвечающая требованиям для работы во взрывоопасных средах. Класс герметичности затвора определен исходя из физико-химических свойств перемещаемых продуктов и регламентированных параметров технологического процесса.

34) Насосы и компрессоры выбраны с учетом физико-химических свойств перемещаемых продуктов и регламентированных параметров технологического процесса.

35) Для нагнетания ЛВЖ и ГЖ применяются центробежные насосы бессальниковые с двойным торцевым уплотнением. Центробежные насосы с двойным торцевым уплотнением оснащаются системами контроля и сигнализации утечки уплотняющей жидкости.

36) В установках с технологическими блоками I и II категорий взрывоопасности центробежные компрессоры и насосы с торцевыми уплотнениями оснащаются системами контроля за состоянием подшипников по температуре с сигнализацией, срабатывающей при достижении предельных значений, и блокировками, входящими в систему ПАЗ, которые срабатывают при превышении этих значений. За уровнем вибрации предусмотрен постоянный приборный контроль или контроль переносными средствами.

37) В целях обеспечения безопасной эксплуатации компрессора на всасывающей линии компрессора устанавливается сепаратор для отделения жидкой фазы из перемещаемой газовой среды. Сепаратор оснащается приборами контроля уровня, сигнализацией по максимальному уровню и средствами автоматизации, обеспечивающими удаление жидкости из него при достижении регламентированного уровня, блокировками отключения компрессора при превышении предельно допустимого значения уровня.

38) Насосы, применяемые для нагнетания ЛВЖ и ГЖ, оснащаются:

- блокировками, исключающими пуск или прекращающими работу насоса при отсутствии перемещаемой жидкости в его корпусе или отклонениях ее уровней в приемной и расходной емкостях от предельно допустимых значений;
- средствами предупредительной сигнализации при достижении опасных значений параметров в приемных и расходных емкостях;
- блокировкой, прекращающей работу насоса при падении давления уплотняющей жидкости на торцевом уплотнении ниже допустимого;

39) Для исключения опасных отклонений технологического процесса, вызываемых остановкой насоса, разработаны меры по повышению надежности систем транспорта, в том числе путем установки резервных насосов. Резервный насос находится в постоянной готовности к пуску.

40) При эксплуатации технологического оборудования и трубопроводов предусматриваются методы их защиты с учетом скорости коррозионного износа применяемых конструкционных материалов.

41) Технологическое оборудование и трубопроводы, контактирующие с коррозионно-активными веществами, изготовлены из материалов, устойчивых в рабочих средах.

42) Для защиты от коррозии технологического оборудования и трубопроводов технологических установок применяются ингибиторы коррозии, специальные покрытия.

43) Организация теплообмена, выбор теплоносителя (хладагента) и его параметров осуществлен с учетом физико-химических свойств нагреваемого (охлаждаемого) продукта в целях обеспечения необходимой теплопередачи, исключения возможности его перегрева и разложения.

44) Предусматриваются средства контроля и регулирования процесса теплообмена, а также блокировки, прекращающие подачу греющего агента при понижении уровня горючего нагреваемого продукта ниже допустимого значения.

45) Для обеспечения взрывобезопасности технологической системы при пуске в работу или остановке технологического оборудования (аппаратов, участков трубопроводов) предусматриваются специальные меры (продувка инертными газами), предотвращающие образование в системе взрывоопасных смесей.

46) Колонны оснащены:

- средствами контроля и автоматического регулирования уровня и температуры жидкости в кубовой части, температуры продукта и флегмы, поступающих на разделение;
- средствами сигнализации об опасных отклонениях значений параметров (в том числе перепада давления между нижней и верхней частями колонны);

47) Технологическая аппаратура реакционных процессов оснащена средствами автоматического контроля, регулирования и защитными блокировками параметров, определяющих взрывоопасность процесса (количество и соотношение поступающих исходных веществ, давление и температура среды, количество, расход и параметры теплоносителя).

48) При проведении реакционных процессов, в которых возможны отложения твердых продуктов на внутренних поверхностях оборудования и трубопроводов, их забивки, предусматриваются и осуществляются контроль за наличием этих отложений и меры по их безопасному удалению.

49) Дозировка компонентов в реакционных процессах контролируется автоматически и осуществляться в последовательности, исключающей возможность образования внутри аппаратуры взрывоопасных смесей или неуправляемого хода реакций.

50) Для исключения возможности перегрева участвующих в процессе веществ, их термического разложения с образованием взрывопожароопасных продуктов, определены температурные режимы, оптимальные скорости перемещения продуктов, предельно допустимое время пребывания их в зоне высокой температуры.

51) В целях исключения опасности возникновения и развития аварий, в том числе вследствие возникновения неуправляемого развития процесса, предусмотрены меры по стабилизации реакционных процессов, аварийному освобождению аппаратов.

52) предусмотрены меры по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность на рассматриваемом объекте, а также по противодействию возможным террористическим актам: система охранной сигнализации (ОС); система охранного телевидения (СОТ); система контроля и управления доступом (СКУД); система сбора и обработки информации (СОИ), технические средства досмотра, ограждение площадок;

53) Выполнена классификация взрывоопасных зон, на основании которой произведен выбор электрооборудования по его уровню взрывозащиты, обеспечивающий безопасную эксплуатацию оборудования в соответствующей взрывоопасной зоне.

54) Предусмотрены меры по молниезащите технологических установок, зданий и сооружений, а также по защите от статического электричества.

1.6.8.2. Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ

Проектной документацией предусмотрен ряд решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ:

1) Для контроля загазованности по нижнему концентрационному пределу распространения пламени в производственных помещениях, рабочей зоне открытых наружных установок предусматриваться средства автоматического газового контроля и анализа. Датчики загазованности выдают сигнал в СКЗ (систему контроля загазованности) СКЗ формирует сигналы в систему ПАЗ.

2) Места установки датчиков стационарных автоматических газосигнализаторов определены в соответствии с техническими характеристиками средств (приборов), указанных в паспортах организации-изготовителя. Датчики ДВК горючих газов и паров установлены во взрывоопасных зонах классов 1, 2. Датчики ДВК в помещениях установлены в зависимости от значений плотности газов и паров. На открытых площадках технологических установок, на открытых площадках насосных установок датчики ДВК установлены по периметру взрывоопасной зоны.

3) Газосигнализаторы ДВК обеспечивают подачу предупреждающего светового и звукового сигналов при 20 % концентрации горючих газов и аварийного – при 50 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени с отключением оборудования объекта в контролируемых зонах. На открытых площадках предусмотрена предупреждающая и аварийная звуковая сигнализация от каждого датчика или группы датчиков по месту их установки и световая и звуковая сигнализация в помещении управления. Во взрывоопасных помещениях и вне их перед входными дверями предусматривается устройство световой и звуковой сигнализации загазованности воздушной среды.

4) Установленные в производственном помещении сигнализаторы довзрывоопасных концентраций заблокированы с аварийной вентиляцией. Системы аварийной вентиляции оснащены средствами их автоматического включения при срабатывании установленных в помещении сигнализаторов довзрывных концентраций. В помещении управления и в производственных помещениях предусмотрена сигнализация о неисправной работе вентиляционных систем.

5) Воздухозабор для приточных систем вентиляции предусматривается из мест, исключающих попадание в систему вентиляции взрывоопасных паров и газов при всех режимах работы производства. Устройство выбросов от систем общеобменной и аварийной вытяжной вентиляции обеспечивает эффективное рассеивание и исключает возможность взрыва в зоне выброса и образования взрывоопасных смесей над площадкой объекта.

6) Для максимального снижения выбросов горючих и взрывопожароопасных веществ в окружающую среду при аварийной разгерметизации системы, технологическая схема разделена на отдельные технологические блоки. На границах технологических блоков предусмотрена установка запорных и (или) отсекающих устройств. Технологические блоки в заданное время могут быть отключены (изолированы) от технологической системы (выведены из технологической схемы) без опасных изменений режима, приводящих к развитию аварии в смежной аппаратуре. Запорная арматура, клапаны, отсекатели, предназначенные для аварийного отключения блока, обеспечивают защиту технологической системы при аварийных режимах с заданным быстродействием срабатывания. При этом обеспечены условия безопасного отсечения потоков и исключены гидравлические удары.

7) Для аварийного освобождения технологических блоков от обращающихся продуктов предусмотрено оборудование технологических установок. Вместимость системы

аварийного освобождения рассчитана на прием продуктов в количествах, определяемых условиями безопасной остановки технологического процесса.

8) Площадки и перекрытия этажерок, если на них установлены аппараты и оборудование, содержащие ЛВЖ, ГЖ непроницаемы для жидкостей, и ограждены по периметру сплошным бортом. Группы аппаратов и оборудования, установленные под этажерками, ограждаться бортом. Аппараты и оборудование с жидкими продуктами, установленные на открытых площадках вне этажерок, также ограждены бортом. Для отвода разлившейся жидкости и атмосферных осадков с площадок и перекрытий этажерок, огражденных бортами, предусмотрены сливные стояки.

9) В районах расположения технологических установок, складов (парков) планировочные отметки проезжей части дорог выше планировочных отметок прилегающей территории.

10) Трубопроводы предусмотрены с уклонами, обеспечивающими их опорожнение. Трубопроводы оборудованы дренажами и воздушниками. Опорожнение трубопроводов проводится в технологическое оборудование.

11) На вводах трубопроводов в установки и выводах устанавливается запорная арматура. На вводах трубопроводов для горючих газов, ЛВЖ и ГЖ устанавливается запорная арматура с дистанционным управлением и ручным дублером.

12) В местах подсоединения трубопроводов с горючими продуктами к коллектору предусматривается установка арматуры для их периодического отключения.

13) Для насосов и компрессоров (группы насосов и компрессоров), перемещающих горючие продукты, предусмотрены их дистанционное отключение и установка на линиях всасывания и нагнетания запорных или отсекающих устройств.

14) Источники давления установок с технологическими блоками I и II категорий взрывоопасности отключаются одновременно со срабатыванием отсекающей арматуры на линиях нагнетания.

15) Запорная арматура, устанавливаемая на нагнетательном и всасывающем трубопроводах насоса или компрессора, максимально к нему приближена, находится в зоне, удобной для обслуживания.

16) На нагнетательном трубопроводе предусматривается установка обратного клапана, предотвращающего перемещение транспортируемых веществ обратным ходом. Обратная арматура устанавливается между нагнетателем и запорной арматурой.

17) Компрессоры, перекачивающие горючие газы, оборудованы системой автоматического отключения компрессоров при достижении концентрации горючих газов в помещении компрессорной 50 % от НКПР.

18) В поверхностных теплообменниках давление негорючих теплоносителей (хладагентов) превышает давление нагреваемых (охлаждаемых) горючих веществ. В случаях, когда давление негорючих теплоносителей равно или меньше давления нагреваемых (охлаждаемых) горючих веществ, предусмотрен контроль за содержанием горючих веществ в негорючем теплоносителе.

19) Для снижения избыточного давления, возникающего при внутренних аварийных взрывах, используются наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции. Наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции установлены в помещениях категорий А. Площадь легкобрасываемых конструкций составляет не менее 0,05 м² на 1 м³ объема помещения категории А.

20) Для пневматических систем управления и ПАЗ предусматриваются сети сжатого воздуха, отдельные от сетей технологического воздуха. Системы обеспечения сжатым воздухом средств управления и ПАЗ имеют буферные емкости, обеспечивающие питание

воздухом систем контроля, управления и ПАЗ при остановке компрессоров в течение времени, достаточного для безаварийной остановки объекта.

21) Проведена оценка и категорирование всех потребителей электрической энергии по степени обеспечения надежности электроснабжения согласно ПУЭ.

22) Производство оборудовано системами двусторонней громкоговорящей и телефонной связи между технологически связанными производственными участками, а также оборудовано телефонной связью с персоналом диспетчерских пунктов. Объект оборудован системами двусторонней громкоговорящей связи с персоналом диспетчерских пунктов, штабом гражданской обороны (ГО) объекта, газоспасательной службой (ГСС), пожарной частью (ПЧ), наливными пунктами, складами и насосными горючих, и сжиженных продуктов.

1.6.8.3. Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности и химической безопасности

Проектом для обеспечения взрывопожаробезопасности предусмотрено:

1) Технологическое оборудование, трубопроводы, приборы автоматики, пульты управления заземлены.

2) Стационарный контроль загазованности воздушной среды производственной зоны осуществляется системой мониторинга нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР) смеси углеводородов в воздухе рабочей зоны.

3) Предусмотрена пожарная сигнализация.

4) Все электрооборудование, расположенное во взрывоопасных зонах, выбирается в соответствии с категорией и группой взрывоопасной смеси.

5) На всех взрыво- и пожароопасных производственных участках предусматриваются мероприятия по молниезащите.

6) На всех взрыво- и пожароопасных производственных участках предусматриваются мероприятия по защите от статического электричества.

7) Технологический процесс организован таким образом, чтобы не допускать образования взрывоопасных смесей в сосудах и аппаратах при регламентированных значениях параметров.

8) Процесс осуществляется по непрерывной схеме в герметичных аппаратах.

9) Оборудование и трубопроводы выбраны в соответствии с технологическими требованиями и производительностью.

10) Аппаратурное оформление и конструкция технологических аппаратов, а также их материальное исполнение подобраны так, чтобы максимально снизить уровень взрыво – и пожароопасности.

11) Производственный процесс автоматизирован. Контроль управления за ведением технологического процесса осуществляется из операторной.

12) На установке предусмотрена сигнализация отклонений параметров режима от заданных и блокировки, позволяющие избежать аварийные ситуации.

13) По всей территории, в насосных и компрессорных, вдоль фронта печей, устанавливаются датчики сигнализаторов довзрывной концентрации.

14) На нагнетательных и всасывающих трубопроводах насосов установлена запорная арматура. На нагнетательных трубопроводах установлены обратные клапаны, предотвращающие перемещение продуктов обратным ходом.

15) Предусмотрена установка межблочной отсекающей арматуры.

16) Системы аварийного освобождения – буферные емкости, содержащие углеводороды, герметизированы.

17) В аппаратах, в которых возможно превышение технологического давления выше расчетного давления аппарата, предусматривается регулирование давления клапанами

КИПиА и защита аппарата предохранительными клапанами со сбросом на факельную установку (пары, ЛВЖ, ГГ) или в атмосферу (все остальное).

18) Для пожаро- и взрывоопасных веществ и веществ 1-го и 2-го классов опасности предусмотрена система клапанов, состоящая из рабочего и резервного клапанов. Рабочий и резервный клапан имеют равную пропускную способность, обеспечивающую полную защиту сосуда от превышения давления свыше допустимого. Для обеспечения ревизии и ремонта клапанов до и после них установлена отключающая арматура с блокирующим устройством, исключающая возможность одновременного закрытия запорной арматуры на рабочем и резервном клапанах, причем проходное сечение в узле переключения не менее проходного сечения устанавливаемого клапана.

19) Сброс газов и паров ЛВЖ направлен на факельную установку, размещенную на безопасном расстоянии от технологических установок, резервуарных парков и очистных сооружений.

20) Для насосов, перекачивающих горючие продукты, при авариях предусмотрено дистанционное отключение из операторной.

21) Все центробежные насосы с торцевыми уплотнениями оснащены системами контроля за температурой подшипников с сигнализацией предельных значений и блокировкой при превышении этого параметра. Насосы также имеют блокировку по отсутствию жидкости в насосе.

22) Центробежные насосы, перекачивающие ЛВЖ или ГЖ, имеют двойные торцевые уплотнения.

23) Для предупреждения возможности возникновения опасных искровых разрядов статического электричества на поверхности оборудования, насосов, емкостей, колонн, теплообменников, трубопроводов, предусмотрен отвод зарядов путем заземления. Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, должно составлять не более 10 Ом.

24) Предусмотрено совмещение заземления оборудования с заземлением электротехнического оборудования; при его отсутствии – предусмотрено устройство в помещениях шин заземления.

25) Электрооборудование, расположенное во взрывоопасных зонах, принято во взрывозащищенном исполнении и соответствует классу взрывоопасных зон.

26) Предусмотрено выполнение во взрывоопасных зонах электрооборудования, светильников и КИП во взрывозащищенном исполнении.

27) По надежности снабжения электроэнергией потребители установки, имеющей в своем составе блоки I категории взрывоопасности, относятся к 1-ой категории надежности (от 2-х независимых источников, а для потребителей особой группы – от 3-х независимых источников: питание систем ПАЗ и блокировок).

28) Предусмотрена система самозапуска и повторного пуска наиболее ответственных электродвигателей при кратковременных посадках напряжения или его отключении.

29) Контрольные кабели выполнены в оболочках для непрерывной работы при максимальных и минимальных температурах окружающей среды. Токоведущие жилы кабелей выполнены из круглых многопроволочных медных проводов, жилы выполнены из отожженной меди. Сечение жил кабеля для взрывоопасных зон 1 мм² (кроме обоснованных случаев). В качестве контрольных кабелей предусмотрены небронированные кабели, не распространяющие горение при групповой прокладке (исполнение нг(А)). Для прокладки в помещениях используются кабели, не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (исполнение нг(А)-LS). В качестве кабельных линий систем ПАЗ, СКЗ, противопожарной защиты использованы огнестойкие контрольные кабели,

не распространяющими горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- газовыделением (нг(A)-FRLS)

30) Третий независимый источник устанавливается в помещениях электрощитовых.

31) Площадки и перекрытия этажей, на которых установлено технологическое оборудование, содержащее легковоспламеняющиеся жидкости, сжиженные горючие газы, постаменты, открытые насосные; выполнены глухими, непроницаемыми для жидкости и ограждены по периметру и в местах проемов сплошным бортом высотой не менее 150 мм с устройством пандусов у выходов на лестницы для предотвращения попадания продуктов при аварийных проливах на землю и нижележащие перекрытия.

32) Для обеспечения защиты людей от огня и лучистой энергии при пожаре открытые эвакуационные лестницы на наружных этажерках и площадках имеют со стороны этажерки огнезащитные экраны, выступающие не менее 1 м в каждую сторону за грань лестницы (со стороны технологического оборудования), из несгораемых материалов с пределом огнестойкости 0,25 час.

33) Наружные этажерки, на которых расположено оборудование или трубопроводы, содержащие легковоспламеняющиеся и горючие жидкости и горючие газы, выполнены железобетонными. В стальных этажерках первый ярус, включая перекрытие, но на высоту не менее 4 м защищен от воздействия высокой температуры обетонированием, кирпичной кладкой или фосфатным огнезащитным составом с пределом огнестойкости не менее R 45.

34) Подача легковоспламеняющихся жидкостей в емкости без разрыва струи через погружную трубу для предотвращения разряда статического электричества.

35) Принятые разрывы между сооружениями и аппаратурой соответствуют противопожарным нормам и ПУЭ.

36) Расположение оборудования выполнено в виде отдельных технологических узлов, к которым имеется доступ с 3-х сторон для локализации пожара.

37) Размещение емкостей с горючими газами и жидкостями внутри ограждения (ванны) для исключения разливов на пол.

38) В производственных зданиях и помещениях, отнесенных по взрывоопасности к категории «А», предусмотрены полы из неискрящих при ударах материалов.

39) Отключение всех вентилей, обслуживающих помещения в случае возникновения пожара, единой кнопкой, установленной снаружи у эвакуационного выхода. В зданиях, оборудованных автоматическими системами пожаротушения, предусмотрено автоматическое отключение вентиляции при пожаре.

Кроме того, на установке производства гексена-1 предусмотрено:

1) Категорирование помещений, зданий и наружных установок по взрывоопасной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009.

2) Транспортировка сырья и продуктов по трубопроводам со скоростями, не превышающими критические значения.

3) Автоматическая пожарная сигнализация в помещениях.

4) Оборудование объектов установки стационарными системами пожаротушения гидрантами, кольцами орошения, пенотушением и тушением водой.

5) Оборудование рабочих мест и производственных площадок первичными средствами пожаротушения в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации № 123-ФЗ от 22.07.08 «Технологический регламент о требованиях пожарной безопасности».

6) Использование для изоляции аппаратов и трубопроводов негорючего материала.

7) Установка автоматических газоанализаторов с сигнализацией при достижении 10 % НКПР горючих газов и паров.

8) В помещениях категории А и Б по взрывопожарной опасности предусмотрены легкосбрасываемые конструкции по нормам (не менее 0,05 м² и 0,03 м², соответственно, на 1 м³ объема помещения).

Пожарная безопасность объекта строительства обеспечивается (ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»):

- системой предотвращения пожара;
- системой противопожарной защиты;
- организационно-техническими мероприятиями.

При разработке проекта выполнены все необходимые процедуры анализа пожарной опасности:

- произведены расчеты категорий взрывопожарной и пожарной опасности помещений, зданий и наружных установок;
- определен состав систем предотвращения пожара и противопожарной защиты проектируемых объектов с учетом результатов расчетов категорий взрывопожарной и пожарной опасности для помещений, зданий и наружных установок в соответствии с требованиями действующих норм и правил пожарной безопасности;
- разработаны планы эвакуации персонала из производственных помещений и с территории установки в случае пожара;
- разработан комплекс превентивных мероприятий, направленных на уменьшение риска возникновения пожара.

Согласно СП 9.13130.2009 все проектируемые помещения обеспечиваются первичными средствами пожаротушения.

Система предотвращения пожара

Система предотвращения пожара на проектируемом объекте обеспечивается выполнением следующих мероприятий:

- 1) максимальным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов, путем введения ограничения по применению горючих материалов, при необходимости их огнезащита;
- 2) максимально возможным по условиям технологии и строительства ограничением массы горючих веществ и наиболее безопасным способом их размещения;
- 3) применением автоматической комплексной системы управления и обеспечения безопасности, включающей автоматизированную систему управления технологическим процессом, систему останова технологического процесса, систему аварийного останова, систему обнаружения пожара и утечек газа;
- 4) применением электрооборудования, соответствующего взрывоопасной и пожароопасной зонам, группе и категории взрывоопасной смеси в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок (ПУЭ)»;
- 5) выполнением требований Федерального закона «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ;
- 6) устройством молниезащиты зданий и сооружений.

Система противопожарной защиты

Система противопожарной защиты обеспечивается комплексом конструктивно-планировочных решений зданий и сооружений, а также применением средств противопожарной защиты:

- объемно-планировочными и техническими решениями, обеспечивающими своевременную эвакуацию людей и их защиту от опасных факторов пожара, в том числе его вторичных проявлений;
- применением строительных конструкций с нормируемыми значениями пределов огнестойкости и классов пожарной опасности;
- устройством наружного противопожарного водопровода, обеспечивающего нормативные расходы воды на пожаротушение;
- применением автоматических установок пожарной сигнализации и пожаротушения;
- оборудованием зданий и сооружений системами оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре;
- применением средств пожаротушения и соответствующих видов пожарной техники.

Организационно-технические мероприятия

К организационно-техническим мероприятиям на объекте строительства относятся:

- организация технического обслуживания средств противопожарной защиты;
- обучение правилам пожарной безопасности обслуживающего персонала;
- разработка необходимых памяток, инструкций, приказов о порядке проведения огневых работ, соблюдении противопожарного режима, действиях в случае возникновения пожара, ответственных лицах;
- разработка и отработка планов эвакуации людей на случай пожара;
- отработка взаимодействия обслуживающего персонала и НАСФ при проведении мероприятий по ПМЛА.

В процессе эксплуатации будет обеспечено:

- содержание зданий и работоспособности средств противопожарной защиты, производственной автоматики (систем аварийного останова, системы обнаружения пожара и утечек газа) и других инженерно-технических систем в соответствии с требованиями утвержденной проектной и технической документации;
- выполнение правил пожарной безопасности в зданиях и сооружениях на территории установки;
- проведение ремонтных работ с применением открытого пламени только после письменного разрешения ответственного лица и только после проведения комплекса мероприятий, обеспечивающего приведение объекта (помещения, здания, сооружения или технологического оборудования) в пожаробезопасное состояние.

1.6.8.4. Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности

Контроль и управление Установкой предусматривается с рабочей станции, установленной в помещении управления посредством автоматизированной микропроцессорной системы управления.

Она объекте предусматривается следующая структура автоматизированных систем:

- 1) Интегрированная система управления и безопасности (ИСУБ), состоящая из подсистем:
 - распределенная система управления технологическим процессом (PCY)
 - система противоаварийной защиты (ПАЗ)
 - система контроля загазованности (СКЗ)
 - система управления активами предприятия (КИП, ЗРА) IAMS

2) Стационарная система мониторинга и диагностики (ССМД), состоящая из подсистем:

- система защиты механического оборудования MPS
- система контроля состояния (механического оборудования) CMS
- 3) Автоматизированная система управления электроснабжением (АСУЭ)
- 4) Автоматическая пожарная сигнализация (АСПС)
- 5) Автоматическая система пожаротушения (АСПТ)
- 6) Локальные системы управления (ЛСУ)

Контроль и управление объектами установки ЛАО предусматривается централизованно из здания центральной операторной ПАО «Нижнекамскнефтехим».

Система автоматического мониторинга и управления построена на самых современных технологиях и обеспечивает следующее:

- автоматическое управление технологическим оборудованием, измерение, контроль и регулирование технологических параметров для обеспечения нормальной и безопасной работы технологического процесса;
- оповещение, сигнализацию тревоги и автоматическую аварийную защиту для обеспечения безопасной работы технологической системы с индикацией причины, вызвавшей срабатывание устройства блокировки, а также запоминание последовательности аварийного отключения оборудования и действий дежурного персонала при аварийных ситуациях;
- пуск и остановку установки в нормальном режиме, а также аварийную остановку с минимальными потерями мощности и качества конечного продукта;
- передачу информации, касающейся технологических процессов, потребления сырья и качества конечного продукта системе управления вышестоящего уровня;
- аппаратную и программную диагностику контрольно-измерительных приборов и элементов системы управления.

АСУТП обеспечивает комфортные условия работы для оперативного персонала за счет:

- применения высокопроизводительного программного обеспечения, позволяющего автоматизировать рутинные и трудоемкие операции;
- незамедлительного предоставления технологических данных и технической информации о состоянии оборудования в ходе выполнения технологического процесса;
- эргономичного исполнения органов управления и аппаратной части системы.

Назначение РСУ – обеспечивать высокую надежность и эксплуатационную готовность всего объекта за счет наличия полностью интегрированной системы управления, единой для всех участков Установки. РСУ выполняет следующие функции:

- непрерывный автоматический сбор необходимых технологических переменных, параметров управления и информации об отклонениях от заданного режима. Для того, чтобы надежность была максимальной, эта операция должна выполняться с минимальным участием персонала;
- вывод данных в нужном формате через консоли оператора. Эти консоли являются основным интерфейсом, обеспечивающим операторам «единое окно» для дистанционного управления Установкой. В дополнение, с помощью специализированных консолей можно выполнять инженеринговые функции;
- автоматическое регулирование технологических параметров, не допуская тем самым выхода характеристик продукта, производимого Установкой, за допустимые пределы. Одновременно с этим, максимизация энергетической эффективности установки, минимизация простоев при обслуживании и воздействия на окружающую среду;
- предоставление операторам отчетов, статистических данных и анализов трендов.

Система противоаварийной защиты (ПАЗ) предупреждает возникновение аварийной ситуации в случае отклонения от предусмотренных регламентом предельно-допустимых параметров процесса во всех режимах работы и обеспечивает безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние по заданной программе.

Для обеспечения бесперебойного функционирования автоматизированных систем контроля, управления противоаварийной автоматической защиты для перевода технологических процессов в безопасное состояние и аварийного останова технологических объектов, в том числе при нарушении энергоснабжения объектов, разрушении зданий аппаратных и др., должно предусмотрено выполнение следующих требований:

- тип исполнения арматуры, участвующей в переводе ТП в безопасное состояние,
- должен соответствовать ее положению (закрыто – «НЗ», открыто – «НО») при осуществлении действия системы ПАЗ;
- переход арматуры системы ПАЗ, участвующей в переводе ТП в безопасное состояние, в положение безопасности и прекращение работы динамического оборудования должен осуществляться автоматически при прекращении подачи (авария в системе) воздуха КИПиА к приводу соответствующей арматуры или при отсутствии (потере) управляющего сигнала от контроллеров системы ПАЗ

Изменение последовательности срабатывания указанной арматуры не должно приводить к опасным ситуациям и оказывать влияния на перевод ТП в безопасное состояние.

Система ПАЗ выполняет следующие функции:

- передача в РСУ факта срабатываний системы ПАЗ и неработоспособного состояния (отказ, неисправность) средств системы ПАЗ. Автоматически реагирует на опасную ситуацию путем остановки и/или изолирования установки во избежание развития возможной аварии;
- дополнительно – запуск программы остановки и/или изолирования и сброса давления в участках установки по команде оператора;
- осуществляет обмен данными с РСУ и обеспечивает звуковое и визуальное оповещение оператора о состоянии системы (по мере необходимости).

РСУ и ПАЗ функционируют как полностью независимые системы, имеющие отдельные каналы Вход/Выход и соединения с внешними устройствами. Обе системы имеют автономное программное и аппаратное обеспечение, между ними организуется обмен данными.

АСУТП имеет три уровня:

1) Уровень интерфейса оператора, использующий рабочую станцию оператора. Он обеспечивает оператору максимальный доступ к параметрам техпроцесса при выполнении им своих функций управления.

2) Уровень автоматического управления, построенный на микропроцессорных контроллерах, предназначенных для обработки аналоговой и дискретной информации по выполняемому техпроцессу.

3) Нижний уровень внешних приборов, построенный на сенсорах технологических параметров, детекторах газа, приводах и локальных системах автоматизации.

Первые два уровня представляют собой верхний уровень АСУТП, а полевые приборы – нижний уровень.

РСУ и ПАЗ построены на базе микропроцессорной и вычислительной техники.

Конструкция системы основывается на природе взрывоопасности каждого технологического процесса, контроль и мониторинг которого должен осуществляться. По мере повышения уровня взрывоопасности ужесточаются требования безопасности.

Все оборудование КИП, устанавливаемое во взрывоопасных зонах, имеет вид взрывозащиты соответствующий условиям эксплуатации. Местоположение электрических элементов систем управления во взрывоопасных зонах промышленных помещений и

наружных установок, а также классы взрывозащиты соответствуют требованиям нормативной документации для электрических установок.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения оборудование АСУ ТП ЛАО отнесено к особой группе электроприемников первой категории, в соответствии с требованиями ПУЭ (глава 1.2). Энергопотребление АСУ ТП ЛАО обеспечивается от двух независимых взаимно резервирующих источников питания (230 В, 50 Гц), в качестве третьего независимого источника питания предусмотрен источник бесперебойного питания на аккумуляторных батареях (230 В, 50 Гц), который обеспечивает электропитание потребителей в течение одного часа при неисправности внешнего источника.

Системы управления проектируются в соответствии с принципами «распределения ответственности», которые заключаются в том, что отказ любого элемента системы управления не должен сказываться на работе всей системы.

Система ПАЗ построена на базе резервированных программируемых логических контроллеров, способных функционировать по отказобезопасной структуре и проверенных на соответствие требованиям функциональной безопасности (SIL) в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61508, ГОСТ Р МЭК 61511.

Система ПАЗ является полностью резервированной (сочетающей в себе полный комплект, в состав которого входят: процессор, платы Вход/Выход, источник питания и узел связи). Обе системы снабжены автоматическими функциями диагностики.

Конструкция систем обеспечивает возможность замены любого компонента без отключения системы. РСУ и ПАЗ, имеющей в своем составе оборудование I категории взрывоопасности, относятся к особой группе электроприемников I категории надежности.

АСУТП представляет собой двухуровневую многофункциональную систему, работающую со стандартными протоколами межуровневой передачи данных, способную к расширению и интеграции с вышестоящей системой управления.

В состав АСУТП входят следующие подсистемы:

- распределенная система управления (РСУ);
- система противоаварийной защиты (ПАЗ);
- человеко-машинный интерфейс (визуализация технологического процесса и управление в режиме реального времени с рабочих станций операторов и обслуживание системы с рабочих станций инженерно-технического персонала);
- система архивации данных (технологические переменные, сообщения, сообщения о тревогах, действия подсистем системы ПАЗ, журналы, действия персонала, занимающегося технологическим управлением и обслуживанием);
- средства интеграции с автоматизированной системой управления производственным объектом или вышестоящей системой;
- средства интеграции с автоматизированной системой управления динамическим оборудованием и другими блочными системами (поставляемыми комплектно с технологическим оборудованием);
- соединения с ЛВС предприятия;
- инженерная подсистема.

Отказ любой из подсистем не влияет на работоспособность остальных подсистем.

Информация о работоспособности системы ПАЗ передается в РСУ, выводится на ЖК-дисплей рабочей станции оператора, сохраняется в памяти и логи журналов выводятся на принтер.

Размещение рабочих станций, устройств вывода данных, средств управления и связи, размещение оборудования обеспечивают комфортные условия для работы персонала. Часто используемые устройства вывода данных расположены в зоне оптимальной видимости, а

часто используемые средства управления расположены в зоне, обеспечивающей наилучший доступ.

Технологические данные, выводимые на мониторы рабочих станций, а также сигналы тревоги по режимам технологического процесса выполняются на русском языке. Системные сообщения отображать на английском и русском языках.

Данные выводятся на ЖК-мониторы (дисплеи) с высоким разрешением, яркостью изображения и широким углом обзора.

Средства и форма информационного обслуживания оперативного персонала выбраны таким образом, чтобы обеспечить минимальное время и максимальную надежность чтения и анализа данных. Функционально и технически взаимосвязанные данные, отображаемые на видеограммах, собраны в отдельные компактные группы, в которых самая важная информация выделена (особым образом расположена на дисплее, выделена цветом, яркостью и пр.). Также учтена последовательность использования (чтения) данных операторами технологической системы, сообщения расположены слева направо и сверху вниз.

Предпочтительными являются аналоговые средства вывода данных в сочетании с графическим представлением номинального значения и допустимого диапазона значений технологических параметров, а также вывод сигнализации посредством дискретных сигналов. Данные кодируются цветом, яркостью и другими графическими параметрами выводимого изображения.

Сигналы тревоги, оповещающие о любых отклонениях в ходе технологического процесса или в работе оборудования и подлежащие проверке персоналом, обеспечивающим контроль технологического процесса, выделяются с помощью мигания и изменения цветов переменных на дисплее и звуковой сигнализацией.

Предусмотрены следующие тревоги:

- предупредительная сигнализация, которая активируется, как только технологическая переменная достигает значения «предупреждения» (граница номинального диапазона значений);
- аварийная сигнализация, которая активируется по достижению опасных значений (выходящих за границы номинального диапазона и приближающихся к предельно допустимым значениям).

Предупредительная и аварийная сигнализация выделяются разными цветами.

В системе предусматривается четыре уровня доступа:

- 1) «Информация» – доступ только для чтения.
- 2) «Оператор» – позволяет выводить на экран всю информацию о состоянии технологического процесса (мнемосхемы, графики (тренды), значения технологических параметров), управлять и контролировать состояние регулирующих цепей (ручной, автоматический или каскадный режим), производить настройку с помощью регуляторов, изменять параметры настройки цепей управления ПИД-регуляторов.

3) «Старший оператор» – функциональности для уровня «Оператор» и возможность изменения: диапазонов КИП, единиц измерения, возможность подготовки отчетов.

4) «Администратор» – полный доступ к программному обеспечению РСУ.

Класс точности измерительных каналов АСУТП, определяемый суммарной погрешностью технических средств Вход/Выход аналоговых сигналов и барьеров/трансформаторов, составляет не менее 0,5%.

В случае установки двух или более датчиков по системе голосования 2 из 2, 2 из 3 и т.д., цепи этих датчиков подключаются к разным модулям Вход/Выход (для повышения надежности). В этом случае, при отказе одного из модулей, сигналы передаются в систему ПАЗ через другой модуль.

В случае кратковременных отказов питания при отсутствии факторов, делающих перезапуск электрического оборудования невозможным, предусмотрены конструктивные решения, позволяющие автоматически перезапускать электрическое оборудование.

Любые устройства АСУТП, имеющие дублирующее аппаратное обеспечение (контроллеры, модули Вход/Выход, серверы и пр.) продолжают работать в случае отказа дублирующих устройств. Поставщик Системы обязан продемонстрировать соответствие этим требованиям путем механического или электрического отключения любого из дублирующих устройств.

Для соединения модулей системы управления друг с другом применяется высокоскоростная отказоустойчивая система связи с резервированием. Отказ одного из каналов системы связи не влияет на ее эффективность, и не приводит к потере данных или ухудшению рабочих параметров. В сети связи нет нерезервированных точек вероятного отказа (электрических, механических или программных). Поставщик системы обязан продемонстрировать выполнение этих требований.

Мониторинг состояния воздушной среды

С целью своевременного обнаружения предаварийных ситуаций, связанных с наличием неорганизованных утечек технологических сред и возможностью возникновения опасной загазованности, на территории проектируемого объекта предусмотрена автоматическая система контроля загазованности (СКЗ).

Основные задачи системы контроля загазованности:

- обнаружение непредвиденных опасных выбросов горючих газов на раннем этапе;
- подача предупреждающих и аварийных сигналов персоналу;
- обеспечение информацией персонала операторной и газоспасательной службы (ГСС);
- активация соответствующих исполнительных действий во избежание эскалации аварии.

Для обнаружения загазованности на наружной площадке, в производственных помещениях, блок-боксах, относящихся к взрывоопасным, предусмотрена установка точечных датчиков довзрывных концентраций (ДВК).

С целью обеспечения отсутствия горючих газов и паров в вентилируемом воздухе, нагнетаемом в электропомещения и помещения аппаратных, воздухозаборные устройства оборудованы датчиками ДВК.

Датчики ДВК имеют взрывозащищенное исполнение – взрывонепроницаемая оболочка (Exd). Датчики ДВК имеют выходной сигнал от 4 до 20 мА, совмещенный с HART протоколом (не ниже версии 7.2), блок индикации со светодиодными лампами, указывающими на текущее состояние прибора. Тип датчиков ДВК – оптические инфракрасные, в особых случаях – электрохимические.

Для производственных помещений, в которых присутствуют токсичные вещества предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций (ПДК).

Датчики ПДК имеют выходной сигнал от 4 до 20 мА, совмещенный с HART протоколом (не ниже версии 7.2), блок индикации со светодиодными лампами, указывающими на текущее состояние прибора. Тип датчиков ПДК выбран в каждом конкретном случае в зависимости от типа контролируемого вещества и условий процесса.

Датчики рассчитаны на эксплуатацию при абсолютной минимальной температуре окружающей среды в зоне установки без дополнительного обогрева.

Помещения, в которых возможен недостаток кислорода оснащены датчиками контроля низкой концентрации кислорода.

Датчики загазованности устанавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ ИЕС 60079-29-2-2013 и рекомендациями ТУ-газ-86 в местах наиболее вероятного выделения и скопления токсичных и горючих паров и газов.

Во избежание возможных проблем, связанных с неисправностью газоанализаторов, применяются принципы голосования.

Голосование выполняется одновременно между датчиками одного типа, находящимся в пределах одной и той же контролируемой зоны.

Применяются следующие схемы голосования:

- при голосовании 1ooN формируется сигнал о загазованности (однократное обнаружение);
- при голосовании 2ooN формируется подтвержденный сигнал о загазованности;
- для всех датчиков, активирующих автоматические исполнительные действия в пределах одной зоны, принимается голосование по схеме «2ooN», где N не менее 3 датчиков.

Для датчиков одного типа в пределах одной контролируемой зоны, но откалиброванных на разные вещества предусматриваются отдельные схемы голосования.

В целях контроля загазованности предусматриваются следующие уставки срабатывания газоанализаторов.

На наружной установке:

- одиночное срабатывание утечки газа (1ooN при 20 % НКПР) – передача предупредительного светозвукового сигнала по месту, в операторную и ГСС;
- подтвержденный сигнал по высокому уровню содержания газа (2ooN при 20 % НКПР) – передача предупредительного светозвукового сигнала по месту, в операторную и ГСС;
- подтвержденный аварийный сигнал по аварийно-высокому уровню загазованности (2ooN при 50 % НКПР) – передача аварийного светозвукового сигнала по месту, в операторную и диспетчеру ГСС, останов оборудования в соответствующей зоне контроля.

В производственных помещениях:

- одиночное срабатывание (1ooN при 10 % НКПР) – передача предупредительного светозвукового сигнала по месту, в операторную и ГСС, разблокирование системы контроля и управления доступом (СКУД), запуск аварийной вентиляции;
- подтвержденный аварийный сигнал по высокому уровню (2ooN при 10 % НКПР) – передача предупредительного светозвукового сигнала по месту, в операторную и ГСС;
- подтвержденный аварийный сигнал по аварийно-высокому уровню загазованности (2ooN при 50 % НКПР) – передача аварийного светозвукового сигнала по месту, в операторную и ГСС, останов оборудования в соответствующей зоне контроля.

Для датчиков контроля загазованности в системах приточной вентиляции:

- одиночное срабатывание (1ooN при 10 % НКПР) – передача предупредительного светозвукового сигнала по месту, в операторную и ГСС, разблокирование системы контроля и управления доступом (СКУД);
- подтвержденный аварийный сигнал по высокому уровню (2ooN при 10 % НКПР) – передача предупредительного светозвукового сигнала по месту, в операторную и ГСС;
- подтвержденный аварийный сигнал по аварийно-высокому уровню загазованности (2ooN при 20 % НКПР) – передача аварийного светозвукового сигнала по месту, в операторную и ГСС, перекрытие воздухозабора и отключение приточно-вытяжной общеобменной вентиляции.

Для датчиков контроля ПДК: обнаружение 1 ПДК токсичного газа - передача аварийного светозвукового сигнала по месту, в операторную и ГСС, разблокирование системы контроля и управления доступом (СКУД), запуск аварийной вентиляции.

Для датчиков контроля низких концентраций кислорода: обнаружение низкой концентрации кислорода 19% об. – передача аварийного светозвукового сигнала по месту, в операторную и ГСС, разблокирование системы контроля и управления доступом (СКУД), запуск аварийной вентиляции.

Устройства звуковой и световой сигнализации на наружных установках установлены на высоте 2 м от уровня яруса/ площадки.

На постах светозвуковой сигнализации предусматриваются:

- светосигнальное устройство;
- сирена;
- кнопки для периодического опробования работоспособности поста персоналом с целью обеспечения надежной работоспособности.

Светозвуковые сигналы предупредительной сигнализации и аварийной сигнализации отличаются по тональности звука и цветовой гамме свечения.

Посты светозвуковой сигнализации, размещенные во взрывоопасных зонах, имеют вид взрывозащиты Exd

Система аварийного останова

Целью аварийного останова является минимизация риска при возникновении нештатного режима работы и внешних источников опасности на производственном объекте.

Система аварийного останова предусматривает средства отключения и изолирования технологических систем и оборудования таким образом, чтобы избежать, ликвидировать или иным способом проконтролировать возникновение любой нештатной ситуации.

Основные задачи системы аварийного останова:

- предотвращение возгорания путем устранения потенциальных источников возгорания;
- локализация нарушений герметичности и предотвращение развития опасных событий;
- защита производственного персонала;
- защита окружающей среды;
- защита производственного оборудования.

Указанные задачи система аварийного останова выполняет с помощью следующего:

- автоматическое обнаружение нештатного режима работы или состояния оборудования;
- предоставление оператору средств для принятия соответствующих мер в ответ на звуковые и визуальные оповещения о состоянии различных систем и на сигналы тревоги.

Активация системы аварийного останова в ручном или автоматическом режиме закрывает клапаны аварийного останова и отключает оборудование таким образом, чтобы соответствующий производственный участок перешел в безопасное состояние.

Кроме аварийного останова высокого уровня (ESD-1 и ESD-2), который отключает установку и титула, защита также обеспечивается аварийными остановами более низких уровней (SD-3), которые отключают конкретные единицы оборудования.

Определены следующие уровни останова:

- ESD-1. Аварийный останов установки Гексен-1.
- ESD-2. Останов титула или блоков оборудования титула.
- SD-3. Останов отдельного оборудования или комплектной установки в пределах определенного функционального блока – титула.

Аварийный останов титула 201

Аварийный останов уровня ESD-1. Зона наружной площадки. Останов всей установки Гексен-1, активация блокировки 202-Z-1001. Предусматривается в следующих случаях:

- 1) Аварийно-минимальное давление воздуха КИП после 202-V-8002, приборы поз., 202-PZ-8116, 202-PZ-8119 (мажоритарность 2oo2);
- 2) Отсутствие электропитания на вводах АСУ ТП;
- 3) Запуск аварийного останова кнопкой на пульте аварийного останова (поз. HS-1001);

При этом при активации ESD-1 (202-Z-1001) автоматически выполняется активация аварийного останова ESD-2 титула 201 (активация блокировки 201-Z-2001).

Аварийный останов уровня ESD-2, активация (201-Z-2001). Останов титула 201 предусматривается в следующих случаях:

- 1) Инициация ESD-1;
- 2) Активация аварийного останова кнопкой на пульте аварийного останова (поз. 201-HS-2001), в том числе при пожаре на наружной площадке титула 201.
- 3) Загазованность 50 % НКПР на наружной площадке титула 201.

При этом автоматически выполняется:

- Активация аварийного останова насосной SD-3, активация 201-Z-3001;
- Закрытие арматуры 201-XZV-0005 на трубопроводе этилбензола из сети завода;
- Закрытие арматуры 201-XZV-1002 на трубопроводе циклогексана от контейнера;
- Закрытие арматуры 201-XZV-4008 на трубопроводе 2-этилгексанола от контейнера;
- Закрытие арматуры 201-XZV-0010 на трубопроводе сырьевого этилена из сети завода;
- Останов электрического нагревателя E-8002.

Активация аварийного останова ESD-2 в границах титула 203 в помещении блока приготовления катализатора (оператором от физической кнопки «Пожар в помещении» 203-HS-3001, активация 203-Z-2001, при этом автоматически выполняется:

- Останов насоса 201-P-1002; Закрытие арматуры XZV-1014, XZV-1015, XZV-1032 на всасе / арматуры XZV-0001 на нагнетании насоса P-1002;
- Останов насоса 201-P-1001; Закрытие арматуры XZV-1014, XZV-1015, XZV-1032 на всасе / арматуры XZV-0002 на нагнетании насоса P-1001;
- Останов насоса 201-P-1003A,B; Закрытие арматуры XZV-1020, XZV-1021 на всасе / арматуры XZV-1017 на нагнетании насоса P-1003A/B
- Останов насоса 201-P-1004A,B; Закрытие арматуры XZV-1026, XZV-1031 на всасе / арматуры XZV-1024 на нагнетании насоса P-1004A/B

Аварийный останов уровня SD-3 предусматривается в следующих случаях:

- 1) Инициация ESD-2 титула 201, при этом автоматически выполняется, активация блокировки 201-Z-3002:

- останов насосов поз в насосной тит 201:
 - 201-P-1001, 201-P-1002;
 - 201-P-1003A, 201-P-1003B;
 - 201-P-1004A, 201-P-1004B;
 - 201-P-6001A, 201-P-6001B;
 - 201-P-4005;
 - 201-P-5005.
- закрытие приводных арматур на всасе/нагнетании насосов:

- закрытие арматуры XZV-1014, XZV-1015, XZV-1032 на всасе / арматуры XZV-0001 на нагнетании насоса P-1002;
- закрытие арматуры XZV-1014, XZV-1015, XZV-1032 на всасе / арматуры XZV-0002 на нагнетании насоса P-1001;
- закрытие арматуры XZV-1020, XZV-1021 на всасе / арматуры XZV-1017 на нагнетании насоса P-1003A/B;
- закрытие арматуры XZV-1026, XZV-1031 на всасе / арматуры XZV-1024 на нагнетании насоса P-1004A/B;
- закрытие арматуры XZV-6014, XZV-6015, XZV-1033 на всасе / арматуры XZV-0006 на нагнетании насоса P-6001A/B;
- закрытие арматуры XZV-4011, XZV-5111, XZV-1030 на всасе/ XZV-0008 на нагнетании насоса P-4005;
- закрытие арматуры XZV-5110, XZV-4010 на всасе/ XZV-0009 на нагнетании насоса P-5005.

2) Запуск аварийного останова от кнопки 201-HS-3001 по месту / кнопкой на ПАО 201-HS-3002 на входе в насосную тит. 201, при этом автоматически выполняется, активация блокировки 201-Z-3003:

- останов насосов поз в насосной тит 201:
 - 201-P-1001, 201-P-1002;
 - 201-P-1003A, 201-P-1003B;
 - 201-P-1004A, 201-P-1004B;
 - 201-P-6001A, 201-P-6001B;
 - 201-P-4005;
 - 201-P-5005;
- закрытие приводных арматур на всасе/нагнетании насосов:
 - Закрытие арматуры XZV-1014, XZV-1015, XZV-1032 на всасе / арматуры XZV-0001 на нагнетании насоса P-1002;
 - Закрытие арматуры XZV-1014, XZV-1015, XZV-1032 на всасе / арматуры XZV-0002 на нагнетании насоса P-1001;
 - Закрытие арматуры XZV-1020, XZV-1021 на всасе / арматуры XZV-1017 на нагнетании насоса P-1003A/B;
 - Закрытие арматуры XZV-1026, XZV-1031 на всасе / арматуры XZV-1024 на нагнетании насоса P-1004A/B;
 - Закрытие арматуры XZV-6014, XZV-6015, XZV-1033 на всасе / арматуры XZV-0006 на нагнетании насоса P-6001A/B;
 - Закрытие арматуры XZV-4011, XZV-5111, XZV-1030 на всасе/ XZV-0008 на нагнетании насоса P-4005;
 - Закрытие арматуры XZV-5110, XZV-4010 на всасе/ XZV-0009 на нагнетании насоса P-5005.

Аварийный останов титула 202

Аварийный останов уровня ESD-1. Останов установки Гексен-1, 202-Z-1001.

Активация аварийного останова ESD-1 установки Гексен-1 предусматривается в следующих случаях:

- 1) Аварийно-минимальное давление воздуха КИП после 202-V-8002, приборы поз. 202-PZ-8016 и 202-PZ-8019 (мажоритарность 2oo2), активация аварийного останова 202-Z-1001;
- 2) Отсутствие электропитания на вводах АСУ ТП поз. 401-EZ-XXXX (титул 401), активация аварийного останова 202-Z-1001;

- 3) Запуск аварийного останова ESD-1 от кнопки XXX-HS-XXXX оператором в центральной операторной на ПАО;
- 4) Автоматически выполняется активация аварийного останова ESD-2 (202-Z-2001).

Аварийный останов уровня ESD-2. Останов титула 202 или блоков с колоннами.

Активация аварийного останова ESD-2 титула 202 (202-Z-2001) предусматривается в следующих случаях:

- 1) Инициация по ESD-1 (202-Z-1001);
- 2) Пожар в помещении титула 203;
- 3) Загазованность в помещении и на наружной площадке титула 203;
- 4) Пожар в помещении титула 202;
- 5) Загазованность в помещении и на наружной площадке титула 202;
- 6) Запуск аварийного останова от физической кнопки оператором в центральной операторной на ПАО;
- 7) Запуск аварийного останова от физической кнопки «Пожар в помещении» по месту на входе в здание / от программной кнопки дублера «Пожар в помещении» на АРМ;

Автоматически выполняется активация аварийного останова ESD-2.1 (202-Z-2101, 202-Z-2102, 202-Z-2103, 202-Z-2104, 202-Z-2105) и аварийного останова SD-3.

