Конфиденциально
МЦАИ РАН
119333 г. Москва,
ул. Вавилова, д.44, корпус 2

Российская академия наук

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Межведомственный центр аналитических исследований
в области физики, химии и биологии
при Президиуме Российской академии наук
(МЦАИ РАН)

УТВЕРЖДАЮ
Директор
д.т.н., профессор
Н.В. Прудников
«___» мая 2012 г.

ОТЧЕТ

по проведению пилотной количественной оценки риска установки АТ-ВБ
на ОАО «Газпромнефть-МНПЗ»

«Модель безопасности установки АТ-ВБ МНПЗ»

Договор № ГПН-12/09000/00844/Р от 01.05.2012

Этап 1.
Построение компьютерного кода (базового варианта модели)
установки АТ-ВБ

Научный руководитель работы
Главный научный сотрудник МЦАИ РАН
член-корреспондент РАН Н.А. Махутов

Москва – 2012

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель разработки Г.н.с. МЦАИ РАН, Начальник отдела ИМАШ РАН, член-корр. РАН, профессор	Н.А. Махутов
В.н.с. МЦАИ РАН, Г.н.с. ИМАШ РАН, д.т.н.	Р.С. Ахметханов
Г.н.с. МЦАИ РАН, Зав. лабораторией ИПМех РАН, член-корр. РАН, профессор	Р.В. Гольдштейн
С.н.с. МЦАИ РАН	Е.А. Леонова
С.н.с. МЦАИ РАН, начальник отдела ООО «Эколого-аналитический центр газовой промышленности» (ЭАЦГП), к.т.н.	А.А. Ляпин
Г.н.с. МЦАИ РАН, д.т.н., профессор	А.А. Макоско
Зам. дир. МЦАИ РАН, к.х.н.	В.Ф. Стенин
М.н.с. МЦАИ РАН, преподаватель НОУ «Учебный центр ОАО «Газпром»	А.В. Унковский
Эксперт ОАО «Газпром нефть», эксперт высшей квалификации РТН, к.ф.-м.н.	А.Н. Черноплёков
М.н.с. МЦАИ РАН, зам. начальника отдела НИЦ «Курчатовский институт»	С.В. Шавкин
В.н.с. МЦАИ РАН, Г.н.с. ФГБУ ВНИИПО МЧС России, д.т.н.	Ю.Н. Шебеко

РЕФЕРАТ

Отчет 312 с., 54 рис., 31 табл., 60 источников.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: РИСК, АВАРИИ, МЕТОДЫ АНАЛИЗА РИСКА, УЩЕРБ, ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОПАСНОСТЕЙ ПРОИЗВОДСТВА, ДЕРЕВЬЯ СОБЫТИЙ, СЦЕНАРИИ АВАРИЙ, МОДЕЛЬ БЕЗОПАСНОСТИ.

Объектом исследования является установка АТ-ВБ Цеха №1 Московского нефтеперерабатывающего завода.

Целью настоящей пилотной количественной оценки риска является:

- выполнение поручения НТС Ростехнадзора (далее – РТН) по практическому применению методики количественной оценки риска на примере действующей установки ОАО «Газпромнефть-МНПЗ»;
- апробирование методики оценки риска с привлечением ведущих экспертов и компаний в области оценки риска.

В результате выполнения этапа 1 работы в соответствии с Техническим заданием:

- выполнен сбор исходных данных и их оцифровка (ввод в базу данных модели безопасности установки в формате используемого специального вспомогательного программного обеспечения для автоматизации процесса анализа риска);
- построен компьютерный код (базовый вариант модели) установки АТ-ВБ на основе собранных исходных данных.

Полученные результаты предназначены для использования при изучении влияния нарушений и защитных мероприятий на риск установки АТ-ВБ Цеха №1 Московского нефтеперерабатывающего завода.

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ 4

1. Природа безопасности производств 6
   1.1. Введение 6
      1.1.1. Безопасность есть состояние защищенности 7
      1.1.2. Защищенность измеряется потерями 8
      1.1.3. Регулировать следует только ущерб для людей 17
      1.1.4. Из всех людских потерь регулировать надо гибель человека 18
      1.1.5. Виды численных характеристик людских потерь и критерий безопасности 18

2. Обоснование выбора метода оценки риска 20

3. Методика анализа риска установки АТ-ВБ 21
   3.1. Общие принципы 21
   3.2. Процедуры оценки риска 22
   3.3. Подготовка исходных данных (описание установки и её месторасположения) 29
   3.4. Идентификация опасностей установки 30
   3.5. Формирование перечня инициирующих событий 32
   3.6. Построение сценариев аварий 34
      3.6.1. Расчет численных характеристик явлений аварии 34
      3.6.2. Суммирование риска от множества сценариев аварий 35
      3.6.3. Расчет индивидуального риска от аварий 36
      3.6.4. Учет перемещений персонала по районам площадки установки 38
   3.7. Гармонизация с действующими методиками расчета риска 39
   3.8. Точность и достоверность получаемых оценок 39

4. Процесс сбора и обработки исходных данных 41
   4.1. Сбор и систематизация исходных данных 41
      4.1.1. Производство 41
      4.1.2. Персонал 42
      4.1.3. Процедуры 42
      4.1.4. Организация системы управления 42
      4.1.5. Месторасположение 42
   4.2. Формализованные исходные данные 43
      4.2.1. Модель конфигурационного пространства 44
      4.2.2. Вспомогательные элементы 45
      4.2.3. Явления аварий 48
   4.3. Динамическое моделирование 48
      4.3.1. Конфигурационное пространство модели 48
      4.3.2. Основные принципы динамического моделирования 48
      4.3.3. Модель возникновения инициирующего события 51
      4.3.4. Опасности, не связанные с утечками углеводородов 54
   4.4. Моделирования сценариев и развития аварий 54
      4.4.1. Критерии поражения оборудования 55
      4.4.2. Критерии поражения людей 55

5. Модель безопасности установки АТ-ВБ 61
   5.1. Общее описание установки АТ-ВБ 61
   5.2. Описание технологического процесса 61
      5.2.1. Режимы эксплуатации 61
      5.2.2. Блок подготовки сырья 62
      5.2.3. Блок висбрекинг 64
      5.2.4. Защита технологического оборудования от коррозии 68
      5.2.5. Подача поглотителя сероводорода 68
      5.2.6. Сброс с предохранительных клапанов. Факельная система 69
      5.2.7. Дренажная система 69
      5.2.8. Снабжение энергоресурсами 70
   5.3. Перечень оборудования 70
   5.4. Размещение оборудования по площадке Установки АТ-ВБ 78

5.5. Системы контроля и автоматики ... 82
5.6. Здания и сооружения ... 84
5.6.1. Здания ... 84
5.6.2. Сооружения ... 87
5.7. Персонал установки ... 88
5.8. Пределы и условия эксплуатации ... 93
5.9. Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и охраной окружающей среды ... 102
5.9.1. Декомпозиция деятельности в области ПБ, ОТ и ООС ... 104
5.9.2. Система управления и пределы и условия эксплуатации ... 111
5.10. Перечень и характеристики идентифицированных опасностей ... 113
5.11. Перечень инициирующих событий для идентифицированных опасностей ... 115
5.11.1. Отказы оборудования ... 115
5.11.2. Ошибки персонала ... 118
5.11.3. Внешние воздействия ... 119
5.12. Сценарии аварий ... 120
5.12.1. Развитие сценария аварии ... 120
5.12.2. Условные вероятности ветвления деревьев событий ... 128
5.13. Оценка риска всех разработанных сценариев аварий ... 128
5.13.1. Характерные дистанции поражения ... 128
5.13.2. Результаты оценки значений индивидуального риска для персонала АТ-ВБ ... 130
5.14. Перечень реалистичных ЧС ... 131
5.15. Результаты оценки риска реалистичных ЧС ... 133
5.16. Оценка пожарного риска ... 135
5.16.1. Общие сведения о расчетах пожарного риска ... 135
5.16.2. Критерии приемлемости пожарного риска ... 136
5.16.3. Результаты определения расчетных значений пожарного риска ... 137
6. Выявление приемлемости риска ... 139
6.1. Расчетные значения риска для персонала установки АТ-ВБ ... 139
6.2. Фоновые значения риска ... 139
6.3. Критерии приемлемости риска (проект ФНиП) ... 140
6.4. Выводы ... 141
7. Заключение ... 142
Список литературы ... 143
Приложение 1 Анализ существующих методов и подходов к оценке и анализу риска ... 148
Приложение 2 Формализованная база данных по Установке АТ-ВБ ... 187

1. ПРИРОДА БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВ

1.1. ВВЕДЕНИЕ

До последнего времени (до вступления в силу Федерального закона от 19.07.2011 № 248-ФЗ) Федеральный Закон от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» **определял**, что «…Требования промышленной безопасности – условия, запреты, ограничения и другие обязательные требования, содержащиеся в настоящем Федеральном законе, других федеральных законах и иных нормативных правовых актах Российской Федерации, а также в нормативных технических документах, которые принимаются в установленном порядке и **соблюдение которых обеспечивает промышленную безопасность**.…».

Иными словами федеральное законодательство закрепляло достаточно простое и понятное положение о том, что соблюдение предписываемых требований в области промышленной безопасности к организационно-техническим параметрам нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих производств (длинам, толщинам, высотам и пр.) должным образом обеспечивает промышленную безопасность указанных производств. В действующей сегодня редакции «…Требования промышленной безопасности – условия, запреты, ограничения и другие обязательные требования, содержащиеся в настоящем Федеральном законе, других федеральных законах, принимаемых в соответствии с ними нормативных правовых актах Президента Российской Федерации, нормативных правовых актах Правительства Российской Федерации, а также федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности …» мысль, что «… соблюдение которых обеспечивает промышленную безопасность …» исключена.

Однако, ряд проведенных за последние несколько лет научно-инженерных исследований в области промышленной безопасности [1, 2] показали, что простое соблюдение предписывающих требований не всегда обеспечивает промышленную безопасность в реальных производственных условиях. Кроме того, специалисты обращают внимание на то, что в отрасли продолжают действовать избыточные (с запасом) нормативные требования, служащие препятствием к осуществлению предпринимательской деятельности в большей степени, чем это минимально необходимо для достижения целей безопасности. Характерным, но далеко не единственным примером являются требования по избыточным безопасным расстояниям в российской нефтепереработке и нефтехимии. Подмечено также, что подчас реализация инновационного проектного или эксплуатационного решения, соответствующего лучшей мировой практике, в ряде случаев оказывается одновременно и нарушением требований действующего российского предписывающего законодательства в области промышленной безопасности.

Обращает на себя внимание и то, что основанием для строгих отечественных предписывающих требований к безопасности выдвигается высокая промышленная безопасность, характеризуемая низкой смертностью, травматизмом, аварийностью. Однако, представленный в работах [2] сравнительный анализ данных по показателям смертности и травматизма российских и зарубежных производств отрасли показал, что в среднем по России смертность и травматизм в отрасли пока еще выше (а безопасность в отрасли, соответственно, ниже), чем в среднем за рубежом.

Все чаще в научных и производственных кругах России, специалистами отрасли на конкретных практических примерах показывается, что «…действующее в отрасли предписывающее регулирование промышленной безопасности не стимулирует, а подчас и препятствует снижению рисков производства (смертности, травматизма,

аварийности), что создает угрозы для национальной безопасности – сдерживается развитие передовых технологических укладов, поддерживается неоправданно высокий уровень затрат, замедляется освоение новых ресурсных источников; тормозится модернизация и инновационное развитие, а также эффективное использование энергоресурсов; затрудняется повышение экономической эффективности производств отрасли…».

Преодолеть отмеченные несовершенства действующего законодательства в области промышленной безопасности предлагается путем принятия новых Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих комплексов» [61], которые, в свою очередь, предлагают регулировать не организационно-технические параметры производств, а непосредственно показатели безопасности.

Однако отказ от регулирования организационно-технических параметров производств влечет невозможность определения безопасности как простое «соблюдение требований». Поэтому необходимо определить и показать механизм оценки безопасности в новом целеустанавливающем законодательстве.

Рисунок 1.1-1 демонстрирует современный подход к оценке безопасности производств отрасли. Он имеет достаточно простую и прозрачную логику, основанную на инженерном исследовании явлений аварий и их последствий. Действительно, собственник всегда заинтересован в том, чтобы его производство было безопасным, то есть защищенным от аварий и их последствий, потому что в противном случае он будет нести материальные и иного рода потери (людские потери, потери имущества и пр.). При этом величина самих потерь зависит от многих обстоятельств или параметров, она носит случайный (вероятностный) характер. Другими словами, собственник производства постоянно рискует понести убытки от аварии, и, конечно же, самыми важными из них являются те, которые связаны с ущербом жизни и здоровью людей. Несомненно, полностью исключить риск возникновения аварий практически невозможно, но крайне важно достигать такого состояния защищенности производства, при котором этот риск будет находиться в допустимых пределах.

Далее в настоящей главе механизм оценки безопасности будет подробно раскрыт и даны детальные разъяснения составляющим его элементам.

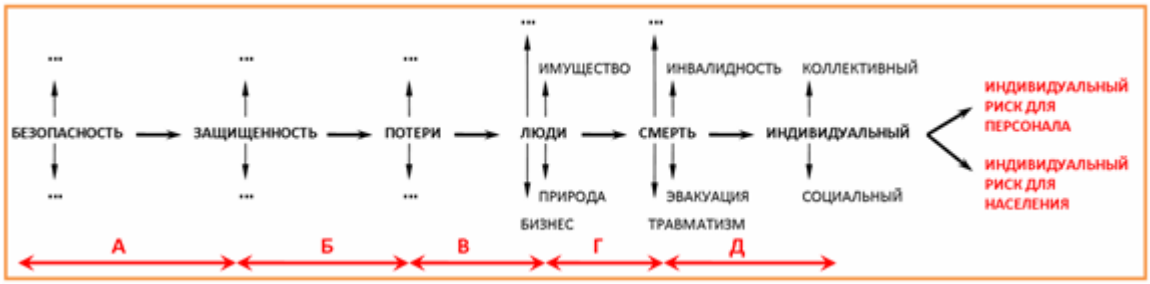


Рисунок 1.1-1. Механизм оценки безопасности

1.1.1. БЕЗОПАСНОСТЬ ЕСТЬ СОСТОЯНИЕ ЗАЩИЩЕННОСТИ

Необходимо отметить, что правовой основой для настоящих предложений по совершенствованию законодательного регулирования в области промышленной безопасности является статья 1 Федерального Закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в которой понятие «промышленная безопасность» определяется как «…состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий…».

Однако, на сегодняшний день законодательством Российской Федерации в области промышленной безопасности не определяется правовое поле для инженерного определения значения «состояния защищенности», не устанавливаются какие-нибудь критические параметры, предельные величины, апробированные методики расчета. Поэтому представляется целесообразным обратить внимание на существующую мировую практику промышленности в области безопасности производств отрасли.

В настоящее время в лучшей мировой практике сложилось вполне определенное и согласованное понимание, как можно измерить безопасность (состояние защищенности) и как определить приемлемые состояния защищенности (допустимый риск).