Активация аварийного останова ESD-2.1 блока колонны 202-C-4001 (202-Z-2101) предусматривается в следующих случаях:

- 1) Инициация по ESD-2 (202-Z-2001);
- 2) Инициация аварийного останова от программной кнопки на АРМ.

Автоматически выполняется останов динамического оборудования блока (202-P-4002A/B, 202-P-4007A/B) и изоляция блока приводными арматурами (202-XZV-*, где * – 4071, 4054, 0033, 4074, 4036, 4072, 0006).

Активация аварийного останова ESD-2.1 блока колонны 202-C-5001 (202-Z-2102) предусматривается в следующих случаях:

- 1) Инициация по ESD-2 (202-Z-2001);
- 2) Инициация аварийного останова от программной кнопки на АРМ.

Автоматически выполняется останов динамического оборудования блока (202-P-5001A/B, 202-P-5004A/B, 202-P-5006A/B) и изоляция блока приводными арматурами (202-XZV-*, где * – 0006, 2025, 4078, 4079, 5085, 4090, 5011, 5108).

Активация аварийного останова ESD-2.1 блока колонны 202-C-5002 (202-Z-2103) предусматривается в следующих случаях:

- 1) Инициация по ESD-2 (202-Z-2001);
- 2) Инициация аварийного останова от программной кнопки на АРМ.

Автоматически выполняется останов динамического оборудования блока (202-P-5002A/B, 202-P-5003A/B) и изоляция блока приводными арматурами (202-XZV-*, где * – 5108, 5107, 5006, 0005, 0013).

Активация аварийного останова ESD-2.1 блока колонны 202-C-5003 (202-Z-2104) предусматривается в следующих случаях:

- 1) Инициация по ESD-2 (202-Z-2001);
- 2) Инициация аварийного останова от программной кнопки на АРМ.

Автоматически выполняется останов динамического оборудования блока (202-P-5007A/B) и изоляция блока приводными арматурами (202-XZV-*, где * – 5011, 5012, 5017, 5022).

Активация аварийного останова ESD-2.1 насосной титула 202 (202-Z-2105) предусматривается в следующих случаях:

- 1) Инициация по ESD-2 (202-Z-2001);
- 2) Инициация аварийного останова от физической кнопки по месту на входе в насосную / от программной кнопки дублера на АРМ.

Автоматически выполняется останов динамического оборудования в насосной (202-P-4002A/B, 202-P-4006A/B, 202-P-4007A/B, 202-P-5001A/B, 202-P-5002A/B, 202-P-5003A/B, 202-P-5004A/B, 202-P-5006A/B, 202-P-5007A/B, 202-P-5008A/B, 202-P-7001A/B) и насосной приводными арматурами (202-XZV-*, где * – 4072, 0006, 5011, 5108, 5006, 0015, 0013, 5017, 0001, 0002, 0024, 0003, 0004, 0005, 4073, 0026, 0019, 0014, 0029, 0016, 0018, 0008, 0030, 0017, 0028, 0012, 0027, 0011, 0010, 0022, 0021, 0031, 5019, 5020, 5021).

Аварийный останов уровня SD-3. Локальный останов оборудования титула 202

Активация останова SD-3 оборудования титула 202 осуществляется в следующих случаях:

- 1) Инициация по ESD-2 (202-Z-2001);
- 2) Локальные блокировки.

Арматуры XZV титула 202 управляются из ПАЗ и РСУ, с приоритетом ПАЗ.

Аварийный останов тит 203

Аварийный останов уровня ESD-1. Останов установки Гексен-1, 202-Z-1001

Активация аварийного останова ESD-1 установки Гексен-1 предусматривается в следующих случаях:

- 1) Аварийно-минимальное давление воздуха КИП после 202-V-8002, приборы поз., 202-PZ-8016 202-PZ-8019, активация аварийного останова 202-Z-1001;
- 2) Отсутствие электропитания на вводах АСУ ТП поз., 401-EZ-XXXX (титул 401), активация аварийного останова 202-Z-1001;
- 3) Запуск аварийного останова ESD-1 от кнопки 202-HS-1001 останова установки (оператором), активация аварийного останова 202-Z-1001;

При этом, по ESD-1 (202-Z-1001) автоматически выполняется активация аварийного останова ESD-2 (203-Z-2001).

Аварийный останов уровня ESD-2. Останов титула 203 Блок приготовления катализатора

Активация аварийного останова ESD-2 титула 203 предусматривается в следующих случаях:

- 1) Инициация по ESD-1 (202-Z-1001);
- 2) Пожар в помещении титула 203, активация аварийного останова 203-Z-2001;
- 3) Загазованность в помещении и на наружной площадке титула 203, активация аварийного останова 203-Z-2001;
- 4) Пожар в помещении титула 202, активация аварийного останова 202-Z-2001;

5) Загазованность в помещении и на наружной площадке титула 202, активация аварийного останова 202-Z-2001;

6) Запуск аварийного останова ESD-2 титула 203 от физической кнопки 203-HS-XXXX оператором в центральной операторной на ПАО, активация аварийного останова 203-Z-2001.

7) Запуск аварийного останова от физической кнопки «Пожар в помещении» по месту на входе в здание / от программной кнопки дублера «Пожар в помещении» на АРМ (1002), активация аварийного останова 203-Z-2001.

При этом, по 203-Z-2001 автоматически выполняется активация аварийного останова по SD-3 титула 203 (203-Z-3001).

Аварийный останов уровня SD-3. Останов блоков титула 203, 203-Z-3001

Активация аварийного останова SD-3 блоков титула 203 осуществляется в случае инициации по ESD-2. При этом автоматически выполняется:

- 1) Закрытие арматур:
 - на входе в титул 203: XZV-3001, XZV-3044, XZV-3003, XZV-3010, XZV-3099, XZV-3028, XZV-3038, XZV-3032, XZV-3063, XZV-3110.
 - на выходе из титула 203: XZV-3058, XZV-3059, XZV-3060, XZV-3066, XZV-3067, XZV-3068, FZV-3024, XZV-3076.
 - на входе/выходе емкостей реагентов: FZV-3003, FZV-3004, FZV-3007, XZV-3034, XZV-3040, XZV-3102, XZV-3104, XZV-3118, XZV-3116, XZV-3046, XZV-3051, XZV-3120, XZV-3122, XZV-3126, FZV-3014, XZV-3098, XZV-3069, XZV-3094.
- 2) Отключение двигателей мешалок на емкостях: 203-V-3004, 203-V-3007, 203-V-3008A...D, 203-V-3003A, 203-V-3011.
- 3) Отключение СВЧ облучателя 203-MI-3001.
- 4) Закрытие арматуры на выходе насосов титула 201 поз. 201-P-1001, 201-P-1002 201-XZV-1010 и отключение насосов 201-P-1001, 201-P-1002;
- 5) Закрытие арматуры в титуле 202 от насосов 201-P-1003A, 201-P-1003B поз. 202-XZV-1016 и отключение насосов 201-P-1003A, 201-P-1003B;
- 6) Закрытие арматуры в титуле 202 от 202-E-1002 поз. 202-XZV- XZV-0009;
- 7) Отключение насосов титула 201 поз. 201-P-1004A, 201-P-1004B;
- 8) При этом, по 203-Z-3001 автоматически выполняется активация аварийного останова по SD-3 титула 203 подуровня 1 и выполняется:
 - Останов насоса 203-P-3001A, активация 203-Z-3101;
 - Останов насоса 203-P-3001B, активация 203-Z-3102;
 - Останов насоса 203-P-3001C, активация 203-Z-3103;
 - Останов насоса 203-P-3002A, активация 203-Z-3104;
 - Останов насоса 203-P-3002B, активация 203-Z-3105;
 - Останов насоса 203-P-3002C, активация 203-Z-3106.

Арматуры XZV и FZV титула 203 управляются из ПА3 и РСУ с приоритетом ПА3.

Аварийный останов титула 205

Аварийный останов уровня ESD-1. Останов установки Гексен-1, 202-Z-1001

1) Активация аварийного останова ESD-1 установки Гексен-1 предусматривается в следующих случаях:

2) Аварийно-минимальное давление воздуха КИП после 202-V-8002, приборы поз., 202-PZ-8016, 202-PZ-8019 (мажоритарность 2oo2), активация аварийного останова Z-1001;

3) Отсутствие электропитания на вводах АСУ ТП, активация аварийного останова Z-1001;

4) Запуск аварийного останова ESD-1 от кнопки 202-HZS-1001 останова установки (оператором), активация аварийного останова Z-1001;

При этом, по ESD-1 (202-Z-1001) автоматически выполняется активация аварийного останова ESD-2 (205-Z-2001).

Аварийный останов уровня ESD-2. Останов титула 205 Узел термического окисления
Активация аварийного останова ESD-2 титула 205 предусматривается в следующих случаях:

1) Инициация по ESD-1;

2) Пожар в помещении титула 202, активация аварийного останова 205-Z-2001;

3) Загазованность в помещении титула 202, активация аварийного останова 205-Z-2001 и на наружной площадке тит. 205;

4) Запуск аварийного останова ESD-2 титула 205 от физической кнопки 205-HZS-2001 оператором в центральной операторной на ПАО, активация аварийного останова 205-Z-2001.

По ESD2 активируется SD3, и выдается сигнал в комплектную поставку установки термического окисления.

Аварийный останов уровня SD-3. Останов блоков/оборудования комплектной поставки 205-PK-9101

Активация аварийного останова уровня SD-3 титула 205 инициируется по ESD-2 (205-Z-3001) и от кнопки 205-HS-9101 по месту, при этом закрытие 205-XZV-0001, 205-XZV-0002, останов оборудования 205-PK-9101.

Останов отдельного оборудования 205-PK-9101 (комплектная поставка) по агрегатным защитам и технологическим причинам (в объеме Поставщика), активация аварийного останова 205-Z-3101.

1.6.8.5. Требования к квалификации персонала

В соответствии с п. 1 статьи 9 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» организация, эксплуатирующая ОПО, обязана обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности, а также допускать к работе на ОПО лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям. Работники ОПО обязаны проходить подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности (п. 2 статьи 9 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»).

В целях поддержания уровня квалификации и подтверждения знания требований промышленной безопасности работники обязаны не реже одного раза в пять лет получать дополнительное профессиональное образование в области промышленной безопасности и проходить аттестацию в области промышленной безопасности (статья 14_1 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»). Категории таких работников определяются Правительством РФ.

Наличие квалифицированного персонала – одно из важнейших условий безопасности труда на производстве.

К работе на опасных производственных объектах ПАО «Нижнекамскнефтехим» допускаются только лица, удовлетворяющие соответствующим квалификационным требованиям и не имеющим медицинских противопоказаний к выполняемой работе.

При оформлении на работу со всеми сотрудниками заключаются трудовые договора в соответствии с Трудовым кодексом РФ.

В ПАО «Нижнекамскнефтехим» создан учебный центр по подготовке и повышению квалификации персонала и специалистов. Учебный центр имеет 30 классов, оборудованных в соответствии с нормативами оснащенности (с общим количеством 620 посадочных мест). Учебные классы оснащены тренажерами. Имеется компьютерный класс, который используется в качестве автоматизированной системы обучения и проверки знаний.

Обучение рабочих и служащих безопасным методам и приемам труда осуществляется следующими этапами:

- 1) Вводный инструктаж (при поступлении на работу).
- 2) Первичный инструктаж на рабочем месте.
- 3) Производственное (теоретическое и практическое) обучение по безопасным методам и приемам труда в объеме не менее 10 часов, а при подготовке рабочих по профессиям, к которым предъявляются дополнительные (повышенные) требования безопасности труда, а также по профессиям и работам, связанным с обслуживанием объектов подконтрольных органам государственного надзора в промышленности, строительстве, на транспорте и др. не менее 20 часов при подготовке на производстве под руководством преподавателя, мастера (инструктора) производственного обучения или высококвалифицированного рабочего.
- 4) Стажировку в объеме не менее 2 – 14 рабочих смен.
- 5) Первичную проверку знаний – допуск к самостоятельной работе.
- 6) Повторный инструктаж на рабочем месте.
- 7) Внеплановый инструктаж на рабочем месте.
- 8) Целевой инструктаж на рабочем месте.
- 9) Очередную проверку знаний.
- 10) Внеочередную проверку знаний.

Вводный инструктаж по охране труда проводится со всеми вновь принимаемыми на работу, независимо от их образования, стажа работы по данной профессии (должности), с временными работниками, командированными, учащимися и студентами, прибывшими на производственное обучение или практику, с работниками сторонних организаций, направленных для выполнения различных видов работ на объектах ПАО «Нижнекамскнефтехим», с работниками предприятий, расположенных на территории предприятия.

Вводный инструктаж проводится инженером отдела охраны труда и техники безопасности, представителями пожарной охраны и газоспасательного отряда в кабинете вводного инструктажа с использованием современных технических средств обучения и наглядных пособий. Вводный инструктаж проводится по программе, разработанной на основании законодательных, нормативно-правовых актов Российской Федерации с учетом специфики деятельности ПАО «Нижнекамскнефтехим», утвержденной главным инженером ПАО, по согласованию с профсоюзным комитетом ПАО. Продолжительность инструктажа устанавливается в соответствии с утвержденной программой.

Работникам рабочих профессий выдается удостоверение о проверке знаний требований охраны труда с тремя отрывными талонами предупреждения о нарушении правил охраны труда и с отметкой о проведении вводного инструктажа.

Первичный инструктаж на рабочем месте предусмотрен до начала производственной деятельности и проводится:

- со всеми вновь принятыми работниками;
- с работниками, переведенными из другого структурного подразделения;
- с работниками, выполняющими новую для них работу;
- с командированными работниками сторонних организаций;
- со студентами и учащимися, прибывшими на производственное обучение или практику.

Первичный инструктаж на рабочем месте проводится по программам, разработанным и утвержденным руководителями производственных и структурных подразделений ПАО для отдельных профессий или видов работ с учетом требований законодательных, нормативных правовых актов по охране труда, охране окружающей среды и инструкций по охране труда, технической и эксплуатационной документации. Программы согласовываются с отделом (бюро, инженером) охраны труда и профсоюзным комитетом подразделения.

Первичный инструктаж работникам сторонних (подрядных) организаций, выполняющим ремонтные и другие виды работ на территории ПАО «НКНХ», проводится по «Программе первичного инструктажа для работников сторонних организаций», разработанной в соответствии с требованиями инструкции ОТБ-ОИ-76 «По безопасному производству работ в ПАО «Нижнекамскнефтехим» для работников подрядных организаций».

Повторный инструктаж проводится со всеми работниками, независимо от квалификации, образования, стажа, характера выполняемой работы не реже одного раза в шесть месяцев (с 1 по 20 июня, с 1 по 20 декабря), электротехническому персоналу не реже одного раза в 3 месяца. По отдельным видам работ нормативными правовыми актами по охране труда могут устанавливаться иные сроки проведения повторного инструктажа.

Повторный инструктаж проводится индивидуально или с группой работников, обслуживающих однотипное оборудование по программам, разработанным для проведения первичного инструктажа на рабочем месте.

Внеплановый инструктаж проводится:

- при введении в действие новых или изменении законодательных и иных нормативных правовых актов, содержащих требования охраны труда, а также инструкций по охране труда;
- при изменении технологического процесса, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, исходного сырья, материалов и других факторов, влияющих на безопасность труда;
- при нарушении работниками требований охраны труда, если эти нарушения создали реальную угрозу наступления тяжких последствий, (несчастный случай на производстве, авария, взрыв или пожар, отравление и т.п.);
- по требованию должностных лиц органов государственного надзора и контроля;
- при перерывах в работе – для работ с вредными и (или) опасными условиями труда более – 30 календарных дней, а для остальных работ – 60 дней;
- по решению работодателя (или уполномоченного им лица).

Внеплановый инструктаж проводится индивидуально или с группой работников одной профессии. Объем и содержание инструктажа определяют в каждом конкретном случае в зависимости от причин и обстоятельств, вызвавших необходимость его проведения.

Целевой инструктаж проводится:

- при выполнении разовых работ, не связанных с выполнением прямых обязанностей по специальности (погрузке, выгрузке, уборке территории, разовых работ вне предприятия, цеха и т.п.); ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и катастроф;
- при производстве работ, на которые оформляется наряд-допуск;
- при проведении экскурсии на предприятии.

Каждый рабочий, поступающий вновь, получающий вторую профессию, повышающий квалификацию, переводимый из другого производственного подразделения предприятия с наличием профессиональной подготовки, проходит теоретическое и практическое обучение безопасным приемам и методам труда. Обучение безопасным методам и приемам работ проводится в течение первого месяца после приема на работу и проводится непосредственно на рабочих местах.

В период теоретического обучения изучаются инструкции по рабочему месту, действия по планам локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планам мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПМЛА), средства индивидуальной защиты, средства извещения и тушения пожаров. По окончании обучения экзаменационная комиссия проводит индивидуальную проверку каждого рабочего теоретических знаний и практических навыков безопасного выполнения работ для допуска к самостоятельной работе.

Обучение по охране труда при подготовке работников рабочих профессий, получении второй профессии, повышении квалификации непосредственно на своем подразделении организуют работники учебного центра ПАО в соответствии с СТП 6.2.2-02 «Порядок обучения персонала в ПАО «Нижнекамскнефтехим». Работники профессий, к которым предъявляются дополнительные (повышенные) требования безопасности труда, а также по профессиям и работам, связанным с обслуживанием объектов, подконтрольных органам государственного надзора и контроля проходят дополнительное специальное обучение (курсы специального назначения).

Проверка знаний рабочими безопасных приемов и методов труда проводится:

- перед допуском к самостоятельной работе и повышением квалификации (разряда);
- в случаях проведения работ с нарушениями правил безопасности;
- по решению руководства цеха и требованию главных специалистов и работников службы охраны труда и техники безопасности предприятия, если рабочий показал низкие знания безопасных приемов и методов труда;
- по требованию органов государственного надзора и контроля;
- после аварии, несчастных случаев, а также после нарушений рабочими правил охраны труда и техники безопасности;
- во исполнение приказов и распоряжений по производственному подразделению, предприятию;
- ежегодно для работников профессий повышенной опасности (видов работ).
- в случае внесения изменений в производственные инструкции и/или инструкции
- для конкретных профессий, а также в случаях изменений и нововведений в непосредственную производственную деятельность рабочего, в результате нарушения которых могут возникнуть такие последствия, как авария, травмы и т.п.

Перед ежегодной проверкой знаний в подразделениях организуются занятия, лекции, семинары, консультации по вопросам охраны труда.

Руководители и специалисты при поступлении на работу проходят специальное обучение по охране труда в объеме должностных обязанностей в течение первого месяца, далее – по мере необходимости, но не реже одного раза в три года.

Вновь назначенные на должность руководители и специалисты подразделений ПАО допускаются к самостоятельной деятельности после их ознакомления работодателем (или уполномоченным им лицом) с должностными обязанностями, в том числе по охране труда, с действующими в организации локальными нормативными актами, регламентирующими порядок организации работ по охране труда, условиями труда на вверенных им объектах (структурных подразделениях организации).

Обучение по охране труда руководителей и специалистов проводится по соответствующим программам по охране труда непосредственно самим предприятием или

образовательными учреждениями профессионального образования, учебными центрами и другими учреждениями и организациями, осуществляющими образовательную деятельность, при наличии у них лицензии на право ведения образовательной деятельности, преподавательского состава, специализирующего в области охраны труда, и соответствующей материально-технической базы.

Обучение по охране труда проходят: руководители организаций и их структурных подразделений, заместители руководителей организаций, курирующие вопросы охраны труда, заместители главных инженеров по охране труда, руководители, специалисты, осуществляющие организацию, руководство и проведение работ на рабочих местах и в производственных подразделениях, а также контроль и технический надзор за проведением работ.

В процессе обучения по охране труда руководителей и специалистов проводятся лекции, семинары, собеседования, индивидуальные или групповые консультации, деловые игры и т.д.

Для проведения проверки знаний требований охраны труда работников приказом (распоряжением) руководителя создана комиссия по проверке знаний требований охраны труда в составе не менее трех человек, прошедших обучение по охране труда и проверку знаний требований охраны труда в установленном порядке. В состав комиссий по проверке знаний требований охраны труда включаются руководители организации и их структурных подразделений, специалисты служб охраны труда, главные специалисты (технолог, механик, энергетик и т.д.). В работе комиссии могут принимать участие представители выборного профсоюзного органа, представляющего интересы работников организации.

Внеочередная проверка знаний требований охраны труда руководителей и специалистов независимо от срока проведения предыдущей проверки проводится:

- при введении новых или внесении изменений и дополнений в действующие законодательные и иные нормативные правовые акты, содержащие требования охраны труда. При этом осуществляется проверка знаний только этих законодательных и нормативных правовых актов;
- при вводе в эксплуатацию нового оборудования и изменениях технологических процессов, требующих дополнительных знаний по охране труда. В этом случае осуществляется проверка знаний требований охраны труда, связанных с соответствующими изменениями;
- при назначении или переводе на другую работу, если новые обязанности требуют дополнительных знаний по охране труда (до начала исполнения ими своих должностных обязанностей);
- по требованию должностных лиц федеральной инспекции труда, других органов государственного надзора и контроля, а также федеральных органов исполнительной власти и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области охраны труда, органов местного самоуправления, а также руководителя при установлении нарушений требований охраны труда и недостаточных знаний требований безопасности и охраны труда;
- после происшедших аварий и несчастных случаев, а также при выявлении неоднократных нарушений работниками требований нормативных правовых актов по охране труда;
- при перерыве в работе в данной должности более одного года.

Введена в эксплуатацию база данных аттестации руководителей и специалистов по вопросам промышленной и энергетической безопасности в системе SAP ER. Данная система позволяет значительно снизить документооборот и обеспечить полноценный контроль за своевременным прохождением предаттестационной подготовки и аттестации руководителей и специалистов.

Приказом по ПАО «Нижнекамскнефтехим» формируется аттестационная комиссия. Приказом назначаются председатель аттестационной комиссии, заместители председателя, члены аттестационной комиссии.

Первичная аттестация специалистов проводится не позднее одного месяца:

- при назначении на должность;
- при переводе на другую работу, если при осуществлении должностных обязанностей на этой работе требуется проведение аттестации;
- при переходе из одной организации в другую.

Периодическая аттестация специалистов проводится не реже, чем один раз в пять лет, если другие сроки не предусмотрены иными нормативными актами.

Внеочередная проверка знаний нормативных правовых актов и нормативно-технических документов, устанавливающих требования безопасности по вопросам, отнесенным к компетенции руководителя организации и специалиста, проводится после:

- ввода в действие новых или переработанных нормативных правовых актов и нормативно-технических документов;
- внедрения новых (ранее не применяемых) технических устройств (машин и оборудования) и/или технологий на объектах;
- при перерыве в работе более одного года.

Внеочередная проверка знаний проводится также по предписанию должностного лица Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору при установлении недостаточных знаний требований безопасности специалистами, аттестованными в аттестационных комиссиях поднадзорных организаций.

Аттестация для руководителей и специалистов проводится периодически в сроки, установленные правилами, но не реже, чем 1 раз в 5 лет. Издан приказ от 18 марта 2019 года №10 «О создании аттестационной комиссии ПАО «Нижнекамскнефтехим» по вопросам промышленной безопасности»

Результаты аттестации оформляются соответствующими протоколами и хранятся в организации.

1.7. Перечень отступлений от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, содержащий обоснование их необходимости, либо недостающие и(или) отсутствующие требования промышленной безопасности для данного опасного производственного объекта

На составляющей ОПО «Площадка по производству продуктов органического синтеза» ПАО «Нижнекамскнефтехим» – установке по производству гексена-1 в рамках реализации проектных решений документации «Строительство промышленной установки по производству гексен-1, мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НКНХ» допущены отступления от требований промышленной безопасности, установленных федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности. Перечень отступлений от требований промышленной безопасности, установленных федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности приведен в таблице (Таблица 22).

Для составляющей ОПО «Площадка по производству продуктов органического синтеза» ПАО «Нижнекамскнефтехим» – установке по производству гексена-1 в рамках реализации проектных решений документации «Строительство промышленной установки по производству гексен-1, мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НКНХ» в ряде случаев выявлена недостаточность либо отсутствие требований в области промышленной безопасности. В таких случаях ряд технических решений указан в документах, имеющих статус необязательного применения (ГОСТ, руководство по безопасности), и/или требование отсутствует в четком виде, указывающем на обязательность исполнения. Перечень отсутствующих либо недостаточных требований приведен в таблице (Таблица 23).

Таблица 22 – Перечень отступлений от требований промышленной безопасности, установленных федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности

№ п/п	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности	Положения документа	Отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, краткое обоснование их необходимости
1)	ФНИП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств». Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533 [6]	П. 275. В помещениях управления не допускается размещение в них оборудования и других устройств, не связанных с системой управления технологическим процессом.	<p>Принятыми проектными решениями для ассимиляции избытков тепла предусмотрено размещение в помещениях управления, в дополнение к центральному кондиционированию, системы локального кондиционирования – кондиционеров шкафного типа с устройством под каждым кондиционером дополнительного поддона, снабженного датчиком контроля пролива жидкости для исключения протечек в случае неисправности дренажной системы оборудования.</p> <p>Необходимость данного отступления обуславливается рядом факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – решения, принятые в проекте, реализуются в соответствии с типовой технологией с учетом зарубежного опыта проектирования; – такое решение предусматривается с целью уменьшения габаритов помещений для вентиляционного оборудования и строительного объема здания за счет исключения габаритных воздухопроводов, а также с целью экономии энергоресурсов (тепловой и электрической энергии) в холодный период года и капитальных затрат на строительный объект. <p>Возникает необходимость в отступлении от требований п. 275 ФНИП «ОПВБ» в части возможности размещения в помещениях управления системы локального кондиционирования с разработкой соответствующих компенсирующих мероприятий в рамках разработки настоящего ОБ ОПО.</p>
2)	ФНИП «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением». Утверждены приказом	П. 69. На линии подвода к сосудам взрывоопасной, пожароопасной рабочей среды, отнесенной к группе 1 в соответствии с ТР ТС 032/2013, а также на линии подвода рабочей среды к испарителям с огневым или газовым обогревом, должен быть установлен обратный клапан,	Проектными решениями на анализируемом объекте не предусмотрено устройство обратных клапанов на участке трубопровода от отстойников до входа в колонну С-4001 (тит.202).

№ п/п	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности	Положения документа	Отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, краткое обоснование их необходимости
	Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 536 [93]	автоматически закрывающийся давлением из сосуда. Обратный клапан должен устанавливаться между насосом (компрессором) и запорной арматурой сосуда. Действие настоящего пункта не распространяется на сосуды со сжиженным природным газом.	Необходимость введения нового требования промышленной безопасности обуславливается следующими причинами: – решения, принятые в проекте, реализуются в соответствии с типовой технологией лицензиара; – физико-химические свойства веществ и особенности протекания технологических процессов на объекте характеризуются возможностью полимеризации транспортируемого вещества непосредственно на установленном обратном клапане, что приведет к непроходимости технологической линии и нарушению нормального течения процесса; – давление в расходных емкостях поз. V-4001/А,В (2,2 МПа) значительно (более, чем в 6 раз) выше, чем в колонне поз. С-4001 (0,35 МПа); очевидно, что при указанных условиях обратный ход вещества из колонны поз. С-4001 невозможен. С учетом вышесказанного, очевидно, что в существующей нормативно-технической документации однозначные требования в части оснащения трубопроводов, подающих вещества 1-ой группы (групп А и Б по ГОСТ 32569-2013 [95]) в емкости (сосуды), работающие под избыточным давлением избыточны и недостаточно проработаны. Возникает необходимость в отступлении от требований п. 69 ФНИП «ОРПД» и п.63 ФНИП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» в части определения условий, при которых оснащение трубопроводов, подающих вещества 1-ой группы (групп А и Б по ГОСТ 32569-2013) в емкости (сосуды), работающие под избыточным давлением, обратным клапаном не требуется.
	ФНИП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов». Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 21.12.21 г. № 444 [94].	П. 63. На технологических трубопроводах со средами 1-ой группы, подающих продукт в емкости (сосуды), работающие под избыточным давлением, должны устанавливаться обратные клапаны, если нет другого устройства, предотвращающего перемещение транспортируемых веществ обратным ходом.	
	ГОСТ 32569-2013. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах [95]	П. 10.3.11 На трубопроводах, подающих вещества групп А и Б в емкости (сосуды), работающие под избыточным давлением, должны устанавливаться обратные клапаны, если нет другого устройства, предотвращающего перемещение транспортируемых веществ обратным ходом.	
3)	ФНИП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и	П. 205. На трубопроводах технологических блоков I категории взрывоопасности с давлением среды $P > 2,5$ МПа, температурой, равной температуре кипения среды при регламентированном давлении, для повышения	Проектными решениями на анализируемом объекте для ряда трубопроводов, удовлетворяющих условиям п.205 ФНИП «ОПВБ» предусмотрена установка фланцевой арматуры. Необходимость введения нового требования промышленной безопасности обуславливается следующими причинами:

№ п/п	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности	Положения документа	Отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, краткое обоснование их необходимости
	нефтеперерабатывающих производств». Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533 [6]	надежности и плотности соединений следует применять арматуру под приварку	<ul style="list-style-type: none"> – решения, принятые в проекте, реализуются в соответствии с типовой технологией лицензиара; – физико-химические свойства веществ и особенности протекания технологических процессов на объекте характеризуются возможностью полимеризации транспортируемых веществ, и к отложению на внутренних элементах арматуры, внутренних поверхностях трубопроводов, что может привести к преждевременному выходу из строя арматуры, непроходимости технологической линии и нарушению нормального течения процесса; – с учетом вышесказанного очевидной потребностью является обеспечение условий для оперативного снятия арматуры с целью проведения очистки как арматуры, так и внутренних поверхностей примыкающих трубопроводов, а также для ремонта и обслуживания арматуры в ремонтных цехах. <p>Возникает необходимость в отступлении от требований п. 205 ФНИП «ОПВБ» в части определения условий, при которых оснащение трубопроводов технологических блоков I категории взрывоопасности с давлением среды $P > 2,5$ МПа приварной арматурой не требуется.</p>

Таблица 23 – Перечень отсутствующих и/или недостаточных требований в области промышленной безопасности

№ п/п	Нормативно-технические документы, имеющие статус необязательного применения, либо документы, где требование отсутствует в четком виде, указывающем на обязательность исполнения	Положения документа	Описание новых (отсутствующих) и/или недостаточных требований в области промышленной безопасности, краткое обоснование их необходимости
1)	ФНИП «Общие правила взрывобезопасности для	П. 344. Для вновь проектируемых взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектов должны быть	В целях защиты персонала и обеспечения возможности перевода ТП в безопасное состояние при инцидентах и авариях должны быть выполнены следующие условия:

№ п/п	Нормативно-технические документы, имеющие статус необязательного применения, либо документы, где требование отсутствует в четком виде, указывающем на обязательность исполнения	Положения документа	Описание новых (отсутствующих) и/или недостаточных требований в области промышленной безопасности, краткое обоснование их необходимости
	<p>взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств». Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533 [6]</p>	<p>выполнены следующие требования:</p> <ul style="list-style-type: none"> – обеспечена защита персонала, постоянно находящегося в помещении управления (операторные), административных и других зданиях, в которых предусмотрено постоянное пребывание людей, от воздействия ударной волны (травмирования) при возможных аварийных взрывах на технологических объектах с учетом зон разрушения, а также от термического воздействия; – обеспечено бесперебойное функционирование автоматизированных систем контроля, управления, ПАЗ для перевода технологических процессов в безопасное состояние и аварийного останова технологических объектов. <p>Взрывоустойчивость строительных конструкций зданий регулируется требованиями законодательства о градостроительной деятельности и нормативными техническими документами.</p> <p>Недостаточность требований промышленной безопасности, изложенных в ФНиП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [6] (Приложение 3, п. 3.2) в части установления критериев допустимого риска при обосновании взрывоустойчивости зданий: «В случае невозможности выполнения условия $P_{np} > \max_{n=1}^N (P_n)$ для обоснования взрывоустойчивости следует использовать результаты количественного анализа</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Размещение зданий, сооружений и технологических установок должно определяться на основе результатов инженерных изысканий, анализа опасностей и оценки риска аварий с учетом требований промышленной и пожарной безопасности. 2) Минимальные допустимые расстояния между зданиями, сооружениями и технологическими установками должны обеспечивать выполнение следующих критериев: <ul style="list-style-type: none"> – частота разрушения зданий с постоянным пребыванием персонала, зданий с помещениями управления (операторных), зданий с помещениями, в которых расположено оборудование, обеспечивающее бесперебойное функционирование автоматизированных систем контроля, управления, ПАЗ для перевода технологических процессов в безопасное состояние и аварийного останова технологических объектов, с потерей несущей способности их конструкции или пригодности к дальнейшей эксплуатации не должна превышать $1,0E-04$ 1/год; – индивидуальный риск гибели людей на территории установки по производству линейного альфа олефина (ЛАО) – гексен-1 ПАО «НижнекамскНефтехим», а также на территории соседних ОПО ПАО «НижнекамскНефтехим» не должен превышать $1,00E-04$ 1/год; – социальный риск гибели персонала установки по производству линейного альфа олефина (ЛАО) – гексен-1 ПАО «НижнекамскНефтехим», а также соседних ОПО ПАО «НижнекамскНефтехим» не должен превышать расчетной величины $5 \cdot 10E-03/N^2$ (где N – количество погибших). <p>Кроме того, для ряда зданий и сооружений объектов ПАО «НижнекамскНефтехим» требуется вероятностная оценка</p>

№ п/п	Нормативно-технические документы, имеющие статус необязательного применения, либо документы, где требование отсутствует в четком виде, указывающем на обязательность исполнения	Положения документа	Описание новых (отсутствующих) и/или недостаточных требований в области промышленной безопасности, краткое обоснование их необходимости
		<p>риска взрыва и критерий, согласно которому частота разрушения здания R_p в течение года не должна превышать допустимую величину $R_{доп}$:</p> $P_p < R_{доп}$ <p>Величина $R_{доп}$ обосновывается в проектной документации или принимается согласно нормативным методическим документам».</p>	<p>влияния барического воздействия потенциальных аварий на оборудовании проектируемой установки по производству линейного альфа олефина (ЛАО) – гексен-1 с учетом установленных выше критериев.</p>

Перечень мероприятий, компенсирующих допущенные отступления от требований ФНиП в области промышленной безопасности, а также мероприятий, обусловленных введением новых требований представлен в разделах 2, 3, 4 настоящего ОБ ОПО. Достаточность принятых мер, компенсирующих отступления от требований промышленной безопасности, установленные федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности, а также мероприятий, обусловленных введением новых требований, оценивается на основе выбранных показателей безопасной эксплуатации в рамках риск-ориентированного подхода, активно применяемого в области обеспечения промышленной безопасности ОПО.

В качестве такого показателя выбран индивидуальный риск гибели людей на территории установки по производству линейного альфа олефина (ЛАО) – гексен-1 ПАО «НижнекамскНефтехим» и на территории соседних ОПО ПАО «НижнекамскНефтехим» (не должен превышать $1,0E-04$ 1/год), а также работников соседних предприятий (не относящихся к ПАО «НижнекамскНефтехим»), населения и иных физических лиц (не должен превышать $1,0E-06$ 1/год).

Второй показатель безопасной эксплуатации – социальный риск гибели персонала установки по производству линейного альфа олефина (ЛАО) – гексен-1 ПАО «НижнекамскНефтехим» и соседних ОПО ПАО «НижнекамскНефтехим» (не должен превышать расчетной величины $5 \cdot 10E-03/N^2$, где N – количество погибших), а также персонала соседних предприятий (не относящихся к ПАО «НижнекамскНефтехим»), населения и иных физических лиц (не должен превышать расчетной величины $1 \cdot 10E-03/N^2$, где N – количество погибших).

Для обоснования безопасного размещения установок, зданий, сооружений на территории рассматриваемого объекта, а также за его пределами, для обеспечения защиты персонала, постоянно находящегося в помещениях, зданиях и сооружениях, от воздействия ударной волны (травмирования) при возможных аварийных взрывах на составляющих объекта и за их пределами в дополнение к приведенным выше критериям подтверждения соответствия используется частота разрушения зданий с постоянным пребыванием персонала, зданий с помещениями управления (операторных), зданий с помещениями, в которых расположено оборудование, обеспечивающее бесперебойное функционирование автоматизированных систем контроля, управления, ПАЗ для перевода технологических процессов в безопасное состояние и аварийного останова технологических объектов, с потерей несущей способности их конструкции или пригодности к дальнейшей эксплуатации (не должна превышать $1,0E-04$ 1/год).

Выбор допустимых значений выбранных показателей безопасной эксплуатации произведен с использованием положений нормативно-технической документации в области промышленной безопасности (Федеральный закон № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [2], Руководство по безопасности «Методы обоснования взрывоустойчивости зданий и сооружений при взрывах топливно-воздушных смесей на опасных производственных объектах» [11], ГОСТ Р 22.10.02-2016 [16], СТО Газпром 2-2.3-351-2009 [25]), с учетом опыта эксплуатации аналогичных объектов:

1) Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Площадка цеха Комплекса сжижения природного газа», входящего в состав ОАО «Ямал СПГ», выполненное в 2018 г. ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности»;

2) Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Площадка завода по производству, хранению и отгрузке сжиженного природного газа и стабильного

газового конденсата на основаниях гравитационного типа» ООО «Арктик СПГ 2», выполненное в 2019 г. АНО «Агентство исследования промышленных рисков»;

3) Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Площадка Амурского газохимического комплекса (ГХК)» ООО «Амурский ГХК» в составе проекта «Амурский газохимический комплекс (ГХК)», выполненное в 2020 г. АНО «Агентство исследования промышленных рисков»;

4) Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Амурский газоперерабатывающий завод» ООО «Газпром переработка Благовещенск» в рамках проектной документации «Амурский газоперерабатывающий завод» Этап 3.1. Объекты вспомогательных производств. Этап 4. Газоперерабатывающий завод», выполненное в 2020 г. ООО УЦПК «Апатит»;

5) Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Площадка производства нефтепродуктов из нефти» АО «Газпромнефть – Московский НПЗ» Регистрационный номер ОПО – А01-01905-0017. Класс опасности ОПО – I в рамках проектной документации «Комплекс глубокой переработки нефти», выполненное в 2019 г. ООО УЦПК «Апатит»;

6) Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Предприятие нефтехимического производства полиэтилена и полипропилена» ООО «ЗапСибНефтехим» в рамках проектной документации «Строительство промышленной установки по производству линейного альфа олефина (ЛАО) – гексен-1, мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке «ЗапСибНефтехим» в г. Тобольск», выполненное в 2019 г. АО «НИПИГАЗ»;

7) Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Площадка газоперерабатывающего завода» ООО «РусХимАльянс» в рамках проектной документации «Газоперерабатывающий комплекс в составе Комплекса переработки этансодержащего газа в районе поселка Усть-Луга». Этапы 2, 3.1, 3.2, 4. Газоперерабатывающий завод», выполненное в 2020 г. ООО УЦПК «Апатит»;

8) Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Площадка завода по производству СПГ» ООО «РусХимАльянс» в рамках проектной документации «Газоперерабатывающий комплекс в составе Комплекса переработки этансодержащего газа в районе поселка Усть-Луга». Этапы 5.6. Завод по производству СПГ», выполненное в 2020 г. ООО УЦПК «Апатит»;

9) Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Площадка морского отгрузочного терминала» ООО «РусХимАльянс» в рамках проектной документации «Газоперерабатывающий комплекс в составе Комплекса переработки этансодержащего газа в районе поселка Усть-Луга». Этапы 9, 10. Морской отгрузочный терминал», выполненное в 2020 г. ООО УЦПК «Апатит»;

10) Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Площадка Товарно-сырьевой базы» ООО «РусХимАльянс» в рамках проектной документации «Газоперерабатывающий комплекс в составе Комплекса переработки этансодержащего газа в районе поселка Усть-Луга». Этапы 7,8. Товарно-сырьевая база», выполненное в 2020 г. ООО УЦПК «Апатит»;

11) Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Комплекс по производству высокооктановых бензинов» в рамках проектной документации «Комплекс по производству высокооктановых бензинов» выполненное в 2021 г. ООО УЦПК «Апатит»;

12) Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Комплекс приема сырья и отгрузки нефтепродуктов» в рамках проектной документации

«Комплекс приема сырья и отгрузки нефтепродуктов» выполненное в 2021 г. ООО УЦПК «Апатит».

Выбор допустимых значений принятых критериев безопасной эксплуатации не противоречит положениям п. 15 Федеральных норм и правил «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4], п. 7, 14 Руководство по безопасности «Методика установления допустимого риска аварии при обосновании безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса» [7]:

1) В качестве обоснования отступлений должны быть использованы результаты исследований, расчетов, испытаний, моделирования аварийных ситуаций, оценки риска или анализа опыта эксплуатации подобных опасных производственных объектов.

2) Для обоснования достаточности принятых мер, компенсирующих отступления или недостающие требования промышленной безопасности ОПО нефтегазового комплекса, используются:

- требования, установленные в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании (в том числе в Специальных технических условиях);
- результаты оценки риска аварии на ОПО нефтегазового комплекса;
- положения руководств по безопасности.

Для анализируемого ОПО с использованием методов количественной оценки риска (Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [7]) определяются показатели риска, характеризующие эксплуатацию ОПО, оцениваются изменения значений выбранных показателей риска до и после возможных и фактических отступлений от требований промышленной безопасности, а также до и после возможного и фактического внедрения компенсирующих мероприятий, оцененные изменения сравниваются с соответствующими критериями безопасной эксплуатации при отступлении от требований промышленной безопасности (Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [7], Руководство по безопасности «Методические рекомендации по разработке обоснования безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса» [51]).

Определению необходимых показателей риска посвящен раздел 2 настоящего документа.

В разделе 3 настоящего документа сделан вывод о том, что при условии реализации компенсирующих мероприятий, мероприятий, обусловленных введением новых требований (п. 2.8.6, 2.8.9 ОБ ОПО), а также при соблюдении остальных требований безопасности (п. 3.1 ОБ ОПО) обеспечивается безопасная эксплуатация составляющей ОПО «Площадка по производству продуктов органического синтеза» ПАО «Нижнекамскнефтехим» – установки по производству гексена-1, в соответствии с выбранными критериями.

В разделе 4 настоящего документа сделан вывод о том, что принятые проектом компенсирующие мероприятия, а также мероприятия, обусловленные введением новых требований достаточны для обеспечения приемлемого уровня безопасности на составляющей ОПО «Площадка по производству продуктов органического синтеза» ПАО «Нижнекамскнефтехим» – установке по производству гексена-1, в соответствии с выбранными критериями.

2. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ РИСКА АВАРИИ НА ОПАСНОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОБЪЕКТЕ И СВЯЗАННОЙ С НЕЙ УГРОЗЫ

2.1. Описание методологии анализа опасностей и оценки риска аварии и связанной с ней угрозы

В соответствии с положениями п. 5 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [7] анализ опасностей и оценки риска аварий на ОПО (далее – анализ риска аварий) представляют собой совокупность научно-технических методов исследования опасностей возникновения, развития и последствий возможных аварий, включающую планирование работ, идентификацию опасностей аварий, оценку риска аварий, установление степени опасности возможных аварий, а также разработку и своевременную корректировку мероприятий по снижению риска аварий.

В качестве рекомендованных областей применения процедуры анализа риска в соответствии с [7] являются:

- разработка проектной документации на строительство или реконструкцию ОПО;
- разработка документации на техническое перевооружение, капитальный ремонт, консервацию и ликвидацию ОПО;
- разработка декларации промышленной безопасности ОПО;
- разработка обоснования безопасности ОПО;
- разработка плана мероприятий по снижению риска аварий и других документов в составе документационного обеспечения систем управления промышленной безопасностью.

К основным нормативным документам, регламентирующим анализ риска в области применения данного ОБ ОПО, можно отнести:

- Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах». Утверждено Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 г. № 144 [7];
- «Методика определения расчетных величин пожарного риска на опасных производственных объектах». Утверждены Приказом Министерства РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий от 10.07.09 № 404 [9];
- Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ». Утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 20.04.2015 г. N 158 [10];
- Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей». Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31.03.2016 г. N 137 [8];
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств». Утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.02.2020 № 533 [6];
- Руководство по безопасности «Методы обоснования взрывоустойчивости зданий и сооружений при взрывах топливно-воздушных смесей на опасных производственных объектах» Утверждено приказом Ростехнадзора от 03.06.2016 №217 [11];
- ГОСТ Р. 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля [14];

- ГОСТ Р 27.012-2019 (МЭК 61882:2016) Надежность в технике. Анализ опасности и работоспособности (HAZOP) [19];
- ГОСТ Р 27.302-2009 Надежность в технике (ССНТ). Анализ дерева неисправностей [20];
- ГОСТ Р МЭК 62502-2014. Менеджмент риска. Анализ дерева событий [21];
- ГОСТ 27.310-95 «Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения» [18];
- ГОСТ Р 22.10.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Менеджмент риска чрезвычайной ситуации. Допустимый риск чрезвычайных ситуаций [16].

Краткое описание основных используемых в процессе анализа риска документов, приведено в таблице (Таблица 24).

Таблица 24 – Методики расчетов, применяемых при оценке риска аварий

Документ	Описание
РБ «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [7]	РБ содержит рекомендации по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий для обеспечения требований промышленной безопасности при проектировании, строительстве, капитальном ремонте, реконструкции, техническом перевооружении, эксплуатации, консервации и ликвидации опасных производственных объектов. Содержит перечень и описание основных этапов анализа риска. В РБ содержится описание и необходимые расчетные зависимости для основных видов рисков, используемых при проведении анализа опасности и оценки риска. Устанавливает детерминированные и вероятностные критерии поражения человека, оборудования, зданий и сооружений от различных видов опасного воздействия (барического, термического, токсического). Содержит перечень статистических частот (вероятностей) разрушения или разгерметизации типовых видов технологического оборудования и трубопроводов. Содержит описание основных методов и подходов для качественного и количественного анализа риска аварий.
РБ «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» [10]	Позволяет оценить зоны поражения при выбросе токсичных и пожаровзрывоопасных веществ. Методика основана на модели рассеяния выброса «тяжелого газа» и описывает нестационарное, турбулентное течение неоднородного потока атмосферного воздуха, переносающего вещество (примесь), в том числе и отличное по плотности от окружающего воздуха из-за разности молекулярных масс и/или наличия аэрозоля и/или охлаждения, также используется для определения зон поражения при пожаре-вспышке
РБ «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушной смеси» [8]	Содержит алгоритм расчета последствий аварийных взрывов ТВС и соответствующие расчетные зависимости. Позволяет оценить размеры зон поражения с учетом реальных режимов энерговыделения в облаках топливно-воздушных смесей углеводородных газов и паров опасных веществ. При этом учитываются как характеристики опасного вещества, так и состояние окружающего пространства. Устанавливает детерминированные и вероятностные критерии поражения человека, оборудования, зданий и сооружений от барического воздействия взрыва облаков ТВС.
Руководство по безопасности «Методы обоснования взрывоустойчивости зданий и сооружений при взрывах топливно-воздушных смесей на опасных производственных объектах» [11];	Содержит рекомендации к обоснованию взрывоустойчивости зданий и сооружений при взрывах топливно-воздушных смесей, образующихся в атмосфере при промышленных авариях на опасных производственных объектах. В РБ содержится описание двух подходов к обоснованию взрывоустойчивости зданий и сооружений – детерминированный и вероятностный. Приводятся соответствующие расчетные зависимости.

Документ	Описание
	Установлено допустимое значение вероятностного критерия допустимой частоты воздействия взрыва на здание
Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах [9]	<p>Содержит описание основных расчетных методик, позволяющие оценить потенциальные последствия от разгерметизации/разрушения оборудования (методики, позволяющие оценить количества опасных веществ, поступивших в окружающее пространство), а также методики оценки размеров зон поражающих факторов различных исходов аварии (пожар пролива, взрыв облаков ТВС, факел, пожар-вспышка, образование «огненного шара»).</p> <p>Устанавливает детерминированные и вероятностные критерии поражения человека, оборудования, зданий и сооружений от различных видов опасного воздействия (барического, термического, токсического).</p> <p>Содержит перечень статистических частот (вероятностей) разрушения или разгерметизации типовых видов технологического оборудования и трубопроводов.</p> <p>В методике, также приведены величины условных вероятностей для мгновенного/отложенного воспламенений, а также для сгорания с образованием избыточного давления при образовании горючего газопаровоздушного облака и его последующем воспламенении при различных вариантах аварийного выброса опасных веществ (истечения с различными расходами, полное разрушение).</p> <p>В методике содержится описание и необходимые расчетные зависимости для основных видов рисков, используемых при проведении анализа опасности и оценки риска.</p>
ФНИП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [6]	<p>Содержит общие требования к процессу проведения анализа опасности технологических процессов.</p> <p>В ФНИП приведена упрощенная методика для оценки количеств взрывоопасных веществ, поступивших в окружающее пространство при аварийной разгерметизации/разрушении технологического блока.</p> <p>Установлена последовательность и определены методы оценки и назначения значений энергетических потенциалов взрывоопасности технологических блоков.</p> <p>Приведены основные зависимости и предположения для оценки массы горючего вещества, способного участвовать во взрыве.</p> <p>Приведено описание методик для оценки последствий взрыва, установлены критерии взрывоустойчивости зданий.</p> <p>ФНИП содержит перечень статистических частот (вероятностей) разрушения или разгерметизации типовых видов технологического оборудования и трубопроводов.</p> <p>Устанавливает детерминированные критерии поражения человека, оборудования, зданий и сооружений от барического воздействия взрыва облаков ТВС.</p>
ГОСТ Р. 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля [14]	<p>Содержит описание основных расчетных методик, позволяющие оценить потенциальные последствия от разгерметизации/разрушения оборудования (методики, позволяющие оценить количества опасных веществ, поступивших в окружающее пространство), а также методики оценки размеров зон поражающих факторов различных исходов аварии (пожар пролива, взрыв облаков ТВС, факел, пожар-вспышка, образование «огненного шара»).</p> <p>Устанавливает детерминированные критерии поражения человека, оборудования, зданий и сооружений от различных видов опасного воздействия (барического, термического).</p>
ГОСТ Р 22.10.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Менеджмент риска чрезвычайной ситуации. Допустимый риск чрезвычайных ситуаций [16]	Устанавливает величины допустимого индивидуального риска ЧС для субъектов Российской Федерации

Документ	Описание
ГОСТ Р 27.012-2019 (МЭК 61882:2016) Надежность в технике. Анализ опасности и работоспособности (HAZOP) [19]	Устанавливает основные требования к проведению анализа риска технологических систем методом анализа опасности и работоспособности (АОР или HAZOP)
ГОСТ 27.310-95 «Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения» [18]	Устанавливает основные требования к проведению анализа риска технологических систем методом анализа видов, последствий и критичности отказов (АВПО, АВПКО)
ГОСТ Р 27.302-2009 Надежность в технике (ССНТ). Анализ дерева неисправностей [20]	Содержит указания по применению метода анализа дерева неисправностей (дерево отказов) и устанавливает: <ul style="list-style-type: none"> – основные принципы анализа; – описание математического моделирования, связанного с анализом дерева неисправностей; – взаимосвязи анализа дерева неисправностей с другими методами прогнозирования безотказности; – этапы выполнения анализа; – события, виды неисправностей, допущения и предположения; – описание обычно используемых символов.
ГОСТ Р МЭК 62502-2014. Менеджмент риска. Анализ дерева событий [21]	В стандарте установлены основные принципы метода анализа надежности называемого «Анализ дерева событий» (АДС). Приведено руководство по моделированию последствий инициирующих событий, а также качественному и количественному анализу показателей надежности и риска

Оценка последствий аварий и оценка риска аварий на объекте проводится с помощью программного комплекса для оценки последствий аварий с выбросом опасных веществ и оценки риска «ТОКСИ+Risk», разработанного ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности».