1.1.2. ЗАЩИЩЕННОСТЬ ИЗМЕРЯЕТСЯ ПОТЕРЯМИ

Для человека естественно понимать мерой состояния защищенности потери, которые несет личность и общество в результате аварии на производстве.

ТЕРМИН

Защищенность – состояние надёжной безопасности, защиты от кого-либо или от чего-либо. (Современный толковый словарь русского языка).

Защита – всякая вещь, предмет, скрывающий, охраняющий, ограждающий кого или что: оборона, охрана, щит … (Толковый словарь В. Даля).

Защищать – оберегать, охранять, оборонять, отстаивать, заступаться, не давать в обиду; закрывать, загораживать, защищать себя; быть защищаемым … (Толковый словарь В. Даля).

Действительно, основная цель любой производственной деятельности – это извлечение прибыли. При этом, если производство эффективно оберегается или защищается от аварий и их последствий, то цель может достигаться (то есть безопасность – необходимое условие эффективности бизнеса). В противном случае, без должной и надежной защиты производство подвергается возможности (или риску) возникновения на нем аварий. Не оспоримо и то, что в случае возникновения аварии частично или полностью утрачивается ценность объекта защиты, его способность приносить прибыль. Другими словами, защищенность производства естественно, в экономике производства, измеряется величиной ожидаемых потерь.

Раскроем понятие **производства** применительно к отрасли – переработке нефти и газа, нефтехимии, газохимии.

ТЕРМИН

Производства единый народнохозяйственный комплекс, включающий опасные производственные объекты и объекты производственной инфраструктуры, управляемые единым юридическим лицом, представляющий собой совокупность технологических установок, имеющие единые связи:

- Энергетические;
- Механические;
- КИПиА;
- Обеспечения безопасности,

необходимые для выпуска основной продукции.

Другими словами применительно к нефтегазовой отрасли **производство** – это промышленный объект (предприятие), который обладает одним или несколькими из следующих признаков опасности в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»:

- на нем происходит получение, использование, переработка, образование, хранение, транспортирование, уничтожение опасных веществ, указанных в приложении 1 к Федеральному закону "О промышленной безопасности опасных производственных объектов";
- на нем используется оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа или при температуре нагрева воды более 115 °С;
- на нем используются стационарно установленные грузоподъемные механизмы.

Производства отрасли объединяет то, что любое из них – это:

- Наземные площадные объекты;
- Расположение в селитебной зоне (опасности производства потенциально воздействуют и на персонал, и на население);
- Возможность эскалации аварий (опасности взрывов, пожаров, химических выбросов, разрушений зданий и сооружений);
- Уникальный характер каждого производства – изначально типовые объекты (установки) за многие годы эксплуатации в результате многочисленных модификаций и изменений в технологии приобретают множество особенностей, специфичных для каждого производства;
- Владельцы, как правило (за исключением мини-НПЗ и подобных им), – крупные нефтегазовые компании, являющиеся лидерами промышленности и располагающие значительными интеллектуальными ресурсами.

Вся имеющаяся на производстве энергия (в любом ее виде) и вредные вещества представляет **опасности** производства отрасли.

ТЕРМИН

Опасность – явление, при реализации которого возможны потери людей, имущества, окружающей среды и бизнеса.

Следует отметить, что помимо элементов или единиц оборудования и заключенной в них энергией важной характеристикой производства является также регион его размещения (рисунок 1.1.2-1), так как авария на производстве непосредственно может оказывать воздействие на окружающую его территорию, включая природную среду и население. Однако в настоящей работе регион размещения скорее служит для наиболее полного представления механизма расчета потерь.

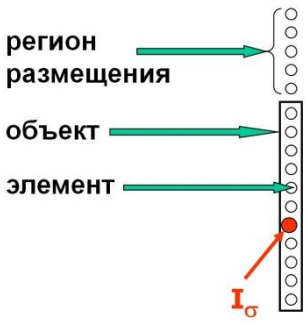


Рисунок 1.1.2-1. Условное обозначение производства

Механизмами реализации опасностей (классификация осуществляется по ведущему поражающему фактору) являются, например, взрыв, пожар, разлет осколков, разлив нефти и нефтепродуктов, химический выброс (в России иногда используется термин АХОВ – аварийно химически опасное вещество), разрушение зданий и сооружений, поражение электрическим током и так далее.

Каждый механизм реализации опасностей имеет свои закономерности – чаще всего это последовательность отказов оборудования или отклонений от режима работы в результате ошибочных действий оператора или внешних причин. При этом природу отказов или отклонений исследуют путем применения соответствующих методов качественной оценки риска: «дерева отказов», «дерева событий» и др. (Приложение 1).

Результирующим действием определённого механизма реализации опасностей является возникновение **инициирующего события** (рисунок 1.1.2-2).

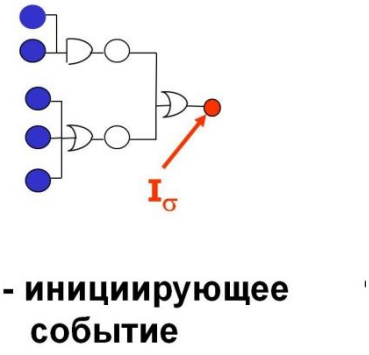


Рисунок 1.1.2-2. Инициирующее событие как последовательность отказов и/или ошибок, и/или отклонений

ТЕРМИН

Инициирующее событие аварии – первое по времени возникновения в аварии разрушительное и неконтролируемое (не предусмотренное технологическим регламентом производства) событие.

Для современных технологий наиболее характерным инициирующим событием является потеря герметичности системы хранения вредных веществ. События, не являющиеся разрушительными или включенные в регламент, инициирующими быть не могут, так как авария не начинается с них. Такие события или их сочетания носят название инцидентов. Образно можно сказать, что инициирующим является событие, делающее ход вещей необратимым.

Причиной аварий на современных производствах (если только их проект хоть сколь-нибудь состоятелен) может быть лишь совокупность, последовательность нескольких событий (именно поэтому истинную причину аварий нельзя выразить одним словом и непрофессионалы удивляются редкому «стечению обстоятельств»). Последовательность событий (инцидентов), приводящих к возникновению инициирующего события аварии, называют **фазой инициирования**.

ТЕРМИН

Фаза инициирования – последовательность событий (инцидентов), приводящих к возникновению инициирующего события аварии.

После проявления инициирующего события говорят о реализованной опасности, это явление принято называть **аварией.**

Следует отметить, что в силу исторических причин, в России понятие аварии «растаскивается» на случаи, связанные с незначительными (инцидентами) и серьезными, разных видов (групповые несчастные случаи; взрывы; пожары; разливы нефти и нефтепродуктов и так далее). Кроме того, каждый из случаев находится в сфере ведения одного из многочисленных видов надзора.

Однако отметим, что для бизнеса производство является единым комплексом производственных мощностей (установок), объединенных единой технологией, единой организацией и нацеленной на решение единой задачи – прямого производства продукции. Обеспечение безопасности (предотвращение любых случаев реализации любых опасностей; смягчение последствий в случае, если реализация произошла) не зависит от характера и ведомственной принадлежности опасностей и осуществляется в рамках единой организации производства. Поэтому представляется правильным изначально определить **аварию** как случай реализации любой опасности производства.

ТЕРМИН

Авария – любой случай реализации опасности производства.

Важнейшей особенностью аварий на производствах является возможность их эскалации, или развития, за счет вовлечения в процесс поражения новых объемов энергии и опасных веществ (рисунок 1.1.2-3).

ТЕРМИН

Эскалация (развитие) аварии – развитие случая реализации опасности за счет вовлечения в процесс поражения энергии и вредных веществ производства.

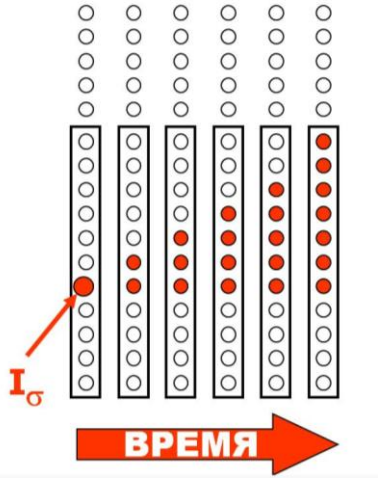


Рисунок 1.1.2-3. Эскалация аварии (схема процесса)

Иногда эту особенность развития аварий на производствах отрасли называют принципом «домино». Так может развиваться авария на любом большом, насыщенном энергией, вредными веществами и технологическими связями, производстве – таком, как, например, нефтеперерабатывающий завод или атомная электрическая станция. Природа аварий на мелких, низкотехнологичных

предприятиях – таких, как, например, котельная или АЗС, другая. Эскалация там не является существенным механизмом (причиной) потерь.

Именно эта особенность производств отрасли объективно разделяет аварию на две фазы:

- **Реализацию опасностей**, то есть фазу накопления ошибок персонала и/или отказов оборудования – нарушения процедур нормальной эксплуатации (технологического регламента) и процедур ведения работ с повышенной опасностью (регламентов технического обслуживания и ремонта), приводящих в конечном итоге к реализации опасности, создающей потери из-за действия возникающих поражающих факторов;
- **Эскалацию аварии**, то есть фазу вовлечения в процесс поражения других опасностей производства и ее развитие, приводящую к дополнительным потерям.

Здесь отметим, что снижать (уменьшать) потери от аварий, как становится очевидным из вышеприведенных рассуждений, возможно за счет двух принципиально разных способов:

- **Предотвращения аварий**, то есть исключения случаев реализации опасностей; снижения вероятности реализации опасностей и смягчения (снижения) потерь при реализации опасностей;
- **Смягчения последствий** эскалации аварий, то есть снижение потерь при развитии аварий в случае их возникновения.

Механизм развертывания, или эскалации аварии, заключается в том, что действие поражающих факторов реализующихся в аварии опасностей производств – ударной волны, теплового излучения, летящих фрагментов оборудования, облаков и разлитий вредных веществ (называемых явлениями аварии), – вызывает разрушение соседних элементов производственного объекта. Такие нарушения герметичности систем хранения материалов производства, разрушения несущих конструкций и другого технологического оборудования высвобождают запасенную в них энергию и вредные вещества (порождают новые явления аварии), что опять приводит к возникновению дополнительных поражающих факторов. «Цепляясь» одно за другое своими поражающими факторами, явления аварии на элементах объекта, подобно выставленным рядом друг с другом костяшкам домино, вызывают значительные повреждения объекта (соответственно – падение части костяшек), а иногда, и полное его разрушение.

При моделировании эскалацию рационально описывать как набор состояний объекта в определенные моменты времени. Такая модель описания соответствует природе аварии. Набор таких состояний, как кадры видео, составляют «летопись» развития аварии из инициирующего события.

Необходимо отметить, что в зависимости от эскалации и объемов, вовлекаемых в аварию энергии, опасных веществ и оборудования, будет существенно различаться величина ожидаемых потерь.

На практике принято различать следующие основные типы потерь – как в натуральных, так и денежных единицах измерения:

- **Потери имущества и материалов** (сырой нефти, промежуточной и товарной продукции) предприятия (Property Damage, далее – **PD**);

[Естественной натуральной мерой потерь в результате аварии является для имущества – состав основных средств, переставших удовлетворять требованиям регламента и безопасности; для материалов – объем утраченных соответствующих

материально–производственных запасов. Естественной денежной мерой потерь имущества и материалов являются их стоимости по бухгалтерскому учету предприятия].

- **Вред жизни и здоровью людей** (как персоналу, так и населению региона размещения производственного предприятия), наносимый в результате аварии. (Loss of Life & Health, далее – **LH**);

[Естественной натуральной мерой вреда жизни и здоровью являются количество погибших, пострадавших и/или эвакуированных. Возможно использование других показателей. В деньгах потери персонала измеряются размерами оплаты лечения и реабилитации, временной нетрудоспособности и выплатами различных компенсаций (по закону или по договору)].

- **Выплаты компенсаций и возмещений за вред и ущерб**, наносимый имуществу физических и юридических лиц, окружающей природной среде. Такие затраты обусловлены возникновением ответственности перед **третьими лицами** (Third Party Liability, далее – **TL**) в результате аварии;

[Естественной натуральной мерой экологических потерь является объемы выброса вредных веществ или характеристики загрязнения природы (площадь разлития, пораженные экосистемы, другие)].

- **Неполученные, но запланированные поступления в бюджет** компании из-за перерыва производства (Business Interruption, далее – **BI**).

[Часто мерой такой потери является непоступившая выручка. Другой пример показателя – упущенная выгода].

- Затраты на **оплату работ по локализации и ликвидации** последствий аварий (Salvage Loss, далее – **SL**), а также сопутствующие обязательные расходы.

[Измеряются объемами работ соответствующего профиля, денежное выражение – как объем договоров на услуги].

Для аварии **σ** обозначим $\mathbf{d^{\sigma}}$ сумму потерь различного типа, возникших в результате аварии **σ**, в денежном выражении. Тогда условно потери от аварии можно представить в виде рисунка 1.1.2-4.

Рисунок 1.1.2-4. Виды потерь

Авария как явление может развиваться по своему уникальному механизму. В этом случае специалисты в области безопасности говорят, что авария развивается по своему сценарию (реализации).

ТЕРМИН

Сценарий – формализованная совокупность сведений по накоплению ошибок персонала и отказов оборудования; по событиям, инициирующим аварию; по событиям и динамике развития аварии; действиям по смягчению последствий эскалации аварии и потерях от аварии.

Сценарий аварии **σ** целесообразно представить в виде совокупности инициирующего события **Iσ**, его причин (последовательностей отказов, отклонений и ошибок, приводящих к его возникновению); ожидаемой частотой его реализации **Pσ**; его эскалации (порожденных им явлений аварии и их поражающих факторов); чрезвычайной ситуации (процессов, составляющих обусловленную эскалацией обстановку) и потерь в денежном выражении **dσ**. Легко видеть, что это – точное инженерное определение, оно адекватно отражает природу аварии, оно целостно и логически непротиворечиво, каждая его составляющая необходима и совокупность составляющих достаточна для решения практических задач. Отметим, что структура количественных данных сценария аварии определяется моделями, используемыми для описания составляющих сценария аварии.

Условное обозначения сценария аварии складывается из обозначений его составляющих и представлено условно на рисунке 1.1.2-5 в форме каталожной карточки.

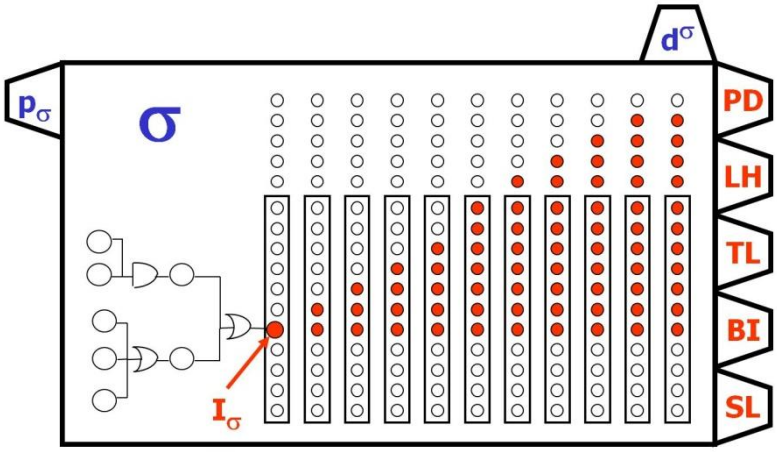


Рисунок 1.1.2-5. Условное обозначение сценария аварии

Используя понятие сценария аварии, можно охарактеризовать природу потерь на производствах отрасли. Здесь с каждым объектом связано множество сценариев аварий (случаев потерь), причем каждый такой сценарий сам по себе является случайной величиной. Строение каждого сценария (значения его характеристик, включая потери) существенно зависит от особенностей производства.