Программный комплекс ТОХИ+Risk 5 разработан в соответствии с действующими нормативно-методическими документами Ростехнадзора (сертификат соответствия № РОСС RU.НБ65.Н00571/21, копия сертификата приведена в Приложении 2 к Настоящему ОБ ОПО), МЧС России, Росгидромета, государственными и отраслевыми стандартами ОАО Газпром. Копия свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016613097 от 16.03.2016 г., выданного Федеральной службой по интеллектуальной собственности приведена в Приложении 3 к настоящему ОБ ОПО.

Программный комплекс ТОКСИ+Risk 5 предназначен для количественной оценки риска. Программа позволяет проводить расчеты зон поражения по всем методикам, входящим в ТОКСИ+Risk 5 (в т.ч. по методикам, перечисленным выше), рассчитывать показатели риска, в том числе индивидуальный, потенциальный, коллективный и социальный риски (строить F/N кривые).

С помощью программного комплекса могут быть решены следующие основные расчетные задачи, необходимые для достижения целей, поставленных при разработке настоящего ОБ ОПО с использованием методик, приведенных в таблице (Таблица 24):

- расчет показателей риска на территории опасного производственного объекта и за его пределами, а также на объектах магистрального трубопроводного транспорта;
- расчет взрывоустойчивости зданий и сооружений (как с использованием детерминированного, так и вероятностного подходов);
- учет смещения центра взрыва облака ТВС с учетом дрейфа под действием ветра;
- моделирование рассеяния опасных веществ в атмосфере (по моделям «тяжелого» и «легкого» газов):

- оценка количества опасного вещества, поступившего в атмосферу при различных сценариях аварии;
- моделирование рассеяния в открытом пространстве опасных веществ;
- расчет зон токсического поражения человека и зон возможного воспламенения (взрыва) облаков топливно-воздушных смесей (ТВС);
- оценка взрывоопасной массы горючего в облаках ТВС и их перемещения (дрейфа) с учетом времени, прошедшего с начала выброса.
- моделирование взрывов облаков ТВС;
- определение зон поражения людей и повреждения зданий в результате взрывов облаков ТВС по различным критериям поражения (по избыточному давлению, по избыточному давлению и импульсу, вероятностное поражение по пробит-функциям);
- моделирование взрывов облаков ТВС с учетом тротилового эквивалента вещества, а также взрывов конденсированных взрывчатых веществ;
- расчет последствий теплового воздействия от пожара пролива, огненного шара, аварийных факелов, пожара-вспышки (в штилевых условиях);
- оценка зон поражения открытым пламенем и тепловым излучением, выделяемым при горении ОВ с учетом детерминированных и вероятностных (пробит-функция) критериев поражения;
- расчет зон теплового воздействия стационарных факельных систем;
- оценка зон интенсивности теплового излучения с учетом скорости выброса ОВ, конструктивных параметров стационарной факельной системы и скорости ветра.

Программа включает встроенную базу данных по опасным веществам, справочники «деревьев событий», а также частот разгерметизации технологического оборудования и трубопроводов.

Имеется возможность осуществлять ввод расположения и характеристик технологического оборудования и трубопроводов, а также объектов, подверженных риску (люди, здания и сооружения), с привязкой к карте, вспомогательных данных (например, метеоданные, шероховатость подстилающей поверхности и так далее).

Процесс проведения анализа риска аварий включает в себя следующие этапы [7]:

- планирования и организации работ, сбора сведений;
- идентификации опасностей;
- оценки риска аварий на ОПО и (или) его составных частях;
- установления степени опасности аварий на ОПО и (или) определения наиболее опасных (с учетом возможности возникновения и тяжести последствий аварий) составных частей ОПО;
- разработки (корректировки) мер по снижению риска аварий.

Планирование и организация работ

При планировании и организации анализа риска аварий проводятся следующие мероприятия [7]:

- определяется анализируемый ОПО (или его составную часть) и дается его общее описание, проводится анализ требований нормативных и правовых документов в области анализа риска аварий применительно к рассматриваемому объекту;
- обосновывается необходимость проведения анализа опасностей и оценки риска аварий в случае отсутствия нормативных требований в этой области;
- проводится анализ требований заказчика работ (инвесторов, проектировщиков или других заинтересованных лиц);
- уточняются задачи проводимого анализа риска аварий с учетом причин, которые вызвали необходимость проведения таких работ;

- определяются используемые методы анализа риска аварий, основные и дополнительные показатели риска, степень их детальности и ограничения;
- анализируются, выбираются и определяются значения фоновых рисков аварий и (или) соответствующие критерии (достижения) допустимого риска аварий, и (или) иные обоснованные показатели безопасной эксплуатации ОПО;
- формируется рабочая группа для проведения анализа риска аварий, оцениваются сроки и трудозатраты работ.

Сбор сведений

На данном этапе собирается информация [7]:

- об идентификации ОПО;
- об инцидентах и авариях на данном и (или) аналогичных объектах;
- о характеристиках района расположения объекта (природных, техногенных, антропогенных);
- о характеристиках технических устройств, зданий и сооружений, применяемых на объекте;
- о проектном и фактическом распределении обращающихся опасных веществ.

Идентификация опасностей аварий

Этап идентификации опасностей аварий состоит из следующих стадий [7]:

- определение типовых составляющих и/или производственных участков КП/ПП – насосные станции, ограниченные запорно-регулирующей арматурой линейные участки трубопроводов (при определении протяженности участков следует учитывать наличие водных преград, особенности рельефа местности и особенности расположения объектов окружения и инфраструктуры трубопровода), резервуарные парки, площадки хранения ОВ, включающие стационарное емкостное оборудование с трубопроводами обвязки, сливноналивные эстакады, транспортные пути перевозки опасного вещества в жидком состоянии цистернами;
- определение источников возникновения возможных инцидентов и аварий, связанных с разрушением сооружений и (или) технических устройств на ОПО, неконтролируемыми выбросами и (или) взрывами опасных веществ;
- разделение ОПО на составные части (составляющие ОПО) при необходимости проведения анализа риска аварий на них; определение характерных причин возникновения аварий на ОПО или его составных частях;
- определение основных (типовых) сценариев аварий с их предварительной оценкой и ранжированием с учетом последствий и вероятности, при этом рассматриваются иницирующие и последующие события, приводящие к возможному возникновению поражающих факторов аварий.

Оценка риска аварий на ОПО

На этапе оценки риска аварий в зависимости от поставленных задач могут применяться методы количественной оценки риска аварий, являющиеся приоритетными, методы качественной оценки риска аварий или их возможные сочетания (полуколичественная оценка риска аварий). При этом оцениваются [7]:

- возможности возникновения и развития инцидентов и аварий;
- тяжести последствий и (или) ущербов от возможных инцидентов и аварий;
- опасности аварий и связанных с ними угроз в значениях показателей риска.

Очевидно, что для решения задач, поставленных при разработке настоящего ОБ ОПО, следует использовать методы количественной оценки риска аварий.

Установление степени опасности аварий на ОПО

На этапе установления степени опасности аварий на ОПО проводится сопоставительное сравнение значений полученных показателей опасностей и оценок риска аварий с ([7]):

- допустимым риском аварий и (или) уровнем, обоснованным на этапе планирования и организации анализа риска аварий;
- значениями риска аварий на других составных частях ОПО;
- фоновым риском аварий для данного типа ОПО или аналогичных ОПО, с фоновым риском гибели людей в техногенных происшествиях;
- значениями риска аварий, полученными с учетом фактических отступлений от требований промышленной безопасности, а также возможного и фактического внедрения компенсирующих мероприятий.

Разработка (корректировка) мер по снижению риска аварий

На этапе разработки мер по снижению риска аварий в качестве первоочередных следует планировать и разрабатывать [7]:

- 1) обоснованные рекомендации по снижению риска аварий для наиболее опасных составных частей ОПО;
- 2) способы предупреждения возникновения возможных инцидентов и аварий на ОПО.
- 3) Выбор рекомендаций по снижению риска аварий имеет следующие приоритеты:
 - ✓ меры, снижающие возможность возникновения аварий, включающие:
 - уменьшение возможности возникновения инцидентов;
 - уменьшение вероятности перерастания инцидента в аварию;
 - ✓ меры, снижающие тяжесть последствий возможных аварий, включающие:
 - уменьшение вероятности эскалации аварий, когда последствия какой-либо аварии становятся непосредственной причиной аварии на соседних составных частях ОПО;
 - уменьшение вероятности нахождения групп людей в зонах поражающих факторов аварий;
 - ограничение возможности возрастания масштаба и интенсивности воздействия поражающих факторов аварий;
 - уменьшение вероятности развития аварий по наиболее опасным сценариям возможной аварий;
 - увеличение требуемого уровня надежности системы противоаварийной защиты, средств активной и пассивной защиты от воздействия поражающих факторов аварий;
 - ✓ меры обеспечения готовности к локализации и ликвидации последствий аварий.

Разработка мероприятий, компенсирующих отступления от требований промышленной безопасности

В целях обоснования безопасности ОПО при отступлении от требований промышленной безопасности и для разработки мероприятий, компенсирующих эти отступления, результаты анализа риска аварий на ОПО используются в следующем порядке [7]:

- 1) обоснованно выбираются показатели риска, наиболее адекватно характеризующие безопасную эксплуатацию ОПО в области тех требований промышленной безопасности, для которых необходимы отступления и требуются соответствующие компенсирующие мероприятия;
- 2) оцениваются изменения значений выбранных показателей риска до и после возможных и фактических отступлений от требований промышленной безопасности, а также до и после возможного и фактического внедрения компенсирующих мероприятий;

3) оцененные изменения сравниваются с соответствующими критериями безопасной эксплуатации при отступлении от требований промышленной безопасности, которые предварительно обосновываются, например, в виде соответствия рассчитанных показателей риска допустимым значениям.

2.2. Исходные предположения для проведения анализа риска аварии и связанной с ней угрозы

2.2.1. Оценка параметров выброса опасных веществ

Расчеты проводились для следующих сценариев выброса опасных веществ [7,9,10]:

1) полное разрушение (раскрытие) оборудования (аппарата). Опасное вещество поступает в окружающую среду мгновенно;

2) частичное разрушение оборудования (опасное вещество поступает в окружающую среду через отверстие с заданной площадью в течение продолжительного времени).

К основным предположениям при оценке параметров выброса опасных веществ можно отнести следующие:

1) масса аварийного выброса опасных веществ определялась с учетом массы стока вещества из отсеченного блока. Полагалось, что при полном раскрытии (разрушении) аппарата вся газовая фаза блока, вся газовая фаза, образующаяся за счет энергии перегретой жидкой фазы блока (мгновенное вскипание жидкой фазы блока при резком падении давления в нем), а также вся жидкая фаза аварийного блока, поступают в окружающую среду;

2) при расчетах количества опасных веществ, участвующих в аварии, учитывалась возможность дополнительного поступления опасных веществ от смежных блоков. Дополнительное количество опасных веществ определялось с учетом времени срабатывания запорных устройств, установленных на границах технологических блоков;

3) при расчете массового расхода опасного вещества, продолжительности истечения и количества опасного вещества, участвующего в аварии, в методике [10] полагается, что истечение происходит с постоянной скоростью, которая соответствует начальному массовому расходу; в действительности скорость поступления в атмосферу опасного вещества снижается по мере падения давления в системе;

4) для оборудования с жидкой фазой рассматривались только случаи аварийного истечения, когда отверстие разгерметизации всем сечением находится ниже уровня жидкости в оборудовании;

5) при определении скорости выброса из трубопровода, на входе которого стоит емкость, длина участка трубопровода от его начала до места разрыва полагалась равной нулю, то есть считалось, что происходит истечение жидкости непосредственно из емкости; при этом мгновенное испарение будет происходить с внешней стороны места утечки;

6) истечение после блокировки аварийного участка трубопровода рассматривалось также для случаев, когда количество опасного вещества в отсекаемом участке аварийного трубопровода менее 20% общей массы выброса;

7) если истечение происходит из трубопровода, на входе которого стоит насос (компрессор), а величина площади аварийного отверстия превосходит 20% площади поперечного сечения трубопровода, то скорость выброса жидкого (газообразного) опасного вещества полагается равным расходу насоса (компрессора) [10];

8) влияние волновых гидродинамических процессов на режим истечения опасного вещества для протяженных трубопроводных систем не учитывается (не учитываются гидравлические параметры трубопроводов и влияние на скорость выброса потерь на трение при движении среды по трубопроводу);

9) в случае многокомпонентных смесей определение их физических свойств и показателей пожаровзрывоопасности проводилось по одному из компонентов; в качестве такого компонента принимался наиболее опасный компонент смеси;

10) для частичной разгерметизации оборудования принимается образование отверстия диаметром 10 мм;

11) количество опасных веществ определяется с использованием программного комплекса «ТОКСИ+Risk»;

В целом можно утверждать, что предположения, сделанные для определения количеств опасных веществ, поступающих в окружающее пространство при гипотетических авариях на ОПО, ведут к значительному завышению результатов расчетов (т.н. «консервативная» оценка). Данный фактор ведет к заметному завышению результатов дальнейшей оценки риска, однако позволяет судить о приемлемости реализованных решений (в случае обеспечения требуемых величин показателей безопасной эксплуатации) с определенным коэффициентом запаса.

2.2.2. Оценка размеров зон поражения при авариях на объекте

При оценке размеров зон поражения при авариях на объекте используется программный комплекс «ТОКСИ+Risk». Предположения для оценки размеров зон поражения обусловлены как ограничениями используемого программного продукта, так и особенностями соответствующих расчетных методик:

1) длительность испарения жидкости с поверхности пролива принимается равной не более одного часа [6];

2) при расчете испарения (кипения) пролива предполагается, что испарение опасного вещества происходит с постоянной скоростью;

3) принимается, что в любой момент времени площадь зеркала разлитой жидкости максимальна, то есть динамика изменения размеров пролива в расчете не учитывается;

4) для приближенной оценки площадей аварийных проливов на неограниченную поверхность или внутри поддона (без достижения проливом его границ), толщина слоя разлива составляет 0,05 м (пролив на спланированное покрытие) [9,10];

5) площадь пролива жидкости также определялась исходя из конструктивных решений зданий или площадки наружной установки;

6) в расчетах учитывались размеры и вместимость поддонов и отбортовок технологических площадок, а также возможность их перелива (размеры поддонов и отбортовок задаются в программе «ТОКСИ+Risk»);

7) считается, что пролив жидкой фазы происходит на поверхности без впитывания

8) в качестве расчетной температуры при пожароопасной ситуации с наземно расположенным оборудованием принят средняя температура воздуха для наиболее теплого месяца в рассматриваемой климатической зоне (+20,0 °C);

9) температура подстилающей поверхности на месте пролива, а также температура поверхности, над которой происходит рассеивание выброса, приняты равной температуре воздуха;

10) при прогнозировании наибольших размеров зон, ограниченных концентрационными пределами распространения пламени, в качестве исходных данных принимаются метеорологические условия: класс устойчивости атмосферы – F; скорость ветра на высоте 10 м – 1 м/с [10];

11) из особенностей местных метеорологических условий учтена роза ветров (Рисунок 94).

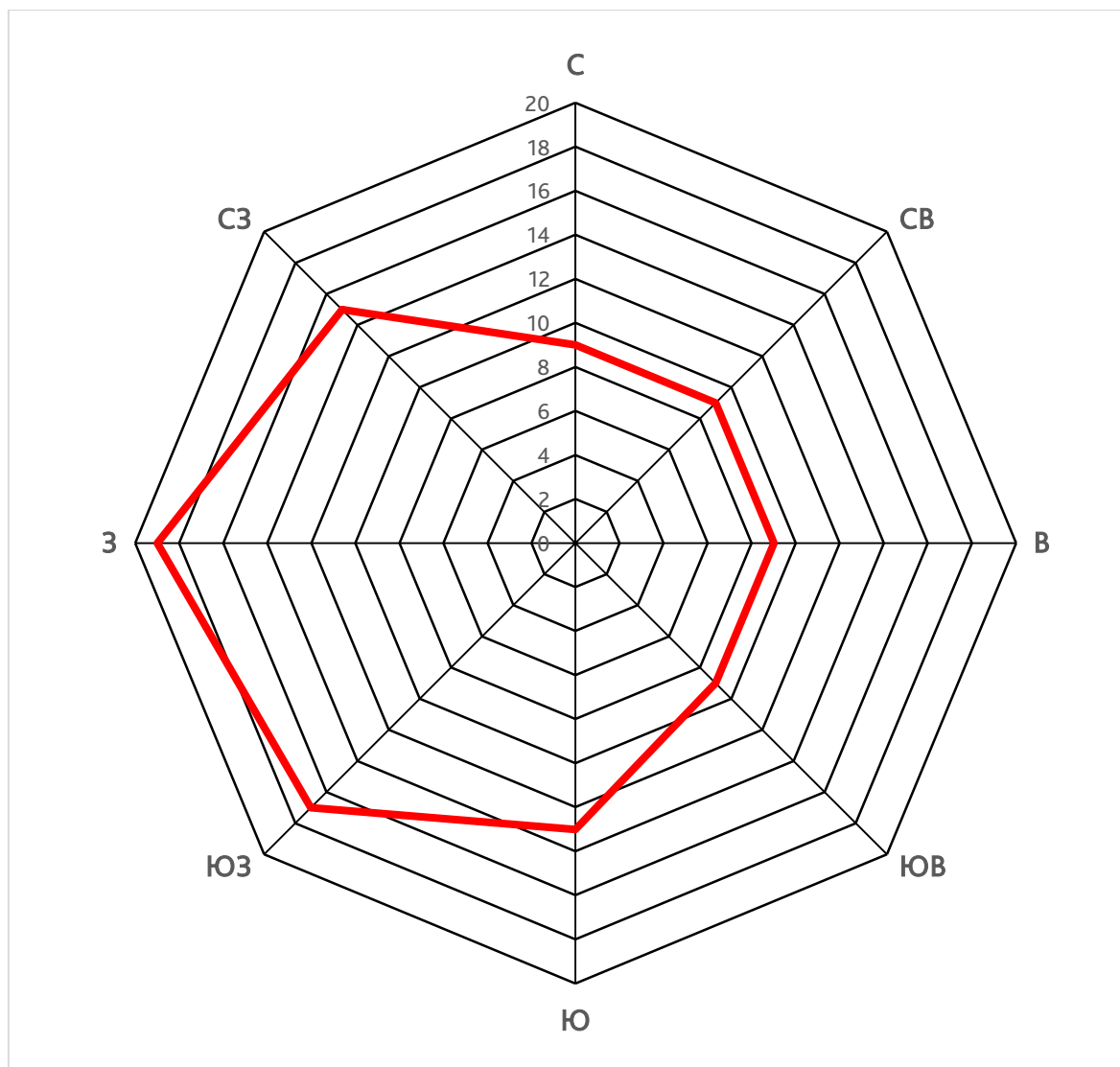


Рисунок 94 – Годовая повторяемость направления ветра, %

Для моделирования рассеивания использовалась модель рассеивания тяжелого газа [10], применяющаяся для расчета распространения газа над однородной поверхностью при стационарных метеоусловиях.

При разгерметизации емкости с перегретой жидкостью в результате резкого снижения давления и нарушения термодинамического баланса происходит мгновенное вскипание определенной части жидкости. При этом устанавливается новое состояние равновесия, а температура оставшейся жидкой фазы понижается до температуры кипения при атмосферном давлении. Принималось, что в начальный момент времени (на месте выброса) первичное облако опасного вещества имеет форму цилиндра, а вертикальное сечение вторичного облака опасного вещества вдоль направления ветра во всех сценариях представляет собой прямоугольник. Начальный радиус первичного облака принят равным его высоте, а начальная полуширина вторичного облака – полуширине пролива [10].

В начальный момент времени в первичном и вторичном облаках опасное вещество воздухом не разбавлено.

С помощью методики [10] определялись размеры зон, на которые может дрейфовать выброс, сохраняя способность к воспламенению. При переносе опасного вещества в реальных атмосферных условиях отмечается наличие флуктуаций его концентрации относительно

средних значений. Источником таких флуктуаций может служить, например, изменение скорости и (или) направления ветра. В расчетах по методике [10] определяются концентрации, относящиеся к времени осреднения не более 600 секунд. При этом всегда есть вероятность превышения концентрацией в данной точке пространства в заданный момент времени некоторого заданного порогового уровня (например, при средней концентрации в облаке менее НКПР, в отдельных местах могут наблюдаться области с концентрацией выше НКПР, то есть возможно воспламенение). По данной причине в методике [10] полагается, что размер зон, на которые может дрейфовать выброс, сохраняя способность к воспламенению, соответствует достижению средних концентраций 0,5 НКПР.

Сформировавшееся облако ТВС может быть зажжено в одной или нескольких своих точках. При образовании ТВС в незагроможденном технологическом оборудовании пространстве и ее зажигании стандартным (относительно слабым) источником воспламенения, сгорание этой смеси происходит, как правило, с небольшими видимыми скоростями пламени. В этом случае реализуется так называемый пожар-вспышка. Зона поражения открытым пламенем полагается максимально возможной (то есть принимается, что при рассеивании облако воспламенится в момент, когда оно покрыло наибольшую площадь). В действительности облако ТВС достигает максимальной протяженности постепенно, распространяясь в направлении ветра.

Согласно [6] расчеты зон поражения при взрывах ТВС на наружных установках следует проводить по методикам, учитывающим рассеивание (дрейф) облаков ТВС и тип взрывного превращения (детонация/дефлаграция) при воспламенении ТВС.

Масса во взрывоопасных пределах, способная участвовать во взрыве, определялась согласно приложению № 3 ФНИП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [6] и Руководству по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» [8]. Расчет зон поражения при взрыве облаков ТВС выполнялся из условия воспламенения облака ТВС в момент времени, когда облако ТВС достигает наибольшей массы, способной к воспламенению.

Расчет основных параметров воздушных ударных волн (избыточного давления на фронте падающей ударной волны и импульса волны давления) в зависимости от расстояния до центра облака проводился по методикам [6, 8]. При расчетах использовались следующие исходные данные:

1) средняя концентрация горючего вещества в облаке принималась равной стехиометрической концентрации, что соответствует получению консервативных оценок;

2) при расчете параметров взрыва облака, лежащего на поверхности земли, величина эффективного энергозапаса удваивалась;

3) в соответствии с [8] предполагается, что смесь гетерогенная, если более 50% топлива содержится в облаке в виде капель, иначе ТВС считается газовой. Так как по формуле (26) [8] масса опасного вещества, переходящая в аэрозоль в первичное облако, не может быть больше массы опасного вещества, переходящей в газовую фазу в первичное облако при мгновенном вскипании перегретого опасного вещества, смесь считалась газовой. Кроме того, это соответствует получению консервативных результатов расчета;

4) вещества, способные к образованию горючих смесей с воздухом, по своим взрывоопасным свойствам отнесены:

- к классу 1 – особо чувствительные вещества (размер детонационной ячейки менее 2 см). Например, водород;
- к классу 2 – чувствительные вещества (размер детонационной ячейки от 2...10 см). Например, этилен;

- к классу 3 – среднечувствительные вещества (размер детонационной ячейки 10...40 см). Например, 2-этилгексанол, циклогексан, гексен-1, цис- и транс-изомеры гексена 2;
 - к классу 4 – слабочувствительные вещества (размер детонационной ячейки больше 40 см). Например, природный газ, этилбензол, децен-1, тетрадецен-1, фракция C8+;
- 5) в случае, если вещество отсутствует в таблице № 1 приложения № 3 к Руководству по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» [8], его классифицировали по аналогии с имеющимися в данной таблице веществами;
- 6) характер окружающего пространства в значительной степени определяет скорость взрывного превращения облака ТВС. Геометрические характеристики окружающего пространства отнесены:
- к виду 2 (при взрывах ТВС внутри замкнутых объемов (помещений) – сильно загроможденное пространство: наличие полузамкнутых объемов, высокая плотность размещения технологического оборудования, лес, большое количество повторяющихся препятствий);
 - к виду 3 (при взрывах ТВС на наружных установках – средне загроможденное пространство, отдельно стоящие технологические установки);
- 7) режим взрывного превращения ТВС по диапазонам скоростей, в зависимости от класса горючего вещества и вида окружающего пространства:
- диапазон 1 (детонация или горение со скоростью фронта пламени 500 м/с и больше);
 - диапазон 2 (дефлаграция, скорость фронта пламени 300...500 м/с);
 - диапазон 3 (дефлаграция, скорость фронта пламени 200...300 м/с);
 - диапазон 4 (дефлаграция, скорость фронта пламени 150...200 м/с);
 - диапазон 5 (дефлаграция, скорость фронта пламени определяется соотношением (3) [8], учитывающим массу горючего вещества в облаке, участвующую в создании поражающих факторов взрыва).

Моделирование последствий аварийных взрывов при выбросе водородсодержащих смесей имеет ряд нетипичных особенностей. Как указано ранее, на объекте в технологическом процессе обращаются значительные массы углеводородного сырья, нагретого значительно выше температуры кипения. При выбросе такой смеси происходит формирование т.н. «первичного облака» — облака опасного вещества, образующегося в результате очень быстрого (за 1...2 минуты) перехода в атмосферу части опасного вещества и распространяющегося по ветру от места выброса [10]. При возникновении мгновенного источника воспламенения реализуется «огненный шар». Если речь идет о частичном разрушении оборудования или трубопровода, то наличие первичного источника воспламенения повлечет за собой реализацию факельного горения струи опасного вещества. Логика построения и анализа возможных путей развития потенциальных аварий показывает, что взрыв облака ТВС реализуется при условии возникновения отложенного источника воспламенения через некоторое время (время более 2 минут, исходя из определения «первичного облака») после нежелательного события. За указанный промежуток времени водород, являющийся «легким» газом (плотность газа существенно ниже плотности воздуха) и находящийся в смеси при высоких температурах (что дополнительно снижает его плотность), отделится от взрывоопасной смеси, начнет быстрое движение вверх, поднимаясь над облаком и не будет учувствовать как в дрейфе облака так и в предполагаемом взрыве облака ТВС при условии возникновения отложенного источника воспламенения. В таких случаях моделирование последствий аварийных взрывов (в части определения класса

чувствительности ОВ) будет осуществляться по следующему по опасности за водородом компоненту смеси.

При расчетах определялись пять детерминированных показателей уровня воздействия ударной волны [6,7,8].

- 1) $\Delta P_{\phi}=100$ кПа – полное разрушение зданий с массивными стенами;
- 2) $\Delta P_{\phi}=70$ кПа – разрушение стен кирпичных зданий толщиной в 1.5 кирпича, перемещение цилиндрических резервуаров, разрушение трубопроводных эстакад;
- 3) $\Delta P_{\phi}=28$ кПа – разрушение перекрытий промышленных зданий, разрушение промышленных стальных несущих конструкций, деформации трубопроводных эстакад;
- 4) $\Delta P_{\phi}=14$ кПа – разрушение перегородок и кровли зданий, повреждение стальных конструкций каркасов, ферм;
- 5) $\Delta P_{\phi}=5$ кПа – нижний порог повреждения человека волной давления;
- 6) $\Delta P_{\phi}=2$ кПа – граница зоны повреждений зданий; частичное повреждение остекления.

При оценке воздействия поражающих факторов взрыва на человека, здания и сооружения используются также вероятностные критерии поражения.

Для расчета условной вероятности разрушения зданий используются пробит-функции, описанные в методиках [6,7,8] (вероятность повреждений стен, при которых возможно восстановление зданий без их сноса; вероятность разрушений, при которых здания подлежат сносу).

Для оценки условной вероятности гибели человека используется пробит функция для тяжелых разрушений зданий (зависит от избыточного давления на фронте падающей ударной волны ΔP_{ϕ} и импульса волны давления I) [8].

Расчет количества погибших в зданиях проводился с учетом коэффициента уязвимости [6]. В случае если выполняется условие, при котором здание находится вне возможных зон действия падающей ударной волны с амплитудой давления на фронте, превышающей предельное давление, на которое рассчитано здание, коэффициент уязвимости равен нулю. В ином случае коэффициент уязвимости консервативно принимается равным 1.

Коэффициент уязвимости при реализации поражающих факторов, связанных с термическим поражением, определяются исходя из защитных свойств помещения, в котором может находиться человек в момент аварии.

Для прогнозирования последствий взрыва в производственных помещениях принималось, что весь объем помещения заполнен стехиометрической смесью (без учета располагаемых в нем оборудования и элементов строительных конструкций). Стехиометрическому соотношению компонентов смеси соответствуют наиболее высокие параметры взрывоопасности. Значения температуры пламени, скорости горения и других параметров взрыва тем больше, чем ближе соотношение компонентов к стехиометрическому составу. Принято равномерное распределение концентрации газа по пространству помещения. При этом влияние аварийной вентиляции и легкобрасываемых конструкций в расчет не принимались.

Расчет геометрии пламени и территориального распределения интенсивности теплового излучения от пожара пролива, возникающего при аварийном истечении жидких углеводородов, выполнялся в соответствии с методикой [9,14].

Считается, что при возникновении пожара в условиях открытого пространства человек не остается на месте, а покидает опасную зону. Средняя скорость движения человека к безопасной зоне принимается равной 5,0 м/с. При этом безопасной зоной считается зона, где интенсивность теплового излучения меньше 4,0 кВт/м² [7,9].

Условная вероятность поражения человека, попавшего в зону непосредственного воздействия пламени пожара, принимается равной единице [7,9].

При оценке воздействия теплового излучения основным критерием является интенсивность теплового излучения. Приняты следующие детерминированные критерии [9]:

- 1) 14,8 кВт/м² – воспламенение резины;
- 2) 12,9 кВт/м² – воспламенение древесины (сосна влажностью 12%);
- 3) 10,5 кВт/м² – непереносимая боль через 3...5 с, ожог первой степени через 6...8 с, ожог второй степени через 12...16 с;
- 4) 7,0 кВт/м² – непереносимая боль через 20...30 с, ожог первой степени через 15...20 с, ожог второй степени через 30...40 с;
- 5) 4,2 кВт/м² – безопасно для человека в брезентовой одежде;
- 6) 1,4 кВт/м² – без негативных последствий в течение длительного времени.

В соответствии с [7] для определения числа пострадавших рекомендуется принимать значение интенсивности теплового излучения, превышающее 7,0 кВт/м².

Для оценки поражения человека тепловым излучением использовалась пробит-функция, описанная в методике [9]. В качестве зон, безопасных с точки зрения воздействия поражающих факторов, принимаются зоны поражения, где значения пробит-функции достигают величины, соответствующей вероятности в 1,0%.

Расчет геометрии пламени и территориального распределения интенсивности теплового излучения от огненного шара проводился в соответствии с методикой [9].

Величина среднеповерхностной интенсивности теплового излучения пламени огненного шара принимается равной 350 кВт/м², независимо от вида топлива. Высота центра огненного шара принимается равной его эффективному диаметру.

Тепловое излучение от вертикальных факелов по методике [9] определяется аналогично тепловому излучению от пожара пролива со среднеповерхностной интенсивностью теплового излучения пламени 200 кВт/м².

Линейные размеры пламени определяются, главным образом, скоростью истечения газа или жидкости из отверстия (в том числе диаметром отверстия истечения), а также физическими характеристиками горючего вещества. Наиболее опасные ситуации при пожаре возникают, как правило, при истечении жидкой фазы (более высокий расход продукта, чем при истечении газа, при остальных равных условиях).

Наибольшую опасность представляет именно горизонтальный факел, который и рассматривался в данной работе, хотя вероятность его реализации составляет 0,67, что меньше единицы.

Зона непосредственного контакта пламени с окружающими объектами определяется размерами факела. Считается, что поражение человека в горизонтальном факеле происходит в 30° секторе с радиусом, равным длине факела.

Воздействие горизонтального факела на соседнее оборудование, приводящее к его разрушению, происходит в 30° секторе, ограниченном радиусом, равным длине факела. За пределами указанного сектора, на расстоянии равном 1,5 длины факела, тепловое излучение от горизонтального факела составляет 10,0 кВт/м².

В целом можно утверждать, что предположения, сделанные для оценки зон воздействия поражающих факторов потенциальных аварий, а также оценки степени воздействия поражающих факторов аварий на людей на ОПО и за его пределами, ведут к значительному завышению результатов расчетов (т.н. «консервативная» оценка). Данный фактор ведет к заметному завышению результатов дальнейшей оценки риска, однако позволяет судить о приемлемости реализованных решений (в случае обеспечения требуемых величин показателей безопасной эксплуатации) с определенным коэффициентом запаса.

2.2.3. Оценка возможного числа пострадавших

Оценка возможного числа пострадавших, в том числе погибших, среди работников обслуживающего персонала объекта и иных физических лиц, проводится с помощью программного комплекса для оценки последствий аварий с выбросом опасных веществ и оценки риска ТОКСИ+Risk 5.

Для оценки последствий каждого рассматриваемого сценария проводится расчет количества пострадавших, которое определяется числом людей (целое значение), оказавшихся в зоне действия поражающих факторов.

Исходными данными для расчета являлись определенные области действия поражающих факторов в пределах зон поражения, определяемых в соответствии с детерминированными критериями поражения или по границе достижения вероятности гибели 0,01 (с учетом защищенности людей). Использовались также данные о территориальном распределении людей в пределах зоны действия поражающих факторов (плотность распределения людей).

Для каждого сценария аварии проводился расчет количества погибших. При определении количества погибших учитывалась условная вероятность гибели незащищенного человека на открытом пространстве и коэффициент уязвимости человека.

Сведения о детерминированных критериях поражения, используемых для оценки количества погибших, приведены в п. 2.2.2 настоящего ОБ ОПО.

2.2.4. Оценка показателей риска

В рамках настоящего ОБ ОПО рассматриваются группы реципиентов, выбранные с учетом распределения людей по территории объектов и прилегающей территории (п. 1.6.7 настоящего ОБ ОПО).

Оценка основных показателей риска проводилась с помощью программного комплекса для оценки последствий аварий с выбросом опасных веществ и оценки риска ТОКСИ+Risk 5.

Для производственного персонала долю времени, при которой реципиент (субъект) подвергается опасности, можно оценить величиной 0,22 – для производственных объектов с постоянным пребыванием персонала (41 час в неделю) и 0,08 – для производственных объектов без постоянного пребывания персонала (менее 2 часов в смену) [7]. Для мест постоянного проживания людей доля времени, при которой реципиент (субъект) подвергается опасности, оценивается равной 1,0, для садовых участков – 0,17 (2 месяца в году).

Сведения о детерминированных критериях поражения, используемых для оценки вероятности гибели людей приведены в п. 2.2.2 настоящего ОБ ОПО.

2.3. Описание метода анализа условий безопасной эксплуатации

Метод проведения анализа условий безопасной эксплуатации ОПО при наличии допущенных отступлений от требований промышленной безопасности, либо отсутствию или недостаточности таких требований упрощенно можно представить в виде следующего алгоритма [51]:

1) определяется как можно более широкий набор измеримых параметров в области обеспечения промышленной безопасности на ОПО, для которого разрабатывается обоснование безопасности;

2) из измеримых параметров в области обеспечения промышленной безопасности обоснованно выбираются основные показатели безопасной эксплуатации ОПО, которые непосредственно характеризуют отступления, отсутствие или недостаточность требований промышленной безопасности;

3) обосновываются предельные значения выбранных показателей безопасной эксплуатации ОПО в качестве критериев обеспечения безопасной эксплуатации в случае, если при эксплуатации, капитальном ремонте, консервации или ликвидации ОПО требуется отступление от требований промышленной безопасности, установленных ФНП, таких требований недостаточно, и (или) они не установлены;

4) оцениваются значения выбранных показателей безопасной эксплуатации ОПО до и после отступления от требований ФНП (их отсутствия или недостаточности), в том числе с учетом и без учета компенсирующих мероприятий;

5) сравниваются значения выбранных показателей безопасной эксплуатации ОПО с критериями обеспечения безопасной эксплуатации при отступлении от требований ФНП (их отсутствии или недостаточности) с учетом компенсирующих мероприятий;

6) положительно обосновывается решение о безопасной эксплуатации ОПО в случае достаточности компенсирующих мероприятий, то есть достаточного соответствия значений выбранных показателей критериям обеспечения безопасной эксплуатации ОПО.

Выбор основных показателей безопасной эксплуатации опасного производственного объекта

Следует выделить 2 принципиально разные задачи, поставленные при разработке настоящего ОБ ОПО:

1) Вероятностная оценка потенциального барического воздействия от гипотетических аварий на оборудовании проектируемой установки по производству гексена-1 на существующие здания и сооружения ПАО «НижнекамскНефтехим».

2) Комплексная вероятностная оценка потенциального барического воздействия от гипотетических аварий на оборудовании проектируемой установки по производству гексена-1 и на оборудовании соседних ОПО ПАО «НижнекамскНефтехим» на здание аппаратной с электропомещением (тит 401), а также на здание КТП ЗФУ с аппаратной (тит. 305/1).

Особенность задачи №1 заключается в наличии возможности влияния на некоторые опасности технологического процесса при проектировании установки по производству линейного альфа олефина (ЛАО) – гексен-1. Другими словами, в случае выявления в процессе проводимого анализа каких-либо ключевых опасностей при проектировании установки, обуславливающих возникновение недопустимого уровня негативного воздействия на соседние здания и сооружения, а также на персонал близлежащих объектов, существует возможность разработки каких либо компенсирующих мероприятий (технических и/или организационных), направленных на снижение такого воздействия до допустимых значений. Т.е. на этапе проектирования объекта существует возможность непосредственного влияния на выбранные показатели безопасной эксплуатации.

Кроме того, при анализе опасности, проводимом в рамках настоящей работы, считается, что существующие объекты ПАО «НижнекамскНефтехим» соответствуют требованиям нормативно-технических документов в области промышленной безопасности. Таким образом при оценке негативного воздействия на здания и сооружения ПАО «НижнекамскНефтехим» в целом достаточно показать отсутствие такого воздействия при авариях на оборудовании проектируемой установки, либо условно безопасный уровень такого воздействия.

Для решения задачи №2 следует оценить интегральное барическое воздействие на здания тит. 305/1 и тит. 401 как от проектируемой установки по производству линейного альфа олефина (ЛАО) – гексен-1, так и от соседних ОПО ПАО «НижнекамскНефтехим». Источником информации о потенциальной опасности ОПО ПАО «НижнекамскНефтехим» является Декларация промышленной безопасности ОПО ПАО «НижнекамскНефтехим» [54,55] с соответствующими расчетно-пояснительными записками (Приложение 1 к ДПБ) [56...87]. Следует отметить, что в данном случае отсутствует возможность полноценного влияния на величины выбранных показателей безопасной эксплуатации, т.к. определенная

часть полученных значений обуславливается влиянием соседних объектов. Очевидно, что проектная организация в рамках установленных границ проектирования может оказывать непосредственное влияние путем разработки и реализации компенсирующих мероприятий лишь на источники опасности, индуцируемые непосредственно проектируемой установкой, но не соседними объектами.

Как упоминалось ранее, анализ рассматриваемого объекта проводится с использованием концепции приемлемого риска. Для решения поставленных задач наиболее удобными и эффективными методами оценки опасностей являются количественные методы, позволяющие как оценить вероятности наступления нежелательных событий и последствия таких событий, так и разработать компенсирующие мероприятия с численной оценкой их (мероприятий) влияния на показатели риска. Анализ условий безопасной эксплуатации объекта также производится с применением количественных методов анализа риска.

К основным показателям аварийного риска относятся:

- потенциальный территориальный риск;
- индивидуальный риск;
- коллективный риск;
- социальный риск (F/N-диаграмма);
- риск материального ущерба (F/G-диаграмма).

В качестве показателей безопасной эксплуатации целесообразно использовать величины индивидуального и социального рисков гибели обслуживающего персонала объекта, а также персонала соседних объектов, населения и иных физических лиц, как параметры, наиболее адекватно характеризующие безопасную эксплуатацию ОПО [7].

На текущий момент нормативные (приемлемые, допустимые) значения выбранных показателей установлены в Федеральном законе № 123-ФЗ [2], а также в ГОСТ Р 22.10.02-2016 [16]. Следует отметить, что в Федеральном законе № 123-ФЗ [2] установлены допустимые значения *индивидуального пожарного риска*, в то время как в ГОСТ Р 22.10.02-2016 [16] приведены величины допустимого индивидуального риска гибели для всех возможных аварийных ситуаций (в т.ч. и от токсического поражения).

Нормативные (приемлемые) значения *индивидуального пожарного риска*, установленные требованиями Федерального закона № 123-ФЗ [2] оцениваются следующими величинами:

– ст. 93 п. 1 Федерального закона № 123-ФЗ [2]: величина индивидуального пожарного риска в зданиях, сооружениях и на территориях производственных объектов не должна превышать одну миллионную в год;

– ст. 93 п. 2 Федерального закона № 123-ФЗ [2]: для производственных объектов, на которых обеспечение величины индивидуального пожарного риска одной миллионной в год невозможно в связи со спецификой функционирования технологических процессов, допускается увеличение индивидуального пожарного риска до одной десятитысячной в год. При этом должны быть предусмотрены меры по обучению персонала действиям при пожаре и по социальной защите работников, компенсирующие их работу в условиях повышенного риска;

– ст. 93 п. 4 Федерального закона № 123-ФЗ [2]: величина индивидуального пожарного риска в результате воздействия опасных факторов пожара на производственном объекте для людей, находящихся в жилой зоне, общественно-деловой зоне или зоне рекреационного назначения вблизи объекта, не должна превышать одну стомиллионную в год;

– ст. 93 п. 4.1 Федерального закона № 123-ФЗ [2]: для производственных объектов, на которых для людей, находящихся в жилой зоне, общественно-деловой зоне или зоне рекреационного назначения вблизи объекта, обеспечение величины индивидуального пожарного риска одной стомиллионной в год и (или) величины социального пожарного риска

одной десятиmillionной в год невозможно в связи со спецификой функционирования технологических процессов, допускается увеличение индивидуального пожарного риска до одной миллионной в год и (или) социального пожарного риска до одной стотысячной в год соответственно. При этом должны быть предусмотрены средства оповещения людей, находящихся в жилой зоне, общественно-деловой зоне или зоне рекреационного назначения, о пожаре на производственном объекте, а также дополнительные инженерно-технические и организационные мероприятия по обеспечению их пожарной безопасности и социальной защите;

– ст. 93 п. 5 Федерального закона № 123-ФЗ [2]: величина социального пожарного риска (риск гибели не менее 10 человек) воздействия опасных факторов пожара на производственном объекте для людей, находящихся в жилой зоне, общественно-деловой зоне или зоне рекреационного назначения вблизи объекта, не должна превышать одну десятиmillionную в год.

СТО Газпром 2-2.3-351-2009 [25] предлагает использовать в качестве допустимых значений индивидуального риска гибели населения следующие величины:

- $1,0\text{E}-04$ 1/год – для действующих объектов;
- $1,0\text{E}-05$ 1/год – для проектируемых объектов.

Для персонала объектов допустимые значения в соответствии с [25] оцениваются следующими величинами:

- $5,0\text{E}-04$ 1/год – для действующих объектов;
- $5,0\text{E}-05$ 1/год – для проектируемых объектов.

Для вычисления допустимых значений социального риска гибели населения (F) в СТО Газпром 2-2.3-351-2009 [25] для проектируемых объектов приведена следующая расчетная зависимость:

$$F = \frac{10^{-3}}{N^2}$$

где N – количество погибших, чел.

Для вычисления допустимых значений социального риска гибели персонала (F) в СТО Газпром 2-2.3-351-2009 [25] для проектируемых объектов приведена следующая расчетная зависимость:

$$F = \frac{5 \cdot 10^{-3}}{N^2}$$

где N – количество погибших, чел.

В соответствии с ГОСТ Р 22.10.02-2016 [16] для Республики Татарстан установлена величина допустимого риска гибели – $1,05\text{E}-05$ 1/год. В соответствии с п. 4.4 ГОСТ Р 22.10.02-2016 [16] допустимый социальный риск для каждого субъекта Российской Федерации составляет $1,00\text{E}-05$ 1/год.

Фоновые показатели риска гибели от различных причин полученные на основе данных Российских статистических ежегодников за 2020, 2021 годы [52, 91], а также Демографических ежегодников России за 2019, 2021 годы [53, 92] приведены на рисунке (Рисунок 95).

Приведенные данные показывают, что фоновый риск гибели человека от всех возможных причин не может служить отправной точкой для установления допустимых значений выбранного показателя безопасной эксплуатации (индивидуальный риск гибели) в силу чрезвычайно высоких значений (более $1,0\text{E}-02$ 1/год).

Фоновые показатели риска гибели работников на ОПО Российской Федерации в соответствии с данными [12] оцениваются следующими величинами:

- 1) нефтедобывающая промышленность – $1,34\text{E}-04$ 1/год;
- 2) нефтеперерабатывающая промышленность – $9,20\text{E}-05$ 1/год;
- 3) газодобывающая промышленность – $1,70\text{E}-05$ 1/год;

4) химическая и нефтехимическая промышленность – $2,6 \times 10^{-5}$ 1/год.

Опыт проведения работ по анализу опасностей и оценке риска, а также изучения подобных работ показывает, что на текущий момент целесообразно рассматривать следующие величины допустимых параметров:

- индивидуальный риск для персонала ОПО – $1,0 \times 10^{-4}$ 1/год;
- индивидуальный риск для населения, соседних объектов, лиц, находящихся на транспортных коммуникациях и т.д. – $1,0 \times 10^{-6}$ 1/год;
- социальный риск – должен определяться при помощи расчетных зависимостей, приведенных выше ($5 \times 10^{-3}/N^2$ – для персонала установки по производству линейного альфа олефина (ЛАО) – гексен-1 ПАО «НижнекамскНефтехим», а также соседних ОПО ПАО «НижнекамскНефтехим» и $1 \times 10^{-3}/N^2$ – для персонала соседних предприятий (не относящихся к ПАО «НижнекамскНефтехим»), населения и иных физических лиц) [25].

При выборе допустимых значений показателей безопасной эксплуатации использовались материалы аналогичных работ для соответствующих опасных производственных объектов (перечень таких работ приведен в п. 1.7 настоящего ОБ ОПО).

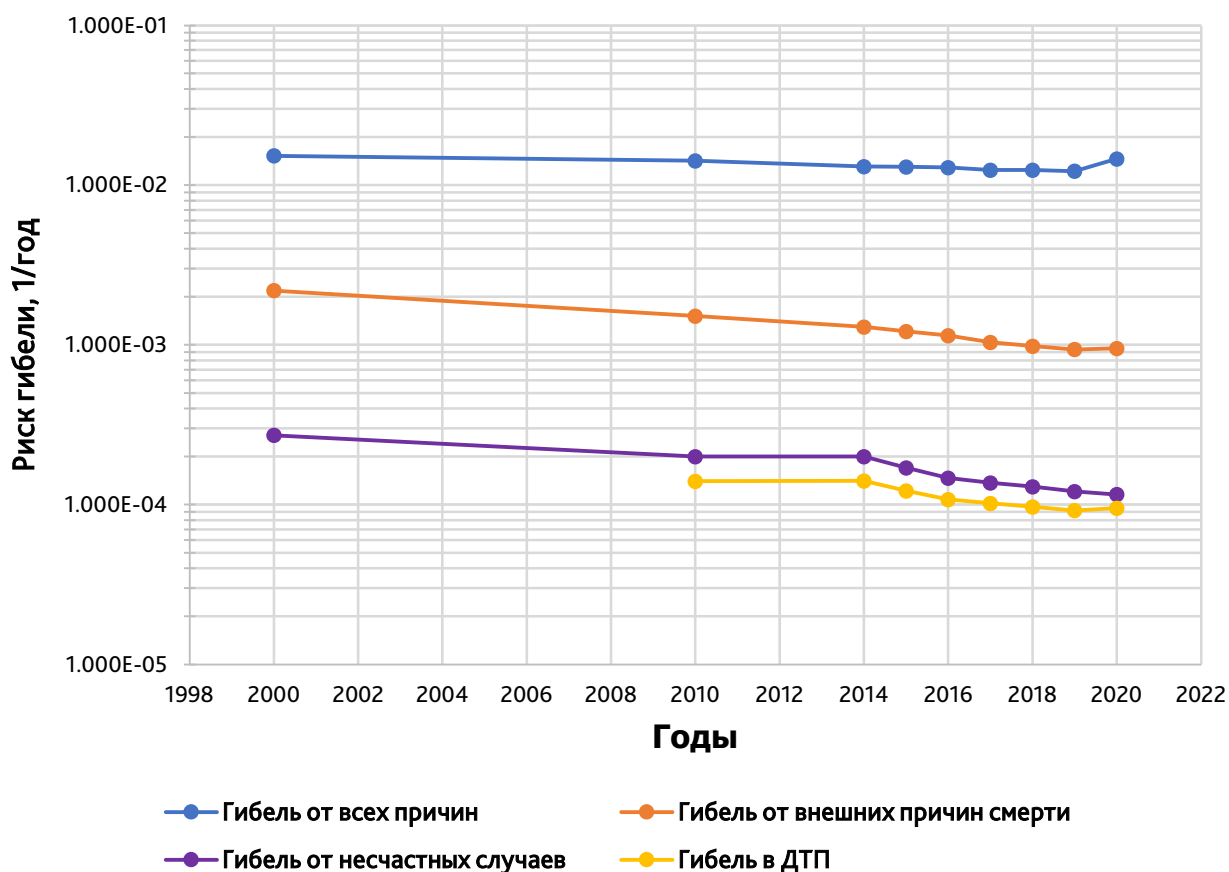


Рисунок 95 – Фоновые показатели риска гибели в Российской Федерации

Таким образом, для целей данной работы в качестве допустимых величин показателей безопасной эксплуатации для выбранных групп реципиентов следует оценить значения следующих параметров:

- 1) индивидуальный риск гибели людей на территории установки по производству линейного альфа олефина (ЛАО) – гексен-1 ПАО «НижнекамскНефтехим», а также на территории соседних ОПО ПАО «НижнекамскНефтехим» не должен превышать $1,0 \times 10^{-4}$ 1/год;

2) максимальный индивидуальный риск для работников соседних предприятий (не относящихся к ПАО «НижнекамскНефтехим»), населения и иных физических лиц при авариях не должен превышать $1,0\text{E}-06$ 1/год;

3) социальный риск гибели персонала установки по производству линейного альфа олефина (ЛАО) – гексен-1 ПАО «НижнекамскНефтехим», а также соседних ОПО ПАО «НижнекамскНефтехим» не должен превышать расчетной величины $5 \cdot 10\text{E}-03/N^2$ (где N – количество погибших);

4) социальный риск гибели персонала соседних предприятий (не относящихся к ПАО «НижнекамскНефтехим») не должен превышать расчетной величины $1 \cdot 10\text{E}-03/N^2$ (где N – количество погибших).