Действительно, инициирующее событие возникает как результат совпадения случайных отказов, отклонений или ошибок, причем к одному инициирующему событию (и, следовательно, сценарию аварии) могут приводить разные сценарии фазы инициирования. Аналогично и при эскалации аварии возникающие явления

носят случайный характер (например, утечка может привести к горению струи, взрыву парового облака или пожару разлития – воспламенение носит случайный характер).

Современные компьютерные методы принципиально позволяют строить (рассчитывать) и анализировать **всю совокупность возможных сценариев** на производствах отрасли.

Множество сценариев обозначим **S**, сценарий единичной аварии **σ**, при этом **σ ∈ S**. Обозначим $\mathbf{z_\sigma}$ как число случаев возникновения (реализации) сценария аварии **σ** за определенный период времени **T**, например, за год (таким образом, $\mathbf{z_\sigma}$ определена как **случайная величина** в конечной схеме).

По определению частоты, для сценария σ она равна $\mathbf{Mz_\sigma}$ – математическому ожиданию случайной величины $\mathbf{z_\sigma}$, или среднему (ожидаемому) числу случаев реализации **σ** за год. Поэтому в принятых обозначениях $\mathbf{P\sigma = Mz_\sigma}$.

Таким образом, годовые потери от аварий по сценарию **σ** в принятых обозначениях даются как произведение «фактического» количества реализации сценариев **σ** в год на потери в данном сценарии и составляют:

$$\text{ПОТЕРИ} = \sum_{\sigma \in S} z_\sigma \times d^\sigma$$

В данном выражении суммирование осуществляется по всем возможным (рассматриваемым) сценариям аварий. Отсюда видно, что потери от аварий являются случайной величиной (сложной структуры), и для управления и контроля ими (целенаправленного изменения их характеристик и оценки получаемых результатов) необходимы соответствующие инженерные подходы.

Рассмотренное выше представлено на рисунке 1.1.2-6.

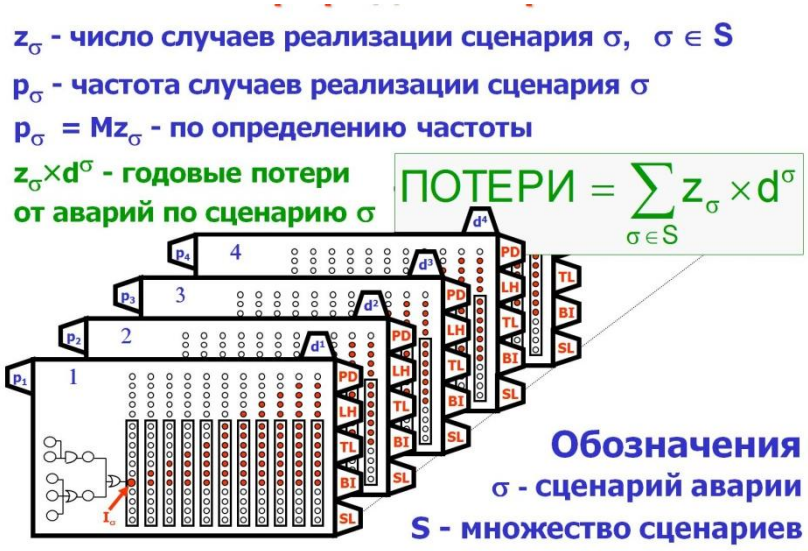


Рисунок 1.1.2-6 Природа потерь

В общем случае используется следующий алгоритм:

- Описать производство (объект), включая:
  - его географическое положение с описанием условий, характеризующих окружающую среду и население в районе расположения объекта;
  - сведения о персонале объекта производства;
  - сведения о технологии и аппаратном обеспечении объекта;

- сведения об организации системы управления на объекте в условиях:
  - режима нормальной (штатной) эксплуатации;
  - режима ведения работ с повышенной опасностью;
  - режима чрезвычайного реагирования.
- описание сил и средств, включая их организацию, в регионе размещения производства.

- Выявить и идентифицировать все опасности;
- Построить все множества сценариев реализации опасностей – сценариев аварий;
- Рассчитать для каждого конкретного сценария численные характеристики явлений – ожидаемую частоту и вероятность реализации в заданных условиях;
- Рассчитать суммарные (суммарное) значение риска от множества сценариев аварий;
- Рассчитать величину потерь.

Для определения потерь с учетом их случайной природы используется величина «ожидаемые потери».

Точное инженерное определение ожидаемого уровня случайной величины **ПОТЕРИ** (будем обозначать его **R)** – есть математическое ожидание:

$$\mathbf{R = M(ПОТЕРИ)}$$

Здесь и далее в расчетах будет использоваться термин **риск** для наименования ожидаемых потерь **R.**

Потери могут быть различного типа, поэтому правильное употребление термина **риск** должно сопровождаться указанием на тип потерь (например, индивидуальный риск). Если в качестве потерь рассматривать наличие интересующего нас обстоятельства в сценарии (например – явления пожара, взрыва, разрушения временного убежища), то тогда – как нетрудно проверить, - по этому определению риск есть частота реализации опасностей определенного класса (в примере – риска пожара, взрыва и пр.).

Последнее позволяет утверждать, что приведенное определение термина **риск** полностью соответствует наиболее распространенному его толкованию в качестве точного термина, хотя в литературе до сих пор можно встретить сотни других толкований (определений) этого слова.

ТЕРМИН

Риск – математическое ожидание случайной величины потерь определенного вида от аварий.

Именно риск будет являться количественной мерой безопасности для данного конкретного производства, именно через риск мы сможем судить об уровне защищенности производства.

На рисунке 1.1.2-7 изображена выкладка, выявляющая связь риска с природой потерь. Результат означает, для вычисления риска необходимо описать множество возможных сценариев **S** и для каждого сценария аварии $\boldsymbol{\sigma}$, $\boldsymbol{\sigma} \in \mathbf{S}$ следует знать $\mathbf{P\sigma}$ и $\mathbf{d\sigma}$. Этим определяется алгоритм расчета риска.

Рисунок 1.1.2-7. Связь риска с природой потерь

Риск определен для любого производства, на любой его стадии: проектирования, эксплуатации, ликвидации и пр., и понятным образом зависит от специфики конкретного производства.

Задача оценки безопасности и расчета ожидаемых потерь решается за счет использования аппарата математического моделирования, который принято называть **количественная оценка риска**.

ТЕРМИН

Количественная оценка риска – системный подход к идентификации опасностей и потенциально опасных событий, а также расчет вероятных последствий для персонала и населения, окружающей среды и имущества, и аварий, возникающих вследствие этих событий на производствах.

Результатом количественной оценки риска будут являться конкретные значения риска. При этом риск классифицируется как индивидуальный, если речь идет об отдельном человеке (работнике) производства; коллективный – если речь идет о группе работников производства; социальный – если определяется риск для общего количества пострадавших от аварии на производстве.

ТЕРМИН

Индивидуальный риск – частота поражения отдельного человека в результате воздействия исследуемых факторов опасности аварий.

Коллективный риск – ожидаемое количество пораженных в результате возможных аварий за определенный период времени.

Социальный риск – зависимость частоты возникновения событий F, в которых пострадало на определенном уровне не менее N человек, от этого числа N. Характеризует тяжесть последствий (катастрофичность) реализации опасностей.

1.1.3. РЕГУЛИРОВАТЬ СЛЕДУЕТ ТОЛЬКО УЩЕРБ ДЛЯ ЛЮДЕЙ

Важным моментом для достижения поставленной цели практической отработки и демонстрации эффективности положений новых Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих комплексов» [61] является установление вида/видов потерь, которые следует использовать для регулирования безопасности.

Отбор численных характеристик потерь с целью регулирования проводиться в соответствии с установленным принципом:

[Всякая потеря от аварии, которая может быть компенсирована путем приведения системы в исходное состояние, в котором она находилась до аварии, регулированию не подлежит.

Всякая потеря от аварии, которая приводит к необратимым изменениям, должна подлежать государственному регулированию].

Из перечисленных в разделе 1.1.2 видов потерь представляется разумным регулировать только потери, связанные с ущербом для персонала и населения.

Очевидно, все, что можно возвратить после аварии в исходное состояние перед аварией за деньги – имущество, окружающую среду, бизнес, – некорректно рассматривать как меру безопасности.

Такое предложение выглядит естественным, поскольку безопасность количественно измеряется потерями, а единственным видом потерь, не регулируемых гражданским правом, являются людские потери.

1.1.4. ИЗ ВСЕХ ЛЮДСКИХ ПОТЕРЬ РЕГУЛИРОВАТЬ НАДО ГИБЕЛЬ ЧЕЛОВЕКА

Еще в 30-х годах прошлого века было замечено, что в промышленности показатели смертности и травматизма коррелируют и пропорция между показателями зависит, прежде всего, от отрасли, и в меньшей степени, от конкретного производства. Эта закономерность получила наименование «пирамида (или треугольник) безопасности». Для нефтегазовой промышленности она составляет порядка 1:15.

Указанная величина позволяет устанавливать необходимые соотношения между смертностью и случаями необратимой потери здоровья (инвалидностью) для получения объективной оценки безопасности производства.

Таким образом, целесообразно в качестве интегральной меры успеха всей совокупности решений / мероприятий по предотвращению аварий и смягчению последствий аварии, если она все же случилась, рассматривать только индивидуальный риск гибели людей.

В мировой практике также регулируется только единственный вид потерь – смертельные случаи.

Именно так уже поступил российский Законодатель, установив в качестве меры потерь от пожаров (вид аварии для производств отрасли) индивидуальный риск гибели людей («Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ [60]).

1.1.5. ВИДЫ ЧИСЛЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЛЮДСКИХ ПОТЕРЬ И КРИТЕРИЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Поскольку доступ населения на площадку установки АТ-ВБ, а также на площадки близлежащих установок строго запрещен, а сама установка АТ-ВБ находится на значительном удалении от забора МНПЗ и еще большем удалении от близлежащих селитебных зон, то в результате проведения расчетов социального риска (частоты гибели при аварии 10 и более представителей населения, находящегося в селитебной зоне вблизи рассматриваемого объекта) всегда будет приемлемое значение (менее одной десятимиллионной (10^{-7}), согласно [60]), поскольку при любом сценарии развития аварии настолько масштабных последствий не ожидается. Более детально вопрос выбора нормируемых критериев приемлемости риска раскрыт в статье [2].

В соответствии с этим проектом ФНиП был предусмотрен только один критерий безопасности – критерий допустимости индивидуального риска для работников производства и для населения, в отличие от Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах МЧС России [38].

Безопасность (уровень опасностей производства, терпимый обществом) предлагается отделять от опасности критерием приемлемости или допустимости риска.

ТЕРМИН

Допустимый (приемлемый) риск – риск, уровень которого допустим и обоснован исходя из социально-экономических соображений. Риск эксплуатации производства является приемлемым, если ради выгоды, получаемой от эксплуатации производства, общество готово пойти на этот риск.

Индивидуальный риск для персонала и населения определяется стандартно, как принято в лучшей мировой практике, и значения критериев его приемлемости, которые устанавливаются проектом Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих производств» [61]:

- для работников производства – $5 \cdot 10^{-4}$ случаев в год;
- для населения – $5 \cdot 10^{-6}$ случаев в год,

отвечают реалиям современных технологий отрасли.

Следует отметить, что показатель индивидуального риска и значения его приемлемости уже введены в отечественной нормативной практике в области пожарной безопасности – в Федеральном законе от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [60].

В настоящей работе предполагается распространить основные механизмы этого подхода и на направление регулирования «промышленную безопасность».

Очевидно, что критерии риска для персонала производства отрасли и для окружающего населения, не связанного с этим производством, различны. Персонал (в отличие от населения) осознает существующие опасности производства, обучен действиям в условиях аварий, снабжен средствами защиты. Кроме того, персонал получает оплату за работу в условиях производства. Поэтому приемлемый (допустимый) уровень риска для населения существенно ниже, чем для персонала.

Таким образом, по существу в настоящем Отчете под безопасностью понимается состояние защищенности работника, при котором индивидуальный риск его гибели находится в приемлемых (допустимых) значениях.

CONFIDENTIAL

2. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА МЕТОДА ОЦЕНКИ РИСКА

Сравнительный анализ рассмотренных в Приложении №1 методов оценки риска с точки зрения применимости их к целям и задачам пилотной количественной оценки риска установки АТ-ВБ представлен ниже в Таблице 2-1.

Таблица 2-1. Сравнительная таблица методов оценки риска

Требуемый функционал	Качественные	Полуколичественные	Количественные
Численная оценка изменения частот возникновения аварий/случаев разгерметизации	✗	✓	✓
Оценка степени опасности установки для персонала (низкая / средняя / высокая)	✓	✓	✓
Получение численных значений индивидуального риска	✗	✗	✓
Оценка относительного влияния нарушений на уровень безопасности (снижает / повышает)	✓	✓	✓
Численная оценка влияния нарушений на уровень безопасности	✗	✗	✓

Из представленного в Таблице 2-1 сравнения различных методов и подходов в оценке риска очевидным образом следует, что целям настоящего исследования в полной мере отвечают только методы количественной оценки риска.

Заключение

Для целей получения достоверных оценок уровня риска установки АТ-ВБ Цеха №1 Московского нефтеперерабатывающего завода наиболее подходящими являются методы количественной оценки риска (далее – КОР), поскольку задачи получения численных оценок уровней риска, расчета потерь и ущерба реализуются только в подходах с применением количественных оценок, наиболее точными (и наиболее ресурсоемкими) из которых являются методы количественной оценки риска, в то время как для методов качественной оценки риска задача получения сколько-нибудь обоснованных численных оценок анализируемых величин крайне затруднительна (метод экспертных оценок, HAZOP, АВПО), а зачастую просто невозможна (методы «проверочный лист» и т.п.). Таким образом, для настоящего исследования были выбраны методы количественной оценки риска.

3. МЕТОДИКА АНАЛИЗА РИСКА УСТАНОВКИ АТ-ВБ

Использованная при анализе риска установки АТ-ВБ Цеха №1 Московского нефтеперерабатывающего завода методика полностью соответствует принципам и методам, заложенным в проект ФНиП «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих производств» [61].

3.1. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ

Мерой эффективности совокупности всех реализуемых решений/мероприятий по предотвращению аварий и смягчению последствий аварии (в случае, если она все же произошла), является индивидуальный риск смертельного травмирования людей, как вид необратимых (невосполнимых) потерь от аварий. Данное утверждение актуально и для рассматриваемой установки, на которой имеются источники опасности (в том числе горючие жидкости и газы), способные вызывать аварии с последствиями, выходящими за границу установки и быть опасными для всего предприятия в целом и окружающего населения.

Целью реализации решений/мероприятий по предотвращению аварий и смягчению последствий аварии в нашем и подобных случаях является стремление к минимизации риска. Количественно оценить величину риска позволяет использование методов (процедур) анализа риска.

Схематично порядок выполнения процедур анализа риска представлен на рис. 3.1-1. Процедуры анализа риска представляют собой этапы выполнения работы, на каждом из которых достигаются количественные и качественные показатели.

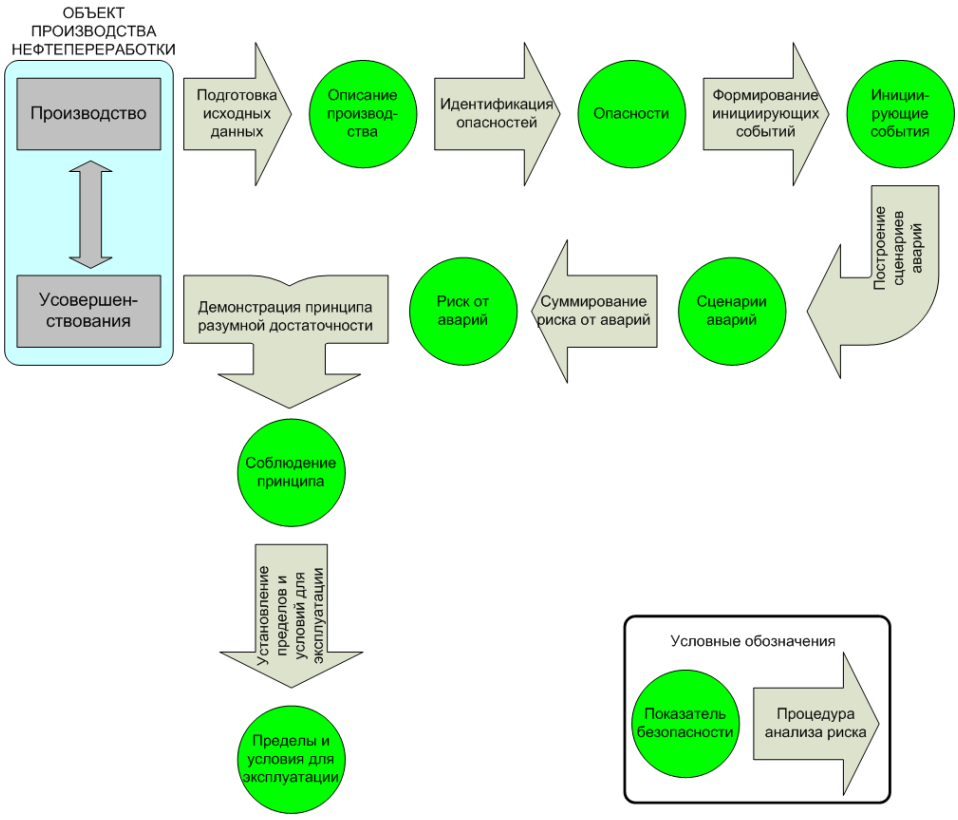


Рисунок 3.1-1. Общая схема проведения анализа риска

3.2. ПРОЦЕДУРЫ ОЦЕНКИ РИСКА

Количественная оценка риска является ядром анализа риска, связанным с получением количественных мер безопасности опасных производственных объектов. Методология КОР реализуется в форме технологии КОР, т.е. документированной, полностью определенной, упорядоченной последовательности действий, приводящей к получению результатов КОР в определенные временные и бюджетные рамки с гарантированным качеством. Данный подход позволяет снизить субъективность КОР как метода исследования безопасности, по сравнению с другими методами, например, экспертных оценок, базирующимися на личном опыте эксперта и не предоставляющими полного и ясного алгоритма получения этих оценок.

Основными элементами (процедурами) КОР являются:

- идентификация опасного технологического оборудования и установок для рассмотрения его при анализе риска;
- типизация технологического оборудования для целей анализа риска;
- идентификация возможных инициирующих событий на типовых элементах технологического оборудования, включая расчет ожидаемых частот их реализации;
- идентификация моделей аварий (определение возможных сценариев – деревьев событий) для различных инициирующих событий технологического оборудования;
- проведение расчетов последствий (зон поражения) – моделирование последствий, включающих в себя:
  - расчет массовой скорости истечения и вычисление массы опасного вещества, поступившего в окружающее пространство;
  - расчет массы опасного вещества, поступившего в окружающее пространство (в результате полного разрушения оборудования);
  - расчет параметров (вероятностей) развития сценариев на основании модели воспламенения;
  - расчет характерных параметров полей поражения от физических явлений аварии (взрыв, пожар-вспышка, струйное горение, пожар розлива),
- проведение расчетов риска и других числовых характеристик уровня безопасности опасного производственного объекта, которые включают в себя:
  - составление карты (матрицы) распределения персонала по территории объекта;
  - временные параметры распределения персонала по территории объекта;
  - вычисление числовых характеристик риска на основании результатов расчета полей поражения (или, при учете частот их возникновения, – контуров риска) и пространственно-временной матрицы распределения персонала;
- выявление и анализ основных компонентов риска и оптимизация проектных решений по критерию безопасности на основе принципа «разумной достаточности»;
- идентификация мер, направленных на снижение риска;

- оценка показателей эффективности мер, направленных на снижение риска (стоимость, снижение уровня риска).

Все вышеперечисленные элементы КОР реализуются в рамках «Технологии КОР» состоит из отдельных процессов, каждый из которых выполняется независимо, и использует только результаты других процессов (схема процессов технологии КОР представлена на рис. 3.2-1).

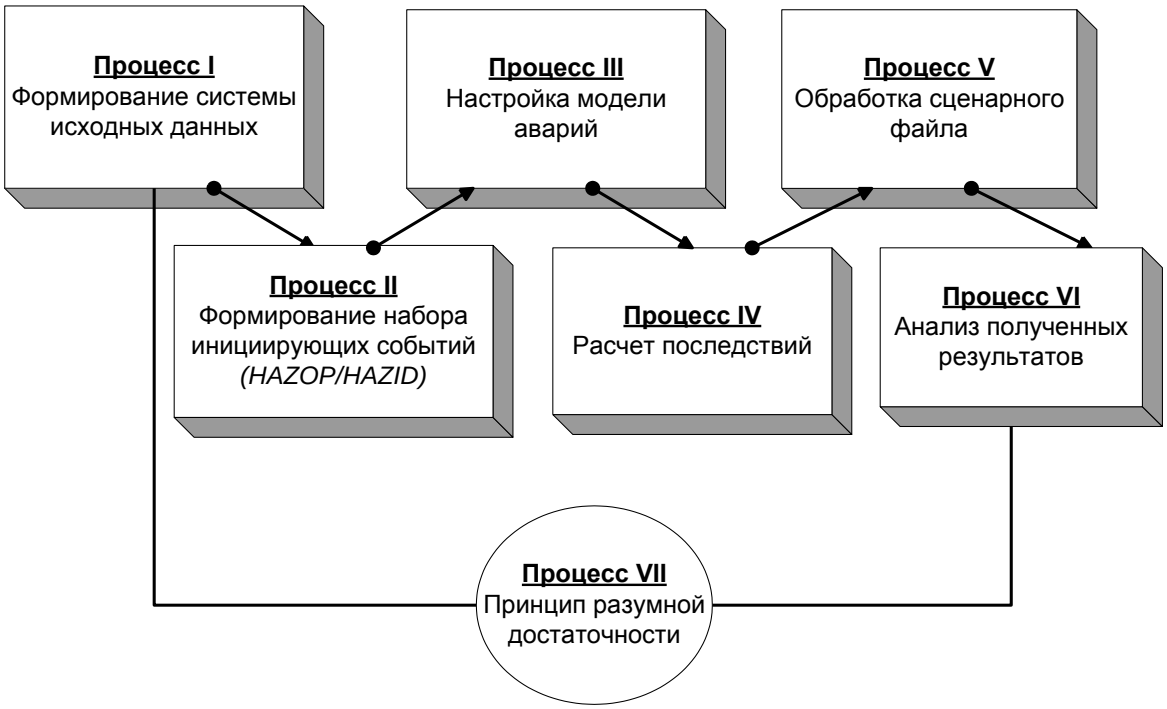


Рисунок 3.2-1. Процессы технологии оценки и анализа риска

Каждый процесс характеризуется наличием однозначно описанных требований к входным данным и строго формализованными форматами выходных данных. Результаты выполнения каждого процесса подлежат обязательной проверке. Краткая характеристика основных процессов технологии КОР дана ниже.

Процесс I: Формирование системы исходных данных (базы данных по исследуемой установке и региону ее размещения). Производится поиск и введение в базу данных всей необходимой при проведении КОР информации. На различных фазах жизненного цикла установки/сооружения для технологии КОР доступны различные по своей полноте данные. Для эксплуатируемой установки АТ-ВБ исходными данными являются эксплуатационная документация, реальные данные о технических и эксплуатационных характеристиках, размещении и надежности оборудования, распределению по площадке установки и подготовке персонала.

Процесс II: Формирование набора инициирующих событий. В списке единиц оборудования, подготовленном на предыдущем этапе, выделяются и идентифицируются как источник опасности, связанной с углеводородами /химическими веществами, те из них, в которых при отказе оборудования, полном или частичном разрушении возникают поражающие факторы, опасные для человека или способствующие эскалации аварии. Результатом идентификации опасностей, связанных с углеводородами/ химическими веществами, является перечень оборудования установки, включающий в себя сведения для каждой единицы оборудования по наименованию, индексу по технологической схеме, типу, размерам и расположению, параметрам технологических сред, объему хранения опасного

вещества (но не количеству опасного вещества, которое может участвовать в аварии, поскольку последнее зависит от типа инициирующего события), уязвимости к воздействию поражающих факторов аварии, другим параметрам (количеству и размерам трубопроводной обвязки, предохранительных и других клапанов), существенным для возникновения и развития утечки углеводородов из единицы оборудования.

К основным причинам и факторам, способствующим реализации опасностей, связанных с отказами оборудования, относятся: опасности, присущие типовым процессам; физический износ, коррозия, механические повреждения, температурные деформации оборудования или трубопроводов; прекращение подачи энергоресурсов (электроэнергии); внешние техногенные, антропогенные и природные воздействия.

Для целей анализа риска все многообразие возможных причин возникновения аварий разделяется на ограниченный набор стандартизованных моделей инициирования аварий (так называемых «инициирующих событий»), характеризуемых детерминированными физическими параметрами (диаметром эквивалентного отверстия, типом истечения, видом продукта) и вероятностным параметром (условная вероятность и частота реализации данного события).

Все оборудование, используемое на установке, разделяется на ограниченное число типов (категорий), в соответствии с используемыми в них физико-химическими процессами и конструктивными особенностями, например, колонны, трубопроводы, насосы, печи и т.д. В пределах одного типа (категории) оборудование характеризуется одинаковым набором возможных моделей инициирования аварий. По сути, типы (категории) оборудования являются моделями реального оборудования установки, используемыми для анализа риска. Для каждого типа (категории) технологического оборудования устанавливаются свои специфические инициирующие события и модели разрушения оборудования (потери герметичности) под воздействием поражающих факторов аварии (ударных и тепловых воздействиях и осколочного поражения). Средние ожидаемые частоты инициирующих событий вычисляются в процессе анализа статистических данных о предыдущих инцидентах с аналогичным оборудованием, когда-либо произошедших в промышленности. Использованные частоты отказов различных типов оборудования приведены в разделе 4.7 настоящего Отчета.

Процесс III: Настройка модели аварий (уточнение частот инициирования аварийной ситуации). В этом процессе происходит настройка модели возникновения аварийных ситуаций на установке. Происходит уточнение количественных характеристик моделей инициирующих событий и ожидаемых частотах их реализации на основе имеющейся информации о параметрах технологии; предполагаемых или реальных параметрах надежности; применяемой системе управления безопасностью; реальном уровне действий персонала.

Процесс IV: Расчет последствий аварии (числовых характеристик явлений аварии). В этом процессе производится расчет ожидаемых частот возникновения и размеров зон поражения и запись всех полученных результатов в сценарный файл. Данный процесс представляет собой важнейший этап КОР, так как именно здесь формируются количественные оценки последствий аварии, основанные на моделях, происходящих при аварии физико-химических явлений, определяются возможные опасные факторы аварии и их интенсивность, дистанции, на которые распространяется влияние опасных поражающих факторов, а также возможные пути развития аварийной ситуации после осуществления любого инициирующего события (метод «деревьев событий», см. Приложение 1). В зависимости от вида инициирующего события, типа оборудования, на котором оно произошло, свойств опасных веществ и технологических потоков, возможны различные сценарии

развития аварии. Как правило, применяются типовые сценарии аварии в виде деревьев событий, описывающих развитие от инициирующего события до первого явления аварии, достаточного для поражения человека (пожар-вспышка, пожар разлива, струйное горение, взрыв).

Расчет последствий аварии осуществляется по рекомендуемым алгоритмам расчета, соблюдающим баланс достоверности предсказаний и эффективности используемых кодов. Алгоритмы расчета должны давать правдоподобный, непротиворечивый с точки зрения физических законов результат, с учетом обобщений, примененных при осуществлении процедуры типизации основного оборудования (см. Процесс II).

Например, рассматриваются следующие механизмы истечения опасных веществ: истечение жидкостей, истечение газов и двухфазное истечение из технологического оборудования (сосуды, трубопроводы) для всех технологических потоков, всех возможных инициирующих событий (от малых отверстий до полного разрушения оборудования) и всех возможных при этом режимах истечения (от мгновенных до стационарных выбросов). Результатом этих расчетов являются массовые скорости истечения углеводородов и физические параметры образовавшихся углеводородных опасностей (струй, разливов, паровых облаков), существенные для их эволюции.

Также здесь задаются алгоритмы расчета (модели) количественных параметров опасностей, связанных с углеводородами, происходящими по следующим механизмам: разлив жидкости, испарение разлива, дрейф парового облака, модели воспламенения для различных участков установки и различных погодных условий. Результатом этих расчетов являются характеристики струй, разливов, паровых облаков, существенно определяющие возможности их поражающего действия.

Далее задаются алгоритмы расчета (модели) количественных параметров нагрузок (ударных, тепловых, осколочных), возникающих при превращениях углеводородов (сгорании струй, разливов и паровых облаков), происходящих по следующим механизмам: пожар-вспышка; пожар разлива, в том числе горение резервуара с учетом воздействия орошения; струйное горение; взрыв газопаровоздушного облака (дефлаграция/детонация), как в замкнутом помещении, так и на открытом / частично загроможденном пространстве; взрыв расширяющихся паров вскипающей жидкости (BLEVE); диффузионное горение парового облака («огневой шар»); пожар в помещении (в том числе с учетом действий по тушению) для различных участков установки и различных погодных условий. Результатом этих расчетов являются характеристики нагрузок – ударных, тепловых, осколочных, токсических (дымовых) – которые воздействуют на человека и имущество (оборудование, несущие конструкции и здания, материалы).