Для обоснования безопасного размещения установок, зданий, сооружений на территории рассматриваемого объекта, а также за его пределами, для обеспечения защиты персонала, постоянно находящегося в помещениях, зданиях и сооружениях, от воздействия ударной волны (травмирования) при возможных аварийных взрывах на составляющих объекта и за их пределами в дополнение к приведенным выше критериям используется частота разрушения зданий с постоянным пребыванием персонала, зданий с помещениями управления (операторных), зданий с помещениями, в которых расположено оборудование, обеспечивающее бесперебойное функционирование автоматизированных систем контроля, управления, ПАЗ для перевода технологических процессов в безопасное состояние и аварийного останова технологических объектов, с потерей несущей способности их конструкции или пригодности к дальнейшей эксплуатации (не должна превышать $1,0\text{E}-04$ 1/год).

Следует отметить, что установленные значения допустимого индивидуального риска гибели персонала ОПО соизмеримы с риском гибели в ДТП и от несчастных случаев, а для населения – существенно ниже таких рисков. При этом установленные допустимые значения на несколько порядков ниже суммарного риска гибели от всех причин. Очевидно, что работники объекта, работники соседних объектов, а также население, подвергаются риску гибели при своей повседневной деятельности (см. риск гибели от всех причин). При этом дополнительный риск, вызванный функционированием ОПО, вносит пренебрежимо малый вклад в эту величину при разнице величин рисков гибели от повседневных причин и от аварий на ОПО на 2 и более порядка. Вышесказанное подтверждает логичность и адекватность установленных величин допустимого индивидуального риска гибели для различных групп реципиентов равной $1,0\text{E}-04 \dots 1,0\text{E}-06$ 1/год.

Выбор допустимых значений принятых критериев безопасной эксплуатации не противоречит положениям п. 15 Федеральных норм и правил «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4], п. 7, 14 Руководство по безопасности «Методика установления допустимого риска аварии при обосновании безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса» [12]:

- 1) В качестве обоснования отступлений должны быть использованы результаты исследований, расчетов, испытаний, моделирования аварийных ситуаций, оценки риска или анализа опыта эксплуатации подобных опасных производственных объектов.
- 2) Для обоснования достаточности принятых мер, компенсирующих отступления или недостающие требования промышленной безопасности ОПО нефтегазового комплекса, используются:
 - требования, установленные в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании (в том числе в Специальных технических условиях);
 - результаты оценки риска аварии на ОПО нефтегазового комплекса;
 - положения руководств по безопасности.

По рассчитанным величинам индивидуального, социального рисков, а также по полученным величинам вероятностей разрушения зданий можно оценить приемлемость принятых решений и состояние безопасности объекта.

Разработка рекомендаций по уменьшению риска

Разработка рекомендаций по уменьшению риска является заключительным этапом анализа риска. В рекомендациях представляются обоснованные меры по уменьшению риска, основанные на результатах оценок риска.

Меры по уменьшению риска могут иметь технический и (или) организационный характер. При этом решающее значение имеет общая оценка действенности и надежности мер, оказывающих влияние на риск, а также размер затрат на их реализацию.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что вследствие возможной ограниченности ресурсов в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

В большинстве случаев первоочередными мерами обеспечения безопасности, как правило, являются меры предупреждения аварии. Выбор планируемых для внедрения мер безопасности имеет следующие приоритеты [7]:

- 1) Меры ***уменьшения вероятности*** возникновения аварийной ситуации, включающие:
 - меры уменьшения вероятности возникновения инцидента,
 - меры уменьшения вероятности перерастания инцидента в аварийную ситуацию;
- 2) Меры ***уменьшения тяжести*** последствий аварии, включающие:
 - уменьшение вероятности эскалации аварий, когда последствия какой-либо аварии становятся непосредственной причиной аварии на соседних составных частях ОПО;
 - уменьшение вероятности нахождения групп людей в зонах поражающих факторов аварий;
 - ограничение возможности возрастания масштаба и интенсивности воздействия поражающих факторов аварий;
 - уменьшение вероятности развития аварий по наиболее опасным сценариям возможной аварии;
 - увеличение требуемого уровня надежности системы противоаварийной защиты, средств активной и пассивной защиты от воздействия поражающих факторов аварий;
- 3) Меры обеспечения готовности к локализации и ликвидации последствий аварий.

Следует отметить, что мероприятия по снижению вероятности возникновения аварийной ситуации гораздо эффективнее мероприятий по снижению тяжести последствий, однако и наиболее затратны.

Разработка мероприятий, компенсирующих отступления от требований промышленной безопасности

В целях обоснования безопасности ОПО при отступлении от требований промышленной безопасности и для разработки мероприятий, компенсирующих эти отступления, результаты анализа риска аварий на ОПО используются в следующем порядке ([7]):

1) обоснованно выбираются показатели риска, наиболее адекватно характеризующие безопасную эксплуатацию ОПО в области тех требований промышленной безопасности, для которых необходимы отступления и требуются соответствующие компенсирующие мероприятия;

2) оцениваются изменения значений выбранных показателей риска до и после возможных и фактических отступлений от требований промышленной безопасности, а также

до и после возможного и фактического внедрения компенсирующих мероприятий;

3) оцененные изменения сравниваются с соответствующими критериями безопасной эксплуатации при отступлении от требований промышленной безопасности, которые предварительно обосновываются, например, в виде соответствия рассчитанных показателей риска допустимым значениям.

2.4. Анализ известных аварий

«Установка по производству линейного альфа олефина (ЛАО) – гексен-1» является вновь проектируемым объектом. Данные об авариях и инцидентах отсутствуют.

Перечень аварий и инцидентов, имевших место на других аналогичных объектах, и аварий, связанных с обращающимися опасными веществами, представлен в таблице (Таблица 25).

Таблица 25 – Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах и аварий, связанных с аналогичными опасными веществами

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
17.02.1978 г., г. Кемерово, НПО «Карболит»	Взрыв воздушно-метанольной смеси в спиртоиспарителе.	Источником взрыва послужил разряд статического электричества, образовавшийся во время заполнения спиртоиспарителя метанолом падающей струей с высоты три метра.
20.04.1978 г., г. Могилевск, ПО «Химволокно»	Утечка паров метанола из испарителя во фланцевые соединения.	Применение в качестве прокладки материала не по проекту.
13.12.1980 г., Данковский химзавод	Взрыв емкости с бензолом с последующим пожаром. Один человек погиб. Материальный ущерб составил ~ 7000 руб. Потеря продукции – на 220 тыс. руб. Простой отделения составил 12 суток.	При разогреве емкости с бензолом превысили допустимую температуру. Вместо 50 °С достигли 110 °С.
1983 г., г. Губаха, Пермской обл., Губахинский химический завод (в настоящее время ПАО «Метафракс Кемикалс»)	Из-за резкого падения давления отходящих газов произошел подсос воздуха и проскок пламени в линию подачи формалина с производства на склад с последующим загоранием продукта. Пострадавших нет.	Аварийно были остановлены агрегаты № 1...4 в результате отключения подачи электропитания с подстанции при коротком замыкании в обмотке электродвигателя воздуходувки.
1983 г., г. Губаха, Пермской обл., Губахинский химический завод (в настоящее время ПАО «Метафракс Кемикалс»)	Пролив формалина на землю, что привело к загазованности в районе склада. Пострадавших нет.	Несоблюдение персоналом технологической дисциплины при проведении работ с емкостью формалина.
1983 г., г. Губаха, Пермской обл., Губахинский химический завод (в настоящее время ПАО «Метафракс Кемикалс»)	При разрыве предохранительной мембраны и выбросе взрывоопасной смеси формальдегида из контактного аппарата был остановлен агрегат № 1. Пострадавших нет.	Разрыв предохранительной мембраны произошел в результате ошибочных действий персонала (аппаратчика, начальника и мастера смены) по поддержанию нормального технологического процесса в аппарате.
1983 г., г. Дудинка	Взрыв в районе насосной резервуарного парка установки переработки газового конденсата. Ударной волной был разрушен резервуар с 5000 т конденсата, находившийся в 47 м от насосной. Горящая жидкость перехлестнула обваловку и разлилась по территории парка. Площадь пожара составила 18000 м ² . Пожар длился 28 часов. Погибло 2 человека.	Разгерметизация конденсатопровода.
18.03.1986 г., ПО «Кириши-Нефтеоргсинтез»	Взрыв паров бензина в районе резервуарного парка с последующим пожаром.	Перелив бензина из резервуара при его заполнении, загазованность территории парка до взрывоопасной концентрации.
31.05.1986 г., ПО «Орск-Нефтеоргсинтез»	Хлопок паров бензина в холодной насосной.	Разгерметизация неподготовленного участка бензинового трубопровода и проведение газоопасных работ (проведение сварочных работ на расстоянии 14 м от насосной).

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
06.08.1986 г., Череповецкий АТЗ	Воспламенение паров бензола на участке кислотных мешалок. В результате аварии два человека получили тяжелые травмы. Материальный ущерб составил 1500 рублей, отделение было остановлено на 2 суток.	Из-за пропуска бензола и этилбензола через сальниковое уплотнение перемешивающего устройства мешалки, расположенной в помещении участка кислотных мешалок, произошло истечение парожидкостной смеси. От разряда статического электричества произошел хлопок паровоздушной смеси с последующим загоранием в объеме помещения.
04.06.1987 г., г. Кемерово, Кемеровский АКЗ	Пролив 1.5 тонн формалина. Образовалось облако, которое пошло на стройплощадку.	Контейнер был опрокинут при его транспортировке автомобилем.
14.07.1988 г., Гурьевский НПЗ	Интенсивный выброс газа с последующим взрывом. Погибли 5 человек.	Нарушение производственной инструкции при проведении ремонтных работ.
07.07.1989 г., г. Нижний Тагил, ПО «Уралхимпласт»	В контактном аппарате произошел хлопок паров метанола	Отключение электроэнергии во время попытки запустить аппарат.
1990 г., Бостон (США)	Взрыв бензиновой емкости объемом 6 м³. Погибло 2 человека.	Проведение огневых работ на плохо пропаренной емкости. Установлено, что неправильно пользовались переносным анализатором паров горючего.
21.06.1990 г., г. Нефтеюганск, ЛПДС «Каркатеевы»	Локальный взрыв паровоздушной смеси в резервуаре.	Попадание разряда атмосферного электричества в резервуар.
17.04.1991 г., НПЗ «Ангарскнефтеоргсинтез»	Пожар разлива бензина в холодной насосной с распространением на аппараты АВЗ. Развитию пожара способствовало несвоевременное его обнаружение и включение в действие системы пенотушения в холодной насосной. Материальный ущерб – 4000 руб.	Разгерметизация торцевого уплотнения насоса по перекачке бензина. Воспламенение паров бензина от разогретого вала.
30.05.1991 г., г. Краснокамск, Пермская обл.ЦБК	При производстве сварочных работ в цехе по производству метанола произошел взрыв газа в колонне. 7 человек получили ожоги.	Нарушение правил техники безопасности.
1992 г., г. Дзержинск, Нижегородской обл., Фирма «Карбохим»	В процессе ремонтно-профилактических работ при проведении сварки произошел взрыв газа в емкости из-под формалина объемом 100 мЗ. В результате взрыва смертельно травмированы 2 человека.	Нарушение правил техники безопасности.
1993 г., г. Новомосковск, Тульской обл.	Произошло возгорание емкости с метанолом объемом 200 м³. Пострадавших нет.	Попадание разряда атмосферного электричества в резервуар.
08.05.1993 г. ЗАО «Сибур-Химпром»	Пожар на установке 2-этилгексановой кислоты корп. 374а в результате разлива продукта и последующего его самовозгорания	Коррозия трубопровода. Слабый контроль со стороны технологического персонала
17.01.1996 г., ОАО «Ангарская нефтяная компания»	Взрыв паров бензола с последующим пожаром в резервуаре, предназначенном для приема и выдачи бензола.	Воспламенение паровоздушной смеси бензола в надпонтонной части в результате трения понтона о направляющие стойки; несоблюдение графика ППР на ремонт резервуара.

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
30.10.1996 г. АО «Уфанефтехим», установка АТ-2	В результате переполнения емкости, объемом 3м ³ дизельным топливом, произошло его загорание при попадании на горячую линию мазута	Переполнение емкости
04.07.1997 г. Туймазинский газоперерабатывающий завод	3 июля 1997 г. был обнаружен пропуск нестабильного бензина в трубопроводе перетока из колонны К-7 в испаритель И-4. Руководством завода было решено заменить поврежденный участок трубопровода. 4 июля 1997 г. при проведении газоопасных работ травмированы работники. В момент попытки отрыва прихваченного конца трубы возникла искра. В результате воспламенения газозооушной смеси все члены бригады получили термические ожоги различной степени.	Неудовлетворительная организация проведения газоопасных работ, низкая производственная дисциплина.
19.04.1999 г. АО «Уфанефтехим»	На установке ЭЛОУ-АВТ-3 в результате разгерметизации торцевого уплотнения центробежного насоса произошли выброс продукта (нестабильный бензин), хлопок и последующее его загорание.	Разгерметизация торцевого уплотнения насоса.
18.01.2002 г., Свердловская обл. трасса Екатеринбург – Челябинск	На 69-м километре автодороги Екатеринбург – Челябинск произошел выброс формалина. В результате аварии на дорогу вылилось 3 тонны формалина. На 5 часов было перекрыто движение. За это время место разлива формалина обрабатывалось водой. Пострадавших нет.	Водитель КАМАЗа с цистерной, в которой находился формалин, не справился с управлением, и машина опрокинулась.
17.02.2000 г. ОАО «Ангарская НХК»	На установке ЭЛОУ-АВТ-3 при ведении технологического процесса произошла разгерметизация насоса, перекачивающего бензин, приведшая к истечению продукта и его загоранию в помещении насосной.	Разгерметизация насоса.
16.05.2002 г. ОАО «Славнефть- Ярославнефтеоргсинтез»	Из-за разгерметизации дизельного трубопровода (каталитическое производство, эстакада трубопроводов) воспламенился продукт. Слесарь получил ожоги тела и дыхательных путей.	Разгерметизация трубопровода.
14.08.2002 г. ОАО «Башнефтехим»	При обходе установки АВТМ-2 (первичная переработка нефти) исполняющий обязанности оператора увидел задымление торцевого уплотнения насоса. При закрытии задвижки произошло самовозгорание смеси паров дизельного топлива и бензина, человек получил ожоги.	Отказ торцевого уплотнения насоса.
07.06.2004 г. НГДУ «Заинскнефть» ОАО «Татнефть»	При производстве огневых работ взорвалась емкость дозаторной установки БР-2.5, в которой находился остаток деэмульгатора марки «Реалон»	Неудовлетворительная подготовка к огневым работам
09.09.2006 г. Цех первичной переработки нефти ОАО «ЛУКОЙЛ- Ухтанефтепереработка»	В насосные цеха первичной переработки нефти ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» (Печерское межрегиональное управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора) возник пожар	Разгерметизация уплотнения насоса

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
15.01.2007 г. Установка компрессии завода минудобрений ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»	На установке компрессии завода минудобрений ОАО «Салаватнефтеоргсинтез» (Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора Республики Башкортостан) при работе оборудования в штатном режиме произошло попадание масла на паровой трубопровод с последующим возгоранием нефтепродукта	Разгерметизация стыкового соединения трубопровода маслосистемы компрессора синтеза
06.02.2007 г. ООО «Оренбурггазпром»	На газоперерабатывающем заводе ООО «Оренбурггазпром» (Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Оренбургской области) при подготовке резервуара к ремонтным работам произошло возгорание тяжелых остаточных углеводородов и парофиносмолистых отложений	Не соблюдение правил пожарной безопасности при проведении огневых работ
04.03.2007 г. ООО «Ставролен»	В ООО «Ставролен» (Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Ставропольскому краю) в цехе производства этилена произошел выброс масла с возгоранием.	Разгерметизация торцевого уплотнения насоса на узле масляной промывки пирогаза
21.02.2007 г. ОАО «Самаранефтегаз»	В ОАО «Самаранефтегаз» (Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Самарской области) в резервуаре РВС №3 (V=5000 м³) произошел хлопок с последующим возгоранием товарной нефти	Ошибки персонала при эксплуатации аппарата.
19.02.2007 г. ООО «Стерлитамакский нефтехимзавод»	В ООО «Стерлитамакский нефтехимзавод» (Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора Республики Башкортостан) в насосной цеха Н-2-3-7 произошло воспламенение разлитого нефтепродукта	Разгерметизация торцевого уплотнения центробежного насоса
30.06.2008 г. г. Губаха, Пермский край, ОАО «Метафракс» (в настоящее время ПАО «Метафракс»)	Взрыв внутри емкости товарного формалина, выведенной в ремонт (поз. Т-7 объем – 500 м³). Взрыв привел к частичному разрушению емкости и групповому несчастному случаю со смертельным исходом.	Причиной аварийной ситуации явились неудовлетворительная подготовка оборудования к проведению ремонта с использованием огневых работ, а также недостаточный контроль за проведением этих работ.
08.09.2008 г. ТММ ОАО «ЦБК «Кама»	В цехе ТММ ОАО «ЦБК «Кама» (Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Пермскому краю) при проведении сварочных работ произошло возгорание маслостанции и промасленного опила	Нарушение правил ТБ при проведении огневых работ
08.09.2008 г. ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка»	В ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» (Печорское межрегиональное управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора) при проведении работ по чистке заглубленной дренажной емкости объемом 8 м³ во время плановой остановки установки гидродепарафинизации дизельного топлива (ГДС-850) произошло возгорание нефтепродукта.	Нарушение правил ТБ при проведении работ повышенной опасности
09.03.2010 г. ЗАО «Сибур-Химпром»	На установке алкилирования и ректификации этилбензола при проведении работ по размывке катализаторной массы	Нарушение правил безопасности при проведении работ повышенной опасности.

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
	произошел пролив массы на открытую площадку и загазованность территории парами хлористого водорода. Вследствие нарушения правил одновременно проводимых огневых работ произошло возгорание пролива.	Нарушение правил безопасности при проведении огневых работ.
25.05.11 г. ООО «СибПром»	При наливке мазута в автоцистерну произошел взрыв с выбросом мазута из автоцистерны с последующим пожаром. Повреждено устройство налива АСН-100. Пострадали 2 человека, один из них получил смертельную травму	Нарушение правил проведения работ и правил пожарной безопасности
15.12.2012 г. ООО Лукойл – Пермнефтеоргсинтез	В результате разгерметизации торцевого уплотнения насоса произошла авария в ООО «Лукойл – Пермнефтеоргсинтез». В ходе расследования причин аварии было установлено, что разрушение переднего подшипника электродвигателя насоса произошло из-за отсутствия входного контроля за геометрическими размерами подшипников при проведении ремонта. Данное обстоятельство привело к разогреву вала электродвигателя и разгерметизации торцевого уплотнения с залповым выбросом горячего нефтепродукта, при попадании которого на детали электродвигателя произошло его возгорание с последующим пожаром.	Разрушение переднего подшипника электродвигателя насоса произошло из-за отсутствия входного контроля за геометрическими размерами подшипников при проведении ремонта
06.03.2014 г. ОАО «Омский каучук» Цех производства фенола и ацетона	В цехе производства фенола и ацетона при производстве ремонтно-восстановительных работ по укреплению несущих конструкций этажерки произошел пожар в районе колонны на нулевой отметке с последующим взрывом. Последствия аварии: (в т.ч. наличие пострадавших, ущерб) 1. Разрушены и деформированы колонны. 2. Травмировано 11 человек 3. Остановлен цех по производству фенола и ацетона. 4. Экономический ущерб составил 206000 тыс. руб.	1 Технические причины аварии: 1.1. Разгерметизация трубопровода питания колонны в результате внешнего механического воздействия (вероятно – падения на него монтируемого элемента металлоконструкции этажерки) с последующим возгоранием истекающего под давлением продукта (изопропилбензола) и развитием пожара у основания колонны. Причиной возгорания, истекающего под давлением продукта (изопропилбензола), и развитием пожара у основания колонны явилась искра, попавшая в зону разгерметизации в результате проведения на вышенаходящейся площадке этажерки огневых работ. Причиной взрыва колонны явился ее нагрев и рост температуры реакционной массы окисления, находившейся в колонне, до температуры начала экзотермического разложения продуктов в результате пожара у основания колонны. 2. Организационные причины: 2.1. Неудовлетворительная организация ремонтных работ: 2.1.1. Необеспечение постоянного контроля со стороны технологического персонала предприятия за действиями и работой ремонтного персонала сторонних организаций. 2.1.2. Огневые работы производились работниками подрядных организаций по нарядам-допускам без соответствующего указания к выполнению огневых работ от лиц, ответственных за проведение данных работ. 2.1.3. Нахождение вагон-бытовок подрядных организаций на расстоянии менее 15 метров от действующего технологического оборудования.

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
		<p>2.1.4. Производство ремонтно-строительных работ персоналом подрядной организации без согласования с руководителем подразделения (начальником цеха) мест хранения и количества применяемых нитрокраски и растворителей, а также мест размещения передвижных сварочных агрегатов и других временных сооружений.</p> <p>3. Прочие причины:</p> <p>3.1. Отсутствие необходимых приборов и систем контроля и противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ), необходимых для безопасного ведения технологического процесса. Отсутствие должного контроля и надзора за техническим состоянием основных производственных фондов (зданий, сооружений, оборудования).</p>
<p>12.02.2014 г. ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» ОАО «НК «Роснефть» Участок №3 цеха №11</p>	<p>Въезд вагонов-цистерн на территорию предприятия с разрушением въездных ворот и столкновением с эстакадой цеха № 11, приведшие к разгерметизации вагонов-цистерн и технологических трубопроводов с последующим возгоранием истекающих горючих веществ.</p> <p>Последствия аварии:</p> <p>1. Остановка производства.</p> <p>2. Повреждено технологическое оборудование.</p> <p>3. Экономический ущерб составил 957 млн. руб.</p>	<p>1 Технические причины аварии:</p> <p>1.1. Постановка составителем поездов станции Стенькино II Московско-Рязанского региона Московской железной дороги на ж/д пути группы из 14 физических 4-осных вагонов-цистерн (56 осей).</p> <p>1.2. Закрепление составителем поездов станции Стенькино II Московско-Рязанского региона Московской железной дороги группы из 14 груженых и порожних вагонов-цистерн (56 осей) на ж/д пути одним тормозным башмаком со стороны станции Стенькино II и одним тормозным башмаком со стороны стрелочного перевода.</p> <p>2. Организационные причины:</p> <p>2.1. Приемо-отправочный ж/д путь использовался работниками станции Стенькино II Московско-Рязанского региона Московской железной дороги как путь отстоя.</p> <p>2.2. Составитель поездов по маневровой радиосвязи не передал дежурному стрелочного поста информацию о количестве и номерах башмаков, уложенных (изъятых) под (из-под) вагоны(ов), находящиеся на ж/д пути.</p> <p>2.3. Работники станции Стенькино II Московско-Рязанского региона Московской железной дороги осуществили стоянку 14 физических 4-осных вагонов-цистерн (56 осей) на приемо-отправочном ж/д пути с уклоном свыше 2,50/00 более 24 часов.</p>
<p>06.03.2014 г. ОАО «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод» ОАО «НК «Роснефть» Установка первичной переработки нефти ЭЛОУ-АВТ-3,5</p>	<p>Пожар в горячей насосной установки первичной переработки нефти ЭЛОУ-АВТ 3,5.</p> <p>Площадь возгорания составила около 100 м².</p> <p>Производственный процесс предприятия не останавливался.</p> <p>Последствия аварии:</p> <p>1. Повреждены строительные конструкции этажерки постаменты горячей насосной, емкостное оборудование, оборудование насосной, технологические трубопроводы, приборы КИПиА, электросиловые кабели и др.</p>	<p>1. Технические причины аварии:</p> <p>1.1. Разгерметизация продуктопровода из-за повышенной скорости коррозионно-эрозионного повреждения металла со стороны внутренней поверхности труб под влиянием нафтенных кислот и взвешенных частиц, содержащихся в транспортируемом продукте, приведшей к сквозному коррозионному разрушению трубопровода.</p> <p>2. Организационные причины аварии</p> <p>2.1. Неверное определение остаточного срока эксплуатации (до прогнозируемого наступления предельного состояния) выполненное экспертной организацией.</p>

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
	<p>2. Ущерб от аварии составил 39 млн. рублей.</p> <p>3. Пострадавших нет.</p>	<p>2.2. Некачественный контроль за степенью коррозионного износа трубопроводов с использованием неразрушающих методов работниками предприятия.</p>
<p>09.03.2014 г. ООО «Сибирский барель» Установка по переработке углеводородного сырья</p>	<p>На технологическом трубопроводе подачи нефти к теплообменнику-конденсатору произошло истечение нефти с ее испарением, вспышкой и возгоранием паровоздушной смеси (ПВС) – углеводородов.</p> <p>Последствия аварии:</p> <p>1. Повреждено технологическое оборудование.</p> <p>2. Экономический ущерб составил 240 тыс. руб.</p>	<p>1 Технические причины аварии:</p> <p>1.1. Разгерметизация технологического оборудования, входящего в состав теплообменного блока установки переработки углеводородного сырья вследствие нарушений технологического режима ведения технологического процесса переработки сырья, выразившегося в превышении регламентированных значений температуры и давления нефти в технологическом трубопроводе, измерительном узле блока контроля технологических параметров в теплообменнике-конденсаторе.</p> <p>1.2. Отсутствие на участке теплообменного блока средств автоматического регулирования и противоаварийной защиты за параметрами, определяющих взрывоопасность процесса, с регистрацией показаний и предаварийной (а при необходимости – предупредительной) сигнализацией их значений.</p> <p>1.3. Не соответствие технической документации завода-изготовителя на измерительный узел блока контроля параметров, расположенный на технологическом трубопроводе подачи нефти в теплообменник-конденсатор, фактическому состоянию по условиям и требованиям промышленной безопасности.</p> <p>1.4. Отсутствие регистрирующих средств (с автоматической записью и документированием) автоматического газового анализа с сигнализацией для контроля загазованности по предельно допустимой концентрации и нижнему концентрационному пределу взрываемости в рабочей зоне бока теплообменного оборудования установки.</p> <p>2. Организационные причины:</p> <p>2.1. Неудовлетворительная организация по ведению технологического процесса на установки по переработки углеводородного сырья.</p>
<p>29.03.2014 г. ЗАО «Коцит» Площадка склада по хранению и перевалке нефтепродуктов</p>	<p>Краткое описание аварии:</p> <p>Во время слива нефраса из ж/д цистерны в автоцистерну, производимого открытым способом, вне специально устроенных сливо-наливных пунктов, произошла вспышка горючих паров нефраса с выбросом продукта из товарного люка.</p> <p>Последствия аварии:</p> <p>1. Оператор склада нефтепродуктов получил термические ожоги.</p> <p>2. Сгорела автоцистерна.</p> <p>3. Экономический ущерб составил 29 тыс. руб.</p>	<p>1 Технические причины аварии:</p> <p>1.1. Возникновение опасных искровых разрядов вследствие накопления на теле оператора склада нефтепродуктов зарядов статического электричества, путем использования антиэлектростатических СИЗ.</p> <p>1.2. Место налива в автоцистерну не оборудовано устройствами автоматического контроля заземления с искробезопасным контактным устройством.</p> <p>1.3. Не оснащение автоцистерны дыхательными и предохранительными устройствами.</p> <p>2. Организационные причины аварии</p> <p>2.1. Производство газоопасных работ по сливу-наливу нефраса произведена в отсутствие лица, ответственного за безопасное ее проведение, без инструктажа исполнителям работ.</p>

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
		<p>2.2. Не в полном объеме отражены в технологической документации предприятия порядок выполнения технологических операций слива-налива; параметры процесса, определяющие взрывоопасность этих операций (давление, скорости перемещения и др.), меры безопасной работы</p> <p>3. Прочие причины</p> <p>3.1. Неудовлетворительная организация эксплуатации дополнительного парка резервуаров, расположенного с южной стороны территории площадки склада нефтепродуктов</p> <p>3.2. Неприменение работником сертифицированных средств индивидуальной защиты вследствие необеспеченности ими работодателем.</p> <p>3.3. На складе нефтепродуктов отсутствует подготовленный электротехнический персонал для эксплуатации электроустановок.</p>
<p>14.04.2014 г. ОАО «Саратовский НПЗ» ОАО «НК «Роснефть» Установка ЭЛОУ-АВТ-6, горячая насосная</p>	<p>Разгерметизация глухого фланцевого соединения отвода технологического трубопровода нагнетания насоса для перекачки мазута с его самовоспламенением и последующим пожаром.</p> <p>Последствия аварии:</p> <p>1. Повреждено технологическое оборудование.</p> <p>2. Пострадавших нет.</p> <p>3. Экономический ущерб составил 216611 руб.</p>	<p>1 Технические причины аварии:</p> <p>1.1. Разгерметизация глухого фланцевого соединения отвода технологического трубопровода вследствие деформации его прокладочного материала и потери прочностных свойств при обтягивании фланцевого соединения в период ремонтов и пусков установки.</p> <p>2. Организационные причины:</p> <p>2.1. Не обеспечен контроль качества выполнения работ по установке прокладочного материала и сборке фланцевых соединений технологических трубопроводов.</p> <p>2.2. Техническими решениями по изменению обвязки насосов не предусмотрен демонтаж отводов на технологических линиях нагнетания насосов.</p>
<p>25.08.2014 г. ООО «Волжские инфраструктурные системы» Площадка нефтебазы</p>	<p>Во время слива метил-трет-бутилового эфира (МТБЭ) из автоцистерны в резервуар горизонтальный произошел срыв сливного рукава с разливом продукта и последующим его воспламенением</p> <p>Последствия аварии:</p> <p>1. Повреждены автоцистерна, передвижной насосный агрегат, резиновый рукав.</p> <p>2. Два человека получили термические ожоги, от которых один скончался.</p> <p>3. Экономический ущерб составил 11 тыс. руб.</p>	<p>1 Технические причины аварии:</p> <p>1.1. Срыв шланга с патрубка резервуара в результате наличия не снятой заглушки, установленной на запорной арматуре, смонтированной на патрубке горизонтального резервуара, что привело к разливу продукта и его дальнейшему возгоранию от возникшего статического электричества.</p> <p>1.2. Применение насосного агрегата, не предусмотренного проектом.</p> <p>2. Организационные причины аварии</p> <p>2.1. Отсутствие контроля за использованием в работе технических устройств, не предусмотренных проектом.</p> <p>2.2. Отсутствие разработанной документации по организации выполнения технологических операций по сливу МТБЭ.</p> <p>3. Прочие причины</p> <p>Неприменение работником спецодежды для выполнения работ по сливу опасных веществ.</p>
<p>12.01.2015 г. ООО «Первый мурманский терминал»</p>	<p>При закачке нефтепродукта в резервуар верхней площадки нефтебазы произошло разрушение технологического</p>	<p>Технические причины аварии</p> <p>Механическое разрушение сварного шва технологического трубопровода вследствие нарушения технологии сварки и некачественном проваре</p>

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
Межплощадочный трубопровод от насосной светлых нефтепродуктов до верхней резервуарной площадки нефтебазы комплекса по хранению и перевалке нефти и нефтепродуктов	трубопровода диаметром Ду 350 мм с разливом нефтепродукта. Последствия аварии: 1. Разрушен трубопровод. 2. Утечка 14,7 тонн нефтепродукта. 3. Экономический ущерб составил 1277, тыс. руб.	сварного шва при монтаже трубопровода, что при длительной эксплуатации (37 лет) трубопровода и воздействия знакопеременных нагрузок, возникающих при колебаниях температуры наружного воздуха, привело к его разрушению.
26.01.2015 г. в 12:57 Возгорание ликвидировано в 15:12 ООО «РН-Няганьнефтегаз» ОАО НК «РОСНЕФТЬ» ДНС-1 УНПА Север-Талинка ОАО «РН – Няганьнефтегаз»	При откачке дренажной емкости ДЕ-1 в сепарационную установку после слива нефтесодержащей жидкости произошло воспламенение газовой среды в дренажном колодце с последующим возгоранием насосного блока Последствия аварии: (в т.ч. наличие пострадавших, ущерб) Экономический ущерб от аварии составил 664,4 тыс. руб.	Технические причины аварии: 1. Попадание постороннего предмета в рабочее колесо полупогружного насоса, повлекшее образование искры в момент работы насоса без жидкости. 2. Отсутствие фильтра в насосном агрегате, предусмотренного конструкторской документацией завода-изготовителя. Организационные причины аварии: 1. Эксплуатация технических устройств с отступлением от требований инструкции по безопасной эксплуатации и обслуживанию, составленной заводом-изготовителем.
26.01.2015 г. ООО «Завод РТИ-КАУЧУК» Участок мембранного полотна, шлангов герметизации, клеев и прорезиновых тканей площадки производства РТИ	Во время прорезинивания ткани на шпрединг-машине в помещении шпредингования участка мембранного полотна, шлангов герметизации, клеев и прорезиновых тканей произошел взрыв (хлопок) паров бензина с последующим возгоранием паровоздушной смеси. Последствия аварии: 1. Разрушено витражное остекление помещения шпрединг-машин, повреждены вентиляционные воздуховоды. 2. Термические ожоги различной степени тяжести получили четыре человека из числа производственного персонала. 3. Экономический ущерб составил 1250 тыс. руб.	1 Технические причины аварии: 1.1. разряд статического электричества, обусловленный повышенной концентрацией паров бензина в помещении и использование персоналом одежды и обуви, накапливающей заряды статического электричества; 1.2. несрабатывание датчиков сигнализаторов дозврывных концентраций вследствие их настройки не на пары углеводородов (бензин), а на этилацетатно-воздушную смесь; 1.3. использование открытых емкостей при приготовлении клеев, приведшее к загазованности помещения. 2. Организационные причины: 2.1. несоблюдение работниками требований технологического регламента и производственных инструкций; 2.2. допуск к руководству работами специалиста, не аттестованного в области промышленной безопасности; 2.3. неосуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности со стороны лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию производства.
15.03.2015 г. ПАО «Нижнекамскнефтехим» Производство дивинила, бутилен-изобутиленовой фракции (БИФ)	В результате разгерметизации участка змеевика технологической печи узла десорбции и депропанзации произошло возгорание истекаемого продукта (абсорбента) в камере печи. Последствия аварии: 1. Повреждены трубопроводы змеевиков печи, имеются локальные повреждения изоляции кабеля линии освещения. 2. Экономический ущерб от аварии составил 68682,60.	1. Технические причины аварии: 1.1. Образование локальной зоны прогара трубы в зоне влияния наиболее высокой температуры вследствие утонения толщины стенки трубы ниже отбраковочной величины. 2. Организационные причины аварии: 2.1. Неудовлетворительный контроль за проведением ремонтных работ по замене змеевика печи.

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
	3. Пострадавших нет.	2.2. Неудовлетворительный контроль и анализ технического состояния труб змеевиков печи в ходе проведения экспертизы промышленной безопасности.
21.03.2015 г. ООО «РН-Комсомольский НПЗ» ОАО «НК «Роснефть» установка гидроочистки дистиллятов	В результате разрушения технологического трубопровода произошел выброс топливно-воздушной смеси продукта с ее воспламенением и развитием пожара. Последствия аварии: 1. Деформированы площадки обслуживания с опорными балками, этажерки, технологические трубопроводы с запорно-регулирующей арматурой, средства КИПиА, электрокабельная продукция, попавшие в зону воздействия огня. 2. Экономический ущерб от аварии составил 248,975 тыс. руб. 3. Пострадавших нет.	1. Технические причины аварии: разрушение трубопровода вследствие размораживания тупикового участка технологического трубопровода на линии выхода из первой ступени реактора гидроочистки к теплообменникам, при исключении из технологической схемы реакторов второй ступени. 2. Организационные причины аварии: отсутствие в технологическом регламенте на производство продукции установки предусмотренного варианта ее эксплуатации, исключающего застойные зоны на технологическом трубопроводе при исключении из технологической схемы реакторов гидроочистки второй ступени.
30.04.2015 г. ПАО «Нижнекамскнефтехим» Площадка производства изопрен мономеров	При проведении технологических операций по выводу из технологической схемы первого реакторного блока мелкодисперсного катализатора на линии транспортирования катализатора в результате частичного разбалчивания крепежа фланцевого соединения арматуры произошел выход горячего катализатора с температурой 5000С из регенератора с последующим его воздействием на проложенный рядом кабельный канал, приведший к короткому замыканию электрооборудования и задымлению вследствие перегрева и оплавления изоляции электрокабелей. Последствия аварии: 1. Повреждение электрических кабелей, имеются следы копоти на светильниках и трубной разводке сети освещения. 2. Экономический ущерб от аварии отсутствует. 3. Пострадавших нет.	1.Технические причины аварии: 1.1. Необеспечение герметичности арматуры на линии участка транспортирования катализатора. 1.2. Отсутствие в проекте технических решений по проверке трубопровода на наличие катализатора и его освобождения при проведении операций по подготовке к транспортированию порошкообразного катализатора. 2.Организационные причины аварии: 2.1. Неудовлетворительная организация работ по подготовке технологического оборудования к проведению технологических операций по перегрузке катализатора из бункеров хранения.
13.05.2015 г. ООО «Омский завод полипропилена» (ООО «Полиом») отделение переработки пропан-пропиленовой фракции	В результате разгерметизации фланцевого соединения отсечного клапана технологического трубопровода транспортирования пропиленовой фракции произошло возгорание истекающего под давлением продукта (пропилена). Последствия аварии: 1. Повреждена тепловая изоляция оборудования и трубопроводов, средства КИПиА, попавшие в зону воздействия огня. 2. Экономический ущерб от аварии составил 344,46 тыс. рублей.	1. Технические причины аварии: 1.1. необеспечение герметичности системы при установке заглушки на фланцевом соединении отсечного клапана, не соответствующей по исполнению проектному решению. 1.2. разряд статического электричества, обусловленный при истечении мгновенного перехода пропилен из одного фазового состояния в другое, в месте разгерметизации фланцевого соединения трубопровода. 2. Организационные причины аварии: 2.1. неудовлетворительная организация проведения работ по остановке и выводу из эксплуатации адсорбера с установкой заглушки на фланцевом соединении отсечного клапана технологического трубопровода, а также неудовлетворительный контроль качества выполненных работ;

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
	3. Пострадавших нет.	2.2. Неудовлетворительная организация производственного контроля за безопасной эксплуатацией оборудования и технических устройств при ведении технологического процесса и проведением опасных видов работ.
23.06.2015 г. ПАО «Саратовский НПЗ» ОАО «НК «Роснефть» установка гидроочистки дистиллятов	Возгорание паров прямогонного дизтоплива в верхней части вертикального стального резервуара. Последствия аварии: 1. Полностью разрушены кровля резервуара и все находящиеся на ней приборы и устройства, деформированы стенки резервуара. 2. Экономический ущерб от аварии отсутствует. 3. Пострадавших нет.	1. Технические причины аварии: 1.1. повышенный коррозионный износ кровли резервуара; 1.2. наличие пирофорных отложений на стенке резервуара; 1.3. неэффективность работы дыхательных клапанов резервуара; 2. Организационные причины аварии: 2.1. нарушение требований по текущему обслуживанию оборудования, установленного на резервуаре; 2.2. несвоевременное проведение работ по удалению и исключению образования пирофорных соединений на стенке резервуара; 3.3. эксплуатация резервуара, отработавшего нормативный срок службы
23.09.2015 г. ООО «РН-Комсомольский НПЗ» ОАО «НК «Роснефть» установка первичной переработки нефти (ЭЛОУ АВТ-3)	При отборе проб мазута с дренажного отвода работающего насоса произошел неконтролируемый выброс горячего мазута с воспламенением и развитием пожара. Последствия аварии: Вышли из строя средства КИПиА, электрокабельная продукция, а также шаровые краны системы охлаждения торцевого уплотнения насоса. Экономический ущерб от аварии составил 5333, 240 тыс.руб. 3. Пострадавших нет.	Технические причины аварии: Отсутствие проходимости мазута на штатном пробоотборнике. Отбор проб горячего нефтепродукта (мазут, температура 330°C) с дренажного отвода работающего насоса. Организационные причины аварии: Отсутствие в технологической инструкции ООО «РН-Комсомольский НПЗ» мероприятий по отбору проб мазута с технологических трубопроводов и аппаратов. Отсутствие надлежащего контроля со стороны руководителей и специалистов цеха № 1 за действиями персонала цеха.
28.09.2015 г. Филиал ПАО «АНК «Башнефть» «Башнефть-Уфимский НПЗ» ПАО «АНК «Башнефть» установка гидроочистки дизельного топлива газокаталитического производства	В результате разгерметизации тройника смешения гидрогенизата трубопровода «гидрогенизат из сепаратора в теплообменник» установки гидроочистки произошел взрыв газовоздушной смеси с последующими возгорание продукта. Последствия аварии: 1. Повреждены и деформированы приборы КИП и устройства электроснабжения, участки трубопроводов, металлические балки, оказавшиеся в зоне воздействия огня. 2. Экономический ущерб от аварии 32391 тыс.руб.	1. Технические причины аварии: разгерметизации тройника смешения гидрогенизата в результате локального утонения вследствие коррозионных процессов агрессивной среды. 2. Организационные причины аварии: 2.1. отсутствие контроля за степенью коррозионного износа трубопровода с учетом конкретных условий его эксплуатации; 2.2. несоответствие параметров температуры стенки элементов трубопровода, указанных в паспорте, с параметрами, установленными проектной документацией 2.3. неудовлетворительное осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности за техническим состоянием при эксплуатации, ремонте, испытании, ревизии технологического трубопровода на опасном производственном объекте.
05.11.2015 г. АО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания»	При дренировании воды из фильтра произошел выброс метановодородной фракции с образованием взрывоопасной	1. Технические причины аварии: нарушение герметичности технологической системы в условиях ведения технологического процесса, при выполнении работ по дренированию.

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
ОАО «НК «Роснефть» узел изомеризации нормального пентана и осушки метано-водородной фракции цеха № 1 «Изомеризация пентана»	смеси с воздухом, загазованностью наружной установки и возгоранием от работающей печи. Последствия аварии: 1. Повреждены несущие и ограждающие строительные металлоконструкции этажерки, попавшие в зону воздействия огня. 2. Пострадал смертельно от ожогов аппаратчик установки. 3. Экономический ущерб от аварии 364 тыс.руб.	2. Организационные причины аварии: 2.1. низкая технологическая дисциплина персонала и руководства; 2.2. неудовлетворительное осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте.
13.12.2015 г. ОАО «Казанский завод синтетического каучука» Производство синтетического натрия бутадиенового каучука (СКБ)	В помещении выгрузки полимеров из полимеризаторов корпус производства синтетического натрия бутадиенового каучука (СКБ) произошло самовозгорание термополимера. Последствия аварии: 1. Повреждены опорные конструкции, потолочные перекрытия, воздуховоды вентиляционные системы, электрооборудование, оборудование КИП и А, остекление, оказавшиеся в зоне воздействия огня. 2. Экономический ущерб от аварии 10 тыс.руб. 3. Пострадавших нет.	1. Технические причины аварии: самовоспламенение полимера в процессе окисления кислородом вследствие нарушения технологического процесса производства, предусмотренного технологическим регламентом производства синтетического натрия – бутадиенового каучука. 2. Организационные причины аварии: 2.1. неудовлетворительный контроль за проведением технологического процесса в соответствии с технологическим регламентом; 2.2. не соблюдения сроков хранения неразделанного полимера в зале полимеризации вне стационарной системы со стороны персонала и должностных лиц; 2.3. неэффективность производственного за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов.
13.01.2016 г. ООО «РН-Комсомольский НПЗ» ОАО «НК «Роснефть» товарно-сырьевой цех	На блоке подачи присадок в гидроочищенное дизельное топливо участка приготовления товарной продукции товарно-сырьевого цеха произошел пожар, который был ликвидирован в течение 25 минут. Общая площадь пожара составила 10 м². Поврежден технологический трубопровод, оказавшийся в зоне теплового воздействия	1. Технические причины аварии: 1.1. разгерметизация трубопровода вследствие его эксплуатации под давлением (проектное значение – гидростатическое) и наличия на нем засверленного отверстия, впоследствии закрытым не регламентируемым способом (без расчета прочности), через которое произошла утечка присадки, ее попадание на трубопровод «пароспутник» с самовоспламенением. 1.2. применение непроектной линии слива присадки из танка контейнера без промежуточного резервуара для перемешивания. 2. Организационные причины аварии: 2.1. использование непроектной линии слива без согласования с проектной организацией. 2.2. отсутствие надлежащего производственного контроля за соблюдением требований технологического регламента при сливе присадок. 2.3. отсутствие надлежащего технического надзора за безопасной эксплуатацией эксплуатируемого трубопровода.
16.01.2016 г. АО «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод»	Разгерметизация корпуса насоса с истечением гудрона и последующим его самовозгоранием.	1. Технические причины аварии: образование сквозного отверстия корпуса насоса в результате механического повреждения. Под воздействием коррозионно-эрозионных

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
ОАО «НК «Роснефть» Установка атмосферной вакуумной перегонки нефти, малая вакуумная насосная	Последствия аварии: 1. Повреждение технических устройств, зданий и сооружений, разрушение объектов инфраструктуры, находящихся в помещении малой вакуумной насосной. 2. Экономический ущерб от аварии 4 млн. 401 тыс. руб. 3. Пострадавших нет.	процессов образовались трещины по окружности ступицы рабочего колеса с последующим его сдвигом на вал, что привело к локальному разогреву металла до температуры плавления стали, сварке уплотнительных колец между собой, их разрушение. Выванный металл уплотнительных колец продавил корпус насоса в месте заклинивания с образованием сквозного отверстия. 2. Организационные причины аварии: 2.1. неудовлетворительное качество проведения технического диагностирования насоса: отсутствие ультразвуковой толщинометрии корпуса насоса в зоне видимого интенсивного кавитационно-эрозионного износа; 2.2. отсутствие гидроиспытания корпуса насоса при достижении толщины стенки близкой к предельно-допустимой; 2.3. отсутствие эффективной организации производственного контроля.
25.02.2016 г. АО «Новокуйбышевский НПЗ» ОАО «НК «Роснефть» Эстакада трубопроводов установки компримирования и очистки газов	В результате разгерметизации трубопровода линии сброса газа низкого давления на факел с установки компримирования и очистки газов произошло возгорание факельного газа (углеводородная смесь (C3-C5+H2S)). Последствия аварии: 1. Повреждены и разрушены участки технологических трубопроводов. 2. Экономический ущерб от аварии 1 636 030 рублей. 3. Пострадавших нет.	1. Технические причины аварии: 1.1. Повышенная скорость коррозионного износа металла со стороны внутренней поверхности участка трубопровода, вызванная содержанием сероводорода (до 6,1%), в транспортируемой среде. 1.2. Образование в полости трубопровода застойной зоны с частичной конденсацией паров углеводородных газов и воды вследствие наличия подкладного кольца в сварном соединении трубопровода и низкого рабочего давления 0,05 МПа. 2. Организационные причины аварии: 2.1. Неверное определение остаточного срока эксплуатации технологического трубопровода (до прогнозируемого наступления предельного состояния), выполненное экспертной организацией. 2.2. Некачественный контроль за степенью коррозионного износа трубопроводов с использованием неразрушающих методов должностными лицами предприятия.
28.04.2016 г. ОАО «Синтез-Каучук» Площадка производства изопренового каучука	На наружной установке отделения очистки изопрена от микропримесей при проведении газоопасных работ (снятие заглушки из фланцевого соединения арматуры Ду 100 мм) на трубопроводе слива изопрена из дефлегматора в емкость произошла утечка продукта с последующим ее воспламенением Последствия аварии: 1. Повреждения не выявлены. 2. Пострадали 3 человека из числа производственного персонала. 3. Экономический ущерб от аварии отсутствует.	1. Технические причины аварии: 1.1. Утечка изопрена на площадку обслуживания произошла вследствие неподготовленности трубопровода к проведению газоопасных работ: участок трубопровода не был полностью освобожден от среды, не продут азотом, давление не было стравлено через дренажную задвижку на линии слива из дефлегматора. Возгорание произошло от искрообразования в результате падения заглушки фланцевого соединения на площадку обслуживания. 2. Организационные причины аварии: 2.1. Нарушение порядка организации и проведения газоопасных работ. 2.2. Неэффективность производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при проведении газоопасных работ.

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
10.05.2016 г. ООО «РН-Комсомольский НПЗ» ОАО «НК «Роснефть» блок осушки водородсодержащего газа установки каталитического риформинга	<p>На блоке осушки водородсодержащего газа при проведении пневматического испытания технологического оборудования и трубопроводов на прочность и плотность произошел взрыв топливовоздушной смеси во внутреннем объеме испытываемого технологического контура.</p> <p>Последствия аварии: (в т.ч. наличие пострадавших, ущерб) 1. Повреждены трубопроводы, кабельные трассы КИПиА, металлоконструкции и опорные колонны эстакад технологических трубопроводов, оконные проемы помещения компрессорного зала 2. Пострадал смертельно рабочий. 3. Экономический ущерб составил 84 млн 755 тыс. 428 руб.</p>	<p>1. Технические причины аварии: разрушение технологического трубопровода в результате взрыва топливовоздушной смеси в технологическом контуре вследствие применения технического воздуха при проведении пневматического испытания технологического оборудования, содержащего взрывопожароопасные вещества в технологической системе; образования взрывоопасной смеси горючих газов и паров ЛВЖ с воздухом с последующим ее воспламенением от пиррофорных соединений железа, находящихся в оборудовании.</p> <p>2. Организационные причины аварии: 2.1. неудовлетворительная организация работ по проведению испытания технологического контура, выразившаяся в замене гидравлического (проектного) способа испытания колонн и трубопроводов их обвязки на пневматические испытания с использованием сжатого воздуха; 2.2. неудовлетворительная организация подготовки и безопасного проведения пневматического испытания, выразившаяся в отсутствии ограждения охранной зоны и нахождении людей в охранной зоне пневматических испытаний; 2.3. неудовлетворительное осуществление службой технического надзора контроля за организацией и проведением испытания оборудования и трубопроводов.</p>
20.05.2016 г. ПАО «Нижнекамскнефтехим» Площадка производства синтетического каучука и нефтеполимерных смол	<p>В цехе очистки изопентан-изопреновой фракции, бутадиена, стирола, приготовления шихты и катализатора завода СК при вводе емкости в работу после проведения работ, связанных с ее реконструкцией (врезка в верхней и нижней части дополнительных штуцеров и монтажа к ним участков трубопровода), из спускника вновь смонтированного участка трубопровода произошла утечка изопентан-изопреновой фракции с последующим ее воспламенением</p> <p>Последствия аварии: 1. Повреждены эстакада, бетонные конструкции опор, оборудование, приборы КИПиА, кабели, тепловая изоляция оборудования, попавшие в зону термического воздействия. 2. Смертельно пострадали 2 человека из числа производственного персонала. 3. Экономический ущерб от аварии отсутствует.</p>	<p>1. Технические причины аварии: 1.1. Необеспечение герметичности арматуры на смонтированном участке трубопровода в нижней части емкости. 1.2. Наличие источников зажигания внутри каре емкостного парка (не произведено отключение сварочного поста), приведшего к возгоранию горючей среды.</p> <p>2. Организационные причины аварии: 2.1. Неудовлетворительная организация приемки выполненных работ после монтажа оборудования. 2.2. Нарушение порядка безопасного ввода в эксплуатацию емкости после монтажа. 2.3. Неэффективность производственного контроля.</p>
25.05.2016 г. ЗАО «Краснодарский нефтеперерабатывающий завод – Краснодарэконнефть» Битумная установка	<p>При пропарке раздаточника битумной установки произошло его частичное разрушение с образованием трещины по верхнему стыку стенки и частичный отрыв крыши резервуара с растеканием остатков гудрона по поверхности раздаточника.</p>	<p>1. Технические причины аварии: Разрушение сварного соединения крыши с верхней обечайкой стенки резервуара под действием создавшегося внутреннего давления при подаче перегретого (острого) пара в раздаточник вследствие перекрытия внутреннего сечения дыхательного патрубка.</p>

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
	<p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждение раздаточника 2. Экономический ущерб от аварии отсутствует 3. Пострадавших нет. 	<p>2. Организационные причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Неудовлетворительная организация и проведение работ по консервации раздаточника битумной установки; 2.2. Неудовлетворительная подготовка и организация работ при пропарке раздаточника; 2.3. Отсутствие контроля за исправностью средств противоаварийной защиты раздаточника.
<p>29.06.2016 г. ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», ТПП «Лангепаснефтегаз» ПАО «ЛУКОЙЛ» Установка низкотемпературной абсорбции цеха переработки газа газоперерабатывающего завода – Управление по переработке попутного нефтяного газа</p>	<p>При разрушении трубопровода подачи попутного нефтяного газа от теплообменников в сепаратор произошел выброс сырого газа, с последующим взрывом и пожаром.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждено оборудование и сооружения наружной установки, насосная, машинный зал. 2. Экономический ущерб от аварии 228 тыс. руб. 3. Пострадавших нет. 	<p>1. Технические причины аварии: эрозионное воздействие скоростного потока газа, содержащего твердые продукты коррозии, и коррозионное воздействия влаги, содержащейся в попутном нефтяном газе, на металл трубопровода.</p> <p>2. Организационные причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 2.1. недостаточный контроль мест обследования трубопровода при проведении экспертизы промышленной безопасности (участков, работающих в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие эрозии, коррозии и изменения скорости и направления потоков); 2.2. неэффективность производственного контроля за безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов и контрольных участков, работающих в особо сложных условиях.
<p>16.07.2016 г. филиал ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Уфанефтехим» ПАО АНК «Башнефть» установка Гидрокрекинг газокаталитического производства</p>	<p>На установке Гидрокрекинга, находившейся на нормальном технологическом режиме, был обнаружен пропуск на входном коллекторе потока «А» аппарата воздушного охлаждения. При проведении операций по остановке потока «А» произошло два взрыва с разницей в пять минут.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждены оборудование, конструкции зданий, сооружений. 2. Пострадали 8 человек, из них 6 работников получили смертельные травмы. 3. Экономический ущерб 14,5 млрд рублей. 	<p>1. Технические причины аварии: разгерметизация теплообменных трубок входного коллектора секции аппарата воздушного охлаждения вследствие коррозионно-эрозионного износа, повлекшая за собой потерю устойчивости конструкции аппарата и разрушение коллектора, с выбросом парогазовой фазы продуктов реакции в смеси с водородсодержащим газом, ее воспламенением и последующим взрывом.</p> <p>2. Организационные причины:</p> <ol style="list-style-type: none"> 2.1 ООО ИЭЦ «Трубопроводсервис» при проведении экспертизы промышленной безопасности аппарата воздушного охлаждения с определением фактического состояния технического устройства и ресурса его дальнейшей эксплуатации не выполнил в полном объеме работы по неразрушающему контролю и не выявил дефектные участки коллекторов, что явилось основанием недостоверных и ложных сведений для выдачи положительного заключения экспертизы о возможности эксплуатации оборудования в течение 4 лет. 2.2. ООО «Сервисремонт» в отсутствие технического задания, проектной и ремонтной документации проведен ремонт коллектора, что впоследствии явилось причиной разрушения коллектора в зоне проведенного ремонта.

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
		2.3. Отсутствие надлежащего производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности со стороны должностных лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию и техническое состояние оборудования и трубопроводов установки.
15.09.2016 г. АО «Газпромнефть-Омский НПЗ» ПАО «Газпром» Установка замедленного коксования	При проведении работ по замене термопары, установленной на технологическом трубопроводе перекачки бензина коксования, произошел отрыв резьбового соединения термокармана из «бобышки» технологического трубопровода, вследствие чего произошла разгерметизация технологической линии с выбросом продукта и пожаром Повреждены силовые кабели, кабели КИПиА, кабельные эстакады, площадка обслуживания теплообменников, лакокрасочное покрытие технологических трубопроводов Экономический ущерб от аварии составил 16770000 руб. Пострадавших нет	1. Технические причины аварии: внешнее механическое воздействие на соединение между бобышкой технологического трубопровода при выкручивании термопары из термокармана (защитная гильза). 2. Организационные причины аварии: 2.1 нарушение порядка проведения ремонтных работ вследствие неквалифицированных действий персонала; 2.2. отсутствие надлежащего производственного контроля за соблюдением требований безопасности при проведении ремонтных работ
18.09.2016 г. ОАО «ТАИФ-НК» Блок газораспределения и стабилизации бензина установки каталитического крекинга	При ведении технологического процесса произошло разрушение участка трубопровода тяжелого газойля циркуляционного орошения с самовоспламенением продукта Последствия аварии: 1. Повреждены и деформированы обслуживающие площадки колонн, кабельные эстакады, коробка КИП, светильники, оградительные щиты из профнастила, антикоррозионное покрытие металлических конструкций, тепловая изоляция оборудования, попавшие в зону термического воздействия. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб от аварии 123 млн 416 тыс. рублей.	1.Технические причины аварии: разрушение участка трубопровода в результате его коррозионного и эрозионного износа под воздействием сернистых соединений и механических примесей, содержащихся в перекачиваемой среде выше установленной нормы. 2.Организационные причины аварии: 2.1. отсутствие в полном объеме контроля за техническим состоянием трубопровода циркуляционного орошения в целях своевременного выявления дефектного участка и его последующего ремонта 2.2. недостоверность результатов замеров толщины стенки трубопровода лабораторией неразрушающего контроля. 2.3. фактическая скорость коррозии трубопровода превышает допустимую, установленную в проектной документации
23.12.2016 г. ООО «Газпром нефтехим Салават» ПАО «Газпром» Установка «Пиролиз-1»	На наружной площадке установки «Пиролиз-1» при подготовке к пуску на нормальный технологический режим нагревательной печи на участке трубопровода бензина (ШФЛУ) от эстакады к печи произошла утечка продукта с последующим ее воспламенением. Последствия аварии: 1. Один пострадавший из числа производственного персонала. 2. Деформированы строительные конструкции наружной установки, трубопроводы, оборудование КИП. 3. Экономический ущерб – 194013,35 руб.	Технические причины аварии: 1.1. Разгерметизация участка трубопровода в результате его размораживания (образование льда вследствие неэффективного дренирования остатков влаги после ремонта). 1.2. Неисправность сырьевого обратного клапана на технологическом трубопроводе. 2. Организационные причины аварии 2.1. Неудовлетворительная работа обслуживающего персонала и ИТР в части контроля за состоянием КИП и технологических трубопроводов в период пусковых операций в условиях низких температур окружающего воздуха (ниже 0°С) после проведенного ремонта.
11.01.2017 г. ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	При выполнении подготовительных работ на насосе вакуумного газойля к проведению на нем газоопасной работы	1. Технические причины аварии:

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
ОАО «НК «Роснефть» Насосная вакуумного блока установки первичной переработки нефти	произошел выброс промывочной жидкости (дизельное топливо) с последующим возгоранием от горячей поверхности обвязки насоса, перекачивающего нефтепродукт с температурой 350 °С Повреждены теплоизоляция трубопроводов, кабельные лотки, электропроводка, огнезащитное покрытие металлоконструкций, попавшие в зону термического воздействия	Нарушена проектная схема промывки насоса, которая не обеспечила полное удаление перекачиваемой среды из полости насоса. 2. Организационные причины аварии: Неудовлетворительная организация и проведение работ по подготовке насоса к выполнению газоопасных работ, предусмотренных нарядом-допуском на выполнение газоопасных работ.
20.01.2017 г. филиал ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Уфанефтехим» ПАО АНК «Башнефть» установка висбрекинга топливного производства	На установке висбрекинга, находившейся на нормальном технологическом режиме, произошло разрушение прямолинейного участка трубопровода от колонны к насосу с выбросом гудрона и последующим возгоранием. Повреждены и деформированы площадки обслуживания, элементы металлоконструкций, кабельные линии, теплоизоляция трубопроводов, крановые пути и подъемные сооружения в насосных. Пострадавших нет. Экономический ущерб 220 млн рублей.	1. Технические причины аварии: разрушение участка трубопровода вследствие утонения его стенки в результате коррозионного износа и несоответствия материального исполнения трубопровода проекту. 2. Организационные причины: 2.1. отсутствие надлежащего технического надзора за техническим состоянием, безопасной эксплуатацией и ремонтом трубопровода; 2.2 неудовлетворительная организация проведения ремонтных работ; отсутствие входного контроля качества материального исполнения трубопровода. 2.3. Отсутствие надлежащего производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности со стороны должностных лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию и техническое состояние трубопровода.
29.01.2017 г. филиал ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» ПАО АНК «Башнефть» установка висбрекинга топливного производства	На установке висбрекинга, находившейся на нормальном технологическом режиме, произошло разрушение отвода трубопровода с выбросом нефтепродуктов и последующим возгоранием. Повреждены и деформированы металлоконструкции, эстакада трубопроводов установок, технические устройства и оборудования, приборы КИП и электроснабжение. Пострадавших нет. Экономический ущерб 152 млн рублей.	1. Технические причины аварии: разрушение отвода трубопровода вследствие утонения его стенки в результате коррозионного износа и несоответствия материального исполнения смонтированного отвода трубопровода проекту. 2. Организационные причины: 2.1. отсутствие надлежащего контроля за качеством ремонта и безопасной эксплуатацией трубопроводов. 2.2 неудовлетворительная организация и проведение входного контроля применяемых при проведении ремонтных работ оборудования, материалов; 2.3. отсутствие надлежащего производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности за безопасную эксплуатацию и техническое состояние трубопровода
09.02.2017 г. филиал ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» ПАО АНК «Башнефть» установка первичной переработки нефти	На площадке обслуживания электродегидрататора установки первичной переработки нефти, находившейся на нормальном технологическом режиме, произошел пожар. Последствия аварии: 1. Повреждены изоляционные покрытия электродегидрататора,	1. Технические причины аварии: разрушение фторопластовой изоляции погружной части проходного изолятора вследствие потери изоляционных свойств, сопровождавшийся коротким замыканием и возникновением электрической дуги, выходом паров нефти через штуцер установки изолятора и воспламенением на наружной поверхности электродегидрататора.

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
	корпус трансформатора, кабели и провода, разрушены электроды изоляторов. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб 2,158 млн рублей.	2. Организационные причины: 2.1. не проведены работы по гидравлическому испытанию проходных изоляторов трансформаторным маслом на герметичность и теплостойкость, предусмотренные технической документацией по эксплуатации. 2.2. отсутствие надлежащего производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации электрооборудования электродегидратора.
30.03.2017 г. АО «Отраденский газоперерабатывающий завод» ПАО «НК «Роснефть» Технологическая площадка установки деэтанализации	При запуске остановившегося технологического оборудования после кратковременной посадки напряжения и выполнения операций по восстановлению технологического процесса из емкости теплоносителя (керосин) произошел выброс паров керосина с последующим самовоспламенением и пожаром Повреждены технические устройства, сооружения, попавшие в зону термического воздействия	1. Технические причины аварии: 1.1. Разгерметизация емкости с теплоносителем (керосин) в результате сквозной коррозии основного металла в околосварной зоне основания штуцера (фланца) люка-лаза корпуса емкости. 1.2. Самовоспламенение паров керосиновой фракции при попадании паров на нагретую поверхность емкости в районе верхнего люка-лаза. 2. Организационные причины аварии: 2.1. Не обеспечено качественное проведение неразрушающего контроля (УЗТ) патрубка люка-лаза емкости теплоносителя. 2.2. Не обеспечен контроль за степенью коррозионного износа емкости теплоносителя. 2.3. Неэффективность производственного контроля.
05.05.2017 г. ООО «Лукойл-Пермнефтеоргсинтез» ПАО «Лукойл» Площадка атмосферно-трубчатки установки вакуумной	При пуске установки в эксплуатацию после ремонта с предохранительных клапанов блока вакуумной колонны произошел выброс нефтепродукта с последующим возгоранием в районе вакуумной колонны. Последствия аварии: 1. Разрушений несущих железобетонных и металлических конструкций зданий и сооружений не произошло. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб составил 199 000 руб.	1. Технические причины аварии: Срабатывание предохранительных клапанов на вакуумной колонне произошло в результате образования избыточного давления в колонне вследствие попадания в нее «легких» нефтепродуктов с дальнейшим их вскипанием. 2. Организационные причины аварии: 2.1. проведение пусковых операций в нарушение положений пуска вакуумного блока Технологического регламента установки атмосферно-вакуумной трубчатки; 2.2. отсутствие контроля за технологическим процессом в период пусковых операций со стороны должностных лиц.
12.05.2017 г. АО «Сибур-Химпром» ПАО «СИБУР Холдинг» Площадка товарно-сырьевой базы	Разгерметизация трубопровода подачи пропилена от товарно-сырьевой базы на установку получения окиси углерода и водорода производства бутиловых спиртов с последующим возгоранием на эстакаде. Последствия аварии: 1. Поврежден технологический трубопровод 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб составил 420 000 руб.	1. Технические причины аварии: Разгерметизация трубопровода пропилена произошла при отсечении с двух концов участка трубопровода жидкого пропилена вследствие увеличения давления в замкнутом пространстве по причине роста температуры продукта от воздействия температуры окружающей среды. 2. Организационные причины аварии: Отсутствие контроля за выполнением работ по отглушению участка трубопровода пропилена и за параметрами давления и температуры данного участка.
25.05.2017 г.	При проведении работ по ревизии факельного ствола и отглушении трубопровода выхода газа из гидрозатвора путем	1. Технические причины аварии:

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
<p>ООО «Киришинефтеоргсинтез» ООО «Сургутнефтегаз» Факельная установка</p>	<p>установки заглушки на фланцевой паре диаметром 1600 мм произошел взрыв с воспламенением и разгерметизацией гидрозатвора.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Деформированы крышка гидрозатвора, отводящий трубопровод от гидрозатвора к факельному стволу. 2. Пострадало 4 человека, 3 – смертельно. 3. Экономический ущерб составил 42402 тыс. руб. 	<p>Образование взрывоопасной концентрации факельного газа в надводном пространстве внутри гидрозатвора. Источником взрыва явилась искра при скольжении материала заглушки по поверхности фланца.</p> <p>2. Организационные причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 2.1. недостаточная смазка графитом заглушки для исключения образования искры при скольжении по поверхности стального фланца; 2.2. отсутствие подачи пара к разгерметизированному фланцу для исключения образования взрывоопасной концентрации факельного газа с воздушных в гидрозатворе.
<p>08.06.2017 г. АО «Черномортранснефть» ПАО «Транснефть» Парк резервуарный ПК «Шесхарис» площадка «Грушевая», 2002 г. ввода в эксплуатацию.</p>	<p>В ходе проведения работ по подключению вновь построенного участка трубопровода на площадке «Грушевая» резервуарного парка № 1, при выполнении газоопасных работ по сверлению технологических отверстий на технологическом трубопроводе произошел выброс и возгорание нефти.</p> <p>Последствия аварии:</p> <p>Мастер Головачев А.А. получил термические ожоги поверхности тела.</p> <p>Экономический ущерб – 6920 руб.</p>	<p>Технические причины аварии:</p> <p>Повреждение действующего технологического трубопровода Ду 1200 находящегося под давлением 0,2 МПа, вследствие механического воздействия – сверления отверстия в верхней образующей нефтепровода.</p> <p>Применение электрифицированного переносного ручного инструмента не во взрывозащищенном исполнении при проведении газоопасных работ по сверлению технологического отверстия.</p> <p>Организационные причины аварии:</p> <p>Низкий уровень организации проведения работ – несоблюдение мер по обеспечению безопасности при подготовке и проведению газоопасных работ, указанных в наряде-допуске на производство газоопасных работ по сверлению технологических отверстий на технологическом трубопроводе, несоблюдение технологии производства работ предусмотренных ППР.</p> <p>Отсутствие контроля эксплуатационного персонала за производственным процессом эксплуатации действующего технологического трубопровода.</p>
<p>06.07.2017 г. АО «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод» ОАО «НК «Роснефть»</p>	<p>Разгерметизация фланцевого соединения запорной арматуры с ручным приводом технологического трубопровода из печи в колонну с выбросом отбензиненной нефти и последующим возгоранием.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Поврежден технологический трубопровод, площадка обслуживания, контрольно-измерительные приборы и электрооборудование. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб составил 191 000 руб. 	<p>1. Технические причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.1. В контуре управления технологическим процессом неверно реализована схема дистанционного управления электрозадвижками, что привело к закрытию электроприводной задвижки на линии нефти из печи в колонну. 1.2. Отсутствие системы защиты трубопровода «Линия из печи в колонну» в случае прекращения циркуляции продукта (отбензиненная нефть). <p>2. Организационные причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Отсутствие контроля при проверке работоспособности системы блокировок и противоаварийной защиты установки после проведенного капитального ремонта и технического перевооружения. 2.2. Не совершенство программ комплексного опробования системы блокировок и противоаварийной защиты после проведенных ремонтов технологических установок. 2.3. Неэффективность производственного контроля.
<p>20.09.2017 в 15:20 г. ООО «Газнефтесервис» Участок комплексной подготовки газа</p>	<p>В результате проведения огневых работ на площадке хранения и регенерации реагента на УКПНГ ООО «Газнефтесервис» произошло возгорание нефтепродуктов.</p>	<p>Технические причины аварии:</p> <p>Пролив площадки проведения огневых работ жидкостью с содержанием воспламеняющих веществ, в результате чего произошло возгорание площадки хранения и регенерации реагента.</p>

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
	<p>Последствия аварии: Экономического ущерба нет.</p>	<p>Организационные причины аварии: Проведение подготовительных работ, на рабочей площадке хранения и регенерации реагента не предусмотренных нарядом-допуском на выполнение огневых работ. К участку проведения огневых работ допущен посторонний (не участвующий в производстве огневых работ и отсутствующий в списочном составе бригады по выполнению огневых работ в наряд-допуске).</p>
<p>05.10.2017 г. ООО СПАСФ «Природа» Установка по переработке нефтяных шламов</p>	<p>На блоке приема и разогрева нефтесодержащей жидкости при проведении сварочных работ по вварке вентиля в трубопровод сухого пара регистра резервуара внутри резервуара произошло воспламенение паров углеводородов с последующим взрывом.</p> <p>Последствия аварии: 1. Поврежден резервуар, не подлежащий восстановлению. 2. Пострадал 1 человек – смертельно. 3. Экономический ущерб составил 3 909 260 руб.</p>	<p>1. Технические причины аварии: Воспламенение паров углеводородов внутри резервуара произошло из-за использования металлоконструкции маршевой лестницы в качестве обратного провода, соединяющего свариваемое изделие с источником сварочного тока, что вызвало возникновение большого электрического сопротивления при растекании электрического тока по металлическим конструкциям и стенкам резервуара при контакте не заземленного сварочного электрода с металлическим трубопроводом.</p> <p>2. Организационные причины аварии: Нарушение порядка организации и безопасного проведения огневых работ 2.1. сварочные работы осуществлялись без оформления наряда-допуска; 2.2. отсутствие контроля воздушной среды перед началом работ на наличие паров углеводородов; 2.3. отсутствие контроля со стороны лиц, ответственных за подготовку и проведение огневых работ.</p>
<p>02.11.2017 г. ПАО «Нижнекамскнефтехим» Отделение узла предварительной ректификации производства углеводородного сырья</p>	<p>При проведении испытания колонны на герметичность после проведения капитального ремонта произошел взрыв внутри колонны с разрушением ее корпуса и смещением верхней части корпуса колонны относительно места ее установки.</p> <p>Последствия аварии: 1. Повреждены технические устройства, здания и сооружения, расположенные вблизи места аварии, разрушены объекты инфраструктуры. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб от аварии 113908700 руб.</p>	<p>1. Технические причины аварии: 1.1. Взрыв произошел в результате образования взрывоопасной смеси паров углеводородов с кислородом воздуха, попавших в колонну из оборудования технологически с ней связанного и не отсеченного заглушками. 1.2. Источником взрыва явилась искра от соприкосновения металлического гаечного ключа, находящегося в кубовой части колонны в момент аварии.</p> <p>2. Организационные причины аварии: Нарушение порядка подготовки и проведения ремонтных работ, предусмотренных технологическим регламентом (отсутствие выполненных в полном объеме мер по предотвращению образования взрывоопасной смеси в колонне).</p>
<p>10.12.2017 г. АО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» ПАО «НК «Роснефть» Цех товарно-сырьевой</p>	<p>При проведении огневых работ из-за разгерметизации подземного участка трубопровода произошла утечка бензина газового стабильного с последующим возгоранием грунта и здания насосной.</p> <p>Последствия аварии: 1. Повреждены технологические трубопроводы, насосы и здание насосной. 2. Пострадавших нет.</p>	<p>1. Технические причины аварии: Разгерметизация подземного участка трубопровода с последующим выходом нефтепродукта на поверхность грунта.</p> <p>2. Организационные причины аварии: 2.1. Использование дефектного подземного участка трубопровода или возможное повреждение подземного участка трубопровода при установке его в гильзу. 2.2. Отсутствие контроля за качеством изготовления технологического трубопровода.</p>

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
	3. Экономический ущерб составил 357 394 руб.	2.3. Отсутствие контроля за порядком проведения огневых работ, проведение работ в темное время суток без наличия соответствующего разрешения; изменение последовательности и объема подготовительных мероприятий; отсутствие запрета на проведение огневых работ после нескольких локальных возгораний.
25.12.2017 г. АО «Краснодарский НПЗ-Краснодарэконейт» Вакуумный блок установки первичной переработки нефти	<p>В результате разгерметизации технологического трубопровода «Гудрон от насосов до теплообменников» вакуумного блока установки АВТ произошел выброс гудрона с последующим самовоспламенением пропитанной гудроном тепловой изоляции трубопровода.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждены технологический трубопровод, частично кабели линий освещения и связи. 2. Экономический ущерб от аварии 970 тыс.руб. 3. Пострадавших нет. 	<p>1. Технические причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.1. разгерметизация технологического трубопровода вследствие коррозионного износа стенки трубы в околошовной зоне врезки вертикального участка трубопровода Ду100 в участок трубопровода Ду150 (с образованием свища); 1.2. конструкция технологического трубопровода имеет Т-образные соединения (врезки) труб разного диаметра без применения усиливающих накладок или фасонных изделий, что ведет к ослаблению околошовной зоны врезки и повышенному износу стенок трубопровода. <p>2. Организационные причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 2.1. неудовлетворительная организация контроля за надежной и безопасной эксплуатацией трубопровода со стороны ответственных лиц эксплуатирующей организации; 2.2. нарушения, допущенные экспертной организацией при проведении экспертизы промышленной безопасности технологического трубопровода при его обследовании и недостоверной оценки его фактического технического состояния. 2.3. неудовлетворительная организация и осуществление производственного контроля, не обеспечившего своевременное выявление и устранение нарушений, влияющих на безопасную эксплуатацию оборудования. 2.4. неудовлетворительная организация и осуществление монтажа участка трубопровода, на котором возник дефект (свищ), приведший к аварии, из трубы другой марки стали (сталь 10) и типоразмера отличного от паспортного.
05.02.2018 г. ПАО «Казаньоргсинтез» производство сэвилена завода полиэтилена высокого давления	<p>При проведении проверки срабатывания аварийного клапана разделителя высокого давления произошла разгерметизация трубопровода сброса этилена с разделителя высокого давления в сепаратор с возгоранием этиленвинилацетатной смеси.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Деформированы металлоконструкции, попавшие в зону термического воздействия. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб составил 39,6 тыс. руб. 	<p>1. Технические причины аварии:</p> <p>разрушение сварного соединения перехода трубопровода с Ду 100 на Ду 200 из-за образования микротрещин вследствие вибрации и температурного расширения трубопроводов, возникших при периодических сбросах газов.</p> <p>2. Организационные причины аварии:</p> <p>Не обеспечен контроль технического состояния трубопроводов.</p>
05.04.2018 г.	При выводе установки на нормальный рабочий режим и пуске насоса после его остановки из-за нестабильной работы на	1. Технические причины аварии:

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
АО «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод» ОАО «НК «Роснефть» Площадка установки каталитического крекинга	байпасной линии технологического трубопровода произошла разгерметизация фланцевого соединения крышки и корпуса задвижки с проливом горячей струи легкого газойля. Повреждена трубопроводная арматура. Двое сотрудников получили термические ожоги I и II степени тяжести.	Разгерметизация задвижки произошла в результате разрушения прокладки во фланцевом соединении крышки и корпуса, вследствие потери исходных прочностных свойств материала прокладки после неравномерной затяжки фланцевого соединения крышки с корпусом задвижки. при выполнении монтажных работ. 2.Организационные причины аварии: 2.1. Недостаточный контроль за качеством выполненных работ по изготовлению и замене прокладки между крышкой и корпусом задвижки. 2.2. Неэффективность производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации опасного производственного объекта, а именно: отсутствие контроля за своевременным проведением необходимых испытаний и технических освидетельствований технических устройств.
08.05.2018 АО «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод» ОАО «НК «Роснефть» Площадка установки стабилизации бензинов	При выводе печи на нормальный режим произошла разгерметизация вальцовочного соединения ретурбенда печи с последующим возгоранием бензина прямогонного. Последствия аварии: 1. Повреждено оборудование, технические устройства и сооружения, попавшие в зону термического воздействия. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб отсутствует.	1.Технические причины аварии: Разгерметизация соединения ретурбенда трубы в результате: резкого повышения давления в ходе многократного изменения температурного режима, перегрева продукта в змеевике печи выше нормы, установленной технологическим регламентом, и ошибочного обозначения позиции датчиков на мнемосхеме АСУ ТП 2.Организационные причины аварии: 2.1. Отсутствие контроля при приемке, проверке и эксплуатации системы АСУ ТП. 2.2. Нарушения ведения технологического процесса, а именно: регулирование технологического процесса по байпасным линиям вместо клапанов регуляторов, работа с отключенными позициями противоаварийной защиты, отсутствие контроля за работой насосно – компрессорного оборудования и уровнем в колонне.
17.06.2018 г. ПАО «Нижнекамскнефтехим» Цех приготовления триизобутилалюминия и алюмоорганических соединений	При проведении газоопасных работ по установке заглушки на емкости для приема гексанового растворителя (нефраса) при подготовке ее ремонту произошел выход остатков продукта через разъем фланцевого соединения с последующим воспламенением. Последствия аварии: 1. Пострадали 2 сотрудника из числа производственного персонала. 2. Экономический ущерб от аварии отсутствует.	1.Технические причины аварии: 1.1. Воспламенение продукта произошло в результате возникновения зарядов статистического электричества при разбрызгивании гексанового растворителя в металлической емкости (барабаны от алюминиевого порошка) и перемешивании с остатками алюминиевого порошка, имеющегося в емкости. 1.2. Проектом не предусмотрены технические решения по полному освобождения емкости от гексанового растворителя при выводе в ремонт. 2.Организационные причины аварии: 2.1. Нарушение порядка подготовки оборудования в ремонт, а именно: - емкость не была полностью освобождена от продукта, - слив продукта производился в металлические емкости (барабаны от алюминиевого порошка), не предусмотренные проектными решениями.

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
10.07.2018 г. ПАО «Нижнекамскнефтехим» Производства синтетического каучука и нефтеполимерных смол	<p>При проведении газоопасных работ по установке межфланцевой заглушки на участке трубопровода от насосов на внутрицеховой эстакаде произошел выброс промывного гексанового растворителя через разжатое фланцевое соединение у арматуры с последующим его воспламенением.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> От ожогов смертельно пострадал сотрудник из числа производственного персонала. Экономический ущерб от аварии отсутствует. 	<p>2.3. Отсутствие контроля со стороны лиц, ответственных за подготовку и проведение газоопасных работ.</p> <p>1.Технические причины аварии: Возгорание промывного гексанового растворителя произошло в результате контакта кислорода воздуха с остатками отложений аллюмоорганических соединений в полости трубопровода.</p> <p>2.Организационные причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> Газоопасные работы проводились без оформления наряда-допуска и выполнения мероприятий по подготовки и безопасного проведения данных работ: не выполнены мероприятия по освобождению трубопровода от промывного растворителя с нижних точек контура. отсутствие средств индивидуальной защиты. Газоопасные работы проводились в вечернюю рабочую смену в отсутствии представителя газоспасательной службы. Отсутствие контроля со стороны лиц, ответственных за подготовку и проведение газоопасных работ.
17.11.2018 г. АО «Газпромнефть-Московский НПЗ» ПАО «Газпром нефть» Комбинированная установка каталитического крекинга	<p>Разгерметизация змеевика печи установки каталитического крекинга с последующим возгоранием сырья.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> Повреждена печь в объеме: обслуживающих площадок, инженерных коммуникаций, опорных конструкций каркаса печи, конвекционной и радиантной части змеевика печи. Пострадавших нет. Экономический ущерб от аварии составил 4000000000 р. 	<p>1.Технические причины аварии: Разгерметизация горизонтального участка трубопровода печи вследствие коррозионного износа.</p> <p>2.Организационные причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> По окончании капитального ремонта объект запущен в эксплуатацию при не выполненных в полном объеме проектных решениях (не закончен монтаж, пуско-наладка электроздвижки, неполная реализация проектных решений по системе СБ и ПАЗ), в том числе отсутствие блокировки по аварийному включению подачи пара в змеевик при разгерметизации труб. Не осуществлен производственный контроль в части обеспечения работоспособности средств автоматического отключения подачи сырья в печь.
13.01.2019 г. Филиал ПАО «АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» ПАО «АНК «Башнефть» Установка ЭЛОУ-АВТ	<p>В «горячей насосной», относящейся к блоку атмосферной перегонки нефти филиала, произошел пропуск нефтепродукта (мазута) через уплотнительную поверхность крепления охлаждающей части сальника к корпусу насоса последующим воспламенением истекаемого продукта.</p> <p>Повреждено оборудование, технические устройства и сооружения, попавшие в зону термического воздействия.</p> <p>Пострадавших нет.</p> <p>Экономический ущерб от аварии составил 132,4 млн. рублей.</p>	<p>1.Технические причины аварии: Нарушение герметичности уплотнительной поверхности крепления охлаждающей части сальника к корпусу насоса вследствие применения крепежного элемента (шпильки), не соответствующего требованиям изготовителя оборудования.</p> <p>2.Организационные причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> неудовлетворительный контроль качества проведения ремонтных работ; технологический процесс и работа оборудования в «горячей» насосной осуществлялись с неисправной системой ПАЗ; отсутствие разработанных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий;

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
		2.4. неудовлетворительное осуществление производственного контроля.
18.01.2019 г. АО «Ангарская нефтехимическая компания» ПАО «НК «Роснефть» Установка первичной переработки нефти и каталитического крекинга	Во время регламентного ведения технологического процесса на установке первичной переработки нефти и каталитического крекинга произошла разгерметизация участка трубопровода, транспортирующего отбензиненную нефть от печи к колонне, с последующим возгоранием истекаемого продукта. Последствия аварии: 1. Повреждено оборудование, технические устройства и сооружения, попавшие в зону термического воздействия. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб от аварии составил 347,9 млн. рублей.	1.Технические причины аварии: образование сквозного отверстия в районе сварного шва участка трубопровода в связи с утонением стенки металла в результате коррозионно-эрозийного износа со стороны внутренней поверхности трубы под воздействием потока продукта с последующим разрывом сварного шва. 2.Организационные причины аварии: неудовлетворительный контроль за своевременным и качественным проведением необходимых испытаний и технического освидетельствования (ревизии).
10.03.2019 г. АО «Новокуйбышевский НПЗ» ПАО «НК «Роснефть» Установка замедленного коксования	Во время регламентного ведения технологического процесса на установке замедленного коксования произошла разгерметизация участка технологического трубопровода на входе вторичного сырья в технологическую печь и участка змеевика печи с последующим выбросом гудрона в камеру сгорания печи и его воспламенением. Последствия аварии: 1. Повреждено оборудование и технические устройства, попавшие в зону термического воздействия. 2. Пострадал оператор технологической установки, получив термический ожог лица. 3. Экономический ущерб от аварии составил 116, 6 млн. рублей.	1.Технические причины аварии: разрушение участка технологического трубопровода на входе вторичного сырья в технологическую печь и трубы радиантного экрана технологической печи явился резкий, неконтролируемый рост давления на входе в реакторы коксования и печном змеевике вследствие ошибочных действий оператора технологической установки при проведении технологической операции по переключению потока сырья из одного реактора коксования в другой. 2.Организационные причины аварии: технологическим регламентом на производство продукции не определена подробная последовательность действий операторов при проведении технологической операции по переключению потока сырья из одного реактора коксования в другой; проектной документацией не обоснован выбор типа отключающих устройств и мест их установки.
11.03.2019 г. ООО «РН-Комсомольский НПЗ» ПАО «НК «Роснефть» Установка замедленного коксования	При проведении технологической операции по подготовке к выгрузке кокса из коксовой камеры реактора установки замедленного коксования произошла разгерметизация участка трубопровода сброса паров углеводорода из реактора в колонну с последующим самовоспламенением газовоздушного облака и образованием факельного горения. Последствия аварии: 1. Повреждено оборудование, технические устройства и сооружения, попавшие в зону термического воздействия. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб от аварии составил 809,45 млн. рублей.	1.Технические причины аварии: разрушение участка трубопровода сброса паров углеводорода из реактора в колонну в результате его разрыва ледяной пробкой, образованной при замерзании парового конденсата в период технологической остановки установки замедленного коксования с 16 по 27 января 2019 г. К образованию парового конденсата с последующим его замерзанием привело использование на установке замедленного коксования среднего давления, поступающего из сети завода, с параметрами ниже, чем установлены проектной документацией и технологическим регламентом. 2.Организационные причины аварии: отсутствие проектных и технических решений по безопасной эксплуатации трубопровода сброса паров углеводорода из реактора в колонну в части оснащения системой контроля за параметрами пара, подаваемого в трубопровод.
08.04.2019 г. ООО «Новокуйбышевский завод масел и присадок»	На одной из секций Комплекса установок деасфальтизации при выполнении технологической операции по откачке насосом осадка (смеси деасфальтизата с пропаном) из	1.Технические причины аварии: разрушение паронитовой прокладки и выдавливание ее части из уплотнения клапанной крышки левого нагнетательного клапана гидравлической части

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
ПАО «НК «Роснефть» Комплекс установок деасфальтизации	<p>отстойника в змеевик печи произошла разгерметизация поршневого насоса с последующим образованием и быстрым развитием газо-воздушного облака, его взрывом и пожаром в помещении насосной.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждено здание насосной, разрушены и повреждены технологические трубопроводы, динамическое оборудование, электрооборудование и кабельные линии насосной, попавшие в зону термического воздействия. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб от аварии составил 23,8 млн. рублей. 	<p>насоса вследствие отклонения геометрического размера выступа крышки, прижимающего уплотнительную прокладку, смещения оси клапанной крышки при сборке узла клапана относительно оси отверстия в корпусе насоса, неравномерное зажатие прокладки и перекося уплотнения при затяжке шпилек крышки, а также динамического (циклического) характера нагружения внутренним давлением узла клапана поршневого насоса, вызвавшее постепенное смещение, растяжение прокладки на участке минимального зажатия, завершившееся ее разрывом.</p> <p>2. Организационные причины аварии:</p> <p>неудовлетворительный контроль за качеством выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту технологического оборудования, в том числе за герметичностью фланцевых соединений оборудования в течение межремонтного периода его эксплуатации.</p>
16.04.2019 г. Филиал ПАО «Башнефть-Уфимский НПЗ» ПАО «АНК-«Башнефть» Установка Висбрекинга гудрона топливного производства	<p>При проведении пусконаладочных работ насосного оборудования линии подачи сырья в технологическую печь установки «Висбрекинг гудрона» произошла разгерметизация змеевика печи с последующим выходом сырья (гудрона) во внутрь топочного пространства и развитием пожара.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждено и частично разрушено технологическое оборудование и трубопроводы установки, кабельные коммуникации, в том числе КИПиА блока печей, а также металлоконструкции площадок обслуживания печи. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб от аварии составил 209,9 млн. рублей. 	<p>1. Технические причины аварии:</p> <p>нарушение технологического режима подачи сырья, выразившееся в понижении и превышении регламентированных параметров давления и температуры, вследствие несанкционированного отключения обслуживающим персоналом системы противоаварийной автоматической защиты технологической печи.</p> <p>2. Организационные причины аварии:</p> <p>не соблюдение персоналом технологической дисциплины и ненадлежащий контроль за ведением технологического процесса в соответствии с требованиями технологического регламента на производство продукции.</p>
19.04.2019 г. ПАО «Нижнекамскнефтехим» Группа компаний ТАИФ Площадка производства изопрен-мономера	<p>При проведении капитального ремонта технологического оборудования в отделении БК-3 (выделение изобутан-изобутиленовой фракции из контактного газа дегидрирования изобутана) узла стабилизации и ректификации изобутан-изобутиленовой фракции завода по производству изопрена мономера в районе емкости, предназначенной для сбора углеводородного конденсата и отстоя углеводородов от воды, произошло возгорание углеводородного конденсата (фракция С4 и выше).</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждено оборудование, технические устройства и сооружения, попавшие в зону термического воздействия. 2. В результате аварии пострадали 17 работников подрядных организаций (9 человек – персонал ООО «Причал»; 8 человек – персонал ООО «СМОК»), получившие термические ожоги 	<p>1. Технические причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.1. образование взрывоопасной концентрации углеводородов в результате истечения газообразных углеводородов из емкости через разгерметизированный фланец Ду 100 погружного уровнемера с последующим ее воспламенением от источника воспламенения. Наиболее вероятным источником воспламенения явились искры от падения рабочего инструмента, работы шлифовальной машинке или аппарата воздушно-газовой резки при производстве ремонтных и огневых работ; 1.2. истечение газообразных углеводородов из емкости через разгерметизированный фланец погружного уровнемера вследствие залпового поступления углеводородов в емкость из сепаратора по трубопроводу, который не был отсечен запорной арматурой. <p>2. Организационные причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 2.1. нарушение порядка проведения подготовительных работ к проведению плановых ремонтных работ технологического оборудования (не разработан

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
	<p>различной степени тяжести. Из них 4 человека, находившихся в реанимации, скончались.</p> <p>3. Экономический ущерб от аварии составил 4,2 млн. рублей.</p>	<p>план подготовительных работ; проект производства работ; сетевой (линейный) график выполнения работ);</p> <p>2.2. снятие буйкового пневматического уровнемера на емкости без последующей установки заглушки на фланцевом соединении штуцера;</p> <p>2.3. вывод из работы системы автоматического контроля загазованности на наружной установке, обеспечивающей постоянный контроль за состоянием воздушной среды в пределах объекта;</p> <p>2.4. отсутствие координации работ со стороны эксплуатирующей организации при выполнении капитального ремонта установки несколькими подрядными организациями.</p>
<p>03.09.2019 г. ООО «ЛУКОЙЛ-Северо-Западнефтепродукт» ПАО «ЛУКОЙЛ» Площадка нефтебазы по хранению и перевалке нефти и нефтепродуктов</p>	<p>При проведении технологических операций по перекачке светлого нефтепродукта АИ-95 из резервуара РВС-700 в резервуар РВС-400 произошло воспламенение паровоздушной смеси, образованной в здании насосной светлых нефтепродуктов, с последующим взрывом и пожаром в здании насосной.</p> <p>Последствия аварии:</p> <p>1. Разрушение перекрытия, стен, оконных и дверных проемов здания насосной, повреждение системы вентиляции и секции РУ насосной.</p> <p>2. Пострадавших нет.</p> <p>3. Экономический ущерб отсутствует.</p>	<p>1. Технические причины аварии: Воспламенение взрывоопасной смеси, образовавшейся в результате испарения нефтепродукта в помещении приточной вентиляции (калориферной) с последующим проникновением взрывоопасных паров в помещение насосной.</p> <p>Причиной воспламенения образовавшейся смеси паров бензина с воздухом явилась электрическая искра, возникшая в помещении электрощитовой, вызванная включением (выключением) электрооборудования (вакуумного насоса).</p> <p>2. Организационные причины аварии: неудовлетворительное обеспечение безопасности здания насосной в процессе эксплуатации (не обеспечено соответствие здания проектной документации и требованиям оснащенности необходимыми приборами и системами контроля); не обеспечение проведения периодических осмотров состояния помещений здания насосной.</p>
<p>16.09.2019 г. ПАО «Нижнекамскнефтехим» Площадка производства Этилена, установка гидрирования пиробензина цех № 2107 получения бензола</p>	<p>При выполнении подготовительных работ к проведению капитального ремонта технологической установки гидрирования пиробензина произошла разгерметизация участка трубопровода подачи реакционной массы из реактора в теплообменник установки гидрирования пиробензина на узле выделения и гидрирования фракции С6-С8 (2-я стадия) с последующим воспламенением образовавшихся паров углеводородов и развитием пожара.</p> <p>Последствия аварии:</p> <p>1. Повреждения технических устройств, зданий и сооружений, разрушения объектов инфраструктуры отсутствуют.</p> <p>2. Пострадавших нет.</p> <p>3. Экономический ущерб отсутствует.</p>	<p>1. Технические причины аварии: Негерметичное фланцевое соединение торцевой заглушки Ду 300 мм, установленной на линии выхода из реактора (в месте снятия «колена» от реактора в емкость) для проведения процесса регенерации реактора установки гидрирования пиробензина.</p> <p>Источником воспламенения паров углеводородов, образовавшихся вследствие разгерметизации участка трубопровода, явился расположенный в непосредственной близости от негерметичного фланцевого соединения «открытый (без теплоизоляции) участок трубопровода, нагретый в процессе проводимой регенерации до температуры свыше 400°С.</p> <p>2. Организационные причины аварии: неудовлетворительный контроль полноты и качества выполнения подготовительных работ к проведению ремонтных работ на технологическом оборудовании; нарушение порядка подготовки документации для проведения газоопасных работ (схемой, приложенной к наряду-допуску на проведение газоопасных</p>

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
		работ, не обозначено место установки торцевой заглушки на линии выхода из реактора); применение нестандартных заглушек при герметизации фланцевых разъемных соединений.
23.09.2019 г. ООО «КИНЕФ» ПАО «Сургутнефтегаз» Цех ректификации ароматических углеводородов	<p>При выполнении подготовительных работ к проведению планового ремонта блока вторичной ректификации установки суммарных ксилолов с блоком экстрактивной дисциляции ароматических углеводородов произошла разгерметизация змеевика печи с последующим выходом продукта (прямогонной бензиновой фракции) во внутрь топочного пространства и развитием пожара.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждено и частично разрушено технологическое оборудование и трубопроводы установки, кабельные коммуникации, в том числе КИПиА блока печей, а также металлоконструкции площадок обслуживания печи. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб 560000000 руб. 	<p>1. Технические причины аварии: Причиной разгерметизации змеевика печи явилось раскрытие трещины в зоне приварки шипов к телу трубы под воздействие избыточного давления и локального перегрева металла в результате нарушения теплообменного процесса, происшедшего вследствие образования нерастворимых коррозионно-агрессивных отложений на внутренней поверхности труб конвекции печи. Причиной образования указанных отложений явились коррозионно-агрессивные компоненты (сероводород, меркаптаны, полисульфиды), содержащиеся в сырье, поступающем на переработку.</p> <p>2. Организационные причины аварии: Неудовлетворительный контроль качественных характеристик сырья, поступающего на переработку, и полупродуктов, получаемых в ходе ведения технологического процесса.</p>
25.10.2019 г. ПАО «Нижнекамскнефтехим» Установка переработки фракции C5 пиролиза бензина, Площадка производства синтетического каучука и нефтеполимерных смол	<p>Во время регламентного ведения технологического процесса на узле очистки фракции C5 пиролиза бензина от циклопентадиена произошла разгерметизация отборного устройства давления, установленного на линии нагнетания насоса, предназначенного для подачи фракции C5 из емкости в реактор, с последующим воспламенением истекаемого продукта и развитием пожара в насосном отделении.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждено насосное оборудование, линии подачи и нагнетания насосного оборудования, электрооборудование насосной, средства измерения и автоматизации. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб отсутствует. 	<p>1. Технические причины аварии: Причиной разгерметизации отборного устройства давления, установленного на линии нагнетания насоса, явилось раскручивание слабо затянутого его резьбового соединения в результате воздействия на манометрическую сборку повышенной вибрации от насоса из-за деформации вала насоса, образованной вследствие разрушения подшипника насоса со стороны электродвигателя. Источником воспламенения углеводородной фракции по мнению членов комиссии могли стать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - нагретый металл в корпусе подшипников насоса, температура нагрева которого превышала температуру воспламенения углеводородной фракции C5; - фрикционная искра от соударения металлических элементов вала насоса о защитные элементы муфтового соединения. <p>2. Организационные причины аварии:</p> <ul style="list-style-type: none"> - эксплуатация насосного оборудования, несоответствующего обязательным требованиям, установленным федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности; - не выполнение мероприятий, рекомендованных экспертной организацией по результатам проведения в 2017 году экспертизы промышленной безопасности насосного оборудования.

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
13.11.2019 г. ООО ПКП «ТИРА-ЛПС» Площадка цеха по переработке абсорбентов	<p>В период остановки технологического процесса для проведения работ по удалению остатка получаемого продукта из испарителя и его последующей очистки произошла разгерметизация фланцевого соединения участка технологического трубопровода с последующим воспламенением истекаемого продукта (абсорбент осветленный стабилизированный) и развитием пожара.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждено и частично разрушены элементы строительных конструкций здания цеха по переработке абсорбентов, технологическое оборудование и электрооборудование. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб 480000 руб. 	<p>1. Технические причины аварии: Причиной разгерметизации участка фланцевого соединения технологического трубопровода явилось отсутствие компенсации температурных деформаций, приведшее к натяжению трубопровода и нарушению соосности уплотнительных поверхностей сопрягаемых фланцев. Причиной возгорания истекаемого продукта явилось короткое замыкание токоведущих жил электрического силового кабеля в кабельном лотке в районе испарителя, вызванное его деформацией в результате механического повреждения оболочки кабеля и воздействия ароматических углеводородов.</p> <p>2. Организационные причины аварии:</p> <ul style="list-style-type: none"> - неудовлетворительная организация работ по осуществлению безопасной эксплуатации, технического обслуживания и ремонта технологического оборудования (не разработана производственная инструкция, не установлена продолжительность работы технологических объектов между остановками для ремонта). - не обеспечен контроль за соблюдением требований промышленной безопасности, установленных нормативными правовыми актами, определяющими требования к технологическим трубопроводам для транспортирования жидких горючих сред.
22.12.2019 г. АО «Опытный завод Нефтехим» Площадка опытно-экспериментального цеха	<p>При подготовке (разогреве в тепловой камере – плавителе) вязких сырьевых компонентов для производства реагента-демульгатора произошел выброс и истечение наружу химического компонента из плавителя с последующим его возгоранием и развитием пожара в цехе.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждено и частично разрушены легкосбрасываемые конструкции здания цеха, технологическое оборудование и трубопроводы, электрооборудование. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб 15196,590 тыс. руб. 	<p>1. Технические причины аварии: Разгерметизация (проплавление) пластиковой бочкотары, установленной в плавителе, вследствие самовозгорания пропитанной реагентом ветоши для протирания пробоотборника, оставленной персоналом при отборе проб на верхней бочкотаре верхнего яруса (со стороны регистров радиаторов).</p> <p>2. Организационные причины аварии:</p> <ul style="list-style-type: none"> Неудовлетворительная организация и осуществление контроля за ведением технологического процесса. Нарушение обслуживающим персоналом производственной дисциплины.
09.01.2020 г. ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» ПАО «ЛУКОЙЛ» Площадка цеха «Товарно-сырьевой»	<p>На участке приема, хранения нефти и приготовления товарной продукции цеха «Товарно-сырьевой» в емкости блока ввода присадок произошел несанкционированный взрыв присадки с последующим возгоранием легковоспламеняющейся жидкости.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждены и частично разрушены технические устройства, здания и сооружения. 2. Один человек получил термические ожоги. 	<p>1. Технические причины аварии: превышение регламентированных параметров температуры жидкости, вследствие самоподдерживающегося прогрессирующего термического распада жидкости (присадки), приведшему к повышению давления в емкости, взрыву и пожару.</p> <p>2. Организационные причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 2.1 Необеспечение надлежащей организации и осуществления контроля за соблюдением требований промышленной безопасности.