Наконец, задаются алгоритмы расчета (модели) поражения человека и имущества (оборудования, несущих конструкций и зданий, материалов), в соответствии со следующей классификацией механизмов поражения: ударное поражение, тепловое поражение, осколочное поражение, токсическое поражение (токсичный газ и дым) для различных участков установки и различных погодных условий. Результатом этих расчетов являются последствия действия поражающих факторов аварии для человека (смерть, травмы различной тяжести), оборудования (возникновения новых инициирующих событий), имущества (полное или частичное разрушение). Концепция «зоны поражения» от опасных факторов аварии является детерминистической, т.е. предполагается, что в пределах четко очерченной границами зоны поражения, действия данного поражающего фактора аварии для всех людей фатально, и, наоборот, за пределами указанной зоны гибель человека от указанного поражающего фактора не происходит. Таким образом, поражающие факторы аварии «локализованы» в пределах «своих» зон поражения. Это позволяет в разумные временные сроки производить расчет большого множества сценариев

развития аварии. Данный подход является несколько упрощенным вариантом более полного вероятностного подхода, основанного на пробит-анализе, и предполагающего, что вероятность гибели человека от любого опасного фактора аварии плавно меняется с расстоянием от «почти» 100% до «почти» 0. При этом, при реальных расчетах, приходится искусственно ограничивать дистанцию влияния данного фактора, например, на уровне вероятности гибели человека от заданного фактора в 1%. Для установки, насыщенной большим числом единиц опасного оборудования, и, соответственно, при рассмотрении большого числа сценариев аварий применение обоих подходов дает равную величину риска. При этом выбор метода «зон поражения» обуславливается его высокой вычислительной эффективностью.

Процесс V: Обработка сценарного файла (получение численных характеристик потерь). Данный процесс представляет собой получение количественных мер безопасности – индивидуального, коллективного и социального рисков, ущерба имуществу, вреда окружающей природной среде и т.п.

Результирующая величина риска зависит от распределения людей в возможных зонах поражения. В основе расчетов распределения персонала по участкам установки лежат: принципы эксплуатации и технического обслуживания, перечень профессий, штатное расписание с учетом смен и вахт оперативного персонала, персонала технического обслуживания и персонала сервисного обеспечения. Распределение населения по участкам установки определяется относительным расположением мест возможного пребывания людей.

Суммирование (интегрирование) риска осуществляется посредством наложения зон поражения с учетом частоты (вероятности) реализации каждого сценария на карту местности с привязкой их к соответствующему инициирующему событию (элементу оборудования) и ориентированию зоны поражения в соответствии с направлением и силой ветра (для пожара-вспышки, образования и взрывного превращения газопаровоздушного облака). При расчете риска перебираются все виды погодных условий с типичными направлениями ветров и их ожидаемой частотой возникновения (с учетом временных циклов жизни установки и окрестного населения). Подробная блок-схема проведения расчета показателей риска приведена на рис. 3.2-2.

На этом рисунке отражена логика модуля расчета риска. В частности, верхние два блока («Выбор единицы оборудования» и «Выбор инициирующего события») обеспечивают «привязку» возможного места аварии к территории установки и определяют возможные количества опасных веществ, участвующих в аварии. Далее, три следующих блока («Выбор погодных условий», «Выбор направления ветра» и «Выбор скорости ветра») задают погодные факторы, непосредственно влияющие на ряд ключевых параметров аварии, например, размер и форму газопаровоздушного облака, угол отклонения пламени при пожаре разлива. Обычно рассматриваются до 28 различных комбинаций погодных условий на каждый сценарий аварии. Затем вычисляются размеры зон поражения от поражающего фактора аварии, учитываемого при данном сценарии (взрыв, пожар разлива, факельное горение или пожар-вспышка). Совмещая зону поражения от данного фактора аварии и карту распределения персонала, можно определить, сколько людей могут погибнуть при данном сценарии аварии. Так как одновременно проводится и расчет ожидаемой частоты данного сценария, то легко вычисляется набор пар чисел (F; N) – частота сценария и количество пострадавших. Расчет возможных сценариев аварий продолжается циклически до исчерпания всего списка единиц оборудования, инициирующих событий, вариантов погодных условий. В специально организованных массивах, для каждой точки пространства происходит накопление

частот сценариев, приводящих к гибели людей (т.е. формируется так называемый «потенциальный территориальный риск»), а также происходит накопление кумулятивной F-N диаграммы (частота гибели F не менее, чем N человек, см. Приложение 1) и индивидуального риска (вероятности гибели человека в течение года) для всех работников установки. Учет карт распределения населения за пределами установки позволяет применить эту же методику для расчета рисков и для различных групп населения.

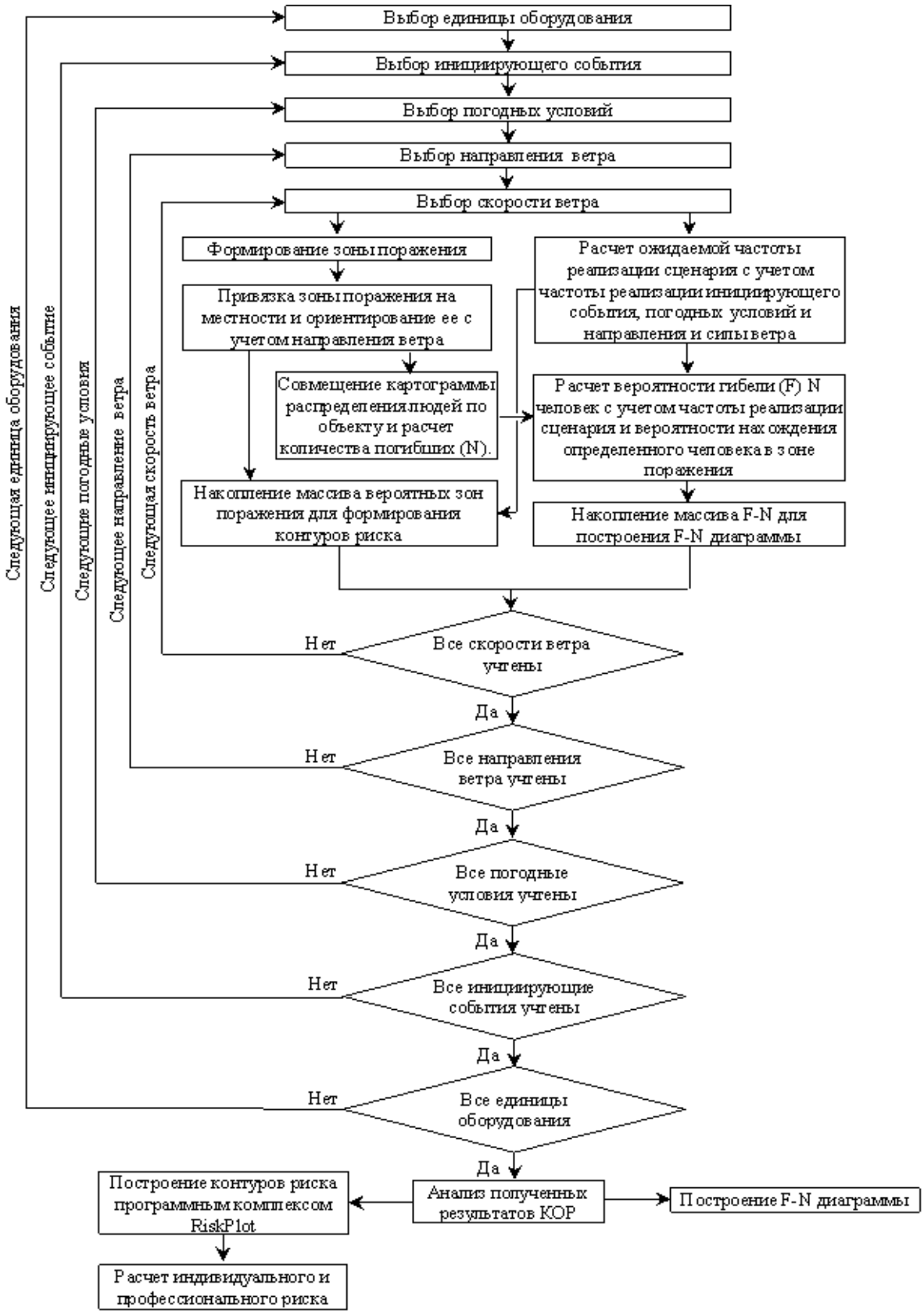


Рисунок 3.2-2. Блок-схема анализа риска

Процесс VI: Анализ полученных результатов, включая выявление главных компонентов риска и выделение перспективных предупредительных мероприятий. Анализ результатов предыдущих этапов анализа риска позволяет, путем прямого

сравнения, определить основные компоненты суммарных рисков от аварий. Таким образом, могут быть выявлены участки установки и технологические цепочки с повышенным риском. Эти участки и технологии требуют особого внимания.

Результаты анализа риска могут служить основанием для изменения проекта установки по соображениям неприемлемости уровня риска. Результаты анализа риска устанавливают действительный уровень безопасности конкретного объекта, в том числе для сравнения с приемлемым. Результаты анализа риска обосновывают программу снижения внеплановых потерь.

Кроме того, при помощи анализа риска может быть проанализирована эффективность мер по предупреждению аварий и чрезвычайного реагирования на них. В рамках анализа риска может быть осуществлена идентификация возможных вариантов предупреждения аварий. Эти варианты могут сравниваться с первоначальными результатами анализа риска с целью отбора наиболее безопасного и экономически эффективного варианта.

TOP SECRET

В случае если меры предупреждения аварий уже не могут быть идентифицированы, принимается решение о приемлемости расчетного уровня риска на основании принципа разумной достаточности.

Процесс VII: Принцип «разумной достаточности». Он применяется как корректировочный процесс высшего уровня, который инициирует повтор полного цикла вычислений (процессы I-VI) для исследования степени влияния вариаций в исходных данных на изменение уровня безопасности на установке.

3.3. ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ (ОПИСАНИЕ УСТАНОВКИ И ЕЁ МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЯ)

Подготовка описания установки и её месторасположения заключается в отборе и формализации всех аспектов технологического процесса и отдельных элементов, их местоположения, существенных для безопасности персонала и населения при возникновении и развитии аварий.

Описание установки и её месторасположения (подготовка системы исходных данных) состояло в составлении формализованного перечня параметров, описывающих:

- её географическое положение с описанием условий, характеризующих окружающую среду и население в районе её расположения;
- сведения о персонале объекта производства;
- сведения о технологии и аппаратном обеспечении установки;
- сведения об организации системы управления на объекте в условиях:
  - режима нормальной (штатной) эксплуатации;
  - режима ведения работ с повышенной опасностью;
  - режима чрезвычайного реагирования,
- силы и средства, включая их организацию, в районе размещения установки.

в соответствии со структурой системы исходных данных, устанавливаемых проектом Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих комплексов», проект (вторая редакция опубликована для публичного обсуждения на сайте Ростехнадзора) [61].

3.4. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОПАСНОСТЕЙ УСТАНОВКИ

Идентификация опасностей, связанных с технологическим процессом установки и возможными авариями на нем, является важнейшей процедурой, поскольку опасность, которая не была идентифицирована на данном этапе, не будет учитываться в дальнейшей оценке риска. Поэтому тщательно спланированная и всесторонняя идентификация опасности (в международной терминологии – HAZID) является критическим и важным основанием для других элементов процесса оценки риска.

Цели идентификации опасностей следующие:

- идентифицировать опасности, связанные с определенной системой (системами), и оценить источники опасностей, событий или стечений обстоятельств, которые могут вызвать опасности и их потенциальные последствия;
- составить всесторонний перечень опасностей, основанных на тех событиях и обстоятельствах, которые могли бы привести к возможным нежелательным последствиям;
- идентификация возможных мер уменьшения риска.

Требования к идентификации опасностей следующие:

- идентификация опасностей должна включать все опасности, независимо от того, находятся они или нет под контролем организации;
- должны использоваться инструменты и методы, которые применимы для идентификации всех соответствующих опасностей и для процесса оценки риска. Возможные инструменты для этого:
  - использование контрольных листов и статистики несчастных случаев;
  - опыт предыдущих подобных исследований/оценок, экспертиз безопасности;
  - внутренние/внешние сообщения об инцидентах;
  - пошаговые методы,
- должны быть выполнены действия, гарантирующие, что привлекаемый к работе персонал знает и понимает существо процесса идентификации и заинтересован в результатах процесса;
- установлены организационные процедуры (дисциплина) проведения процедуры идентификации опасностей.

Инициирующие события являются отправной точкой при любой аварии. В настоящей работе были реализованы процедуры, соответствующие заложенным в проект ФНиП «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих производств» [61], которые необходимы для формального представления бесконечного многообразия вариантов возникновения аварий в виде конечного числа абстрактных величин моделей инициирования, используемых при анализе риска.

В ходе работ различались два основных вида опасностей:

- Опасности, связанные с нарушением герметичности систем хранения технологических потоков и истечением углеводородов, включая частичное или полное разрушение технологического оборудования, приводящих к пожарам и взрывам;

- Опасности, не связанные с нарушением герметичности систем хранения технологических потоков и истечением углеводородов, включая:
    - пожары, не связанные с горением углеводородов;
    - транспортные происшествия;
    - разрушение несущих конструкций зданий и сооружений, как из-за внутренних причин, так и под воздействием внешних экстремальных нагрузок;
    - иные инциденты и происшествия (в том числе, несчастные случаи, вызванные несоблюдением правил охраны труда).

При построении сценариев аварий и расчете численных характеристик явлений аварий производилась оценка опасностей только первого типа, т.е. опасностей, связанных с нарушением герметичности технологических систем и неконтролируемым выбросом углеводородов. Эта «мнимая» неполнота анализа (ограничение рассмотрения углеводородными опасностями) обусловлена постановкой задачи – нарушения, выявленные при проверке Ростехнадзора, и перспективные предложения, отражающие лучшую отечественную и зарубежную практику повышения безопасности, существенно влияют на показатели безопасности через изменение вклада в риск от последствий разгерметизации систем хранения (углеводородных опасностей) и не затрагивают рисков, обусловленных опасностями, не связанными с нарушением герметичности систем хранения технологических потоков и утечками углеводородов

Единица технологического оборудования идентифицировалась как источник опасности, связанный с углеводородами, если отказ оборудования, его полное или частичное разрушение сопровождается возникновением поражающих факторов, опасных для человека или способствующих эскалации и обусловленных горением углеводородов.

Единица технологического оборудования не идентифицировалась как источник опасности, связанный с углеводородами, если отказ оборудования, его полное или частичное разрушение не сопровождается возникновением поражающих факторов, опасных для человека и/или способствующих эскалации.

Результатом идентификации опасностей, связанных с возможным выбросом углеводородов, является перечень оборудования объекта, включающий в себя сведения для каждой единицы оборудования по:

- наименованию, индексу по технологической схеме;
- типу, размерам и расположению;
- параметрам технологических сред;
- объему хранения опасного вещества (но не количеству опасного вещества, которое может участвовать в аварии, поскольку последнее зависит от типа инициирующего события);
- мере защищенности (уязвимость) от воздействия поражающих факторов аварии;
- другим параметрам (количеству и размерам трубопроводной обвязки, предохранительных и других клапанов), существенным для возникновения и развития утечки углеводородов из единицы оборудования.