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
	3. Экономический ущерб от аварии оставил 13,948 млн. рублей.	
13.03.2020 г. КГУП «Примтеплоэнерго» Склад ГСМ ТСУ-2 филиала «Находкинский»	<p>При осуществлении хранения нефтепродукта (мазута), произошел неконтролируемый выброс нефтепродукта (мазута) из резервуара за пределы обвалования резервуарного парка.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждено оборудование, технические устройства 2. В результате аварии пострадавших нет; 3. Экономический ущерб от аварии составил 1,463 млн. рублей. 	<p>1. Технические причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.1 превышение величины давления греющего пара, подаваемого в подогреватель резервуара, на поверхности нагрева которого был создан тепловой потенциал, достаточный для интенсивного кипения и парообразования в слое подтоварной воды, послуживший мгновенному (лавинообразному) вытеснению мазута из резервуара. <p>2. Организационные причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 2.1 отсутствие проектных и технических решений по безопасной эксплуатации РВС (в частности отсутствие стационарных контрольно-измерительных приборов для замера температуры мазута и его уровня в РВС; отсутствие дренажной системы, включая устройство для удаления подтоварной воды). 2.2 неудовлетворительное осуществление производственного контроля; 2.3 эксплуатация РВС без выполнения мероприятий, указанных в заключении экспертизы промышленной безопасности, как условие продления срока безопасной эксплуатации; 2.4 допуск работников на опасный производственный объект без проведения подготовки и аттестации в области промышленной безопасности; 2.5 допуск должностных лиц к руководству и контролю за осуществлением эксплуатации РВС не обладающим такими полномочиями.
26.03.2020 г. АО «Нижнекамский завод технического углерода» АО «ТАНЕКО» База товарно-сырьевая	<p>В здании насосной участка слива и подготовки сырья производства технического углерода при выполнении технологической операции по откачке насосом густого осадка (нефтехимического сырья) из железнодорожных цистерн в резервуар хранения произошла разгерметизация центробежного насоса с последующим образованием и быстрым развитием газо-воздушного облака, его взрывом и пожаром в помещении насосной.</p> <p>Последствия аварии:</p> <p>(в т.ч. наличие пострадавших, ущерб)</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждено здание насосной, разрушены и повреждены технологические трубопроводы, динамическое оборудование, электрооборудование и кабельные линии насосной, попавшие в зону термического воздействия. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб от аварии составил 0,160 млн. рублей. 	<p>1. Технические причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.1. разгерметизация фланцевого соединения, соединяющего насос с всасывающим и питательным трубопроводом, с пропуском продукта через торцевое уплотнение насоса, вследствие разрушения подшипников насоса. <p>2. Организационные причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 2.1 ошибки, допущенные при монтаже неверного типа уплотнения. 2.2 неудовлетворительный контроль за качеством выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту технологического оборудования, в том числе за герметичностью фланцевых соединений оборудования в течение межремонтного периода его эксплуатации; не оснащение насосов КИПиА; 2.3. эксплуатация без проектной и технической документации, отступление от температурных режимов. 2.4. не в полном объеме обеспечена укомплектованность штата работников цеха производства технического углерода, отсутствует аттестация работников в области промышленной.

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
09.04.2020 г. АО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания» ПАО «НК «Роснефть» Площадка производства олефинов и синтетического этанола	<p>При пуске в эксплуатацию после текущего ремонта компрессора в результате разрушения цилиндра произошел выход компримируемого взрыво-пожароопасного продукта (пирогаза), его воспламенение с хлопком и последующим факельным горением.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждено оборудование, технические устройства и разрушение остекления здания компрессорной, попавшие в зону термического воздействия. 2. В результате аварии пострадали 5 человек, получившие термические ожоги различной степени тяжести. 3. Экономический ущерб от аварии составил 335,646 млн. рублей. 	<p>1. Технические причины аварии:</p> <p>разрушение цилиндра компрессора в результате коррозионно-эрозионного износа внутренних выступов стыковых сварных швов в рабочей камере цилиндра под воздействием большого количества компримируемого газа с нештатно высоким давлением и температурой, выходящего в камеру водяного охлаждения.</p> <p>2. Организационные причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 2.1 на опасном производственном объекте не определена последовательность действий обслуживающего персонала по обкатке, испытаниях, вводу в эксплуатацию после ремонта, остановочных операциях при выводе в ремонт; 2.2 не предусмотрены приборы постоянного контроля за температурой охуждающей воды системы охлаждения компрессора с сигнализацией опасных значений температуры и блокировкой в систему противоаварийной защиты; 2.3 неудовлетворительный контроль качества проведения ремонтных работ; 2.4 неудовлетворительное осуществление производственного контроля.
29.05.2020 г. ОАО «Норильско-Таймырская энергетическая компания» ПАО ГМК «Норильский Никель» Резервуарный парк «Топливное хозяйство ТЭЦ-3»	<p>На опасном производственном объекте «Топливное хозяйство ТЭЦ-3» произошла разгерметизация вертикального цилиндрического стального резервуара для хранения нефтепродуктов, с последующим истечением дизельного топлива за пределы обвалования резервуарного парка.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Разрушен резервуар, технические устройства, здания и сооружения. 2. Пострадавших нет. 3. Экономический ущерб от аварии составил 4702,171 млн. руб. 	<p>1. Технические причины аварии:</p> <p>причиной разгерметизации резервуара вертикального стального сварного РВС-30000 явилась недостаточная несущая способность плитного ростверка основания и железобетонных свай, что вызвало превышение допустимых усилий с последующим цепным разрушением свай-стоек, расположенных по контуру и внутри свайного пространства, а также разрушение монолитного железобетонного основания и его просадку до 1,5 м под днищем резервуара.</p> <p>2. Организационные причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 2.1 недостатки проектирования при конструировании железобетонного свайного основания.
22.12.2020 г. ООО «РН-Комсомольский НПЗ» ПАО «НК «Роснефть» «Площадка цеха №1 (технологический)» установки ЭЛОУ-АВТ-2	<p>На площадке цеха (технологический) установки ЭЛОУ-АВТ-2 при ведении технологического процесса произошла разгерметизация предохранительного клапана (СППК) трубопровода «Мазут от насоса в печь», неконтролируемый выброс мазута с последующим его самовоспламенением и образованием факельного горения в месте разгерметизации.</p> <p>Последствия аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Разрушены и повреждены технологические трубопроводы, динамическое оборудование, электрооборудование и кабельные линии насосной, попавшие в зону термического воздействия. 2. Пострадавших нет. 	<p>1. Технические причины аварии:</p> <p>разрушение паронитовой прокладки СППК, рассчитанной на рабочую температуру до +300 °С, эксплуатируемой при рабочей температуре линии трубопровода 360 °С.</p> <p>2. Организационные причины аварии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 2.1. неудовлетворительный контроль за качеством выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту технологического оборудования. 2.2 эксплуатация технологических трубопроводов без теплоизоляции, предусмотренной проектной документацией

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
	3. Экономический ущерб от аварии составил 3,837 млн. рублей.	
28.12.2020 г. ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ПАО «ЛУКОЙЛ» Уральский федеральный округ, Тюменская область, ХМАО-Югра, Сургутский район, Южно-Ягунское месторождение, Когалымская компрессорная станция	При пуске резервного компрессора произошло разрушение корпуса цилиндра низкого давления компрессора, его разгерметизация и воспламенение перекачиваемого газа. В результате аварии было повреждено здание и оборудование машинного зала. Последствия аварии: 1. Слесарь по ремонту технологических установок получил повреждения легкой степени тяжести. 2. Повреждено здание и оборудование машинного зала. 3. Расходы на ликвидацию последствий аварии составили – 120525,67 руб. 4. Прямые потери составили – 126697,69 руб.	Технические причины аварии: Разгерметизация цилиндра низкого давления компрессора, вследствие разрушения его корпуса. Разрушение корпуса явилось результатом воздействия обломков ротора. Организационные причины аварии: 1. Несвоевременная замена диафрагм компрессора. 2. Неудовлетворительная организация технического обслуживания, предупредительного ремонта нефтепромыслового оборудования, применяемого на опасном производственном объекте. 3. Неудовлетворительная организация технического контроля и ревизии оборудования после проведения технического обслуживания и планово-предупредительного ремонта с последующим вводом его в эксплуатацию на опасном производственном объекте.
22.01.2021 г. ООО «МНКТ» ООО «УК «Гранат-Стан Групп.» Республика Татарстан, Сармановский район, Нуркеевское нефтяное месторождение	При проведении пневматического испытания емкости БЕ-2 на объекте «Участок предварительного сброса воды» произошло ее аварийное разрушение, в результате чего работники предприятия – оператор обезвреживающей и обессоливающей установки 4 и разнорабочий получили травмы, несовместимые с жизнью, два работника подрядной организации травмы тяжелой степени. Последствия аварии: 1. В результате аварии 2 работника были смертельно травмированы, 2 работника получили тяжелые травмы. 2. Сумма ущерба эксплуатирующей организации составила 83,230 млн. рублей, подрядной организации 2,599 млн. рублей. 4. Экологический ущерб отсутствует.	Технические причины аварии: 1. Превышение разрешенного давления внутри емкости БЕ-2 при проведении пневматического испытания. 2. Наличие дефекта на нижнем элементе емкости БЕ-2. 3. Несоответствие емкости БЕ-2 эксплуатационной документации, а также проведенным экспертизам промышленной безопасности (по документам БЕ-2 – буллитная емкость с рабочим давлением 0,7 МПа, фактически – цистерна с давлением до 0,15 МПа). Организационные причины аварии: 1. Проведение пневматического испытания емкости БЕ-2 с нарушениями требований безопасности (отсутствие контроля методом акустической эмиссии, несоблюдение безопасных расстояний и т.д.). 2. Не обеспечено соблюдение требований нормативных документов при проведении экспертиз промышленной безопасности (в том числе при восстановлении паспорта емкости БЕ-2). 3. Неудовлетворительная организация и осуществление производственного контроля на ОПО.
23.01.2021 г. АО «Арктическая газовая компания» АО «Арктическая газовая компания» Уральский федеральный округ, Тюменская область, ЯНАО, Пуровский район, Самбургское НГКМ	23.01.2021 на опасном производственном объекте (далее – ОПО) УКПГ Самбургского НГКМ на установке аппаратов воздушного охлаждения газа (далее – АВО) произошла разгерметизация теплообменной трубки, с последующим возгоранием и разрушением АВО. Последствия аварии: 1. Пострадавших и смертельных случаев нет. 2. Разрушение и термическое повреждение АВО. 3. Сумма ущерба составляет – 47 783 330 руб.	Причиной разгерметизации теплообменной трубки АВО послужило образование кристаллических гидратов и разложение гидратной пробки в теплообменной трубке вследствие эксплуатации с нарушением требований технологического регламента – с не демонтированными болтами задней камеры АВО. Технические причины аварии: 1. Предупредительная сигнализация при снижении температуры воздуха внутри укрытия АВО ниже нормы и блокировка при снижении температуры стенки труб нижнего ряда не сработали, автоматический алгоритм работы был отключен, жалюзи переведены в ручной режим, что стало причиной снижения температуры воздуха внутри укрытия АВО ниже установленной

Дата, объект	Краткая характеристика аварии	Причина аварии
		<p>регламентом, снижения температуры нижнего ряда труб ниже установленной регламентом и снижения температуры на выходе ниже установленной регламентом.</p> <p>2. Аппарат воздушного охлаждения эксплуатировался с превышением давления, указанного в паспорте АВО.</p> <p>3. Не демонтированы транспортировочные болты, в результате чего при эксплуатации отсутствовала возможность компенсации теплового расширения несущей теплообменной трубки.</p> <p>Организационные причины аварии:</p> <p>1. Не обеспечено соблюдение требований технологического регламента на эксплуатацию ОПО.</p> <p>2. Оперативным персоналом не согласованы с руководством действия по переключению автоматического алгоритма поддержания температуры воздуха внутри укрытия АВО в ручной режим управления.</p> <p>3. Невнесение подтверждающих записей в вахтовый журнал об отключении автоматического алгоритма поддержания температуры и изменении технологического режима работы АВО.</p> <p>4. Отсутствие контроля со стороны оперативного персонала за техническими параметрами работы АВО в зимний период эксплуатации.</p>

В таблице (Таблица 25) приведено краткое описание 115 аварий, имевших место на других аналогичных объектах, и аварий, связанных с обращающимися опасными веществами за период с 17.02.1978 г. по 23.01.2021 г.

Анализ произошедших аварий позволил выделить следующие основные причины и предпосылки:

- ошибочные действия обслуживающего и ремонтного персонала, обусловленные нарушением правил безопасного проведения работ, нарушения технологических режимов, требований инструкций и др. правил безопасности – 40,87% от общего числа проанализированных аварий;

- ошибки при проектировании, нарушение или некорректное выполнение проектных решений, нарушение требований технологических регламентов – 28,70% от общего числа проанализированных аварий;

- отказы оборудования, технических устройств, трубопроводов и т.д. – 11,30% от общего числа проанализированных аварий;

- отключение электроэнергии – 1,74% от общего числа проанализированных аварий;

- природные явления – 1,74% от общего числа проанализированных аварий;

- внешние механические воздействия – 1,74% от общего числа проанализированных аварий;

- недостаточный контроль за состоянием оборудования, технических устройств, трубопроводов и т.д., низкое качество проведенных экспертиз состояния оборудования, технических устройств, трубопроводов и т.д. – 13,91% от общего числа проанализированных аварий.

В соответствии с [50] по состоянию на 2020 год число поднадзорных организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты химического комплекса, составило 3358.

Число поднадзорных химически опасных производственных объектов в 2020 году, внесенных в государственный реестр опасных производственных объектов, – 5594, в том числе I класса опасности – 178, II класса опасности – 471, III класса опасности – 3585, IV класса опасности – 1360.

На поднадзорных химических предприятиях в 2020 году крупных техногенных аварий не зарегистрировано. В 2020 году зафиксированы 8 аварий и 2 несчастных случая со смертельным исходом (в 2019 году произошло 2 аварии, 2 несчастных случая со смертельным исходом).

Происшедшие в 2020 году аварии зарегистрированы в организациях, эксплуатирующих:

- объекты I класса опасности (3 аварии), в отношении которых плановые проверки проводятся один раз в течение года;

- объекты III класса опасности (5 аварий), в отношении которых плановые проверки проводятся один раз в 3 года.

Основные причины аварий в 2019, 2020 г.г по данным [49,50] приведены в таблице (Таблица 26), причины несчастных случаев со смертельным исходом в 2019, 2020 г.г. – в таблице (Таблица 27).

Таблица 26 – Обобщенные причины аварий, произошедших в 2019...2020 годах, %

Показатель	2019 г.	2020 г.	Динамика
Технические причины			
Неудовлетворительное техническое состояние оборудования	0	60	+60
Неисправность (отсутствие) средств ПАЗ, сигнализации	0	0	0
Несовершенство технологии или конструктивные недостатки	50	10	-40
Отступление от требований проектной, технологической документации	0	0	0
Нарушение регламента ревизии или обслуживания технических устройств	0	0	0

Показатель	2019 г.	2020 г.	Динамика
Нарушение регламента ремонтных работ или их качество	50	30	-20
Наличие скрытых дефектов или неэффективность входного контроля	0	0	0
Организационные причины			
Использование в технических устройствах конструкционных материалов или частей, не соответствующих проекту	0	0	0
Несоответствие проектных решений условиям производства и обеспечения безопасности	0	0	0
Отсутствие автоматизации опасных операций, механизации	0	0	0
Неправильная организация производства работ	0	30	+30
Неэффективность производственного контроля	100	40	-60
Нарушение технологической и трудовой дисциплины	0	10	+10
Низкий уровень знаний требований промышленной безопасности	0	20	+20
Неосторожные или несанкционированные действия исполнителей работ	0	0	0
Прочие причины	0	0	0

Таблица 27 – Обобщенные причины несчастных случаев со смертельным исходом в 2019 и 2020 годах, %

Показатель	2019 г.	2020 г.	Динамика
Технические причины			
Неудовлетворительное техническое состояние оборудования	0	50	+50
Неисправность (отсутствие) средств ПАЗ, сигнализации	0	0	0
Несовершенство технологии или конструктивные недостатки	50	0	-50
Отступление от требований проектной, технологической документации	0	0	0
Отсутствие автоматизации опасных операций, механизации работ	0	0	0
Несоответствие проектных решений условиям производства и обеспечения безопасности	0	0	0
Нарушение регламента ревизии или обслуживания тех.устройств	0	0	0
Нарушение регламента ремонтных работ или их качество	50	50	0
Наличие скрытых дефектов или неэффективность входного контроля	0	0	0
Использование в технических устройствах материалов частей, не соответствующих проекту	0	0	0
Организационные причины			
Неправильная организация производства работ	0	50	+50
Неэффективность производственного контроля	100	30	-70
Нарушение технологической дисциплины	0	20	+20
Низкий уровень знаний требований промышленной безопасности	0	0	0
Неосторожные или несанкционированные действия исполнителей работ	0	0	0
Умышленная порча технических устройств с целью хищения	0	0	0
Алкогольное опьянение исполнителей работ	0	0	0
Внешнее воздействие	0	0	0
Стихийные явления природного происхождения	0	0	0

В целом прослеживается общность основных причин, как определенных по результатам анализа аварийных ситуаций, произошедших на аналогичных объектах, так и установленных в материалах [49,50].

Распределение аварий за 2013...2020 г.г. по видам приведено в таблице (Таблица 28) [43...50], распределение несчастных случаев со смертельным исходом, произошедших в 2013...2020 г.г., по травмирующим факторам – в таблице (Таблица 29).

Таблица 28 – Распределение аварий за 2013...2020 г.г. по видам

Показатель	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Взрыв	1	–	5	2	1	1	1	2
Пожар	–	1	–	–	5	2	1	2
Выброс опасных веществ	1	1	5	1	–	3	0	4
Разгерметизация оборудования	–	1	1	2	2	1	0	0
Разрушение технических устройств	–	–	–	–	–	0	0	0
Итого:	2	3	11	5	8	7	2	8

Таблица 29 – Распределение несчастных случаев со смертельным исходом по травмирующим факторам

Показатель	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Термический ожог	2	0	1	1	1	2	0	0
Химический ожог	1	0	2	0	1	0	0	0
Отравление	1	0	0	0	0	1	0	1
Разрушенные технические устройства	1	2	9	0	1	0	3	0
Поражением электрическим током	0	0	0	0	0	0	0	1
Падение с высоты	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого:	5	2	12	1	3	3	3	2

Приведенные данные (Рисунок 96) показывают, что основными причинами гибели людей за период 2013...2020 г.г. стали разрушенные технические устройства, а также термические ожоги (51,61% и 22,58% случаев от общего количества соответственно). Химические ожоги и отравления в качестве причин смертельного травматизма встречались гораздо реже (12,90% и 9,68% случаев от общего количества соответственно). Случаев падения с высоты на объектах химического комплекса в 2013...2020 г.г. не происходило, но зафиксирован 1 случай поражения электрическим током (3,23 % случаев от общего количества).

Основными вариантами развития аварий за период 2013...2020 г.г. являются образование взрывов, а также выбросы опасных веществ без воспламенения (по 28,26% и 32,61 % случаев от общего количества соответственно). Разгерметизация оборудования, а также реализация пожаров отмечена чуть реже (15,22% и 23,91% случаев от общего количества соответственно). Случаев разрушения технических устройств за указанный период не зафиксировано.

Следует также отметить, что в анализируемом периоде 2013...2020 г.г. не отмечено ни одного случая образования «огненного шара» или «пожара-вспышки».

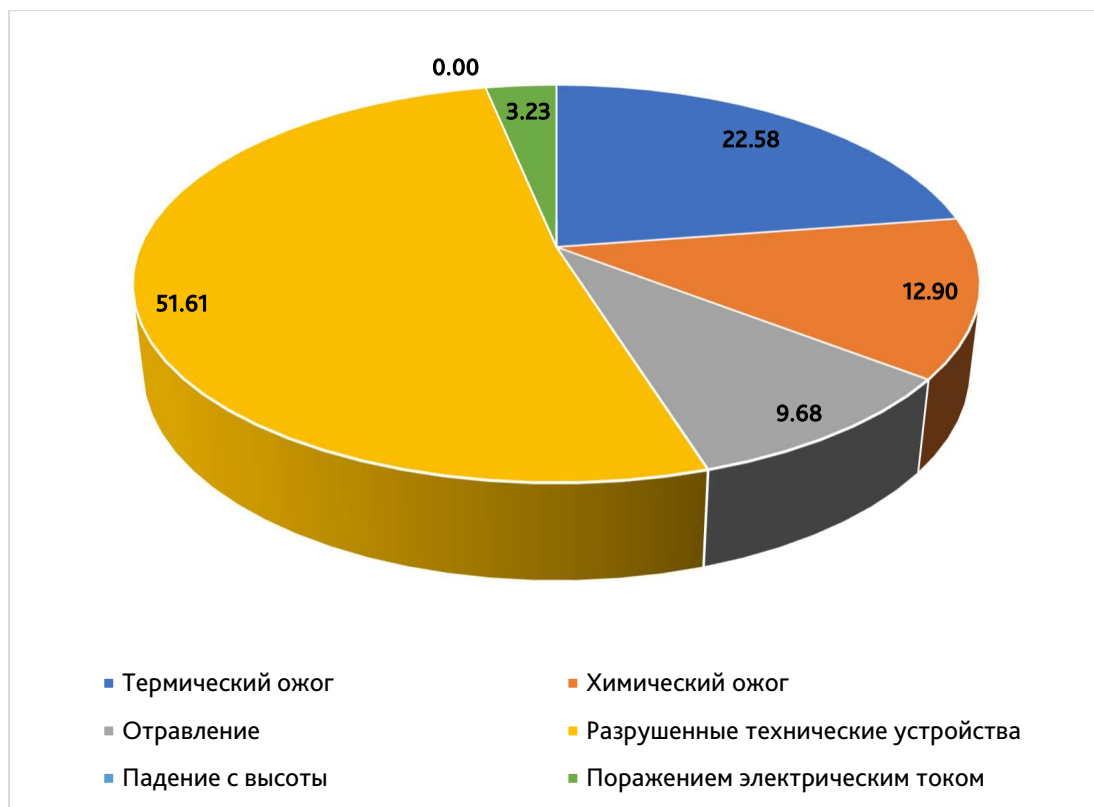


Рисунок 96 – Распределение несчастных случаев со смертельным исходом по травмирующим факторам (% от общего количества)

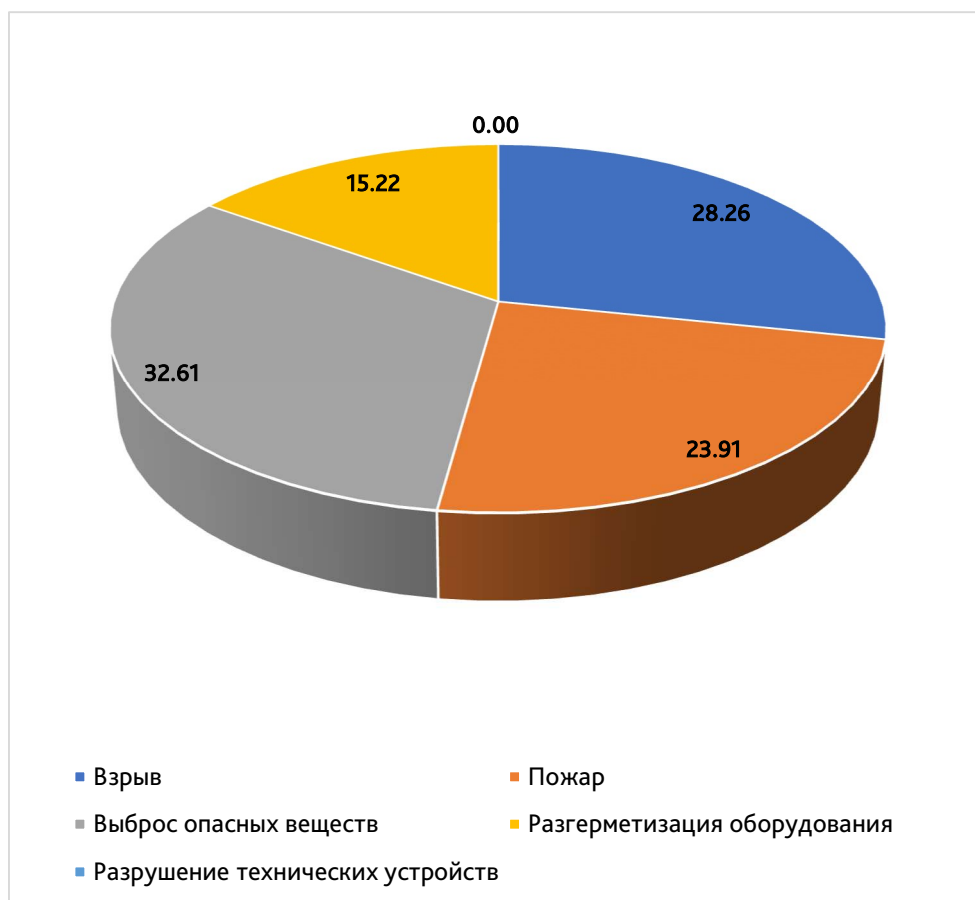


Рисунок 97 – Распределение аварий за 2013...2020 г.г. по видам (% от общего количества)

2.5. Анализ опасностей отклонений технологических параметров от регламентных, а также условий возникновения и развития аварий

2.5.1. Анализ условий возникновения аварии

К основным возможным причинам возникновения аварий на установке по производству линейного альфа олефина (ЛАО) – гексен-1 могут быть отнесены:

1) Конструктивные недостатки, дефекты изготовления и монтажа оборудования, ошибки проекта, отказы (неполадки) оборудования из-за его физического износа, коррозии, эрозии, температурных деформаций, нарушение работы систем и (или) средств управления и контроля (неисправности систем контроля, управления и противоаварийной защиты).

2) Прекращение подачи энергоресурсов (электроэнергии, воздуха, воды), которое может привести к остановке насосного (компрессорного) оборудования, отказу контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации, систем связи, нарушению технологических процессов, выходу параметров за критические значения и созданию аварийной ситуации.

3) Ошибочные действия персонала, связанные с нарушением режима эксплуатации производственных установок и оборудования, недостаточным контролем (или отсутствием контроля) за регламентными значениями параметров технологического процесса (выход параметров за критические значения), неадекватным восприятием информации и несвоевременностью принятия мер по локализации и ликвидации аварийной ситуации; ошибки при пусконаладочных работах, ведении ремонтных и профилактических работ; недостаточная профессиональная подготовка производственного персонала.

4) Внешние воздействия природного и техногенного характера, связанные с опасными природными процессами, несанкционированным вмешательством в технологический процесс, специально спланированными диверсиями или террористическими актами, авариями или другими техногенными происшествиями на соседних объектах. Снежные заносы, выход значений температуры и ледовой нагрузки за принятые проектные значения могут привести к нарушениям режимов работы технологического оборудования, обледенению. Грозовые разряды или разряды статического электричества могут привести к отказу системы автоматического управления и разгерметизация оборудования. Также грозовые разряды и разряды статического электричества могут являться источниками воспламенения.

К основным возможным факторам, способствующим возникновению и развитию аварий на ОПО относятся:

1) Свойства обрабатываемых веществ, определяющие сценарий развития аварии (например, «огненный шар», взрыв, пожар, пожар-вспышка, рассеивание без воспламенения, озагрязнение окружающей среды). На ОПО при повышенном давлении, повышенной температуре в технологическом оборудовании и трубопроводах обращаются воспламеняющиеся (горючие) газы, горючие жидкости. При нарушениях герметичности существует опасность выбросов под давлением в окружающую среду, с последующим возникновением взрывов ТВС, пожаров и загрязнения окружающей среды.

2) Количество обрабатываемого опасного вещества в единице оборудования и скорость его перемещения по трубопроводам определяют количество опасного вещества, участвующего в аварии и создании поражающих факторов. Для ОПО характерны: наличие значительных масс, воспламеняющихся (горючих) газов, горючих жидкостей, компактно сосредоточенных в оборудовании и технологических трубопроводах установок на относительно небольшой площади; большой объем трубопроводов между установками, размещаемых на надземных эстакадах; наличие емкостного оборудования большого единичного объема, обладающего большим энергозапасом. Возможны массивные залповые выбросы воспламеняющихся (горючих) газов и горючих жидкостей в окружающую среду, с последующими крупномасштабными взрывами ТВС и пожарами.

3) Место и характер разрушения оборудования определяют количество опасного вещества, участвующего в аварии и создании поражающих факторов. Возможно цепное развитие аварий из-за компактного расположения потенциально опасного оборудования, например, при огневом нагреве.

4) Метеоусловия определяют возможность рассеивания облаков опасных веществ, реализация определенных сценариев аварии (например, взрыв, пожар, рассеивание без воспламенения). При утечке жидкостей происходит их бурное вскипание за счет перегрева, при этом могут образовываться большие количества газообразного горючего. Тяжелый газ может скапливаться в пониженных местах, углублениях, создавая локальные, медленно рассеивающиеся зоны с взрывоопасными концентрациями.

5) Время обнаружения аварийного выброса и локализация аварии (оперативность и подготовленность персонала к действиям в аварийной ситуации) определяют количество опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов, время и характер воздействия поражающих факторов на соседнее оборудование.

На анализируемом объекте типовые процессы относятся к тепломассообменным, теплообменным, газо- и гидродинамическим, а также реакционным.

2.5.2. Анализ опасностей отклонений технологических параметров от регламентных

При рассмотрении опасностей отклонений технологических параметров от регламентных важно учитывать типовые процессы, протекающие на «Установке по производству линейного альфа олефина (ЛАО) – гексен-1». Характеристика опасностей, связанных с основными (типовыми) процессами, и соответствующими отклонениями технологических параметров от регламентных приведена ниже.

Реакционные процессы. Основной реакцией, обуславливающей получение полупродукта, для дальнейшего выделения товарного гексена-1, является экзотермическая реакция тримеризации этилена с применением катализаторного комплекса.

Экзотермические химические реакции проводят в технологических системах (реакторах), сбалансированных по тепловому режиму. Выделяемое при реакции тепло, как правило, отводится внешним хладагентом через стенки теплообменных элементов, с нагретыми продуктами реакции или с избыточным сырьем за счет его испарения и так далее. Устойчивое протекание реакционного процесса обеспечивается равенством скоростей тепловыделения и теплоотвода. Скорость реакции быстро увеличивается при повышении температуры. Если скорость тепловыделения превышает скорость отвода тепла, температура среды будет неограниченно возрастать, что неизбежно приведет к взрыву.

Экзотермические процессы проводят при повышенной температуре, повышенном давлении, в присутствии катализаторов. Аппаратура обладает большим запасом энергоносителей. При выходе из-под контроля такой реакции выделяющееся тепло повышает имеющийся запас потенциальной энергии до критических значений, при которых происходит взрывной процесс с разрушением оболочки системы. Кроме того, результатом неуправляемости экзотермической реакции может быть накопление в системе масс химически нестабильных соединений (целевых или побочных), превышающих допустимые, которые могут разлагаться с резким повышением параметров процесса, что также приводит к разрушению аппаратуры.

При разработке мер взрыво- и пожарной защиты экзотермических реакционных процессов особое внимание уделяется возможности снижения скорости химической реакции охлаждением, прекращения подачи технологических материальных потоков, ингибирования вышедших из-под контроля экзотермических реакций и, в крайнем случае, аварийного опорожнения аппаратуры.

Следует отметить, что используемые на ОПО сырье и целевые продукты характеризуются достаточно высокой химической стабильностью. Протекающие реакционные процессы не образуют нестабильных соединений, способных разлагаться с выделением значительного количества энергии, поэтому опасность разрушения оболочек аппаратов от внутренних взрывов невелика.

Тем не менее, нарушение режима работы аппаратов с экзотермическими химическими процессами вызывает выделение тепла или побочных продуктов в виде паров и газов, которые могут привести к повышению давления в оборудовании выше допустимого предела и стать причиной его разрушения. Чрезмерно высокие скорости повышения или снижения температуры могут также привести к опасным тепловым деформациям в конструкциях аппаратуры, а затем стать причиной их аварийного разрушения.

При выходе из-под контроля экзотермических процессов неуправляемое нарастание скорости реакции может продолжаться и при частичном раскрытии технологической системы, при котором за счет тепла реакции происходит испарение горючей жидкости и интенсивное выделение паров в атмосферу. При полном раскрытии технологической системы резко уменьшается давление, снижается скорость химической реакции или она совсем прекращается.

Технологической схемой предусмотрена циркуляция значительных объемов газовых смесей с небольшим содержанием водорода. Самовоспламенение водорода при истечении из трубопроводов и аппаратов, находящихся под высоким давлением, часто являлось причиной аварии. Водород имеет весьма широкие концентрационные пределы воспламенения, очень низкую минимальную энергию воспламенения его смесей с воздухом, поэтому при аварийных утечках водорода весьма часты случаи его взрывов в воздухе рабочих помещений и на открытых установках.

При эксплуатации взрывоопасных производств неоднократно происходили взрывы в результате воспламенения огнеопасных веществ. В ряде случаев происходили возгорания в результате образования нестойких пирогенных соединений, например, сернистого железа (при ремонтах аппаратов и коммуникаций, в которых находились газы или жидкости, содержащие сернистые соединения). Следует отметить, что под действием расплавленной серы на стенках оборудования и трубопроводов может образоваться сернистое и пирогенное железо.

Тепломассообменные процессы. Емкостное оборудование является источником повышенной опасности из-за значительных объемов опасных веществ, которые могут находиться в нем, в том числе и при повышенных давлениях и температурах. Причинами разгерметизации емкостного оборудования могут быть:

- ошибки при проектировании и изготовлении;
- ошибки при проведении монтажных, ремонтных и пусконаладочных работ;
- нарушение герметичности оборудования вследствие эрозийного или коррозионного износа стенок, износа уплотнительных элементов фланцевых соединений;
- взрыв внутри оборудования из-за образования ТВС;
- нарушение крепления внутренних перегородок аппаратов вследствие отсутствия контроля крепёжных соединений;
- нарушение режимов эксплуатации (отказ средств контроля и регулирования, переполнение);
- чрезмерное (бесконтрольное) увеличение гидравлического сопротивления отдельных секций аппаратов, приводящее к их деформации и поломке;
- изменение гидравлического сопротивления рабочих каналов (секций) технологического оборудования или соединительных трубопроводов, например вследствие гидратообразования, парафино- и солеотложений, пенообразования газожидкостных потоков или залповых выбросов жидкости;

– нарушение работоспособности предохранительных клапанов, деформация и обрыв патрубков их крепления.

Ректификационная колонна представляет собой сложный аппарат значительной высоты и диаметра. В каждой колонне на разных уровнях присоединено большое число труб различного назначения, по которым протекают жидкие, газо- и парообразные продукты. По всей высоте колонны расположены люки (лазы) с крышками.

Места соединения трубопроводов, штуцера, фланцевые соединения царг, люки колонн, являются участками наиболее вероятного образования неплотностей.

Опасность ректификации обусловлена присутствием в системе больших количеств горючих и взрывоопасных паро- и газожидкостных смесей.

Высокие температуры и давления создают возможность воспламенения смесей при соприкосновении с воздухом, образования неплотностей во фланцевых соединениях, арматуре. Диапазон температур при ректификации весьма широк. Рабочие давления также колеблются в широких пределах.

При эксплуатации ректификационных колонн крайне опасно нарушение герметичности оборудования. Причинами разгерметизации могут быть недопустимое повышение давления внутри системы, коррозия, механические повреждения, вибрации. Давление может повыситься при перегрузке куба-испарителя в результате увеличения подачи разделяемой смеси или теплоносителя, недостаточной подачи воды в холодильники – конденсаторы. Нарушение нормального процесса конденсации паровой фазы (в процессах перегонки, ректификации) ведет к продолжению образования пара и неизбежному повышению давления в аппаратах.

К повышению давления в колоннах и нарушению режима ректификации приводит забивка отверстий распределительных устройств (тарелок, насадки), аппаратов и трубопроводов грязью, отложениями солей, кокса, полимерами. Особенно много отложений накапливается в нижней части колонн.

Попадание в высокотемпературные аппараты жидкости с низкой температурой кипения вызывает интенсивное вскипание жидкости, образование паров, а, следовательно, резкое повышение давления, что может вызвать разрушение аппаратов. Отмечены аварии от попадания водяного конденсата, воды и легких дистиллятных фракций в колонны нефтеперерабатывающих, нефтехимических и коксобензольных установок. Вода может попасть в систему через неплотности и трещины в змеевиках испарителя, с продуктами орошения.

Большую опасность представляют собой остатки паров, газов, жидких продуктов. Отмечено значительное число взрывов и хлопков с выбросом пламени при вскрытии колонн, не полностью освобожденных от продуктов и недостаточно промытых и пропаренных. Опасность воспламенения и взрывов возрастает при неправильном вскрытии люков.

При недостаточно полной очистке от остатков горючих жидкостей и паров, образующиеся взрывоопасные смеси легко могут воспламениться и вызвать взрыв, особенно в присутствии соединений железа, образовавшихся при разделении нефтепродуктов и продуктов нефтепереработки.

Теплообменные процессы. Типичные причины аварий теплообменного оборудования:

- парафино- и солеотложения в трубном (межтрубном) пространствах, отложения кристаллогидратов и льда в рабочих полостях и каналах, приводящие к снижению проходного сечения или закупорке каналов;
- нарушение герметичности фланцевых соединений вследствие износа уплотнительных прокладок или коррозии фланцев;
- нерасчетное изменение угла наклона лопастей вентилятора аппарата воздушного охлаждения.

Повышенную опасность представляют собой теплообменные аппараты, в которых при высоких температурах, давлениях охлаждаются или нагреваются парогазовые и жидкие смеси со взрывоопасными свойствами. Для большинства теплообменных аппаратов наибольшую опасность при их эксплуатации представляют нарушения герметичности, резкие изменения температур и давления, перегрев парогазовой смеси, ослабление механической прочности труб и корпусов аппаратов, вызванное различными отложениями на внутренней поверхности труб, змеевиков, корпуса теплообменника, а также коррозией, эрозией.

При эксплуатации теплообменных аппаратов в их трубном и межтрубном пространстве скапливаются грязь, накипь, коксующиеся вещества и другие отложения, приводящие к местному перегреву, ослаблению механической прочности металла труб змеевика, корпуса аппаратов.

Опасна межкристаллитная коррозия, возникающая большей частью в местах развальцовки, на стыке труб и трубной решетки, в простенках между ними и других аналогичных участках. Развитие межкристаллитной коррозии в начальный период протекает очень медленно и может длиться несколько лет. С течением времени скорость коррозии резко возрастает, в металле образуются мелкие волосяные трещины, затем величина и глубина трещин увеличивается, частично они становятся сквозными и металл разрушается. Основными причинами коррозии могут быть агрессивные среды, повышение рабочего давления, нарушение температурного режима, неплотности в местах развальцовки трубного пучка в решетке.

Причиной разрушения теплообменных аппаратов, обогреваемых горячей водой, водяным паром и другими теплоносителями, может быть также электрохимическая коррозия, возникающая при воздействии содержащихся в воде кислорода и двуокиси углерода. Электрохимическая коррозия приводит к образованию на поверхности металла окислов железа. Скорость ее протекания возрастает при высоких температурах и давлениях.

Разрывы теплообменной аппаратуры и технологических трубопроводов вызываются недопустимыми напряжениями в конструкциях вследствие отсутствия необходимой компенсации температурных деформаций. По этим причинам происходили разрывы элементов кожухотрубных теплообменников и других теплообменных аппаратов, а также технологических трубопроводов со взрывоопасными продуктами.

Опыт показывает, что теплообменники сравнительно редко разрушаются от температурных деформаций, так как они в значительной степени нормализованы и изготавливаются с соответствующими компенсирующими устройствами на специализированных предприятиях. Случаи разрушения теплообменных аппаратов связаны с недостаточно квалифицированным изготовлением их для индивидуальных процессов или с тепловыми деформациями при работе в режимах большого перепада температур теплоносителей и нагреваемого агента.

Газо- и гидродинамические процессы. Насосы различных типов и конструкций, применяемые для нагнетания горючих и легковоспламеняющихся жидкостей, имеют общие характерные опасности. Насосное оборудование является источником повышенной опасности, так как является источником давления. В литературе описано множество конкретных аварий, связанных с превышением давления жидкостей, когда источниками повышения давления служили насосы.

Данные аварий свидетельствуют, что при аварийной остановке насосов, жидкость может по транспортной системе распространяться (обратным ходом) в системы низких давлений (в приемной части насосов). Конструкция насосов и отдельных их элементов (особенно уплотнений и подшипниковых узлов) характеризуется низким уровнем надежности, в результате чего они являются хроническим источником аварийных выбросов горючих и легковоспламеняющихся жидкостей и, следовательно, взрывов и пожаров.

Для насосного оборудования характерны следующие причины аварий:

- износ уплотнений и рабочих колес, приводящий к потере герметичности и вибрации ротора;
- износ или разрушение уплотнения диска колеса центробежного насоса;
- пробой изоляции обмоток электродвигателя;
- усталостное разрушение подшипников качения;
- износ упругих элементов соединительных муфт.

Многолетний анализ причин аварий в процессах нагнетания жидкостей показывает, что наиболее часто повторяющиеся случаи связаны с разгерметизацией уплотнений, вызванной:

- превышением давления жидкости в насосах и трубопроводах при ошибочно закрытой арматуре на нагнетательной стороне;
- во время пусков в работу или остановок насосов;
- при образовании газовых пробок в системе трубопроводов;
- при забивке коммуникаций отложениями;
- при замерзании жидкости и образовании ледяных пробок в трубопроводах;
- при других условиях, способствующих появлению сверхдопустимого сопротивления прохождению жидкости.

По этим причинам отмечались залповые выбросы горючих жидкостей через разрывы трубопроводов, прокладок во фланцевых соединениях и так далее. Для поршневых и центробежных насосов характерной особенностью является утечка жидкостей через уплотнения подвижных деталей приводов, через корпуса насосов.

В процессах нагнетания жидкостей большую опасность представляют залповые выбросы горючих и легковоспламеняющихся жидкостей при разгерметизации оборудования, обуславливаемой во многих случаях различными поломками узлов и деталей насосов.

Отдельные элементы конструкции насосов (например, торцевые уплотнения, подшипниковые узлы) обладают низким уровнем устойчивости и являются источником локальных утечек опасных веществ в помещения насосных. Разрушение торцевых уплотнений и подшипников сопровождается повышением температуры этих элементов и (или) искрообразованием. Это может привести к воспламенению выбросов опасного вещества с последующим пожаром (взрывом) в помещениях насосных, что в свою очередь может являться источником цепного вовлечения в аварию оборудования с большими количествами опасного вещества.

Центробежные насосы более безопасны для перекачивания легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, горючих сжиженных газов в сравнении с поршневыми насосами. Они обеспечивают равномерность подачи и исключают возможность превышения давления на линии нагнетания (до определенных пределов), просты в изготовлении и надежны в работе.

Оснащение центробежных насосов торцевыми уплотнениями позволяет снизить постоянные утечки перекачиваемых продуктов через сальники.

Однако, при выборе несоответствующей конструкции торцевого уплотнения и недостаточно квалифицированной эксплуатации, центробежные насосы тоже могут быть источником больших залповых выбросов горючих и легковоспламеняющихся жидкостей и сжиженных газов в атмосферу. К таким же последствиям приводят конструктивные недостатки и низкое качество изготовления.

Существенно снижает опасность замена насосного парка герметичными бессальниковыми агрегатами с экранированными приводами и устройствами локализации перемещения сред обратными потоками при случайных остановках. Вместе с тем общая надежность насосов повышается при учете коррозионной активности среды и других конкретных условий эксплуатации. Для своевременного обнаружения дефектов в процессе эксплуатации важным

является применение экспресс-диагностики текущего состояния уплотняющих устройств и подшипниковых узлов.

Резкое изменение давления взрывоопасных газов и работа трубопроводов в пульсирующем режиме обуславливают повышенную опасность компримирования. Анализ показывает, что причины аварий, связанные с эксплуатацией компрессоров, следующие:

- взрывы внутри компрессора взрывоопасной смеси и загрязнение поверхностей отложениями;
- разгерметизация систем вследствие неправильно установленных прокладок, неполной затяжки болтов, некачественного выполнения сварных швов или коррозии на участках трубопроводов;
- разрушения узлов и деталей, вызванные потерей прочности конструкционных материалов;
- разрушение под воздействием гидравлических ударов;
- увеличение до опасных пределов давления, температуры и нагрузки на компрессор;
- разрушение фундаментов компрессоров.

При компримировании горючих газов сохраняется вероятность подсоса воздуха в систему при нарушениях регламентированного давления и герметичности аппаратов и трубопроводов на всасывающей линии компрессора.

Вероятность наиболее велика при компримировании нетоксичных бесцветных и не имеющих запаха газов при небольшом избыточном давлении во всасывающей линии, так как при нормальном режиме системы незначительные утечки газа остаются незамеченными обслуживающим персоналом. При случайном же образовании вакуума на всасывающей стороне возможны подсосы воздуха и образование взрывоопасных газоздушных смесей.

Воздух в систему может проникать через запорные и предохранительные устройства одностороннего действия, установленные на всасывающей стороне при внезапном прекращении подачи газа на компримирование.

Разгерметизация систем компримирования может быть вызвана разрушением узлов и деталей машин вследствие потери прочности металла, повышенной вибрации конструкций, неудовлетворительной смазки.

Для компрессорного оборудования характерна сравнительно частая разгерметизация в разъемных болтовых и сварных соединениях, в уплотнениях деталей приводов движения, а также вследствие повышенной коррозии конструкционных материалов.

Опасности газовых выбросов в атмосферу во многих случаях связаны с низким качеством ремонта и ненадежной в связи с этим герметизацией компрессорного оборудования, что при больших динамических знакопеременных нагрузках приводит к разрушению системы, особенно в местах разъемных соединений.

Отмечены случаи выплавления, выкрашивания и разрушения подшипников, обусловленные дефектами сборки и низким качеством металла подшипников, недостаточной подачей смазки.

При эксплуатации компрессорных установок неоднократно возникали аварийные ситуации, вызванные отклонениями давления и температуры компримируемого газа от предусмотренных регламентом пределов, а также несовершенством конструкции или неисправными обратными клапанами, предохранительными устройствами и отсутствием соответствующих блокировок безопасности.

Анализ аварий показывает, что во многих случаях попадание жидкости, вызывающей гидравлические удары и разрушение аппаратуры, связано с неисправностью приборов контроля уровня жидкости в отделителях на всасывающей стороне компрессоров, а также другими нарушениями режима работы машин.

Жидкость может попадать в компрессор при определенных условиях и с нагнетательной стороны, например, при переполнении брызгоотделителей или других сосудов на нагнетательной стороне, срабатывании предохранительных или регулирующих клапанов, которыми чрезмерное избыточное давление с нагнетательной стороны стравливается в приемный трубопровод низкого давления компрессора.

Опасность возникновения гидравлических ударов также существует из-за низкого качества ремонта и неквалифицированной эксплуатации компрессорного оборудования, особенно в пусковой период после ремонта или длительного простоя.

Повышенная взрывоопасность агрегатов компрессии обуславливается не только большой вероятностью выбросов сжимаемых газов, но и обращающимися в системе перегретыми горючими смазочными маслами, а также другими горючими жидкостями в системах уплотнения приводов. При нарушении герметичности систем смазки и уплотнений, работающих при высоких давлениях, может произойти утечка этих горючих жидкостей, их интенсивное испарение с последующим воспламенением, взрывом и пожаром.

Значительное число неполадок в работе компрессорного оборудования приходится на маслосистемы, имеющие большое количество вспомогательных устройств, надежность которых значительно отличается от надежности компрессоров. Наиболее частой причиной аварийных остановок компрессорного оборудования являются отказы в работе маслосистемы и, прежде всего, маслонасосов системы смазки и уплотнения.

В практике неоднократно отмечались случаи воспламенения и взрыва паровоздушных смесей в аппаратуре компрессорных установок при использовании смазочных масел несоответствующих марок и компрессоров, не предусмотренных паспортом установки. Имели место аварии и вследствие отложений продуктов осмоления и других веществ на деталях машин, находящихся в контакте с сжимаемыми газами.

В общем случае аварии на установках, аппаратах и агрегатах объектов КС происходят по следующим причинам:

- разгерметизация фланцевого соединения на входе (выходе) установки, аппарата или агрегата;
- разгерметизация корпуса установки, аппарата или агрегата;
- разрушение фундаментных опор под установкой, аппаратом или агрегатом;
- разгерметизация торцовых уплотнений установки, аппарата или агрегата;
- разгерметизация клапанов на трубопроводах обвязок установок, аппаратов и агрегатов;
- порыв маслопровода;
- порыв (трещина) на полное сечение трубопровода выхлопа импульсного или пускового газа;
- разгерметизация камеры сгорания турбины;
- отказ системы зажигания в камере сгорания турбины;
- самопроизвольное закрытие шарового крана на технологической линии газа;
- самопроизвольное закрытие клапанов на газо (масло)проводах управления установок, аппаратов и агрегатов;
- отказы отсекающей арматуры на технологических коммуникациях;
- коррозия;
- большой износ оборудования при недостаточно качественном диагностическом контроле и несвоевременном выполнении ремонтных работ по обеспечению герметичности трубопроводов, сосудов, арматуры;
- внешние причины природного (например, удар молнии) и антропогенного характера;
- нарушения правил технической эксплуатации.

Основными вторичными причинами аварий с пожарами на ГПА могут быть:

- утечки газа из всасывающего и нагнетательного трубопроводов, корпуса центробежного нагнетателя, трубопроводов пускового газа;
- утечки масла из систем смазки и уплотнения и попадание его на нагретые части ГПА;
- отказы в системах первичной идентификации утечек газа и масла, обнаружения загораний или задымлений, а также отказы или неэффективность действия систем пожаротушения.

Основными факторами, способствующими возникновению и развитию аварий на КС, являются:

- обращение в трубопроводах и аппаратуре взрывоопасного газа высокого давления;
- наличие большого числа арматуры, тройников, переходников, фасонных частей (т.е. мест с усложненной технологией проведения СМР, ухудшенным контролем качества сварных швов, повышенной концентрацией напряжений);
- наличие переходов подземных трубопроводов в надземные трубопроводы, являющихся местами повышенной коррозионной активности и концентрации напряжений;
- сложная пространственная стержневая конструкция надземных трубопроводов обвязки компрессорных агрегатов, испытывающая значительные переменные температурные и газодинамические (вибрационные) нагрузки (особенно со стороны нагнетания);
- повышенная вибрация трубопроводов, а также просадки трубопроводов и опор;
- заводские дефекты изготовления оборудования (в первую очередь фасонных частей и арматуры);
- погрешности монтажа;
- ошибки проекта;
- недостаточно качественный диагностический контроль и несвоевременное выполнение ремонтных работ по обеспечению герметичности трубопроводов, емкостей, аппаратов;
- неисправности или отсутствие систем контроля, управления и противоаварийной защиты;
- неудовлетворительное техническое состояние оборудования, его конструктивные недостатки, физический и моральный износ;
- недостаточная профессиональная подготовка производственного персонала.

Взрывоопасность при перемещении горючих жидкостей и газов по трубопроводам в большинстве случаев обуславливается возможностью разрушения отдельных элементов транспортных систем с последующим внезапным выбросом горючих продуктов в атмосферу. Весьма опасными являются разрушения трубопроводных систем, вызванные нарушениями расчетных давлений и скоростей движения жидкостей и газов в этих системах, полной закупоркой трубопроводов и арматуры ледяными и кристаллогидратными пробками.

К разрушениям транспортных трубопроводных систем сравнительно часто приводят чрезмерное превышение допустимых напора и скорости движения жидкостей или газа, и особенно при внезапных резких их изменениях.

Такие условия могут создаваться, например, в пусковой период и при внезапной остановке насосов, при быстром открытии или закрытии запорных органов. По статистическим данным за многолетний период, по этим причинам отмечено большое число случаев разрывов трубопроводов для нефтепродуктов. Эти опасности особенно характерны для транспортных систем большой протяженности при значительном диаметре труб.