Данный перечень представлен ниже в разделе 5.3.

К основным причинам и факторам, способствующим реализации опасностей, связанных с отказами и разгерметизацией оборудования, относятся:

- опасности, присущие типовым процессам;
- физический износ, коррозия, механические повреждения, температурные деформации оборудования или трубопроводов;
- прекращение подачи энергоресурсов (электроэнергии);
- ошибки и нарушения при эксплуатации оборудования;
- внешние техногенные, антропогенные и природные воздействия.

Для целей анализа риска все многообразие возможных причин возникновения аварий обобщенно сгруппировано в ограниченное число стандартизованных моделей инициирования аварий, характеризуемых детерминированными физическими параметрами (диаметром эквивалентного отверстия разгерметизации, типом истечения – газ, жидкость, двухфазная среда, видом продукта) и вероятностным параметром (условная вероятность и частота реализации данного события).

Все оборудование, используемое на установке, было разделено на ограниченное число типов (категорий), в соответствии с протекающими в них физико-химическими процессами и конструктивными особенностями.

В пределах одного типа (категории) оборудование характеризуется одинаковым набором возможных моделей инициирования аварий. Используемые в настоящем исследовании типы (категории) оборудования установки АТ-ВБ с описанием характерных для них инициирующих событий представлены ниже в разделе 5.10.

Для каждого типа (категории) технологического оборудования установлены свои специфические инициирующие события и модель разрушения оборудования (потери герметичности) под воздействием поражающих факторов аварии (ударных и тепловых воздействиях и осколочного поражения).

Ожидаемые частоты реализации возможных инициирующих событий для различных типов (категорий) оборудования, рассчитанные на основании статистики отказов на аналогичных производствах, а также с использованием анализа статистики отказов аналогичного оборудования (модели инициирования аварии) представлены ниже в разделе 5.11.

Модели инициирующих событий, типы (модели) оборудования, модели явлений аварии, модели поражения оборудования устанавливаются проектом Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих комплексов», проект (вторая редакция опубликована для публичного обсуждения на сайте Ростехнадзора) [61].

3.5. ФОРМИРОВАНИЕ ПЕРЕЧНЯ ИНИЦИИРУЮЩИХ СОБЫТИЙ

Цель процедуры формирования инициирующих событий заключается в том, чтобы проанализировать и идентифицировать возможные места возникновения аварий, величину инициирующих повреждений и оценить вероятность/частоту появления таких событий, т.е. сформировать спектр инициирующих событий.

Для формирования перечня инициирующих событий использовались следующие методы:

- метод «дерева отказов» – метод построения возможных событий (отказов, инцидентов), приводящих в конечном итоге к возникновению (см. Приложение 1);
- анализ статистики аварий, накопленной на аналогичных объектах (предприятиях, установках) отрасли, как отечественных, так и зарубежных [26,27,28,29,30,31,32, 34,35].
- анализ статистики аварий с участием аналогичного оборудования (насосов, трубопроводов, емкостного и теплообменного оборудования) [33, 36, 37].
- учтены рекомендации по частотам реализации инициирующих пожароопасные ситуации событий для некоторых типов оборудования объектов, представленных в Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах МЧС России [38].

TOP SECRET

Следует отметить важность и возможность учета одной из самых детализированных и подробных из общедоступных статистик, ежегодно публикуемых HSE Великобритании – Health & Safety Executive Offshore Safety Division “Offshore injury and incident statistics 2010/2011» (« Исполнительный Комитет по здоровью и безопасности (эквивалент российского Ростехнадзора в Великобритании)», Отдел обеспечения безопасности на морских объектах. «Статистические данные о травматизме и авариях на морских объектах, 2010/2011 г.») [36]. Статистика по основным видам оборудования, широко используемого в нефтегазовой отрасли (насосы, емкостное оборудование, запорно-регулирующая арматура, трубопроводы), собираемая на морских платформах, отличается высокой степенью достоверности, поскольку в ней уделяется внимание даже мелким незначительным утечкам, которые в условиях наземных объектов, как правило, не отмечаются и не фиксируются в общей статистике случаев разгерметизации по причине их незначительной опасности. На платформах, ввиду постоянного присутствия персонала в непосредственной близости от технологического оборудования, требования по обеспечению безопасности значительно выше и указанные мелкие утечки обнаруживаются и ликвидируются, с фиксацией факта обнаружения утечки в общей статистике случаев разгерметизации. Следует также учитывать и тот факт, что в отличие от развитых стран, в Российской Федерации отсутствует в свободном доступе надежная статистика по основным видам оборудования нефтегазовой отрасли.

Возможность же применения доступной статистики отказов (случаев разгерметизации) аналогичного оборудования закреплена п.4.2.2 РД 03-418-01 [19], который гласит, что

«Для обеспечения качества анализа риска следует использовать знание закономерностей возникновения и развития аварий на опасных производственных объектах. Если существуют результаты анализа риска для подобного опасного производственного объекта или аналогичных технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, то их можно применять в качестве исходной информации. Однако при этом следует показать, что объекты и процессы подобны, а имеющиеся отличия не будут вносить значительных изменений в результаты анализа.»

Кроме того, в настоящее время эксперты, надзорные органы и представители промышленности Российской Федерации сошлись во мнении на том, что при соблюдении всех установленных правил безопасной эксплуатации и эксплуатации в установленных пределах и условиях объектов нефтегазовой отрасли, частоты

[1] Согласно рекомендациям РД 03-418-01 [19] п.4.2.2.

разгерметизации основного технологического оборудования на указанных объектах будут соответствовать базовым частотам, представленным в Приказе МЧС России от 10.07.2009 № 404 (зарег. в Минюсте России 17.08.2009 № 14541) [38].

Критерием проверки полноты сформированного перечня инициирующих событий является охват всех видов идентифицированных ранее опасностей, присущих установке АТ-ВБ.

3.6. ПОСТРОЕНИЕ СЦЕНАРИЕВ АВАРИЙ

Разработка сценариев возникновения аварий заключается в моделировании последовательности развития аварии, оценке масштаба явлений, сопровождающих аварию и расчете возможного негативного воздействия (анализ потенциальных последствий), т.е. ущерба от аварии, обусловленной каждым инициирующим событием.

Цели анализа последствий следующие:

- проанализировать потенциальную последовательность событий аварии, которые могут развиться после возникновения инициирующего события;
- определить влияние защитных мер, мер смягчения последствий аварии, величины физических эффектов опасных факторов аварии, степени нанесения повреждения (ущерба) персоналу, окружающей среде и имуществу.

В свою очередь требования к количественному анализу последствий следующие:

- уровень деталей для анализа последствий должен соответствовать целям и задачам анализа, т.е. не быть избыточным;
- инициирующие события, которые будут проанализированы, должны быть определены в процедуре идентификации опасности ранее.

Результатом расчета является карта воздействия опасных факторов аварии, «привязанная» к конкретной точке на объекте, рассчитанный ущерб от данного сценария аварии, ожидаемая частота данного сценария аварий.

3.6.1. РАСЧЕТ ЧИСЛЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЯВЛЕНИЙ АВАРИИ

В ходе работ по Этапу 1 производилась оценка численных характеристик следующих физических явлений аварии, включая воздействие поражающих факторов:

- массовую скорость поступления в окружающую среду (истечения) опасных веществ при разгерметизации технологического оборудования или трубопроводов, в том числе для газа, жидкости и двухфазной смеси;
- размер, форма, направление и скорость дрейфа газопаровоздушного облака;
- тепловое излучение, размер и продолжительность пожара разлива;
- тепловое излучение, размер и направление, продолжительность факельного горения;
- избыточное давление во фронте и импульс ударной волны, возникающей при сгорании газопаровоздушной смеси в открытом пространстве, в том числе частично ограниченном;
- размер и зона поражения пожара-вспышки;

- тепловое излучение, размер и продолжительность огненного шара, промежуток времени до момента возникновения огненного шара;
- временные интервалы и характеристики разрушения сосуда в очаге пожара.

3.6.2. СУММИРОВАНИЕ РИСКА ОТ МНОЖЕСТВА СЦЕНАРИЕВ АВАРИЙ

Оценка риска аварий по совокупности разработанных сценариев заключается в последовательном суммировании вклада в риск от отдельных сценариев аварий, с учетом ожидаемой частоты их реализации.

Цель оценки состоит в том, чтобы установить основание для принятия решения, является ли суммарный риск от всех аварий приемлемым, и нужны ли дополнительные меры снижения риска.

В процессе оценки суммарного риска должна быть выполнена идентификация влияния возможных мер, уменьшающих риск:

- должны быть выполнены как часть процесса оценки риска отдельные оценки с целью идентифицировать возможные меры снижения риска и оценить их эффект;
- оценка должна идентифицировать меры со следующим приоритетом:
  - меры, которые обеспечивают более безопасный проект;
  - меры, которые уменьшают возможность появления инициирующих событий;
  - меры, которые уменьшают (смягчают) последствия, если авария произошла,
- оценка возможных мер снижения риска должна быть основана на количественном анализе стоимости и выгоды.

3.6.2.1. ПРЕДПОЛОЖЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ АНАЛИЗЕ РИСКА УСТАНОВКИ АТ-ВБ

Для целей настоящего исследования введем следующие обозначения.

Разобьем всю территорию установки АТ-ВБ на районы (участки).

Все **районы** установки обозначаются:

$$a_i \quad i \in I$$

Здесь a – район (от английского слова «area»); i – номер района (район – переменная перечислимого типа); I – множество районов (вводится на этапе формирования модели безопасности объекта).

Все возможные **сценарии** аварий, инициирующие события, которых расположены в определенном районе установки i обозначим:

$$\sigma(i) \quad \sigma \in S$$

Здесь σ – сценарий, i – номер района, где возникает инициирующее сценарий σ событие; S – множество реалистичных (credible) сценариев, рассматриваемых в анализе риска.

Важнейшей характеристикой каждого сценария является ожидаемая частота реализации этого сценария, которую обозначим:

$$p_\sigma \quad \sigma \in S$$

Ожидаемая частота реализации сценария имеет размерность

$$[p_\sigma] = 1/\text{год}$$

Также для целей исследования вводим категории персонала установки:

$$j \in J$$

Здесь j – категория персонала (например, оператор установки U-100, или – подрядчик по замене предохранительного клапана); J – множество категорий персонала на установке (вводится на этапе формирования модели безопасности объекта).

Интенсивность поражения

При расчете риска для каждого сценария σ рассчитываем поля поражающих факторов, представляющих собой функцию (для плоской геометрии – поле) интенсивности поражения точки в пространстве.

Интенсивность поражения является векторной величиной (размерность вектора равна числу каналов поражения) и каждый канал поражения (например, ударная волна или токсическое отравление) имеет размерность физических величин, характеризующих поражение (например, для одной из моделей поражения ударной волной необходимо и достаточно двух параметров – максимального значения избыточного давления в ударной волне и импульса ударной волны; одна из моделей токсического поражения – токсидоза)

Этот этап анализа риска называется **расчет последствий**.

EXPERIMENTAL

Вероятность гибели человека

Вводим критерий поражения – функция, свертывающая вектор интенсивности поражения в скалярную величину k(x), являющуюся вероятностью смерти (находящегося в определенном состоянии – например, в химической защитной одежде) человека, располагающегося в определенной точке пространства x установки, от действующих на него в этой точке поражающих факторов. Такую функцию будем называть **моделью поражения** человека.

$$k(x) \quad x \in X$$

Этот этап анализа риска, при котором рассчитывается вероятность поражения, в том числе поражения человека, называется **расчет поражения**.

Индивидуальный риск гибели человека

Индивидуальным риском IR (от термина на английском языке – individual risk) называется ожидаемая частота гибели человека (принадлежащего j-й категории персонала) за определенный период времени, чаще всего – за год. Для целей исследования вводим обозначение:

$$IR_j, \quad j \in J$$

Размерность индивидуального риска по определению:

$$[IR] = 1/\text{год}$$

3.6.3. РАСЧЕТ ИНДИВИДУАЛЬНОГО РИСКА ОТ АВАРИЙ

Удобно рассматривать решение задачи определения индивидуального риска от аварий на установке для ряда случаев, сложность которых постепенно возрастает.

FOR PUBLIC RELEASE

3.6.3.1. САМЫЙ ПРИМИТИВНЫЙ СЛУЧАЙ – НЕПОДВИЖНЫЙ В ТЕЧЕНИЕ ГОДА ЧЕЛОВЕК И ЕДИНСТВЕННЫЙ СЦЕНАРИЙ АВАРИИ

Предположим, что человек стоит неподвижно весь год в точке x и на установке возможна лишь авария, протекающая по сценарию σ. В этом случае по формуле условной вероятности:

$$IR_j = 1 \times p_\sigma \times k_\sigma(x)$$

Здесь:

p_σ – ожидаемая частота реализации сценария σ

$k_\sigma(x)$ – вероятность смерти человека, располагающегося в точке пространства x, от реализации сценария σ.

3.6.3.2. «УСЛОЖНЕНИЕ» – ЧАСТЬ ГОДА, НЕПОДВИЖНО, ОДИН СЦЕНАРИЙ

Предположим теперь, что человек продолжает стоять неподвижно, но находится в этой точке часть времени.

Обозначим долю времени, в течение которой человек j находится в точке x, через g_j

По определению, величина g_j – безразмерна.

Очевидно, что в этом случае индивидуальный риск рассчитывается так:

$$IR_j = \mathrm{g_j} \times p_\sigma \times k_\sigma(x)$$

3.6.3.3. МНОЖЕСТВО СЦЕНАРИЕВ

Предположим, что имеет множество сценариев S. Поскольку сценарии являются независимыми случайными событиями, то ожидаемая вероятность гибели человека (стоящего пока в определенной точке x без движения определенную долю g года) рассчитывается так:

$$IR_j(x) = \sum_{\sigma \in S} (g_j \times p_\sigma \times k_\sigma(x))$$

3.6.3.4. ПЕРЕМЕЩЕНИЕ ПО ТОЧКАМ НА ПРОМЫШЛЕННОЙ ПЛОЩАДКЕ

Предположим теперь, что человек перемещается по точкам на площадке установки. В этом случае следует уточнить обозначения – пусть набор точек, где он стоит, есть:

$$x_\alpha \quad \alpha \in A$$

В этом случае доля года, в течение которого он стоит на точке, в общем случае может различаться от точки к точке (то есть зависеть от точки). Пусть это обозначено так:

$$g_j(x_\alpha) = g_{j\alpha} \quad \alpha \in A$$

Тогда, поскольку ожидаемая вероятность гибели человека является суммой гибелей в каждой точке, имеем формулу для расчета индивидуального риска:

$$IR_j = \sum_{\alpha \in A} IR(x_\alpha) = \sum_{\alpha \in A} \left(\sum_{\sigma \in S} g_j(x_\alpha) \times p_\sigma \times k_\sigma(x_\alpha) \right)$$

3.6.4. УЧЕТ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ПЕРСОНАЛА ПО РАЙОНАМ ПЛОЩАДКИ УСТАНОВКИ

Ясно, что модель «стояния» в одной точке или прыжки из точки на точку – слишком упрощенная модель реального пребывания персонала на площадке установки.

Несколько более реальным выглядит следующее представление о перемещении персонала:

Пусть площадка установки АТ-ВБ разбита на районы.

EXPERIMENTAL

Основное ограничивающее предположение состоит в том, что мы не можем точно указать траекторию пребывания каждого работника на площадке за время смены. Однако мы можем с разумной точностью оценить долю времени, которую проводит в определенном районе площадки этот работник – в зависимости от режима работы установки (нормальная эксплуатация; работы с повышенной опасностью или ликвидация ЧС). Эта оценка имеет традиционное обозначение – **распределение персонала** (personnel distribution)

Введем следующие обозначения:

$$g_{i\alpha} \quad i \in I; \quad \alpha \in A$$

Здесь

I – множество категорий персонала, i – одна из рассматриваемых категорий персонала;

A – множество районов производства; α – один из рассматриваемых районов.

По своей математической природе распределение персонала есть матрица:

		Районы производства, A				
		1	...	α	...	| A |
Категории персонала, I	1					
	...					
	i			$g_{i\alpha}$		
	...					
	| I |					

Какой риск «набирает» определенный работник за определенное время нахождения в определенном районе?

Если в районе вероятность смерти человека не зависит от траектории его движения внутри района, то тогда индивидуальный риск работника рассчитывается так:

$$IR_i = \sum_{\alpha \in A} IR_{i\alpha} = \sum_{\alpha \in A} \left(\sum_{\sigma \in S} g_{i\alpha} \times p_\sigma \times k_{\sigma\alpha} \right)$$

Вообще говоря, распределение персонала не зависит от сценария. В этом случае вычисление индивидуального риска ведется по формуле:

$$IR_i = \sum_{\alpha \in A} IR_{i\alpha} = \sum_{\alpha \in A} (\sum_{\sigma \in S} g_{i\alpha} \times p_\sigma \times k_{\sigma\alpha})) = \sum_{\alpha \in A} g_{i\alpha} \times \Pi_\alpha ,$$

где выражение:

$$\Pi_\alpha = \sum_{\sigma \in S} p_\sigma \times k_{\sigma\alpha}$$

обычно называется потенциальным риском. Его смысл – ожидаемая частота реализации смертельного поражения человека из персонала категории i, находящего в районе α.

3.7. ГАРМОНИЗАЦИЯ С ДЕЙСТВУЮЩИМИ МЕТОДИКАМИ РАСЧЕТА РИСКА

На данный момент существует и широко используется методика оценки пожарного риска, обязательность использования которой в целях получения значений пожарного риска для случаев, когда необходимо определить соответствие объекта защиты требованиям пожарной безопасности в случаях отсутствия для объекта защиты обязательных требований, установленных федеральным законодательством, или невыполнении в полном объеме требований нормативных документов по пожарной безопасности, закреплена положениями Федерального закона от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [60].

В настоящее время порядок проведения расчетов по оценке пожарного риска определяется Постановлением Правительства РФ от 31 марта 2009 г. № 272 «О порядке проведения расчетов по оценке пожарного риска», которым утверждены «Правила проведения расчетов по оценке пожарного риска». Согласно п. 5 указанных Правил определение расчетных величин пожарного риска проводится по методикам, утверждаемым МЧС России.

В соответствии с Федеральным законом от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ [60] и постановлением Правительства РФ от 31 марта 2009 г. № 272, приказом МЧС России от 10 июля 2009 г. №404 была утверждена «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах». Позже приказом МЧС России от 14 декабря 2010 г. №649 были утверждены изменения в указанную методику.

Используемая в настоящем исследовании и описанная в данном отчете методика полностью гармонизирована с указанной методикой как в части используемых сценариев развития аварий, так и в части моделей поражения персонала, зданий, сооружений, технологического оборудования и трубопроводной обвязки.

3.8. ТОЧНОСТЬ И ДОСТОВЕРНОСТЬ ПОЛУЧАЕМЫХ ОЦЕНОК

Следует отметить, что традиционная критика методов КОР вполне справедливо указывает на тот факт, что в значительной степени получаемые результаты определяются заложенной в основу расчетов статистикой отказов. Кроме того, следует также учитывать и тот факт, что в отличие от развитых стран, в Российской Федерации отсутствует в свободном доступе надежная статистика по основным видам оборудования нефтегазовой отрасли.

В настоящее время эксперты, надзорные органы и представители промышленности Российской Федерации сошлись во мнении на том, что при соблюдении всех установленных правил безопасной эксплуатации и эксплуатации в установленных пределах и условиях объектов нефтегазовой отрасли, частоты разгерметизации основного технологического оборудования на указанных объектах будут соответствовать базовым частотам, представленным в Приказе МЧС России от 10.07.2009 № 404 (зарег. в Минюсте России 17.08.2009 № 14541) [38].

Сделать результаты расчетов риска прозрачными, повторяемыми и проверяемыми (например, независимыми экспертами) можно при помощи использования достоверных статистических данных по отказам, собранных при анализе аварийности на аналогичных предприятиях отрасли, а также используя статистику отказов аналогичного оборудования (насосов, колонн, трубопроводов и т.д.), используемого в смежных отраслях.

Возможность применения доступной статистики отказов аналогичного оборудования закреплена п.4.2.2 РД 03-418-01 [19], который гласит, что

«Для обеспечения качества анализа риска следует использовать знание закономерностей возникновения и развития аварий на опасных производственных объектах. Если существуют результаты анализа риска для подобного опасного производственного объекта или аналогичных технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, то их можно применять в качестве исходной информации. Однако при этом следует показать, что объекты и процессы подобны, а имеющиеся отличия не будут вносить значительных изменений в результаты анализа.»

Также следует обратить внимание, что целью настоящего исследования является не сколько получение абсолютных значений риска (которые, как было сказано выше, в значительной степени определяются набором исходных данных по частотам отказов), а, в первую очередь, проведение анализа влияния различных идентифицированных «нарушений» действующих норм и правил в области промышленной безопасности (из соответствующих предписаний Ростехнадзора) на уровень безопасности. Использование точных инженерных моделей влияния указанных «нарушений» на состояние безопасности установки АТ-ВБ, которые записываются, как изменения описания установки в общей модели безопасности объекта, позволяет с высокой степенью достоверности и независимо от побочных явлений и факторов аварий, непосредственно не влияющих на элементы установки, связанных с идентифицированными нарушениями, получать оценки изменения уровня безопасности, связанные только с рассматриваемыми нарушениями. При этом изменение уровня безопасности (значений индивидуального риска) оценивается относительно базовых значений, что позволяет в значительной степени уменьшить влияние на конечный результат использованных статистических данных.

4. ПРОЦЕСС СБОРА И ОБРАБОТКИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Все исходные данные, необходимые для настоящего исследования, то есть для компьютерной модели безопасности установки АТ-ВБ МНПЗ, для удобства были формализованы путем внесения в реляционную базу данных. Основные элементы базы данных с формализованными исходными данными представлены в Приложении 2, основная информация об остальных элементах базы данных представлена по тексту настоящего отчета. Описание используемой базы данных, её параметры и основные требования к формализуемым исходным данным представлены далее в разделах главы 4.

4.1. СБОР И СИСТЕМАТИЗАЦИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

В ходе работ по сбору и систематизации исходных данных, описывающих исследуемый объект, и внесению их в соответствующие разделы реляционной базы данных выделяются следующие основные блоки информации, однозначно и достоверно описывающие особенности исследуемого объекта:

- Производство;
- Персонал;
- Процедуры;
- Организация системы управления;
- Месторасположение.

Все имеющиеся элементы промышленного объекта хранятся в базе данных унифицировано. Ключевым для дальнейшей обработки элемента объекта является **Тип элемента**. Описание содержания основных блоков информации представлено ниже.

4.1.1. ПРОИЗВОДСТВО

Объективное и четкое представление о назначении и производственных мощностях объекта исследования позволяет однозначно и точно охарактеризовать состояние безопасности последнего.

При этом под производственными мощностями объекта целесообразно понимать совокупность его основных фондов (технологическую совокупность машин, оборудования и производственных площадей) и их способность к максимальному выпуску продукции за промежуток времени в соответствии с установленной программой выпуска и режимом работы.

Производственные мощности обеспечивают выпуск конечной продукции (товара) по средствам его производства.

В свою очередь производство – это процесс создания конечного продукта (товара), неразрывно связанный с:

- Эксплуатацией, а также техническим обслуживанием и ремонтом технологического оборудования;
- Использованием соответствующих технологических операций;
- Обращением в технологическом процессе опасных веществ;
- Распределением персонала по территории (районам, участкам) объекта;
- Необходимостью соблюдения установленных требований безопасности.

В состав эксплуатируемого технологического оборудования на исследуемых объектах обычно входит:

- Оборудование, на котором получаются, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества;
- Оборудование, работающее под давлением или при высокой температуре;
- Грузоподъемное оборудование;
- Прочее оборудование.

Эксплуатируемое технологическое оборудование и участвующие в технологических операциях вещества содержат опасности, которые могут реализовываться через взрыв, пожар, разлив, выброс, разрушение, и составлять аварию.

4.1.2. ПЕРСОНАЛ

Важнейшее значение для исследования безопасности имеет информация о персонале объекта, включая собственный персонал и персонал подрядных организаций, осуществляющих проведение подрядных работ (например, работ с повышенной опасностью):

- Его количество;
- Наличие и число смен;
- Группы персонала (в соответствии с должностными обязанностями);
- Распределение персонала по объекту (установке).

4.1.3. ПРОЦЕДУРЫ

Источником исходных данных для исследования безопасности являются процедуры, принятые для целей эксплуатации объекта.

Процедуры представлены в соответствующих эксплуатационных документах:

- Технологических регламентах и должностных инструкциях;
- Наряд-допусках;
- Планах чрезвычайного реагирования (ликвидации аварийных ситуаций, разливов нефти и нефтепродуктов, пожаротушения и т.д.).

4.1.4. ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

Для целей исследования безопасности представляет интерес организация системы управления объектом в разных режимах эксплуатации:

- Нормальной эксплуатации (в соответствии с Технологическим регламентом);
- Ведения РПО (в соответствии с наряд-допусками);
- Чрезвычайного реагирования (в соответствии с Планами ликвидации аварийных ситуаций / Планами ликвидации аварий, Планами предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, Планами по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, Планами тушения пожаров и т.д.).

4.1.5. МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЕ

Не менее важной характеристикой для целей исследования безопасности объекта и принадлежащего ему оборудования/установок, является их месторасположение.

При этом под месторасположением объекта или оборудования/установки понимается его географическое положение с учетом условий, характеризующих окружающую среду:

- Особенности погодных условий, включая информацию о:
  - розе ветров;
  - классе стабильности атмосферы,
- Особенности топографических условий, включая информацию о:
  - рельефе местности;
  - наличии грунтовых вод;
  - наличии водных объектов;
  - особенности сейсмических условий,
- Удаленность от:
  - близлежащих населенных пунктов и мест скопления людей;
  - особо охраняемых территорий;
  - иных (в том числе опасных производственных) объектов.

Эта – общая структура системы исходных данных на «внешнюю среду», которая предусмотрена проектом Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих комплексов», проект (вторая редакция опубликована для публичного обсуждения на сайте Ростехнадзора) [61]. Ясно, что для конкретной установки АТ-ВБ МНПЗ данные по сейсмичности или особо охраняемым природным территориям не являются предметом особого внимания, и поэтому не выделяются в настоящем документе особо, поскольку они очевидны.

Данные сведения задают параметры "внешней среды" для объектов и используются как для определения входных параметров в процедурах анализа риска (например, направление и сила ветра, температурный режим и т.п.), так и для обоснования исключения из рассмотрения в процедурах анализа риска несущественных факторов (например, в случае незамерзающих морей).

Кроме того для исследования безопасности месторасположение технологического оборудования, установленного на производственной площадке объекта исследования (генеральный план объекта), должно характеризоваться координатами, взаимными расстояниями и габаритными размерами.

Сведения о месторасположении используются для определения возможного влияния поражающих факторов, возникающих при авариях, на соседние технологические установки и определения параметров возможной эскалации аварии.

4.2. ФОРМАЛИЗОВАННЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Модель безопасности объекта характеризуется своим конфигурационным пространством.

4.2.1. МОДЕЛЬ КОНФИГУРАЦИОННОГО ПРОСТРАНСТВА

Конфигурационным пространством объекта будем называть пространство возможных значений параметров производства при нормальной эксплуатации и ведении работ с повышенной опасностью, существенных для безопасности.

Математический комментарий. Конфигурационное пространство объекта – аналог пространства конфигураций (положений) системы материальных точек / твердых тел к классической механике. Точка в конфигурационном пространстве взаимно однозначно соответствует любому возможному положению системы в пространстве. При этом, однако, знание положения системы в пространстве недостаточно для понимания / описания / предсказания эволюции системы во времени – без знания значений соответствующих моментов (импульсов) поведение системы однозначно спрогнозировать принципиально нельзя (второй закон Ньютона требует также знания скоростей).

В модели безопасности объекта, используемого для расчета риска, используется модель конфигурационного пространства объекта с одинаковой вероятностью нахождения персонала с учетом административно-территориального деления, при нормальной эксплуатации, в которую входят следующие существенные для безопасности элементы:

- **Районы объекта (areas)** – части промышленной площадки объекта исследования, характеризующиеся однородностью действующих поражающих факторов опасности аварии, включающие, но не ограничиваясь:
  - Районы административно-хозяйственных зданий (управление, склады, мастерские и пр.);
  - Районы размещения элементов, включая производственные здания (например, установка и рядом стоящее здание управления данной установкой);
  - Межустановочное пространство.

Разбиение на районы объекта исследования произведено с целью решения задачи выявления участков объекта, характеризующихся относительно одинаковой вероятностью нахождения персонала в данном конкретном районе промышленной площадки в зависимости от времени (доля от продолжительности смены) и должности.

- **Стационарные элементы**, геометрия, расположение и конструкция которых на промышленной площадке объекта не меняется во времени, включающие:
  - Здания и сооружения;
  - Оборудование, в том числе:
    - Колонны;
    - Насосы;
    - Трубопроводы;
    - Теплообменники;
    - Сосуды, работающие под давлением, в том числе колонное оборудование;
    - Печи;
- **Мобильные элементы**, геометрические размеры которых не меняются во времени, но расположение которых зависит от технологического режима и/или

меняется в ходе развития аварии или при чрезвычайном реагировании, включающие:

- Персонал, работающий на объекте (численность, смены, должности, распределение) в режимах:
  - Нормальной эксплуатации (персонал распределяется на основе принципов эксплуатации в соответствии с техническими регламентами),
- Средства транспорта[2], в том числе:
  - Бензовоз/Топливозаправщик;
  - Газовоз/Топливозаправщик;
  - Ж/д цистерны;
  - Средства транспортировки людей (персонала и населения);
  - Средства транспорта специального назначения (автомобили служб чрезвычайного реагирования).

Важнейшим элементом конфигурационного пространства объекта является распределение персонала по районам промышленной площадки.

В режиме нормальной эксплуатации распределение персонала по районам определяется из технических регламентов и должностных обязанностей. Один и тот же работник, относящийся к определенной категории персонала объекта, в течение рабочей смены может находиться в разных районах. Таким образом, работник, находясь определенную (установленную техническими регламентами) долю времени в разных районах, получает или собирает на себя «дозу» вероятностей воздействия на него поражающих факторов.