Жидкостью, приобретающей чрезмерно большую скорость, могут создаваться гидравлические удары. На участках транспортной системы с большими местными

сопротивлениями (изменение направления потока, местные препятствия) могут создаваться весьма высокие давления и динамические нагрузки, приводящие к разрушению конструкций.

Недостаточной надежностью и эффективностью фазоразделения обуславливается во многих случаях повышенная взрывоопасность процессов транспорта газов, так как значительный унос жидкости газовым потоком приводит к гидравлическим ударам и разрушениям трубопроводов и аппаратуры, сопровождающимся выбросами в атмосферу больших объемов горючих газов.

Трубопроводные системы являются источником повышенной опасности из-за наличия сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры, жестких условий работы (перепад давлений и температур) и значительных объемов продуктов, перемещаемых по ним. Примерно половина аварийных выбросов происходит из-за разрушения трубопроводов (разгерметизации). Наиболее вероятным является выход из строя прокладок, фланцев.

Фланцевые соединения на аппаратах и трубопроводах следует всегда считать потенциальным источником выбросов. Анализ нарушений герметичности фланцевых соединений показывает, что они являются следствием ошибочно выбранных типов и конструкции фланцев, прокладочного материала, а также недостаточных или чрезмерно больших усилий затяжки и неравномерной затяжки, неполного комплекта крепежных деталей (болтов, шпилек и других). При сборке фланцевых соединений иногда допускается смещение осей, как самих фланцев, так и отверстий для крепежных болтов и шпилек, что практически исключает возможность равномерного обжатия прокладки при затяжке болтов и создает опасность разуплотнения фланцевого соединения. Опасность применения фланцевых соединений на трубопроводах горючих и легковоспламеняющихся жидкостей состоит еще и в том, что незначительные утечки с загораниями приводят к ослаблению затяжки болтов (шпилек), деформации металлических и загоранию мягких уплотнительных прокладок, разгерметизации уплотнения и усилению пожара на аварийном участке. Несмотря на многочисленные аварии, фланцевые соединения остаются одним из основных источников выбросов в атмосферу горючих веществ.

Правильно выполняемые сварные соединения обладают достаточной надежностью. Несмотря на сравнительно удовлетворительную надежность сварных соединений, их разрушение происходит довольно часто. Это обусловлено тем, что сварочные работы при монтаже трубопроводов проводят на месте их прокладки и при этом не всегда создаются условия для обеспечения необходимого качества неразъемных соединений и не всегда осуществляется должный контроль. Описано достаточно много аварий, связанных с утечкой горючих продуктов через разрушенные сварные соединения.

Причины отказов запорной и регулирующей арматуры:

- коррозия и эрозия уплотнительной пары клиновых задвижек, приводящие к потере их герметичности;
- эрозионный износ седел и конусов регулирующих клапанов вследствие наличия в рабочих потоках твердых примесей;
- износ деталей сальникового уплотнения штока регулирующих клапанов;
- разрыв мембраны пневмоприводных регулирующих клапанов;
- потеря упругости или разрушение пружин пневмоприводных регулирующих клапанов и предохранительных клапанов;
- отказы электромеханических клиновых задвижек вследствие люфтов в зубчатой передаче редуктора, износа подшипников, кулачков и уплотняющих поверхностей.

Наряду с общими характерными причинами нарушений герметичности технологических систем необходимо обратить внимание на специфические опасности, присущие трубопроводам. Так, остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями,

возникающими при монтаже, в ряде случаев вызывают поломку элементов запорных устройств, вследствие перекашивания уплотняющих поверхностей. Разрывы возможны под воздействием дополнительных напряжений при снижении температуры окружающей среды и так далее. Неправильная прокладка трубопроводов, выбор неподходящих способов компенсации температурных деформаций в системах, монтаж трубопроводов в ненадлежащем месте, применение труб из непригодных для данных температур материалов – все это приводит к авариям. Разрушения могут происходить также от напряжений, возникающих при перепадах температур, гидравлических ударах жидкости, от превышения давления при замерзании жидкости, эрозионного или коррозионного износа стенок трубопроводов вследствие наличия в газе твердых и жидких примесей и другим причинам.

Процессы сжигания газа на факельных установках. Анализ аварий, происходящих на факельных установках, позволяет выделить основные причины их возникновения:

- проникновение воздуха в газовый коллектор и образование в нем взрывоопасной газовоздушной смеси. Наиболее часто воздух в коллектор попадает через верхний открытый срез ствола факельной трубы, что обусловлено малой скоростью сбрасываемого газа и нарушением режима продувки факельной системы. Воздух в факельные трубопроводы часто попадает также при образовании вакуума в системе и нарушениях герметичности аппаратуры и газопроводов (при их разрушении и во время ремонтных работ). Иногда взрывоопасные газовые смеси образуются при продувке технологической аппаратуры от воздуха и сбросе продувочных газов на факел. При падении давления в системе и малой скорости истечения газа из факельной горелки, происходит проскок пламени в газовый коллектор;
- выброс взрывоопасных газов в атмосферу через лопнувший трубопровод или из разрушенного аппарата факельной системы. Разрушение трубопроводов может быть вызвано превышением давления, например, при замерзании воды в системе или под воздействием динамических ударов при залповом сбросе газов с высоким давлением;
- гидравлические удары в трубопроводах, вызванные скоплением большого количества жидкости (конденсата) в пониженных участках трубопроводов и аппаратуре;
- одновременный сброс в факельную систему различных несовместимых газов (окислителей и горючих), образующих взрывоопасные смеси, а также полимеризующихся веществ, представляющих собой твердые самовоспламеняющиеся отложения, которое снижают к тому же проходное сечение трубопроводов;
- прочие аварии и аварийные ситуации, вызванные отсутствием средств контроля и автоматического регулирования количества, давления и температуры газовых смесей, сбрасываемых на факел; несовершенством конструкции и неисправностями соответствующих элементов и узлов факельной системы.

Серьезную опасность при эксплуатации факельных систем представляет отрыв пламени и погасание факела, так как в этих условиях большое количество взрывоопасных газов будет выброшено в атмосферу. Взрывоопасные газы могут воспламениться от случайных источников зажигания и вызвать взрыв.

Отказы технических устройств, связанные с выходом технологических параметров на предельно допустимые значения. Важным параметром процессов является уровень жидкости, как в единичных емкостях, так и в технологической аппаратуре для непрерывных материальных потоков. Отклонение от заданного уровня жидкости в аппаратуре может привести к выбросам взрывоопасных продуктов в атмосферу, перебросам жидкой фазы в аппараты и машины с газовыми средами.

Снижение уровня жидкости в теплообменной аппаратуре приводит к перегреву. Изменение уровня жидкости в аппаратуре, как правило, обусловлено несовершенством схем

регулирования, ненадежностью уровнемеров и регуляторов, что в свою очередь связано с неоднородностью среды и коррозионными свойствами, большой вязкостью.

К нарушению технологического режима работы оборудования можно отнести, например, неоправданное изменение термобарических параметров эксплуатации. Описано множество аварий, связанных с превышением установленного давления газов и жидкостей по различным причинам, когда источниками повышения давления служили компрессоры и насосы. Источником повышения давления во многих случаях является чрезмерный нагрев веществ в аппаратуре, то есть, когда опасное повышение давления связано с нарушением температурного режима.

Источниками аварийного роста давления в аппаратах могут являться внезапные, не предусмотренные рабочим процессом случаи:

- приток в аппарат газа, пара или жидкости при закрытом выходе из него;
- обогрев или нарушение охлаждения аппарата, в результате чего происходит нагрев газа или пара, испарение жидкости в нем.

Причинами аварийного повышения давления могут являться:

- ошибки обслуживающего персонала;
- отказ запорно-регулирующей арматуры;
- нарушение функционирования системы автоматического управления;
- внезапное разрушение внутренних устройств аппарата: труб, змеевиков, рубашек и так

далее;

- замерзание охлаждающей воды;
- интенсивный нагрев поверхности аппарата от внешнего источника, например в

результате пожара.

В процессе эксплуатации отмечаются случаи отказа и несрабатывания предохранительных клапанов вследствие недостатков конструкции, намораживания на них влаги в зимних условиях, обрастания рабочих органов различными продуктами, образования в них и в сбросных трубах сплошных ледяных пробок. Это многократно приводило к разрывам аппаратов и крупным авариям.

Допускаемые ошибки в конструкциях и расчетах предохранительных клапанов и узлах их установки приводят к тому, что не всегда обеспечивается необходимый сброс давления при аварийных ситуациях.

Изменение температурного уровня среды во многих процессах является причиной повышения сверхдопустимого давления.

Отказы, связанные с физическим износом, коррозией, механическими повреждениями, температурными деформациями оборудования или трубопроводов.

Физический износ, коррозия, эрозия, температурная деформация технологического оборудования и трубопроводов могут стать причиной частичной или полной разгерметизации. Исходя из анализа аварийности, можно сделать вывод, что при достаточной прочности конструкции оборудования или трубопроводов эти разрушения чаще всего имеют локальный характер и не приводят к серьезным последствиям. Однако при несвоевременной локализации и ликвидации последствий локального разрушения они могут привести к цепному развитию аварийной ситуации с выбросом большого количества опасного вещества.

Опасности, связанные с коррозией, весьма актуальны, так как обращающиеся в процессах опасные вещества обладают повышенными коррозионными свойствами (особенно при повышенном содержании влаги, в условиях повышенных температур и давлений). В данных условиях обращающиеся вещества способны взаимодействовать со стенками аппаратов и трубопроводов, что снижает срок службы оборудования, может привести к аварийной разгерметизации и утечке опасных веществ в окружающую среду, взрывам и пожарам на установках.

На объекте часть процессов (или их стадий) протекает в условиях повышенных температур и давлений. При повышенных температурах и давлениях химическая активность газов сильно возрастает, и они начинают оказывать вредное влияние на металлы. В технологических средах возможны случаи газовой коррозии: водородная коррозия, обезуглероживание стали, сернистая коррозия, карбонильная коррозия.

Водородная коррозия наблюдается, в основном, в технологических средах, содержащих водород, при воздействии повышенных температур и давлений. При воздействии водорода металл может подвергаться двум видам разрушения: водородная коррозия и водородная хрупкость. Зачастую эти два вида процесса коррозии протекают одновременно.

Водородная коррозия происходит вследствие химического взаимодействия водорода и карбидной составляющей стали. При повышенных температурах и давлениях водород, попадая на поверхность стального изделия, диссоциирует. Атомы H_2 диффундируют вглубь металла, растворяясь в нем. Некоторая их часть вступает в реакцию с углеродом, образуя CH_4 .

При остывании металла, водород переходит в газообразное состояние, создавая достаточно высокое внутреннее давление. Это охрупчивает металл. На поверхности появляются трещины, вздутия. Прочность стали сильно уменьшается.

Обычно водородная коррозия появляется из-за нескольких причин:

- повышение внутреннего давления при образовании в порах CH_4 и в результате - растрескивание по границам зерен;
- обезуглероживание стали, которое происходит из-за восстановления водородом цементита (Fe_3C входит в состав сталей);
- водород проникает вглубь стали, образуя хрупкий твердый раствор водорода в Fe.

У водородной коррозии есть, так называемый, инкубационный период, при котором какие-либо внешние признаки разрушения отсутствуют.

Скорость протекания водородной коррозии зависит не только от рабочих давлений и температур, но и от глубины обезуглероживания стали.

Исходя из анализа неполадок и аварий, можно сделать вывод, что коррозионное разрушение при достаточной прочности конструкций аппарата или трубопровода чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям. Однако, при несвоевременной локализации может произойти дальнейшее развитие аварии. Опыт эксплуатации свидетельствует о том, что коррозионные повреждения материала становятся значительными в конце ресурса работы аппарата или трубопровода, например на трубопроводах жидких углеводородов – после 10...25 лет работы.

Под действием потока жидкости (пара, газа), несущей твердые частицы под высоким давлением и при высоких скоростях, возможны различные виды износа. Эрозии подвергается небольшая ограниченная область (например, места переходных сечений, врезки штуцеров, переходы).

Повреждения от температурных воздействий на материал аппарата появляются при изменениях температуры в жестко закрепленных конструкциях, прямолинейных участках трубопроводов, конструкциях из материалов с различными коэффициентами линейного расширения или выполненных из одинакового материала, но находящихся при различных температурных воздействиях (кожух и трубки трубчатых теплообменников).

Аппараты и трубопроводы повреждаются от механических воздействий в результате недопустимых напряжений при резких изменениях давления внутри аппаратов; гидравлических ударах, вызываемых работой арматуры, пуском и остановкой агрегатов. Динамические воздействия на материал аппаратов возникают также от случайных ударов движущегося транспорта, падения перемещаемых грузов и тому подобного.

Разрушение трубопроводов и аппаратов является иногда следствием воздействия одновременно нескольких факторов, например, ослабление прочности конструкции и внезапное повышение динамических нагрузок от резкого повышения давления внутри системы. Нарушение герметичности системы часто является следствием коррозионного разрушения металла и увеличения температурных деформаций в конструкциях.

Отказы, связанные с нарушением работы систем и (или) средств управления и контроля. Известны случаи вспышек, загораний, взрывов и пожаров, связанных с отказами КИП и средств автоматизации. Во многих случаях не обеспечивалась необходимая надежность работы автоматики, что многократно приводило к авариям. Из 120 проанализированных случаев взрывов, происшедших в различное время на предприятиях химической и нефтехимической промышленности нашей страны и за рубежом, 80 аварий (67%) вызвано отказами приборов регулирования и блокировок.

Отказы, связанные с прекращением подачи энергоресурсов. Прекращение подачи энергоресурсов (электроэнергии, воздуха КИП и так далее) может привести к остановке насосного оборудования, отказу контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации, систем связи, нарушению технологических процессов, выходу параметров за критические значения и созданию аварийной ситуации.

Развитие многих аварий начинается с внезапного прекращения электроснабжения отдельных технологических процессов, производств и всего предприятия.

При полном прекращении электроснабжения и срабатывании аварийных программ из технологических систем через предохранительные клапаны и другие устройства сбрасывались огромные количества горючих газов, с которыми аварийные системы утилизации или сжигания газовых сбросов не справлялись. По этой причине при внезапном прекращении электроснабжения происходили многочисленные аварии с разрушением факельных систем.

В других случаях опасным является прекращение электропитания систем КИП и автоматических блокировок. Кроме того, отключение электроэнергии будет осложнять локализацию и ликвидацию аварийных ситуаций.

Аварии, связанные с нарушениями режима электроснабжения, являются следствием неисправностей в энергосистемах, в энергетических хозяйствах самих предприятий и нарушения правил эксплуатации систем электроснабжения сторонними организациями или в результате стихийных бедствий.

Анализ случаев повреждений электротехнического оборудования показывает, что причинами их возникновения являются повреждения электрических сетей (37%), оборудования распределительных устройств (24%), электродвигателей (19%), устройств релейной защиты и цепи вторичной коммутации (13%), а также силовых трансформаторов (7%).

Также учитывается наличие и время срабатывания резервного энергообеспечения, используемого в случае прекращения подачи энергоресурсов.

Несмотря на подключение к двум различным источникам, были случаи внезапного и полного прекращения питания электроприемников. Это объясняется особыми условиями эксплуатации электротехнического оборудования и электрических сетей на предприятиях, а также взаимным влиянием источников и электроприемников в сложных системах.

Определенную опасность представляет прекращение подачи воздуха КИП. Неисправность средств контроля и управления может привести к опасному отклонению параметров технологического процесса от режимных значений, что в сочетании с ошибочными действиями (бездействием) персонала может стать причиной возникновения утечек.

Ошибочные действия персонала. Технологические процессы и операции, проводимые на производственных установках, достаточно сложны и требуют от обслуживающего персонала высокой квалификации. Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке

оборудования, ведении ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными режимами, с освобождением и заполнением оборудования опасными веществами. В случае неправильных действий персонала существует возможность разгерметизации системы и возникновения крупномасштабной аварии.

Опасности, связанные с ошибками персонала, могут возникнуть в результате:

- отступления от установленного технологического регламента ведения производственного процесса;
- нарушения режима эксплуатации производственных установок и оборудования;
- недостаточного контроля (или отсутствия контроля) за параметрами технологического процесса;
- неправильных действий при возникновении инцидента или нештатной ситуации в процессе работ;
- невыполнения (или ненадлежащего исполнения) рабочих инструкций;
- нарушения производственной дисциплины;
- неправильных действий при возникновении аварии и ликвидации ее последствий;
- недостаточной квалификации обслуживающего персонала.

Ошибки основного эксплуатационного персонала при ведении технологического процесса могут привести к выходу параметров за критические значения, при которых возможна разгерметизация технологической аппаратуры, выбросы рабочих сред в атмосферу и дальнейшее развитие аварии с взрывом и пожаром.

При переходных режимах работы технологического оборудования (пуск, остановка) повышается вероятность ошибок обслуживающего персонала (ошибочные действия операторов на стадиях пуска или аварийной остановки технологических линий).

Характерны ошибки персонала при выполнении регламентных или ремонтных работ. При подготовке оборудования к ремонту (отключение оборудования и трубопроводов, их опорожнение, установка заглушек, продувка, разборка фланцевых соединений), а также проведении ремонтных и профилактических работ, существует опасность попадания воздуха внутрь емкостей, аппаратов и трубопроводов, образования взрывоопасных смесей. Это может привести к внутренним взрывам на наружных установках или внутри помещений при инициировании от случайных источников зажигания, при нарушении персоналом правил ведения огневых работ.

Ошибки при локализации аварийных ситуаций могут усугубить тяжесть последствий аварии, поэтому квалификация и подготовленность персонала действиям при возникновении аварийных ситуаций играют существенную роль в обеспечении безопасности ОПО.

Анализ аварий показывает, что тяжесть их последствий во многих случаях могла быть значительно снижена при четких и правильных действиях производственного персонала, газоспасательных и других специальных служб, участвующих в ликвидации аварии.

Известны многочисленные случаи, когда ошибочные действия персонала по ликвидации создавшейся аварийной обстановки приводили не к устранению опасности, а наоборот, к развитию аварии и более тяжелым последствиям. Это обусловлено тем, что во многих случаях планы ликвидации аварии были весьма громоздкими и носили общий характер, без указания конкретных действий персонала. Характерны также недостатки в организации систематической работы по обучению и проверке знаний персонала по технике безопасности со стороны эксплуатирующей организации.

В реальных условиях при надлежащей квалификации и подготовке персонала в области промышленной безопасности, а также обучении работников действиям в случае аварии или инцидента, можно снизить риск ошибочных действий персонала.

Внешние воздействия природного и техногенного характера. Исходя из анализа реальной обстановки в районе расположения ОПО, внешние воздействия природного и техногенного характера, а также их последствия, можно охарактеризовать следующим образом:

- механические повреждения конструкций и оборудования на ОПО могут привести к нарушению герметичности системы при выполнении строительных или ремонтных работ в непосредственной близости от технологического оборудования или трубопроводов (например, случайное повреждение оборудования транспортными средствами);
- грозовые разряды или разряды статического электричества - возможны отказ системы автоматического управления и разгерметизация оборудования (вплоть до полного разрушения), выброс опасного вещества и возникновение аварийной ситуации, сопровождаемой взрывами и (или) пожарами; кроме этого, грозовые разряды и разряды статического электричества могут являться источниками воспламенения;
- снежные заносы, выход значений температуры и ледовой нагрузки за принятые проектные значения - возможны нарушение режимов работы технологического оборудования, обледенение конструкций и сооружений, с последующей разгерметизацией оборудования и выбросом опасного вещества;
- диверсии и террористические акты, акты вандализма маловероятны, так как проектные решения по охране объекта выполнены с учетом предотвращения постороннего вмешательства в производственную деятельность и противодействия возможным террористическим актам;
- внешние воздействия техногенного характера обусловлены наличием в непосредственной близости от ОПО опасных производственных объектов, на которых обращаются опасные вещества. Опасность для объекта представляют как непосредственное воздействие поражающих факторов (ударная волна, тепловое излучение) крупных аварий на соседних объектах, так и возможность инициирования (в результате этого воздействия) аварии на объекте.

2.6. Результаты идентификации опасности, в том числе по проведению анализа опасностей отклонения технологических параметров от регламентных

2.6.1. Определение сценариев аварий с участием опасных веществ

В соответствии с [7] под сценарием развития аварии понимается последовательность отдельных логически связанных событий, обусловленных конкретным инициирующим (исходным) событием, приводящих к возникновению поражающих факторов аварии и причинению ущерба от аварии людским и (или) материальным ресурсам или компонентам природной среды.

Исходным событием аварии, инициирующим выброс опасного вещества в окружающую среду, является разгерметизация (частичное или полное разрушение) технического устройства (аппарата, трубопровода и так далее).

В зависимости от характера разгерметизации возможны два варианта выброса:

- 1) при небольших размерах площади отверстия возникает относительно длительное (растянутое по времени) истечение опасного вещества в окружающую среду;
- 2) при существенном нарушении целостности аппарата или трубопровода в окружающую среду за короткое время выбрасываются значительные объемы опасных веществ.

Для полноты оценки опасности среди всего разнообразия возможных сценариев аварий целесообразно рассмотреть:

- 1) аварии с наиболее тяжелыми последствиями – как наиболее неблагоприятные варианты развития аварий (как правило, наименее вероятные) и наиболее опасные по последствиям аварийного воздействия. Такие сценарии характеризуются, например, полным

разрушением оборудования или трубопроводов с максимальным выбросом опасного вещества. Согласно [7] сценарий наиболее опасной по последствиям аварии (наиболее опасный по последствиям сценарий аварии) – сценарий аварии с наибольшим ущербом по людским и (или) материальным ресурсам или компонентам природной среды;

2) наиболее вероятные (типичные) аварии – варианты развития аварии с менее тяжелыми последствиями. Такие сценарии связаны, например, с частичным разрушением оборудования или трубопроводов с утечкой опасных веществ из отверстий. Согласно [7] сценарий наиболее вероятной аварии (наиболее вероятный сценарий аварии) – сценарий аварии, вероятность реализации которого максимальна за определенный период времени (месяц, год).

Возможные физические проявления аварий на рассматриваемой составляющей ОПО определяются, прежде всего, взрыво- и пожароопасностью обращающихся опасных веществ, а также значениями давления и температуры в технологическом оборудовании. Составляющая ОПО представляет собой различную степень опасности с точки зрения возможности развития аварийных ситуаций, так как оборудование и трубопроводы содержат разные опасные вещества – горючие и легковоспламеняющиеся жидкости и воспламеняющиеся газы.

Склонность к взрывному химическому превращению определяется химическим строением вещества и количеством тепла, выделяемого при химической реакции. Вещества, обращающиеся на объекте, являются достаточно стабильными химическими соединениями и не склонны к взрывным химическим превращениям, что исключает возможность их самопроизвольного взрыва в технологическом оборудовании.

Важной особенностью ТВС является наличие концентрационных пределов распространения пламени, то есть интервала составов от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР) до верхнего концентрационного предела распространения пламени (ВКПР). Технологический процесс на объекте протекает под избыточным давлением (подсос воздуха в систему через неплотности в аппаратах и трубопроводах маловероятен) и вне области концентрационных пределов распространения пламени, что в свою очередь снижает вероятность взрыва в технологическом оборудовании.

На установке по производству линейного альфа олефина (ЛАО) – гексен-1 в технологическом оборудовании и технологических трубопроводах обращаются перегретые жидкости. Критическая температура таких жидкостей выше, а атмосферная точка кипения ниже их рабочей температуры. Отличие жидкостей данной категории заключается в явлении мгновенного испарения, которое возникает тогда, когда в системе понижается давление.

При аварийных утечках такой жидкости ее испарение происходит как за счет высвобождения внутренней энергии, так и теплоотдачи от окружающей среды. Высвобождение внутренней энергии перегрева происходит при мгновенном испарении жидкости, а переход энергии окружающей среды протекает в процессе теплоотдачи от твердой поверхности к разлитой на ней жидкости и диффузионного тепло- и массообмена с воздухом.

Совместное высвобождение энергий перегрева жидкости и расширяющихся сжатых газов (паров) сопровождается интенсивным диспергированием большей части жидкости в атмосфере (образуется двухфазная смесь).

При больших энергиях перегрева жидкости и сжатых газов (паров) жидкость может полностью переходить во взвешенное мелкодисперсное и парообразное состояние. При более низких энергетических параметрах жидкости, одновременно происходят диспергирование жидкости в атмосфере и ее пролив по твердой поверхности.

Перегретыми могут быть жидкости, имеющие температуру кипения выше температуры окружающей среды. В технологических системах высококипящие жидкости при подводе тепла (водяным паром, от экзотермических реакций и так далее) нагреваются до температур выше температуры их кипения при атмосферном давлении и находятся в перегретом состоянии

(относительно их температуры кипения). Уровень нагрева жидкости характеризуется разностью между температурой, при которой жидкость находится в технологической системе, и температурой ее кипения при атмосферном давлении. Разлив таких перегретых жидкостей также сопровождается их вскипанием и мгновенным испарением при высвобождении энергии перегрева. Однако, для этих жидкостей отклонение от адиабатических условий, которое возникает из-за потери тепла в окружающую, относительно холодную среду, будет приводить к конденсации части выброшенного пара.

Если нагретая жидкость имеет температуру выше температуры окружающей среды, теплопритока от твердых поверхностей не происходит. Эффект парообразования с поверхности пролитой жидкости, когда температура ее кипения выше температуры окружающей среды, определяется в основном сравнительно медленными диффузионными процессами. Таким образом, скорость парообразования на поверхности разлитой жидкости при быстротечном высвобождении энергии перегрева оказывается несопоставимо малой. В этих случаях решающее влияние оказывают общие запасы внутренней энергии и уровень нагрева.

Опасность перегретых жидкостей заключается в том, что из-за больших скоростей парообразования, в результате крупных утечек за незначительное время образуются массивные облака ТВС.

Истечение из аварийного участка технологического оборудования может происходить как в виде струи газа (пара), так и в виде струи жидкости.

При образовании отверстия ограниченных размеров истечение паров может происходить при критической звуковой скорости, а процесс парообразования перегретой жидкости растягиваться во времени и протекать спокойно без выбросов жидкости. Возможность вовлечения капель жидкости в поток паров будет зависеть от скорости кипения и высоты парового пространства.

При мгновенном парообразовании и диспергировании в случае раскрытия технологической аппаратуры на участках ниже уровня жидкости, массовый расход ее в атмосферу больше; при этом мгновенное испарение и диспергирование будут протекать с внешней стороны места утечки.

При разрывах жидкостных трубопроводов интенсивное испарение может происходить в самой трубе, что приводит к образованию двухфазного потока и снижению массовой скорости истечения. Однако, в любом случае скорость парообразования и эффективность диспергирования будут выше при раскрытии системы в области жидкой фазы по сравнению со случаями пробоя в области зоны над жидкостью.

Наиболее опасным и частым является аварийное истечение из отверстия жидкой фазы в виде струи под большим давлением. При истечении струя распыляется. В это же время происходит интенсивное испарение.

Экзотермические химические реакции проводятся в технологических системах, сбалансированных по тепловому режиму. При выходе химической реакции из-под контроля (при отсутствии в системе веществ, склонных к взрывным химическим превращениям), возможен выход температуры и давления на критические значения, при которых происходит разрушение технологической аппаратуры. При полном раскрытии технологической системы, резко уменьшается давление, снижается скорость химической реакции или она совсем прекращается. В случае частичного раскрытия технологической системы, при котором экзотермическая реакция еще может продолжаться, образуется дополнительное количество паров за счет продолжающейся реакции.

В рассматриваемой химико-технологической системе протекают тепло- и массообменные процессы, для обеспечения сбалансированности которых осуществляется подвод тепловой энергии от внешних источников. На практике не всегда можно быстро отключить подачу

теплоносителей в аварийных ситуациях. Задержка отключения подачи внешних теплоносителей усугубляет развитие аварий и повышает тяжесть их последствий. При аварийной разгерметизации таких технологических систем и непрерывающейся подаче теплоносителя, может образоваться значительное количество горючих паров и их взрывоопасных смесей с воздухом.

При утечках перегретых жидкостей, обращающихся на рассматриваемом объекте, облако ТВС, как правило, будет представлять собой облако тяжелого газа. Основными причинами образования такого облака являются: молекулярный вес паров, который выше молекулярного веса воздуха; низкая температура газа при атмосферной точке кипения (для сжиженных углеводородных газов); наличие аэрозоля.

Тяжелый газ может скапливаться в пониженных местах, углублениях, создавая локальные, медленно рассеивающиеся зоны с взрывоопасными концентрациями.

Следует отметить, что аварийная разгерметизация технологического оборудования и трубопроводов может привести к значительной загазованности прилегающей территории. Размеры зоны загазованности зависят главным образом от массы и расхода утечки, формы и направления струи, метеорологических условий и рельефа местности. Наибольшее влияние на размеры зоны загазованности оказывает ветер и стабильность атмосферы. Наиболее опасным является истечение опасного вещества в безветренную погоду при инверсии, когда зона загазованности непрерывно увеличивается во времени и может достигать внушительных размеров.

Наличие источников зажигания на пути дрейфа облака обуславливает воспламенение и сгорание облака по всему объему с возникновением термического и барического факторов поражения. Задержка воспламенения ТВС связана с временем появления и мощностью источника зажигания (чем раньше он появится, тем меньше временная задержка).

В большинстве ТВС при возникновении горения распространение пламени по исходной свежей смеси происходит со сравнительно низкой скоростью (при зажигании относительно слабым источником). Такое ламинарное горение называется пожаром-вспышкой. В самоподдерживающейся волне горения фронт реакции продвигается по горючей смеси благодаря теплопроводности и конвекции в направлении от сгоревшего газа к несгоревшему газу (дефлаграционное горение).

В реальных промышленных условиях ежегодно происходят локальные взрывы (хлопки) парогазовых выбросов из технологических систем, сопровождающиеся сильным звуковым эффектом. При этом также создается избыточное давление, которое в определенных условиях может оказывать разрушающее действие. Наибольший разрушающий эффект имеют локальные взрывы веществ, характеризующихся высокими скоростями распространения пламени при сравнительно небольшой массе горючего вещества.

Горючие смеси газов (паров) с воздухом могут образовываться в ограниченных объемах помещений промышленных зданий. Производственные помещения, как правило, загромождены оборудованием, коммуникациями, перегородками, различными строительными устройствами, являющимися препятствиями, способствующими турбулизации потоков горячих смесей, многократному отражению ударных волн и их усилению. Скорости нарастания давления в этих случаях достигают высоких значений, при которых сброс давления через специально предусмотренные ослабленные элементы, окна и двери уже не возможен, что приводит к разрушению крыши и стен здания. Разрушающая способность взрывов газов существенно зависит от формы и геометрических размеров замкнутых объемов помещений.

Промышленные взрывы облаков ТВС могут также представлять собой совмещенные взрывы в открытом и замкнутом объемах.

В зависимости от характера окружающего пространства и взрывоопасных свойств ТВС, возможны как дефлаграционные режимы горения, так и детонационное распространение ударных волн [6,8].

Основным режимом горения облака ТВС на объекте будет дефлаграционный. Тем не менее, в условиях ограниченных объемов помещений промышленных зданий, высокой плотности оборудования и высокой скорости горения топлива, не исключена возможность возникновения детонации.

Как уже было отмечено ранее, в случае частичного разрушения технологического оборудования имеет место непрерывный аварийный выброс находящихся под давлением горючего газа (пара) или перегретой жидкости (в последнем случае происходит двухфазный выброс). В результате импульсного выброса опасное вещество распространяется в виде длинной струи, которая увлекает за собой воздух с образованием горючей смеси. При мгновенном воспламенении такой струи образуется диффузионный факел [9].

При разрывах трубопроводов факел может иметь вытянутую форму, а при пробое фланцевого соединения – веерообразную.

Поскольку большинство аппаратов работают под давлением, то реализация факельного горения выбрасываемой струи газа или паро-жидкостной струи будет наблюдаться с максимальной частотой. При этом длина факела для паро-жидкостной струи будет больше по сравнению с газовой струей с одинаковым расходом. Отметим, что для компрессоров и насосов сценарий полного разрушения также приводит к образованию струевого пламени, так как под полным разрушением подразумевается утечка с диаметром истечения, соответствующим максимальному диаметру подводящего или отводящего трубопровода [7,9].

Факельные пожары характеризуются высокой температурой пламени. Технологическое оборудование, находящееся в зоне горения струи газа и вблизи нее, подвергается интенсивному тепловому воздействию. В ряде случаев температурное воздействие пламени настолько велико, что может прогреть строительные конструкции до критической температуры с последующей эскалацией аварии.

Для пожаров проливов характерно диффузионное горение летучих газов, выделяющихся при горении, в газоздушном турбулентном потоке. При этом скорость горения, а следовательно, большинство характеристик пожара зависят от процесса всасывания воздуха в зоны смешения, подогрева и горения.

Вследствие большой разности температур и плотностей в зоне горения и окружающей среде, создаются значительные вертикальные скорости движения горячих газов, которые приводят к разрежению вблизи конвекционной колонки, куда устремляется воздух из окружающей атмосферы. Это ускоряет процесс диффузии воздуха в конвекционную колонку, который в свою очередь охлаждает горячие газы, увеличивая их плотность и уменьшая скорость.

Поскольку в этом случае насыщение воздухом происходит намного менее интенсивно, пожары проливов характеризуются более низкими температурами пламени и приводят к более низким уровням теплового излучения, чем при факельных пожарах. Хотя пожар пролива все же может привести к отказу структурных элементов объектов, на которые воздействует пламя, для этого требуется больше времени, чем при факельном пожаре. Дополнительная опасность пожаров проливов обусловлена возможностью их распространения. Горящая разлитая жидкость может растекаться по горизонтальной поверхности или стекать по вертикальной поверхности с образованием бегущего огня.

При внезапном разрушении оборудования и выбросе больших масс горючих газов (паров) и аэрозоля, наличие источника зажигания в месте выброса, как правило, приводит к мгновенному воспламенению. Облако пара в воздухе, обогащенное горючим веществом, горит с внешней поверхности, вытягивается и образует огненный шар, который поднимаясь, принимает

грибовидную форму. Ножка такого облака представляет собой восходящий конвективный поток, всасывающий атмосферный воздух и различные легкие горючие предметы, воспламеняя и разбрасывая их в окружающей среде.

При быстротечном сгорании облака происходит мощное излучение тепла в окружающее пространство, способное вызвать возгорание легковоспламеняющихся конструкций и термическое поражение людей на значительных расстояниях от места аварии.

На рассматриваемом объекте также обращаются вещества – термодинамически стабильные жидкости, у которых критическая температура и атмосферная точка кипения выше их рабочей температуры и (или) температуры окружающей среды.

В отношении основных опасностей таких жидкостей существенное значение имеют только утечки ниже уровня жидкости. Испарение при разливе таких жидкостей протекает значительно медленнее, чем для перегретых жидкостей.

Жидкости, у которых температура вспышки меньше или равна рабочей температуре и (или) температуре окружающей среды, могут образовывать над поверхностью пролива смеси паров и воздуха с концентрацией выше НКПР. Сценарии аварий, возникновение которых возможно при утечке таких жидкостей, в чем-то аналогичны упомянутым выше сценариям. Находящийся рядом источник воспламенения вызовет появление пламени, которое будет перемещаться и поджигать весь объем паровоздушной смеси с концентрацией выше НКПР. Такие жидкости зажигаются с образованием пожара-вспышки и способны образовывать самоподдерживающийся пожар пролива.

За счет испарения пролива возможно образование только вторичного облака. При определенных обстоятельствах возможен взрыв ТВС (наличие частично или полностью ограниченного (загроможденного) пространства в пределах облака ТВС). Возможность образования огненных шаров обусловлена уровнем перегрева жидкости, поэтому этот сценарий для рассматриваемого типа жидкостей не характерен.

Если температура вспышки выше рабочей температуры и (или) температуры окружающей среды, прежде чем такая жидкость загорится, к ней необходимо подвести определенное количество тепла, достаточное для повышения ее температуры до температуры вспышки. Над поверхностью пролива таких жидкостей находится смесь пара и воздуха с концентрацией ниже НКПР. Жидкости данного класса не зажигаются от находящегося рядом источника воспламенения, но будут зажигаться от удара пламени и гореть в самоподдерживающемся пожаре пролива.

Также следует отметить, что вероятность поражения человека осколками оборудования при его разрушении мала. Поскольку процесс разрушения оборудования сопровождается взрывами или горением выбрасываемых веществ, то зоны поражения от этих факторов опасности намного больше по масштабам. По этой причине данный поражающий фактор аварии в дальнейшем не рассматривается. Заметим, что в методике [9] указанный поражающий фактор также не рассматривается.

Ниже приводится краткое описание сценариев возможных аварий.

Сценарий С₁: Полное разрушение оборудования с сжиженным газом или перегретым ЛВЖ → поступление ОВ в окружающую среду, частичное испарение ОВ (при наличии перегретого ОВ) → мгновенное воспламенение → огненный шар и пожар пролива (при наличии пролива ЖФ) → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₂: Полное разрушение оборудования с сжиженным газом или перегретым ЛВЖ → поступление ОВ в окружающую среду → частичное испарение ОВ (при наличии перегретого ОВ), образование и распространение пролива ОВ (при наличии пролива ЖФ) → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ →

пожар-вспышка и пожар пролива (при наличии пролива ЖФ) → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₃: Полное разрушение оборудования с сжиженным газом или перегретым ЛВЖ → поступление ОВ в окружающую среду → частичное испарение ОВ (при наличии перегретого ОВ), образование и распространение пролива ОВ (при наличии пролива ЖФ) → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → взрыв облака ТВС → попадание в зону возможных поражающих факторов (барическое воздействие) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₄: Полное разрушение оборудования с сжиженным газом или перегретым ЛВЖ → поступление ОВ в окружающую среду → частичное испарение ОВ (при наличии перегретого ОВ), образование и распространение пролива ОВ (при наличии пролива ЖФ) → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₅: Частичное разрушение оборудования с сжиженным газом или перегретым ЛВЖ → поступление ОВ в окружающую среду → мгновенное воспламенение → образование горящего факела и пожара пролива (при наличии пролива ЖФ) → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₆: Частичное разрушение оборудования с сжиженным газом или перегретым ЛВЖ → поступление ОВ в окружающую среду → частичное испарение ОВ (при наличии перегретого ОВ), образование и распространение пролива ОВ (при наличии пролива ЖФ) → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → пожар-вспышка и пожар пролива (при наличии пролива ЖФ) → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₇: Частичное разрушение оборудования с сжиженным газом или перегретым ЛВЖ → поступление ОВ в окружающую среду → частичное испарение ОВ (при наличии перегретого ОВ), образование и распространение пролива ОВ (при наличии пролива ЖФ) → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → взрыв облака ТВС → попадание в зону возможных поражающих факторов (барическое воздействие) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₈: Частичное разрушение оборудования с сжиженным газом или перегретым ЛВЖ → поступление ОВ в окружающую среду → частичное испарение ОВ (при наличии перегретого ОВ), образование и распространение пролива ОВ (при наличии пролива ЖФ) → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₉: Полное разрушение оборудования с ГГ под давлением → поступление ОВ в окружающую среду → мгновенное воспламенение → огненный шар → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₁₀: Полное разрушение оборудования с ГГ под давлением → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → пожар-вспышка → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₁₁: Полное разрушение оборудования с ГГ под давлением → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе →

отсроченное воспламенение паров ОВ → взрыв облака ТВС → попадание в зону возможных поражающих факторов (барическое воздействие) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₁₂: Полное разрушение оборудования с ГГ под давлением → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₁₃: Частичное разрушение оборудования с ГГ под давлением → поступление ОВ в окружающую среду → мгновенное воспламенение → образование горящего факела → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₁₄: Частичное разрушение оборудования с ГГ под давлением → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → пожар-вспышка → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₁₅: Частичное разрушение оборудования с ГГ под давлением → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → взрыв облака ТВС → попадание в зону возможных поражающих факторов (барическое воздействие) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₁₆: Частичное разрушение оборудования с ГГ под давлением → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₁₇: Полное разрушение оборудования с ЛВЖ ($T_{всп} < 28^{\circ}\text{C}$) → поступление ОВ в окружающую среду → мгновенное воспламенение → пожар пролива → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₁₈: Полное разрушение оборудования с ЛВЖ ($T_{всп} < 28^{\circ}\text{C}$) → поступление ОВ в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → испарение пролива, образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → пожар-вспышка и пожар пролива (при наличии пролива ЖФ) → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₁₉: Полное разрушение оборудования с ЛВЖ ($T_{всп} < 28^{\circ}\text{C}$) → поступление ОВ в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → испарение пролива, образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → взрыв облака ТВС → попадание в зону возможных поражающих факторов (барическое воздействие) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₂₀: Полное разрушение оборудования с ЛВЖ ($T_{всп} < 28^{\circ}\text{C}$) → поступление ОВ в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → испарение пролива, образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₂₁: Частичное разрушение оборудования с ЛВЖ ($T_{всп} < 28^{\circ}\text{C}$) ниже уровня жидкости → поступление ОВ в окружающую среду → мгновенное воспламенение → образование пожара пролива (при наличии пролива ЖФ) → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₂₂: Частичное разрушение оборудования с ЛВЖ ($T_{всп} < 28^{\circ}\text{C}$) ниже уровня жидкости → поступление ОВ в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → испарение пролива, образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе →

отсроченное воспламенение паров ОВ → пожар-вспышка и пожар пролива (при наличии пролива ЖФ) → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₂₃: Частичное разрушение оборудования с ЛВЖ ($T_{всп} < 28^{\circ}\text{C}$) ниже уровня жидкости → поступление ОВ в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → испарение пролива, образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → взрыв облака ТВС → попадание в зону возможных поражающих факторов (барическое воздействие) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₂₄: Частичное разрушение оборудования с ЛВЖ ($T_{всп} < 28^{\circ}\text{C}$) ниже уровня жидкости → поступление ОВ в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → испарение пролива, образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₂₅: Полное разрушение оборудования с ГЖ или ЛВЖ ($T_{всп} > 28^{\circ}\text{C}$) → поступление ОВ в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → мгновенное или отсроченное воспламенение → пожар пролива → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₂₆: Полное разрушение оборудования с ГЖ или ЛВЖ ($T_{всп} > 28^{\circ}\text{C}$) → поступление ОВ в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → испарение пролива, образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₂₇: Частичное разрушение оборудования с ГЖ или ЛВЖ ($T_{всп} > 28^{\circ}\text{C}$) ниже уровня жидкости → поступление ОВ в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → мгновенное или отсроченное воспламенение → пожар пролива → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₂₈: Частичное разрушение оборудования с ГЖ или ЛВЖ ($T_{всп} > 28^{\circ}\text{C}$) ниже уровня жидкости → поступление ОВ в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → испарение пролива, образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₂₉: Полное разрушение насоса (разрыв нагнетательного патрубка на полное сечение) → поступление ОВ в окружающую среду → мгновенное воспламенение → образование горящего факела и пожара пролива (при наличии пролива ЖФ) → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₃₀: Полное разрушение насоса (разрыв нагнетательного патрубка на полное сечение) → поступление ОВ в окружающую среду → частичное испарение ОВ (при наличии перегретого ОВ), образование и распространение пролива ОВ (при наличии пролива ЖФ) → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → пожар-вспышка и пожар пролива (при наличии пролива ЖФ) → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₃₁: Полное разрушение насоса (разрыв нагнетательного патрубка на полное сечение) → поступление ОВ в окружающую среду → частичное испарение ОВ (при наличии перегретого ОВ), образование и распространение пролива ОВ (при наличии пролива ЖФ) → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → взрыв облака ТВС → попадание в зону возможных поражающих факторов (барическое воздействие) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₃₂: Полное разрушение насоса (разрыв нагнетательного патрубка на полное сечение) → поступление ОВ в окружающую среду → частичное испарение ОВ (при наличии перегретого ОВ), образование и распространение пролива ОВ (при наличии пролива ЖФ) → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₃₃: Частичное разрушение насоса → поступление ОВ в окружающую среду → мгновенное воспламенение → образование горящего факела и пожара пролива (при наличии пролива ЖФ) → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₃₄: Частичное разрушение насоса → поступление ОВ в окружающую среду → частичное испарение ОВ (при наличии перегретого ОВ), образование и распространение пролива ОВ (при наличии пролива ЖФ) → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → пожар-вспышка и пожар пролива (при наличии пролива ЖФ) → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₃₅: Частичное разрушение насоса → поступление ОВ в окружающую среду → частичное испарение ОВ (при наличии перегретого ОВ), образование и распространение пролива ОВ (при наличии пролива ЖФ) → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → взрыв облака ТВС → попадание в зону возможных поражающих факторов (барическое воздействие) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₃₆: Частичное разрушение насоса → поступление ОВ в окружающую среду → частичное испарение ОВ (при наличии перегретого ОВ), образование и распространение пролива ОВ (при наличии пролива ЖФ) → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₃₇: Полное разрушение компрессора с ГГ → поступление ОВ в окружающую среду → мгновенное воспламенение → образование горящего факела → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₃₈: Полное разрушение компрессора с ГГ → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → пожар-вспышка → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₃₉: Полное разрушение компрессора с ГГ → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → взрыв облака ТВС → попадание в зону возможных поражающих факторов (барическое воздействие) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₄₀: Полное разрушение компрессора с ГГ → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₄₁: Частичное разрушение компрессора с ГГ → поступление ОВ в окружающую среду → мгновенное воспламенение → образование горящего факела → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₄₂: Частичное разрушение компрессора с ГГ → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → пожар-вспышка, образование горящего факела → попадание в зону

возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₄₃: Частичное разрушение компрессора с ГГ → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → взрыв облака ТВС → попадание в зону возможных поражающих факторов (барическое воздействие) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₄₄: Частичное разрушение компрессора с ГГ → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₄₅: Полное разрушение трубопровода, транспортирующего ГГ под давлением → поступление ОВ в окружающую среду → мгновенное воспламенение → образование горящего факела → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₄₆: Полное разрушение трубопровода, транспортирующего ГГ под давлением → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → пожар-вспышка → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₄₇: Полное разрушение трубопровода, транспортирующего ГГ под давлением → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → взрыв облака ТВС → попадание в зону возможных поражающих факторов (барическое воздействие) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₄₈: Полное разрушение трубопровода, транспортирующего ГГ под давлением → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₄₉: Частичное разрушение трубопровода, транспортирующего ГГ под давлением → поступление ОВ в окружающую среду → мгновенное воспламенение → образование горящего факела → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₅₀: Частичное разрушение трубопровода, транспортирующего ГГ под давлением → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → пожар-вспышка → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₅₁: Частичное разрушение трубопровода, транспортирующего ГГ под давлением → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → взрыв облака ТВС → попадание в зону возможных поражающих факторов (барическое воздействие) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₅₂: Частичное разрушение трубопровода, транспортирующего ГГ под давлением → поступление ОВ в окружающую среду → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₅₃: Полное разрушение трубопровода, транспортирующего ЛВЖ → поступление ОВ в окружающую среду → мгновенное воспламенение пролива → образование пожара пролива → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₅₄: Полное разрушение трубопровода, транспортирующего ЛВЖ → поступление ОВ в окружающую среду → образование и распространение пролива ОВ → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → пожар-вспышка и пожар пролива → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₅₅: Полное разрушение трубопровода, транспортирующего ЛВЖ → поступление ОВ в окружающую среду → образование и распространение пролива ОВ → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → взрыв облака ТВС → попадание в зону возможных поражающих факторов (барическое воздействие) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₅₆: Полное разрушение трубопровода, транспортирующего ЛВЖ → поступление ОВ в окружающую среду → образование и распространение пролива ОВ → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₅₇: Частичное разрушение трубопровода, транспортирующего ЛВЖ → поступление ОВ в окружающую среду → мгновенное воспламенение пролива → образование пожара пролива → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₅₈: Частичное разрушение трубопровода, транспортирующего ЛВЖ → поступление ОВ в окружающую среду → образование и распространение пролива ОВ → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → пожар-вспышка и пожар пролива → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₅₉: Частичное разрушение трубопровода, транспортирующего ЛВЖ → поступление ОВ в окружающую среду → образование и распространение пролива ОВ → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → отсроченное воспламенение паров ОВ → взрыв облака ТВС → попадание в зону возможных поражающих факторов (барическое воздействие) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₆₀: Частичное разрушение трубопровода, транспортирующего ЛВЖ → поступление ОВ в окружающую среду → образование и распространение пролива ОВ → образование взрывоопасной концентрации паров ОВ в воздухе → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₆₁: Полное разрушение трубопровода, транспортирующего ГЖ → поступление ОВ в окружающую среду → образование и распространение пролива ОВ → мгновенное или отсроченное воспламенение пролива → пожар пролива → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₆₂: Полное разрушение трубопровода, транспортирующего ГЖ → поступление ОВ в окружающую среду → образование и распространение пролива ОВ → источника зажигания нет → прекращение аварии.

Сценарий С₆₃: Частичное разрушение трубопровода, транспортирующего ГЖ → поступление ОВ в окружающую среду → образование и распространение пролива ОВ → мгновенное или отсроченное воспламенение пролива → пожар пролива → попадание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя) людей, оборудования, зданий, сооружений.

Сценарий С₆₄: Частичное разрушение трубопровода, транспортирующего ГЖ → поступление ОВ в окружающую среду → образование и распространение пролива ОВ → источника зажигания нет → прекращение аварии.

2.6.2. Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета

Оценка последствий аварий и оценка риска аварий на объекте проводится с помощью программного комплекса для оценки последствий аварий с выбросом опасных веществ и оценки риска «ТОКСИ+Risk», разработанного ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности».

С помощью программного комплекса могут быть решены следующие основные расчетные задачи, необходимые для достижения целей, поставленных при разработке настоящего ОБ ОПО с использованием соответствующих методик:

- 1) расчет показателей риска на территории опасного производственного объекта и за его пределами
- 2) расчет взрывоустойчивости зданий и сооружений (как с использованием детерминированного, так и вероятностного подходов):
- 3) учет смещения центра взрыва облака ТВС с учетом дрейфа под действием ветра;
- 4) моделирование рассеяния опасных веществ в атмосфере (по моделям «тяжелого» и «легкого» газов):
- 5) оценка количества опасного вещества, поступившего в атмосферу при различных сценариях аварии;
- 6) моделирование рассеяния в открытом пространстве опасных веществ;
- 7) расчет зон токсического поражения человека и зон возможного воспламенения (взрыва) облаков топливно-воздушных смесей (ТВС);
- 8) оценка взрывоопасной массы горючего в облаках ТВС и их перемещения (дрейфа) с учетом времени, прошедшего с начала выброса.
- 9) моделирование взрывов облаков ТВС;
- 10) определение зон поражения людей и повреждения зданий в результате взрывов облаков ТВС по различным критериям поражения (по избыточному давлению, по избыточному давлению и импульсу, вероятностное поражение по пробит-функциям);
- 11) моделирование взрывов облаков ТВС с учетом тротилового эквивалента вещества, а также взрывов конденсированных взрывчатых веществ;
- 12) расчет последствий теплового воздействия от пожара пролива, огненного шара, аварийных факелов, пожара-вспышки (в штилевых условиях);
- 13) оценка зон поражения открытым пламенем и тепловым излучением, выделяемым при горении ОБ с учетом детерминированных и вероятностных (пробит-функция) критериев поражения;
- 14) расчет зон теплового воздействия стационарных факельных систем;
- 15) оценка зон интенсивности теплового излучения с учетом скорости выброса ОБ, конструктивных параметров стационарной факельной системы и скорости ветра.

Перечень и краткое описание расчетных методик, применяемых при оценке последствий аварий приведен в п. 2.1 настоящего ОБ ОПО. Описание исходных предположений и допущений, сделанных при количественной оценке аварийных выбросов опасных веществ, а также размеров зон воздействия поражающих факторов расчетных аварий приведены в п. 2.2 настоящего ОБ ОПО.

Рассматривались следующие варианты развития аварий:

- 1) взрывы облаков ТВС – последствия моделируются при помощи расчетных зависимостей, приведенных в РБ «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушной смеси» [8];

2) дрейф облаков ТВС с формированием зон загазованности – последствия моделируются при помощи расчетных зависимостей, приведенных в РБ «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» [10];

3) образование пожара пролива, огненного шара – последствия моделируются при помощи расчетных зависимостей, приведенных в Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах [9], ГОСТ Р. 12.3.047-2012 [14];

4) факельное горение газа – последствия моделируются при помощи расчетных зависимостей, приведенных в Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах [9], ГОСТ Р. 12.3.047-2012 [14];

5) образование пожара-вспышки – последствия моделируются при помощи расчетных зависимостей, приведенных в РБ «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» [10].

2.6.2.1. Оценка вероятности реализации аварийных ситуаций

Определение вероятности разрушения и трубопроводов оборудования проводилось на основании статистической информации и рекомендаций [6,7]. Результаты оценки вероятностей возникновения аварий приведены в таблице (Таблица 30).

Таблица 30 – Вероятности возникновения аварийных ситуаций на оборудовании и трубопроводах составляющих объекта

Оборудование	Вид разрушения	Вероятность, 1/год (1/(год*м) – для тр/пр)
Оборудование, работающее под давлением	Полное разрушение	1,0Е-06
	Образование отверстия (диаметр 10 мм)	1,0Е-05
Технологические аппараты, колонны, реакторы, фильтры	Полное разрушение	1,0Е-05
	Образование отверстия (диаметр 10 мм)	1,0Е-04
Насосы, компрессоры	Полное разрушение	1,0Е-04
	Образование отверстия (утечка через отверстие с номинальным диаметром 10% от диаметра наибольшего трубопровода, но не больше 50 мм)	5,0Е-04
Теплообменники (в зависимости от исполнения)	Полное разрушение	1,5Е-04...1,0Е-06
Трубопровод диаметром менее 75 мм	Полное разрушение	1,0Е-06
	Образование отверстия (истечение через отверстие с эффективным диаметром 10% от номинального диаметра трубы, но не больше 50 мм)	5,0Е-06
Трубопровод диаметром от 75 до 150 мм	Полное разрушение	3,0Е-07
	Образование отверстия (истечение через отверстие с эффективным диаметром 10% от номинального диаметра трубы, но не больше 50 мм)	2,0Е-06
Трубопровод диаметром более 150 мм	Полное разрушение	1,0Е-07
	Образование отверстия (истечение через отверстие с эффективным диаметром 10% от номинального диаметра трубы, но не больше 50 мм)	5,0Е-07

При определении условных вероятностей промежуточных событий в «деревьях событий» в настоящей работе применяется метод построения «деревьев отказов» (или «деревьев неисправностей») [7,20].

Метод построения «деревьев отказов» или «Анализа дерева отказов» (далее – АДО) предназначен для качественного или количественного анализа комбинации отказов технических устройств, инцидентов, ошибок персонала и нерасчетных внешних (техногенных, природных) воздействий, приводящих к аварии на ОПО. Метод АДО используется для анализа возможных причин возникновения аварии и расчета ее частоты (на основе знания частот исходных событий) [7].

Существуют два метода проведения АДО — качественный и количественный [20].

При качественном методе вероятности событий или частоту их возникновения не рассматривают. Это метод заключается в детальном анализе совокупности событий/неисправностей. Его применяют, когда необходимо выявить возможные причины неисправностей безотносительно реальной вероятности их возникновения. Иногда некоторые события, рассматриваемые при проведении качественного анализа, оценивают и количественно, но такие расчеты не связаны с попытками расчета общей безотказности.

При количественном методе в процессе детального АДО полностью моделируют изделие, процесс или систему и оценивают вероятности возникновения базисных событий, неисправностей или событий, выявленных в ходе анализа. В данном случае окончательный результат представляет собой вероятность появления завершающего события, свидетельствующего о вероятности возникновения неисправности или отказа.

АДО проводят независимо или совместно с другими методами анализа безотказности.

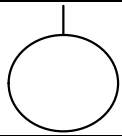
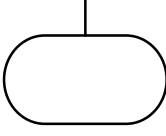

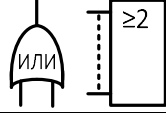
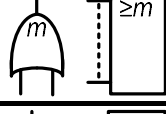
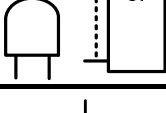

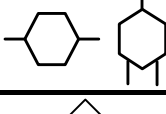
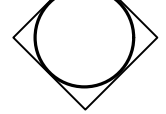
АДО позволяет:

- 1) установить причины или сочетание причин, приводящих к завершающему событию;
- 2) определить соответствие безотказности конкретной системы заданным требованиям;
- 3) определить виды возможных отказов или факторов, вносящих наибольший вклад в вероятность отказа системы или в вероятность ее неготовности (в случае восстанавливаемой системы) для выявления возможности улучшения безотказности системы;
- 4) сравнить различные варианты конструкции для улучшения безотказности системы;
- 5) доказать правомерность допущений, принятых при анализе другими методами, такими как марковский анализ или анализ возможных причин и последствий отказов;
- 6) определить возможные виды отказов, которые могут влиять на безопасность системы, оценить соответствующие вероятности их появления и возможности их уменьшения;
- 7) идентифицировать общие события;
- 8) найти события или сочетания событий, которые наиболее вероятно вызовут развитие завершающего события;
- 9) оценить влияние первичного события на вероятность завершающего события;
- 10) рассчитать вероятности событий, готовность системы и интенсивности отказов ее компонентов, представленных ДН (при наличии необходимых данных).

Структура дерева отказов включает одно головное событие (как правило, это авария и (или) инцидент), которое соединяется с набором соответствующих нижестоящих событий (ошибки, отказы, неблагоприятные внешние воздействия), образующих причинные цепи (сценарии аварий). Для связи между событиями в «узлах» деревьев используются знаки «И» и «ИЛИ». Логический знак «И» означает, что вышестоящее событие возникает при одновременном наступлении нижестоящих событий (соответствует перемножению их вероятностей для оценки вероятности вышестоящего события). Знак «ИЛИ» означает, что вышестоящее событие может произойти вследствие возникновения одного из нижестоящих событий [7].

Краткая характеристика графических символов и их описание приведены в таблице (Таблица 31) [20].

Таблица 31 – Символы, наиболее часто используемые при АДО

Символ	Название	Описание	Отношение к безотказности	Число входных событий
	Базисное событие	Событие самого низкого уровня, для которого имеются данные, касающиеся вероятности его появления	Вид неисправности компонента или причина вида неисправности	0
	Условное событие	Событие, которое является результатом появления другого события, при этом для развития завершающего события должны состояться оба события	Появление события, которое должно появиться для развития другого события. Условная вероятность	0
	Вентиль переноса	Вентиль, указывающий на то, что данная часть системы разрабатывается в другой части страницы или диаграммы, или анализе	Частичная диаграмма дерева отказов, приведенная в другом месте диаграммы системы.	0
	Вентиль <i>ИЛИ</i>	Выходное событие наступает, если наступает любое из входных событий	Отказ наступает, если любая часть системы отказывает (последовательная система)	≥ 2
	Мажоритарный вентиль	Выходное событие наступает, если наступают m или более входных событий из общего числа n	Резервирование k элементов из общего числа n , где $m = n - k - 1$	≥ 3
	Вентиль <i>И</i>	Выходное событие наступает, если наступают все входные события	Параллельное резервирование из n одинаковых или различных ветвей	≥ 2
	Вентиль <i>Ис приоритетом</i>	Выходное событие наступает, если входные события наступают последовательно слева направо	Пригоден для представления вторичных отказов или для описания последовательности событий	≥ 2
	Вентиль запрета	Выходное событие наступает, если наступают оба входных события, одно из которых условное	Условная вероятность появления выходного события	2
	Ранее разработанное событие	Событие разработано ранее в других «деревьях отказов», относящихся к соответствующим аппаратам	Появление события, причиной которого служит совокупность событий, связанных с другими аппаратами	0

При построении «деревьев отказов» рассматриваются:

- 1) возможные отклонения параметров (нарушения режимов) процесса от предусмотренных технологическим регламентом значений и причины этих отклонений;
- 2) механические поломки и отказы элементов оборудования, трубопроводов и арматуры;
- 3) отказы систем КИП и А, сигнализации, автоматических систем управления (АСУ) и противоаварийной защиты (ПАЗ);
- 4) ошибки персонала.

Метод «Анализ дерева событий» (далее – АДС) – количественный или полуквантитативный метод, включающий построение последовательности событий, исходящих из основного события, как правило, аварии на ОПО. Метод АДС используется для анализа развития аварийной ситуации. Частота каждого сценария развития аварийной ситуации рассчитывается

путем умножения частоты основного события на условную вероятность конечного события (например, аварии с разгерметизацией оборудования с горючим веществом в зависимости от условий могут развиваться как с воспламенением, так и без воспламенения вещества) [7].

В соответствии с положениями ГОСТ Р МЭК 62502-2014 [21] анализ дерева событий является индуктивной процедурой, предназначенной для моделирования возможных выходов, являющихся следствием реализации данного иницирующего события и состояний факторов защиты, а также определения оценок частоты или вероятности возможных выходов данного иницирующего события.

Графическое представление дерева событий требует, чтобы символы, идентификаторы и метки были использованы последовательно. Представление дерева событий зависит от предпочтений разработчика. Наиболее часто используемое графическое представление приведено на рисунке (Рисунок 98).

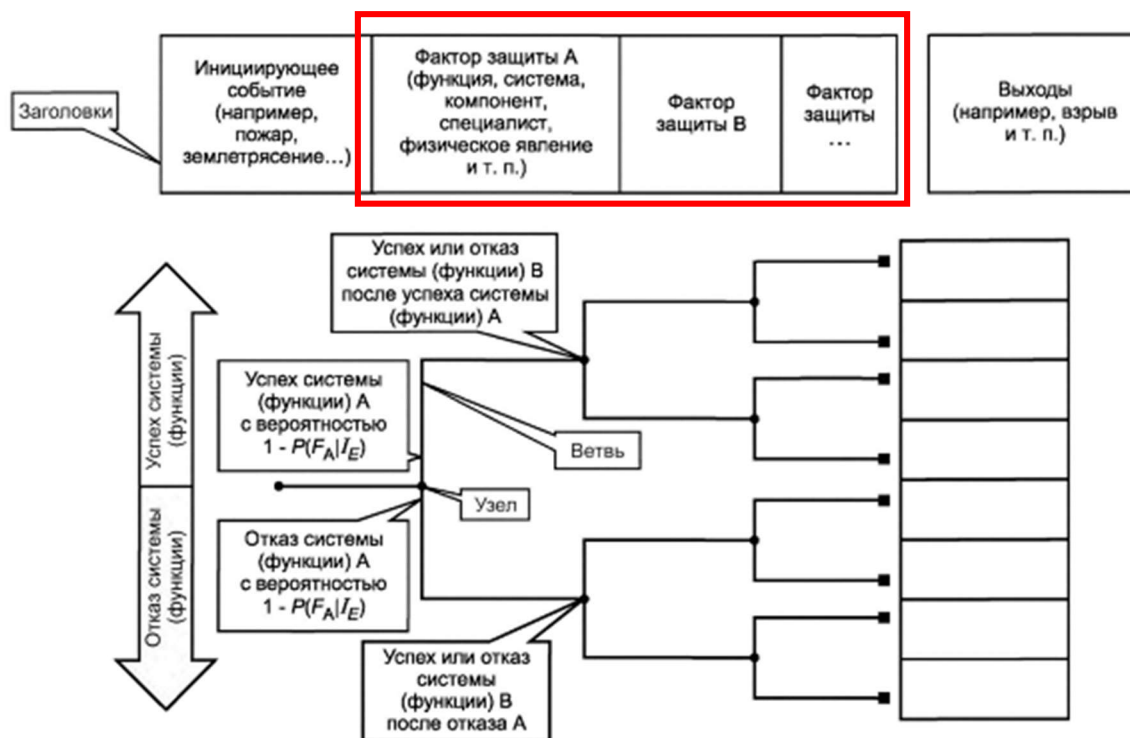


Рисунок 98 – Пример графического представления «дерева событий» согласно ГОСТ Р МЭК 62502-2014 [21]

Начиная с иницирующего события, в процессе анализа АДС исследователи постоянно ищут ответ на вопрос «Что произойдет, если ...». Опираясь на полученные ответы, аналитик строит дерево возможных выходов. Поэтому крайне важно составить перечень всех возможных иницирующих событий. Это обеспечивает то, что построенные деревья событий отражают все важные последовательности событий для рассматриваемой системы. Используя эту логику, АДС можно трактовать как метод представления применимых факторов защиты для данного иницирующего события.

Анализ АДС помогает идентифицировать все возможные варианты сценария развития неблагоприятного события (выделяя на дереве событий ветви успеха или срабатывания и отказа или несрабатывания фактора защиты), конструкции разрабатываемого объекта и выявить слабые места процедуры. Ветвь успеха является моделью условий, в которых фактор защиты действует в соответствии с его назначением (срабатывает). Как и в случае других аналитических методов, особое внимание следует уделять моделированию зависимости событий, учитывая, что

вероятности, используемые в дереве событий, являются условными на последовательности событий, которые произошли до реализации рассматриваемого события.

С учетом положений Приложения №2 к Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах [9] при построении деревьев событий следует учитывать наличие и условные вероятности эффективного срабатывания систем противоаварийной и противопожарной защиты. Примеры построения деревьев событий, приведенные в Приложении 8 к Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [7] также подтверждают необходимость учета систем безопасности – как видно из рисунка (Рисунок 99), при построении дерева учитывается система обнаружения загазованности. Возникновение пути развития неблагоприятной ситуации с возможным исходом «ликвидация утечки» обусловлено учетом вышеупомянутой системы защиты.

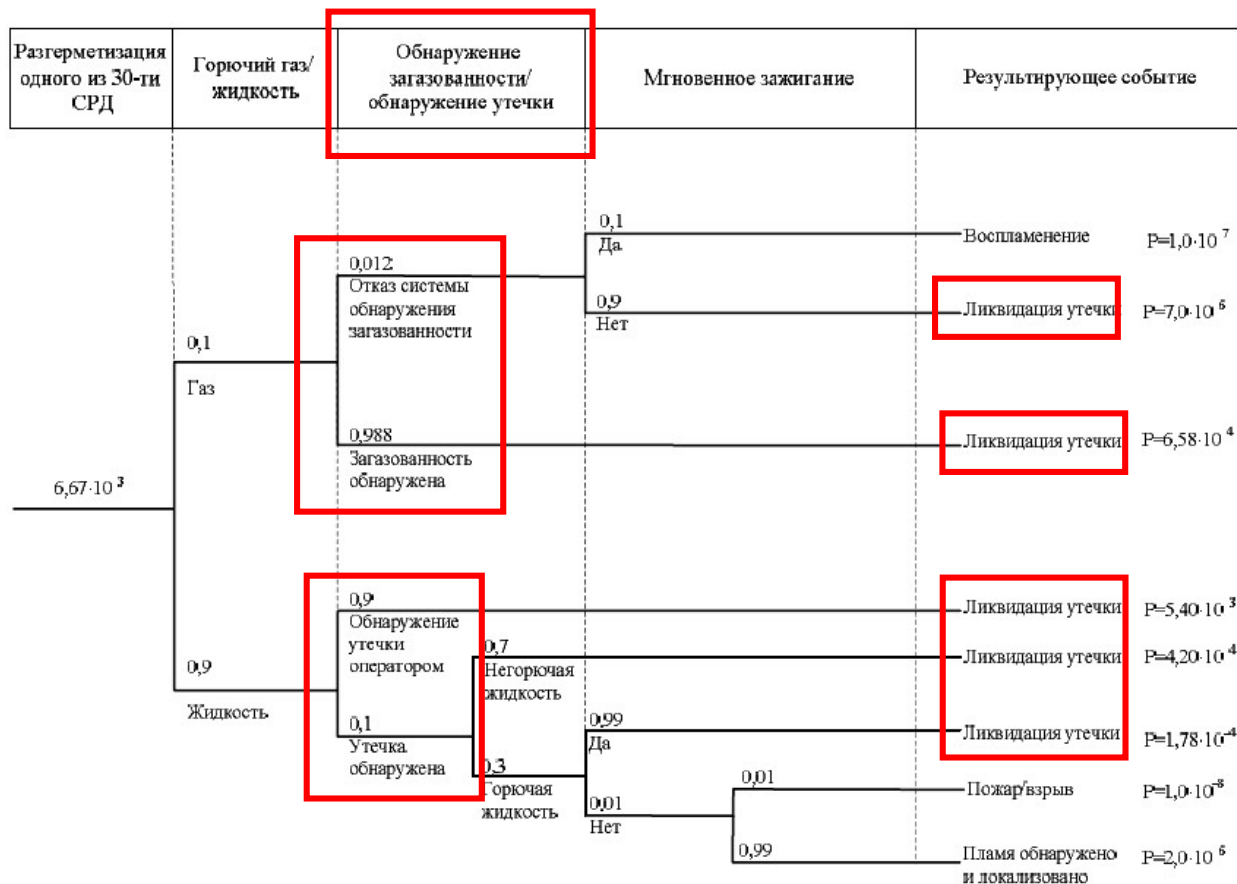


Рисунок 99 – Пример графического представления «дерева событий» согласно РБ «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [7]

При реализации предлагаемого решения возникает существенная проблема в оценке условных вероятностей промежуточных событий. Если для простых событий типа «ошибка персонала», «возникновение мгновенного/отложенного источника воспламенения», «сгорание с образованием избыточного давления» и т.д. можно использовать данные, содержащиеся в нормативно-технических и справочных источниках, то для более сложных систем (система противопожарной защиты, система контроля загазованности) использование какого-либо единичного значения частоты невозможно.

В соответствии с положениями ГОСТ Р 27.302-2009 [20], ГОСТ Р МЭК 62502-2014 [21] для оценки условных вероятностей некоторых промежуточных событий целесообразно использовать метод построения «деревьев отказов».

Пример возможного применения АДО при построении АДС в соответствии с положениями ГОСТ Р МЭК 62502-2014 приведен на рисунке (Рисунок 100).

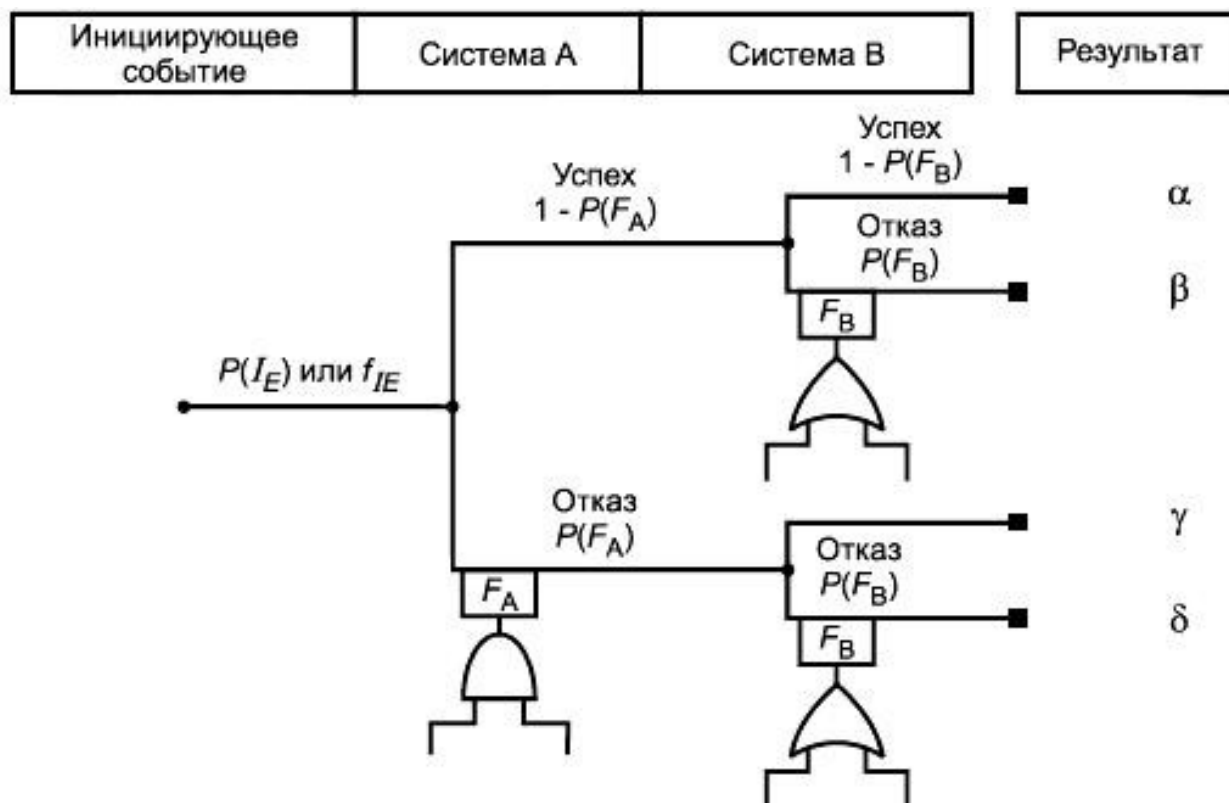


Рисунок 100 – Пример графического представления «дерева событий» с учетом «деревьев отказов» согласно ГОСТ Р МЭК 62502-2014 [21]

2.6.2.2. Анализ и оценка последствий рассматриваемых аварий

Пожар пролива, огненный шар

Интенсивность теплового излучения определяются согласно п. 23 Приложения №3 к «Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» [9] и Приложения В к ГОСТ Р. 12.3.047-2012 [14].

Интенсивность теплового излучения q (кВт/м²) для пожара пролива ЛВЖ, ГГ, ГЖ, огненного шара определяется по формуле:

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \tau$$

где: E_f – среднеповерхностная интенсивность теплового излучения пламени, кВт/м²;

F_q – угловой коэффициент облученности;

τ – коэффициент пропускания атмосферы.

Критерии детерминированного поражения человека тепловым излучением [7,9,14], используемые в Настоящей работе приведены в таблице (Таблица 32).

Таблица 32 – Критерии поражения человека тепловым излучением

Степень поражения	Интенсивность излучения, кВт/м ²
Без негативных последствий в течение неограниченного времени	1,4
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20÷30 сек.	7,0
Ожог 1 степени через 15÷20 сек.	

Степень поражения	Интенсивность излучения, кВт/м ²
Ожог 2 степени через 30÷40 сек.	
Непереносимая боль через 3÷5 сек. Ожог 1 степени через 6÷8 сек. Ожог 2 степени через 12÷16 сек.	10,5

Величина эффективного времени экспозиции (t , сек.) при воздействии теплового излучения пожара вычисляется по формуле [7]:

$$t = t_0 + \frac{x_0}{u_{cp}}$$

где t_0 – характерное время, за которое человек обнаруживает пожар и принимает решение о своих дальнейших действиях, с (принимается равным 5 с);

x_0 – расстояние от места расположения человека до безопасной зоны (в оптимальном расстоянии от места расположения человека до безопасной зоны (зона, где интенсивность теплового излучения меньше 4 кВт/м²), м;

u_{cp} – средняя скорость движения человека к безопасной зоне, м/с (принимается 5 м/с).

Величина эффективного времени экспозиции (t , сек.) при воздействии теплового излучения «огненного шара» вычисляется по формуле [7]:

$$t = 0,92 * m^{0,303}$$

где m – масса горючего вещества, участвующего в образовании огненного шара, кг/

Характерное время, за которое человек обнаруживает возгорание и принимает решение о своих дальнейших действиях, принимается равным 5 с, средняя скорость движения человека к безопасной зоне принимается 5 м/с [7].

Факельное горение

Оценка последствий при возникновении факельного горения струи газа оценивается с использованием расчетных зависимостей, приведенных в Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах [9], ГОСТ Р. 12.3.047-2012 [14].

Длина факела L_F (м) при струйном горении СУГ и СПГ, ЛВЖ и ГЖ определяется по формуле:

$$L_F = K \cdot G^{0,4},$$

где G – расход продукта, кг/с;

K – эмпирический коэффициент, который при истечении сжатых газов принимается равным 12,5, при истечении паровой фазы СУГ или СПГ – равным 13,5, при истечении жидкой фазы СУГ или СПГ, ЛВЖ и ГЖ под давлением – равным 15.

Ширина факела D_F (м) при струйном горении определяется по формуле:

$$D_F = 0,15 \cdot L_F.$$

При проведении оценки пожарной опасности горящего факела при струйном истечении сжатых горючих газов, паровой и жидкой фазы СУГ, СПГ, ЛВЖ и ГЖ под давлением допускается принимать следующее:

- 1) зона непосредственного контакта пламени с окружающими объектами определяется размерами факела;
- 2) длина факела L_F не зависит от направления истечения продукта и скорости ветра;
- 3) наибольшую опасность представляют горизонтальные факелы, условную вероятность реализации которых следует принимать равной 0,67;

- 4) поражение человека в горизонтальном факеле происходит в 30° секторе с радиусом, равным длине факела;
- 5) воздействие горизонтального факела на соседнее оборудование, приводящее к его разрушению (каскадному развитию аварии), происходит в 30° секторе, ограниченном радиусом, равным L_F ;
- 6) тепловое излучение от вертикальных факелов может быть определено по формулам для пожара пролива, принимая L равным L_F , d равным D_F , θ равным 0, а E_F по формулам или таблице из методики, касающейся оценки размеров зон поражения для пожара пролива в зависимости от вида топлива. При отсутствии данных и невозможности рассчитать E_F по представленным формулам допускается эту величину принимать равной 200 кВт/м^2 ;
- 7) за пределами указанного сектора на расстояниях от L_F до $1,5 L_F$ тепловое излучение от горизонтального факела составляет 10 кВт/м^2 ;
- 8) при истечении жидкой фазы СУГ или СПГ из отверстия с эквивалентным диаметром до 100 мм при мгновенном воспламенении происходит полное сгорание истекающего продукта в факеле без образования пожара пролива;
- 9) область возможного воздействия пожара-вспышки при струйном истечении совпадает с областью воздействия факела (30° сектор, ограниченный радиусом, равным L_F);
- 10) при мгновенном воспламенении струи газа возможность формирования волн давления допускается не учитывать.

Взрывы облаков ТВС

Оценка последствий взрывного превращения облаков ТВС на открытой площадке производится с использованием расчетных зависимостей, приведенных в РБ «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушной смеси» [8].

При оценке параметров ударных волн при взрыве облака ТВС учитываются следующие исходные данные:

- 1) характеристики горючего вещества, содержащегося в облаке ТВС;
- 2) агрегатное состояние ТВС (газовое или гетерогенное);
- 3) средняя концентрация горючего вещества в смеси C_r ;
- 4) стехиометрическая концентрация горючего газа с воздухом $C_{ст}$;
- 5) масса горючего вещества в облаке, участвующая в создании поражающих факторов взрыва M_r ;
- 6) удельная теплота сгорания горючего вещества q_r ;
- 7) информация об окружающем пространстве.

Степень разрушения различных административных, производственных зданий и сооружений от воздействия избыточного давления ударной волны приведены в таблице (Таблица 33) (Приложение 5 к РБ «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [7]).

Таблица 33– Данные о степени разрушения производственных, административных зданий и сооружений, имеющих разную устойчивость

Тип зданий, сооружений	Разрушение при избыточном давлении на фронте ударной волны, кПа			
	Слабое	Среднее	Сильное	Полное
Промышленные здания с тяжелым металлическим или железобетонным каркасом	20-30	30-40	40-50	>50
Промышленные здания с легким каркасом и бескаркасной конструкции	10-20	25-35	35-45	>45
Складские кирпичные здания	10-20	20-30	30-40	>40

Тип зданий, сооружений	Разрушение при избыточном давлении на фронте ударной волны, кПа			
	Слабое	Среднее	Сильное	Полное
Одноэтажные складские помещения с металлическим каркасом и стеновым заполнением из листового металла	5-7	7-10	10-15	>15
Бетонные и железобетонные здания и антисейсмические конструкции	25-35	80-120	150-200	>200
Здания железобетонные монолитные повышенной этажности	25-45	45-105	105-170	170-215
Котельные, регуляторные станции в кирпичных зданиях	10-15	15-25	25-35	35-45
Деревянные дома	6-8	8-12	12-20	>20
Подземные сети, трубопроводы	400-600	600-1000	1000-1500	1500
Трубопроводы наземные	20	50	130	–
Кабельные подземные линии	до 800	–	–	1500
Цистерны для перевозки нефтепродуктов	30	50	70	80
Резервуары и емкости стальные наземные	35	55	80	90
Подземные резервуары	40	75	150	200

Уровни разрушения зданий в соответствии с классификацией РБ «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» [8] и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [6] приведены в таблице (Таблица 34).

Таблица 34 – Уровни разрушения зданий

Категория повреждения	Характеристика повреждения здания	Избыточное давление ΔP , кПа	Коэффициент K
A	Полное разрушение здания	>100	3,8
B	Тяжелые повреждения, здание подлежит сносу	70	5,6
C	Средние повреждения, возможно восстановление здания	28	9,6
D	Разрушение оконных проемов, легкосбрасываемых конструкций	14	28,0
E	Частичное разрушение остекления	<2,0	56

Зависимость условной вероятности поражения человека с разной степенью тяжести от степени разрушения здания (ФНИП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [6]) представлена в таблице (Таблица 35).

Таблица 35 – Зависимость условной вероятности поражения человека с разной степенью тяжести от степени разрушения здания

Тяжесть поражения	Степень разрушения			
	Полное	Среднее	Сильное	Слабое
Смертельное	0.6	0.49	0.09	0
Тяжелые травмы	0.37	0.34	0.1	0
Легкие травмы	0.03	0.17	0.2	0.05

Величина избыточного давления на фронте падающей ударной волны принимается безопасной для человека $\Delta P=5$ кПа. Воздействие на человека ударной волны с избыточным давлением на фронте $\Delta P >120$ кПа принимается в качестве смертельного поражения. Для

определения числа пострадавших принимается значение избыточного давления, превышающее 70 кПа (приложение 5 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [7]).

Пожар-вспышка

Как показано ранее, при воспламенении паров ОБ возможна реализация т.н. «пожара-вспышки». Для оценки потенциальных последствий такого варианта развития аварии следует проанализировать поле пространственного распределения концентраций ОБ, образующегося при дрейфе взрывоопасного облака, при этом в качестве внешней границы зоны распространения взрывоопасных концентраций принимается изолиния, соответствующая значению изоконцентрации $0,5 \cdot \text{НКПР}$. Данное предположение позволяет оценить потенциальную опасность анализируемого варианта развития аварии с некоторым коэффициентом запаса, что, в целом, укладывается в рамки т.н. «консервативного подхода, применяемого в рамках настоящей работы.

Оценка последствий таких аварий проводилась с использованием расчетной методики, приведенной в Руководстве по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» [10]. Расчетные алгоритмы используемой методики реализованы в составе используемого программного комплекса «ТОКСИ+Risk».

Расчеты распространения ОБ в атмосфере, приведенные в Руководстве, основаны на модели рассеяния «тяжелого» газа. Основными особенностями образования «тяжелого» газа являются: соотношение плотности газообразного ОБ и плотности воздуха более 1, низкая температура, наличие аэрозолей.

Модель «тяжелого» газа учитывает следующие процессы:

- 1) движение облака с учетом изменения скорости ветра по высоте;
- 2) гравитационное растекание облака;
- 3) рассеяние облака в вертикальном направлении за счет атмосферной турбулентности (подмешивание воздуха в облако);
- 4) рассеяние облака в горизонтальном направлении за счет подмешивания воздуха в облако, происходящего как за счет атмосферной турбулентности, так и за счет гравитационного растекания;
- 5) нагрев и ли охлаждение облака за счет подмешивания воздуха;
- 6) фазовые переходы ОБ в облаке («газ – жидкость» и «жидкость – газ»);
- 7) теплообмен облака с подстилающей поверхностью.

При использовании методики предполагается:

- 1) газообразное ОБ считается идеальным газом, свойства которого не зависят от температуры;
- 2) жидкое ОБ считается несжимаемой жидкостью, свойства которой не зависят от температуры;
- 3) гравитационное растекание облака ОБ учитывается с помощью эмпирической зависимости;
- 4) ОБ находится в аварийном оборудовании при давлении, равном или превышающем атмосферное;
- 5) истечение и испарение ОБ происходят с постоянной скоростью, соответствующей максимальной скорости истечения (испарения);
- 6) разлив жидкой фазы происходит на поверхности без впитывания;
- 7) для случаев отсутствия обвалования толщина слоя разлившегося жидкого ОБ принимается равной 0,05 м;
- 8) осаждение (конденсация) на подстилающую поверхность выброса газообразного ОБ и

его химические превращения при рассеянии не учитываются;

9) рассматриваются только случаи аварийного истечения ОБ из оборудования, когда отверстия разгерметизации или места расположения аварийных трубопроводов всем сечением находятся выше или ниже уровня налива жидкого ОБ в оборудовании, соответственно, рассматривается истечение только газовой либо только жидкой фазы.

При оценке последствий потенциальных аварий с выбросом опасных веществ используются стандартные характеристики атмосферы и профили ветра, а также известные скорости подмешивания воздуха в выброс. Для описания устойчивости атмосферы используется 6 классов устойчивости — А, В, С, D, Е и F (по Паскуилу). Первые три класса соответствуют неустойчивой стратификации атмосферы, последние два — устойчивой. Класс D — соответствует нейтральной стратификации атмосферы. Предполагается, что в течение времени распространения облака характеристики атмосферы не меняются.

Оценка последствий ведется для наиболее неблагоприятных метеорологических условий — класс устойчивости атмосферы — F, скорость ветра на высоте 10 м — 1 м/с [10].

Для пожара-вспышки принимается, что условная вероятность поражения человека, попавшего в зону воздействия высокотемпературными продуктами сгорания газопаровоздушного облака, равна 1, за пределами этой зоны условная вероятность поражения человека принимается равной 0 (Приложение №4 к «Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» [9], Приложение №5 к Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [7]).

2.6.2.3. Оценка риска поражения людей

В соответствии с положениями п. 41 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [7] величину потенциального риска $R_{пот}(x;y)$, 1/год в определенной точке $(x;y)$ на территории площадочного объекта и в зонах, граничащих с площадочным объектом, следует определять по формуле:

$$R_{пот} = \sum_{i=1}^I Q_i \cdot \min(1; 1 - \prod_{j=1}^{\Phi_i(x;y)} (1 - \nu_{яз}^{ij}(x;y) \cdot P_{гиб}^{ij}(x;y)))$$

где: I – число сценариев развития аварий;

Q_i – частота реализации в течение года i -го сценария развития аварии, 1/год;

$\Phi_i(x;y)$ – количество поражающих факторов, которые могут действовать одновременно при реализации i -го сценария в точке с координатами $(x;y)$;

$\nu_{яз}^{ij}(x;y)$ – коэффициент уязвимости человека, находящегося в точке территории с координатами $(x;y)$ от j -го поражающего фактора, который может реализоваться в ходе i -го сценария аварии, и зависит от защитных свойств помещения, укрытия, в котором может находиться человек в момент аварии, и изменяющийся от 0 (человек неуязвим) до 1 (человек не защищен из-за незначительных защитных свойств укрытия), или превышать 1 в случае гибели людей при обрушении зданий;

$P_{гиб}^{ij}(x;y)$ – условная вероятность гибели незащищенного человека на открытом пространстве в точке территории с координатами $(x;y)$ от j -го поражающего фактора при реализации i -го сценария аварии.

Условная вероятность гибели человека определяется при помощи соответствующих пробит-функций [6,7,8,9]. В общем случае пробит-функция имеет вид [7]:

$$Pr = a + b \cdot \ln[D]$$

где: a и b – константы, зависящие от вида и параметров негативного воздействия;

D – доза негативного воздействия (для оценки воздействия теплового излучения – функция плотности, интенсивности теплового излучения и времени воздействия; для барического воздействия – избыточное давление на фронте ударной волны и импульс фазы сжатия).

Для поражения человека тепловым излучением величина пробит-функции описывается следующим выражением [7,9]:

$$Pr = -12.8 + 2.56 \cdot \ln \left[t * q^{\frac{4}{3}} \right]$$

где q – тепловая нагрузка, Вт/м²;

t – время экспозиции, с.

Вероятность повреждения стен промышленных зданий, при которых возможно восстановление зданий без их сноса, может оцениваться по соотношению [6,7,8,9]:

$$Pr = 5 - 0.26 \cdot \ln \left[\left(\frac{17500}{\Delta P} \right)^{8.4} + \left(\frac{290}{I} \right)^{9.3} \right]$$

где ΔP – избыточное давление, Па;

I – импульс, Па·с.

Вероятность разрушения промышленных зданий, при которых здания подлежат сносу, оценивается следующим образом [6,7,8]:

$$Pr = 5 - 0.22 \cdot \ln \left[\left(\frac{40000}{\Delta P} \right)^{7.4} + \left(\frac{460}{I} \right)^{11.3} \right]$$

Индивидуальный риск рекомендуется оценивать частотой поражения определенного человека (группы людей) в результате аварий в течение года по формуле (п. 42 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [7]):

$$R_{инд}^i = \sum_{k=1}^G q_{ki} \cdot R_{ном} (x; y),$$

где: q_{ki} – вероятность присутствия i -го индивида в k -ой области территории с учетом продолжительности действия поражающего фактора;

G – число областей, на которые условно можно разбить территорию, при условии, что величину потенциального риска на всей площади каждой из таких областей можно принять одинаковой.

Для оценки величин выбранного критерия подтверждения соответствия ОПО требованиям ФНИП (индивидуальный риск гибели) следует определить долю времени пребывания потенциальных реципиентов в опасных зонах.

В соответствии с п. 42 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [7] для производственного персонала долю времени, при которой реципиент (субъект) подвергается опасности, можно оценить величиной 0,22 – для производственных объектов с постоянным пребыванием персонала (41 час в неделю) и 0,08 – для производственных объектов без постоянного пребывания персонала (менее 2 часов в смену) [7]. Для мест постоянного проживания людей доля времени, при которой реципиент (субъект) подвергается опасности, оценивается равной 1.

Социальный риск — зависимость частоты возникновения сценариев аварий F , в которых пострадало на определенном уровне не менее N человек, от этого числа N [7,9]:

$$F(x) = \sum_{i=1}^{I(x)} Q_i^x$$

где Q_i^x – ожидаемые частоты реализаций аварийных ситуаций C_i , при которых гибнет не менее x человек;

$N(x)$ – число сценариев C_i , при которых гибнет не менее x человек.

2.6.2.4. Описание математической модели для вероятностной оценки взрывоустойчивости зданий

Оценка взрывоустойчивости зданий и сооружений объекта производится с применением методики, приведенной в Приложении 3 к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [6]. Более подробное описание методики приведено в Руководстве по безопасности «Методы обоснования взрывоустойчивости зданий и сооружений при взрывах топливно-воздушных смесей на опасных производственных объектах» [11].

В соответствии с положениями п. 3.2 Приложения 3 к ФНИП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [6], для обоснования взрывоустойчивости допускается использовать результаты количественного анализа риска взрыва и критерий, согласно которому частота разрушения здания R_p в течение года не должна превышать допустимую величину $R_{доп}$:

$$R_p < R_{доп}$$

В соответствии с п. 12 РБ «Методы обоснования взрывоустойчивости зданий и сооружений при взрывах топливно-воздушных смесей на опасных производственных объектах» [11] рекомендуемая величина допустимой частоты воздействия взрыва на здание $R_{доп}$ не должна превышать $1,0 \times 10^{-4}$ 1/год.

Расчет риска разрушения здания R_p определяется по формуле:

$$R_p = \sum_{j=1}^G P(j)$$

где: $P(j)$ – расчетная частота достижения в j -ом сценарии параметров падающей ударной волны, приводящей к разрушению здания (определяется методами количественной оценки риска);

G – число сценариев, при которых реализуются условия разрушения здания.

Для расчетов зон разрушения рекомендуется использовать Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» [10], Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» [8].

Процедуру формирования расчетных сценариев для каждой заранее выделенной составляющей на ОПО выполняют с использованием метода построения деревьев событий согласно Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [11].

Исходным событием каждого дерева является событие «А» – разгерметизация (разрыв) элемента (единицы оборудования) опасной составляющей (для технологических трубопроводов – m -го участка), при этом событие «А» может иметь дальнейшее развитие в зависимости от типа рассматриваемых составляющих групп сценариев. При этом каждый узел (разветвление) дерева событий должен отражать «вмешательство» в ход событий одного из учитываемых влияющих («задающих») факторов. После учета при построении дерева событий всех заранее заданных

влияющих факторов получившееся на выходе дерева общее число конечных ветвей соответствует общему числу $I \cdot J$ расчетных сценариев аварий на m -м элементе n -й составляющей, образующих полную группу несовместных событий.

Оценка риска взрыва ТВС включает оценку последствий различных сценариев аварий с выбросом ОБ с оценкой массы ОБ и расчетом показателей риска разрушения зданий при взрыве ТВС.

При оценке последствий взрывных процессов учитываются не только их тип (горение (детонация)) и масса топлива во взрывоопасных пределах, но и расстояние дрейфа, на котором в облаке ТВС могут сохраняться взрывоопасные концентрации.

При оценке последствий взрывных процессов с учетом дрейфа облака ТВС рекомендуется рассматривать зажигание облака ТВС в различные моменты времени. При отсутствии информации по источникам зажигания рекомендуется рассматривать зажигание в момент времени, когда в облаке ТВС находится максимальная взрывоопасная масса M_f .

Расстояние дрейфа облака ТВС определяется как расстояние между источником выброса и центром масс облака ТВС. В случае одновременного дрейфа нескольких облаков ТВС отдельно друг от друга рассматриваются сценарии взрыва каждого ТВС.

При оценке количества ОБ, участвующих в аварии, учитывается, что размеры зон поражения существенно зависят от массы выброшенного вещества (массы, участвующей в аварии) Q и массы, участвующей в создании поражающего фактора (взрыва $Q_{вз}$).

В случае аварии со взрывом ТВС в величину массы, участвующей в создании поражающего фактора, входит масса вещества (горючего газа) M_f , которая непосредственно участвует во взрывном процессе и генерации волн. Эта масса газа M_f может задаваться в качестве исходного параметра или определяться исходя из условий развития аварий согласно Руководству по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» [10].

Масса выброса ОБ Q в случае полного разрушения единицы оборудования принимается с учетом момента времени обнаружения выброса, срабатывания противоаварийной защиты и массы ОБ, поступивших в окружающее пространство от смежных единиц оборудования (участков), технологических блоков/

В случае частичного разрушения оборудования масса Q определяется путем интегрирования интенсивности выброса по времени от момента начала выброса до момента его завершения.

Учет метеорологических факторов и времени t_0 , прошедшего с начала аварии, наиболее актуален для дрейфа облака ТВС в атмосфере.

При выбросе в атмосферу масса M_f будет меняться в зависимости от времени t_0 , прошедшего с начала аварии, и в зависимости от расстояния от места выброса при движении выброса в поле ветра. В этом случае необходим учет метеорологических факторов, которые будут определять M_f .

Расчет параметров ОБ и зон разрушения проводится согласно Руководству по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» [8].

Для расчета показателей риска взрыва ТВС рекомендуется использовать следующие соотношения.

Условные вероятности $P(C_n | A)$ реализации сценариев C_n аварий с возгоранием и дрейфом облаков ТВС на рассматриваемом объекте следует рассчитывать по следующей формуле:

$$P(C_n | A) = P(G_s | A) P(U_{\psi\phi}) P(Se_v) \cdot P(KY | U_{\psi\phi} Se_v) P_{def} P(I | A)$$

где $P(G_s|A)$ – относительная частота реализации утечки продукта с интенсивностью G_s , находящейся в s -м из возможных диапазонов интенсивности истечения и зависящей от давления и размера отверстия разгерметизации (A – авария);

$P(U_{\psi\varphi})$ – относительная частота повторяемости в году скорости ветра $U_{\psi\varphi}$ в ψ -м диапазоне скоростей и φ -м географическом направлении (общее количество и размеры диапазонов скорости ветра, а также число учитываемых направлений ветра (румбов) задаются пользователем);

$P(Se_v)$ – относительная частота реализуемости сезона Se_v в течение года, $P(Se_v)=1$;

$P(KY|U_{\psi\varphi}Se_v)$ – относительная частота реализуемости данного класса КУ атмосферы по Паскуиллу при скорости ветра в s -м диапазоне в v -й сезон Se_v ;

$P_{\text{деф}}$ – условная вероятность сгорания с образованием избыточного давления при последующем воспламенении, $P_{\text{деф}} = f_{\text{н.в.}} \cdot f_{\text{дефл.}}$;

$f_{\text{н.в.}}$ – условная вероятность отложенного воспламенения;

$f_{\text{дефл.}}$ – условная вероятность взрыва;

$P(I|A)$ – условная вероятность зажигания облака (I_j) j -м способом (в различные моменты времени) от источников зажигания, находящихся в пределах облака ТВС (в тех или иных ячейках расчетной области), ограниченного изолинией концентрации паров $C=C_{\text{БКТБ}}$ и $C=C_{\text{НКЛБ}}$; в случае зажигания единственным способом выбирается момент достижения максимально возможной взрывоопасной массы при заданных интенсивности истечения, метеопараметрах, сезоне. В случае, если максимальная взрывоопасная масса существует на определенном участке дрейфа, при единственном варианте зажигания, следует выбирать вариант воспламенения на максимальном удалении.

Частоту сценария C_n при разгерметизации выбранной единицы оборудования определяют по формуле:

$$\lambda_{C_n} = P(C_n|A)\lambda_A$$

где λ_A – частота аварии на выбранной единице оборудования.

Скорость ветра $U_{\psi\varphi}$ ($\psi=1,...,\Psi$; ψ – общее число рассматриваемых скоростей ветра) реализуется по румбу φ ($\varphi=1,...,\Phi$; Φ – общее число румбов розы ветров, географических направлений в течение года с $P(U_{\psi\varphi}) < 1$). Как правило, $\Phi = 4; 8$ или 16 с угловым сектором соответственно $90^\circ; 45^\circ$ или $22,5^\circ$.

Относительная частота $P(KY|U_{\psi\varphi}Se_v)$ определяется на основе статистических данных по повторяемости характерных состояний атмосферы (классы устойчивости атмосферы А, В, С, D, Е, F по Паскуиллу) в зависимости от скорости ветра и времени года (сезона) в районе расположения ОПО.

При определении риска разрушения зданий рекомендуется для каждой точки территории найти частоту реализации сценариев $R_{p\Delta P_\phi}(x, y)$, при которых имеет место превышение давления на фронте УВ $\Delta P_\phi(x, y)$ определенной величины избыточного давления на фронте УВ ΔP_ϕ :

$$R_{p\Delta P_\phi}(x, y) = \sum_n \lambda_{C_n} \cdot P[\Delta P_\phi(x, y) \geq \Delta P_\phi | C_n]$$

где $[\Delta P_\phi(x, y) \geq \Delta P_\phi | C_n]$ - вероятность превышения в точке с координатами (x, y) давления ΔP_ϕ на фронте УВ при реализации сценария C_n .

Суммирование осуществляется по всем сценариям C_n .

Для точек (x_j, y_j) территории, в которых расположены здания и сооружения, испытывающие взрывные нагрузки, строят зависимости частоты реализации избыточного давления ΔP_ϕ взрыва от ΔP_ϕ :

$$F_{x_j, y_j}(\Delta P_\phi) = R_{p\Delta P_\phi}(x_j, y_j)$$

Риск разрушения k-го здания, расположенного в точке территории с координатами (x_k, y_k) , при условии, что его конструкции устойчивы к взрыву с давлением на фронте УВ P_{npk} :

$$P_{pk} = F_{x_k, y_k}(P_{npk})$$

2.7. Исходные данные и их источники, в том числе данные по аварийности и надежности

К исходным данным, используемым при анализе риска в рамках разрабатываемого Обоснования безопасности, можно отнести:

- 1) Описание опасного производственного объекта и условий его эксплуатации.
- 2) Общую характеристику технологических процессов, включая технологические схемы, описание технологии и др.
- 3) Сведения о климатических условиях в месте расположения объекта.
- 4) Сведения о персонале рассматриваемого ОПО, соседних объектов, населения и т.д.
- 5) Сведения об оборудовании объекта, его назначении, месторасположении, конструктивных характеристиках и т.д.
- 6) Сведения об опасных веществах, их физико-химических, пожаровзрывоопасных свойствах.
- 7) Данные о количествах опасных веществ, обращающихся на объекте.
- 8) Планы размещения объекта на генплане, планы размещения оборудования по территории объекта.
- 9) Сведения о решениях, направленных на обеспечение безопасности объекта.
- 10) Перечень отступлений от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности.
- 11) Данные о статистических вероятностях разрушения типового технологического оборудования.
- 12) Сведения об удельных частотах, используемых при построении «дерева событий».
- 13) Численные значения детерминированных критериев поражения.
- 14) Сведения о допустимых величинах выбранных показателей безопасной эксплуатации.

15) Сведения о потенциальных авариях на соседних ОПО, включая данные о размерах зон поражения.

Краткое описание большинства приведенных показателей, характеристик и т.д. приведены в п. 1.6, 1.7, 2.8 Обоснования безопасности.

Основными источниками для указанных исходных данных являются:

1) Федеральный закон №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [2].

2) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [6].

3) Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [7].

4) Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» [8].

5) Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» [10].

6) Руководство по безопасности «Методы обоснования взрывоустойчивости зданий и сооружений при взрывах топливно-воздушных смесей на опасных производственных объектах» [11].

7) «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» [7].

8) СТО Газпром 2-2.3-351-2009 «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром» [25].

9) Материалы проекта «Строительство промышленной установки по производству гексен-1, мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НКНХ» [90].

10) Декларация промышленной безопасности ОПО ПАО «НижнекамскНефтехим» [54,55]

11) Расчетно-пояснительные записки к Декларации промышленной безопасности ОПО ПАО «НижнекамскНефтехим» (Приложение 1 к ДПБ) [56...87].

12) Годовые отчеты «О деятельности федеральной службы по экологическому технологическому и атомному надзору» за 2013...2020 годы (http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/) [43...50].

13) Официальный сайт Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России [<http://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/lessons/>].

14) Другие нормативно-технические и справочные источники, перечисленные в п. 1.6.3 и в разделе 5 настоящего ОБ ОПО.