В настоящем исследовании влияние перемещений средств транспорта и связанных с ними дополнительных инициирующих событий аварий (в том числе ДТП) не рассматриваются и не учитываются в расчетах КОР, поскольку они не оказывают какого-либо влияния на изменение показателей безопасности, связанного с выявленными Ростенхадзором нарушениями требований промышленной безопасности.

При этом следует отметить, что в используемой статистике отказов (случаев разгерметизации) учитываются внешние воздействия, в том числе, связанные со случаями механического повреждения внешними источниками, а именно – движущимися транспортными средствами и падающими объектами.

4.2.2. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ

К вспомогательным элементам относятся такие элементы, которые, исходя из внутренней логики организации функционирования объекта, являются неотъемлемой характеристикой, четко и однозначно описывающей какую-либо технологическую/производственную особенность объекта.

Одним из таких элементов является **Изолируемая секция**.

4.2.2.1. ИЗОЛИРУЕМЫЕ СЕКЦИИ

Изолируемая секция описывает элементарный объект моделирования запасов горючих веществ и их изменение во времени. Как правило, изолируемая секция включает в себя все стационарные элементы технологического оборудования,

[2] в настоящем исследовании влияние средств транспорта не учитывается при расчетах.

заключенные между элементами запорной арматуры, которые позволяют физически отделить рассматриваемую изолируемую секцию от других:

- сами элементы запорной арматуры – клапаны, краны, задвижки и т.п. являются частью оборудования изолируемой секции со всеми своими инициирующими событиями и вероятностями и временем срабатывания/изолирования, т.о. элемент запорной арматуры может (и в большинстве случаев – будет) принадлежать сразу двум изолируемым секциям, которые он отделяет друг от друга;
- технологические трубопроводы;
- емкостное оборудование;
- теплообменное оборудования;
- механическое оборудование;
- приборы КИПиА;
- и т.д.

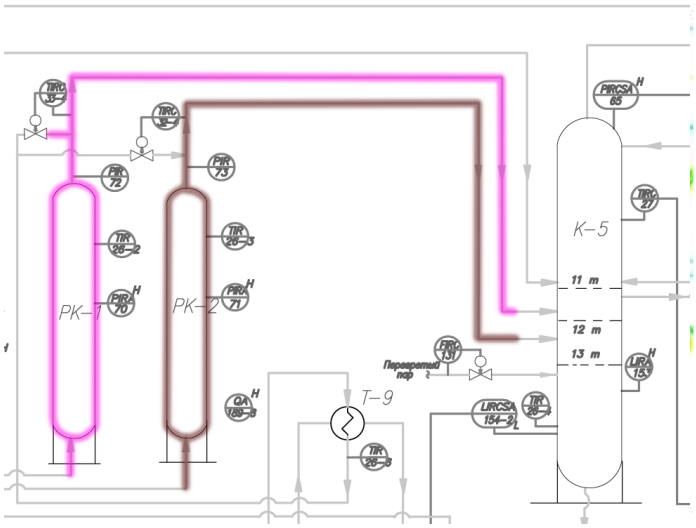
Разбиение на изолируемые секции осуществляется только на основе схемы и способа (ручной или автоматический) приведения в действия (срабатывания) запорной арматуры, представленных в Технологическом регламенте и ПЛАСе установки. Для целей проведения анализа запорная арматура характеризуется способом срабатывания (автоматические, дистанционно управляемые, ручные) и, соответственно, в зависимости от типа – своим временем срабатывания.

Особое внимание уделяется запорной арматуре, которая выполняет функции клапанов-отсекателей, предназначенных для перекрывания потока рабочей среды. Далее в Таблице 5.5-1 приведен перечень запорной арматуры установки АТ-ВБ, учитываемой при расчетах.

Пример выделения изолируемых секций на основе технологической схемы показан ниже на Рис. 4.2.2.1-1.

При математическом моделировании реальное оборудование задается конкретными значениями параметров типового оборудования

Изолируемые секции «подняты» цветом



При математическом моделировании утечки углеводородов задаются конкретными значениями изолируемых секций технологической схемы

Рисунок 4.2.2.1-1. Пример выделения изолируемых секций при математическом моделировании безопасности установки

На фотографии даны реакционные камеры РК-1 и РК-2; математическая модель оборудования (рисунок вверху справа) и «выделенные цветом» соответствующие им изолируемые секции

4.2.3. ЯВЛЕНИЯ АВАРИЙ

Каждое возникающее явление аварии, также как и все остальные моделируемые элементы, при возникновении создает собственный элемент.

Элементы явлений аварий близки по характеру к мобильным объектам (т.е. не привязаны к конкретной точке и могут перемещаться в пространстве), но, в отличие от всех других элементов, элементы «Явления аварий» меняют свои геометрические размеры:

- облако дрейфует и растет;
- разлив растекается;
- горящая струя газа постепенно уменьшается из-за падения давления в изолируемой секции, из которой идет утечка.

Изменения геометрических размеров элементов «Явления аварии» пересчитываются при каждой итерации расчета.

4.3. ДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

4.3.1. КОНФИГУРАЦИОННОЕ ПРОСТРАНСТВО МОДЕЛИ

Задача моделирования хода развития аварии с учетом взаимодействия всех элементов модели безопасности относится к классу задач, сложность (количество вычислений, необходимых для получения точного ответа) которых растёт с размерностью задачи (количеством элементов модели безопасности) экспоненциально и метод Монте-Карло (см. Приложение 1) является единственной возможностью для получения достаточно точного ответа за приемлемое время расчета.

Для каждой итерации динамического моделирования методом Монте-Карло выбирается определенное состояние конфигурационного пространства объекта, характеризующийся сочетанием следующих параметров:

- Режим функционирования объекта, однозначно характеризующий все изолируемые секции объекта (заполнены/нет, температура, давление, содержащиеся среды) и их взаимосвязь;
- Время суток, однозначно характеризующее количество и распределение персонала по территории объекта;
- Время года, однозначно характеризующее (в совокупности с выбранным ранее временем суток) температуру, интенсивность солнечной радиации, состояние атмосферной устойчивости, направление и скорость ветра.

Например – 9:21 утра, июль, нормальный режим функционирования объекта.

Точность расчетов обеспечивается увеличением количества проводимых расчетов для разных сочетаний режимов / времени суток / времени года.

В режиме отладки модели расчет проводится только для одного фиксированного состояния (задаваемого оператором).

4.3.2. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

4.3.2.1. ВЫБОРКА ПО ИНИЦИИРУЮЩИМ СОБЫТИЯМ

Для каждого из инициирующих событий на каждом опасном элементе производится полный расчет всех сценариев по всем ветвлениям деревьев событий.

4.3.2.2. ШАГ ДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Динамическое моделирование хода развития сценария аварии ведется итерациями с шагом в 1 секунду. На каждой итерации производится проверка состояния каждого из участвующих в моделировании элементов под воздействием.

Изменения состояний элементов может быть следующих видов:

- Уменьшение количества горючих веществ в изолируемой секции (вследствие утечки, перетекания в другие изолируемые секции, аварийного сброса, перекачки в другое оборудование);
- Изменение **состояния элементов**. Для зданий и технологического оборудования и трубопроводов:
  - Без повреждений (00);
  - Малые повреждения (01);
  - Средние повреждения (02);
  - Сильные повреждения (03)
  - Полное разрушение (04).
- Для людей:
  - Без травм (00);
  - Легкие травмы (01);
  - Средние травмы (02);
  - Тяжелые травмы (03);
  - Травмы, не совместимые с жизнью (04).

Для всех объектов, кроме того, инициирующее событие на котором привело к возникновению и развитию аварии, начальным состоянием является «00», т.е. без повреждений. Для всех представителей персонала начальным состоянием также является «00», т.е. здоров, без травм, способность к передвижению не ограничена.

В процессе моделирования развития аварии состояние элементов может только ухудшаться (под воздействием поражающих факторов аварии) или оставаться неизменным. Для людей ухудшение состояния также сказывается на возможности эвакуации (своевременного покидания опасной зоны).

Воздействие поражающих факторов аварии оценивается индивидуально для каждого из стационарных и мобильных объектов. Переборки по всей территории (построения полей потенциального территориального риска) не производится.

Для иллюстративных целей (для формирования отчетных материалов) производится расчет интенсивности воздействия поражающих факторов аварии

4.3.2.3. ВРЕМЯ ЖИЗНИ ЭЛЕМЕНТОВ МОДЕЛИ

Все элементы, участвующие в расчете, характеризуются своим временем жизни, т.е. после утраты своих характеризующих свойств состояние элемента перестает обновляться и не участвует в дальнейшем расчете. Например, после того, как зафиксировано разрушение здания, дальнейшие проверки его состояния и реакции на внешние воздействия не производятся, по причине того, что здание достигло предельной степени разрушения и дальнейшее изменение его состояния невозможно. Для каждого из элементов специально записываются все изменения их состояния и соответствующие этим событиям временные отметки (от начала

моделирования – времени возникновения инициирующего события, принимаемого за ноль).

Моделирование ведется от момента возникновения инициирующего события до момента прекращения действия поражающих факторов аварии.

4.3.2.4. МОБИЛЬНЫЕ ОБЪЕКТЫ

Для каждого из **мобильных объектов** на каждой итерации расчета сохраняется и модифицируется вектор движения. Движение мобильных объектов в ходе развития аварии подчиняется простым логическим правилам:

- **Покидание территории объекта** – движение по дороге к ближайшим выездным воротам с территории объекта;
- **Чрезвычайное реагирование** – движение по дороге кратчайшим маршрутом к месту аварии, нахождение на месте ликвидации аварии до прекращения развития аварии.

4.3.2.5. ПЕРСОНАЛ

В ходе моделирования развития аварии для персонала на основе простых логических правил поведения:

- **Эвакуация** – движение по кратчайшей траектории к ближайшему эвакуационному пути и дальнейшее следование по нему в направлении эвакуации к ближайшему месту сбора;
- **Чрезвычайное реагирование** – движение по кратчайшей траектории к месту сбора и экипировки НАСФ, затем – движение по дороге кратчайшим маршрутом к месту аварии, развертывание и ликвидация аварии,

моделируется их реакция на возникшую аварийную ситуацию с учетом их роли в системе аварийного (чрезвычайного реагирования).

4.3.2.6. ЯВЛЕНИЯ АВАРИИ

В процессе моделирования для всех вновь возникающих элементов модели (истекающая струя газа/жидкости, дрейфующее облако, растекающийся разлив, горящий разлив и т.д.) создается свой специальный элемент, однозначно характеризующий его «происхождение» и вид (взрыв, пожар вспышка, факел и т.д.). Например «**Взрыв. Облако из СРПД-02**»[3].

4.3.2.7. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОСЛЕДСТВИЯ АВАРИИ

В ходе моделирования все промежуточные состояния модели (ее элементов) записываются в базу данных *[не принципиально, но запись в файл может быть даже более быстрой]*.

Результатом моделирования для каждого из сценариев является полный перечень мобильных и стационарных объектов с указанием изменений их состояний (см. выше п.4.2.1) и соответствующих им моментов времени и местом события.

[3] СРПД – сосуд, работающий под давлением

Таблица 4.3.2.7-1. Пример. Перечень стационарных и мобильных элементов с указанием изменений их состояний

Элемент	Тип	Состояние	Время, чч:мм:сс	Координаты (X;Y;Z), мм	Элемент, вызвавший изменение состояния
СРПД-01	Стационарный	Без повреждений	00:00:00	100;100;500	Начальное состояние
СРПД-01	Стационарный	Полное разрушение	00:08:22	100;100;500	Взрыв. Облако из СРПД-02
СРПД-02	Стационарный	Малые повреждения	00:00:00	200;200;500	Начальное состояние
СРПД-02	Стационарный	Полное разрушение	00:08:22	200;200;500	Взрыв. Облако из СРПД-02
СРПД-03	Стационарный	Без повреждений	00:00:00	500;400;500	Начальное состояние
СРПД-03	Стационарный	Малые повреждения	00:08:22	500;400;500	Взрыв. Облако из СРПД-02
…	…	…	…		…
Оператор	Персонал	Без травм	00:00:00	120;140;0	Начальное состояние
Оператор	Персонал	Тяжелые травмы	00:08:22	140;160;0	Взрыв. Облако из СРПД-02
Оператор	Персонал	Травмы, не совместимые с жизнью	00:14:57	140;160;0	Тепловое излучение. Факел из СРПД-03

Результаты по всему набору инициирующих событий для каждого из опасных элементов группируются по элементам и все вместе.

Результаты для каждого из сценариев консолидируются и представляют результаты расчетов в формате – частота события, количество пострадавших, в том числе смертельно, количество поврежденного оборудования.

4.3.3. МОДЕЛЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ИНИЦИИРУЮЩЕГО СОБЫТИЯ

Инициирующие события являются отправной точкой при любой аварии. В настоящем Отчете определяются процедуры, необходимые для формального представления бесконечного многообразия вариантов возникновения аварий в виде конечного числа абстрактных величин моделей инициирования, используемых при анализе риска.

4.3.3.1. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОПАСНОСТЕЙ

В настоящем отчете определена идентификация опасностей, возникающих в процессе эксплуатации установки АТ-ВБ, как этап подготовки исходных данных по объекту, адекватно представляющих опасности этого объекта для целей проведения анализа риска.

Различают два основных вида опасностей:

- Опасности, связанные с нарушением герметичности систем хранения технологических потоков и истечением углеводородов/ химических веществ, включая
  - частичное или полное разрушение технологического оборудования.
- Опасности, не связанные с нарушением герметичности систем хранения технологических потоков и истечением углеводородов, включая:

- пожары, не связанные с горением углеводородов;
- транспортные;
- разрушение несущих конструкций зданий и сооружений, как из-за внутренних причин, так и под воздействием внешних экстремальных нагрузок;
- несоблюдение правил охраны труда (но не действие вредных производственных факторов).

Следует отметить, что рассмотрение представленных выше опасностей, не связанных с нарушением герметичности систем хранения технологических потоков и истечением углеводородов, является важным элементом анализа риска, однако в настоящем исследовании их влияние не учитывается, поскольку они не оказывают особого влияния на изменение показателей безопасности, связанного с выявленными Ростехнадзором нарушениями требований промышленной безопасности, и для всех рассматриваемых расчетных моделей (базовая модель безопасности, каждое нарушение в отдельности и все нарушения в совокупности) привносят один и тот же дополнительный (фоновый) потенциальный риск.

Кроме того, в используемой статистике отказов (случаев разгерметизации) учитываются опасности, не связанные с нарушением герметичности систем хранения технологических потоков и истечением углеводородов, в том числе, связанные со случаями механического повреждения внешними источниками, а именно – движущимися транспортными средствами и падающими объектами.

Единица технологического оборудования идентифицируется как источник опасности, связанной с углеводородами, если отказ оборудования, его полное или частичное разрушение сопровождается возникновением поражающих факторов, опасных для человека или способствующих эскалации и обусловленных горением углеводородов.

Единица технологического оборудования не идентифицируется как источник опасности, связанной с углеводородами, если отказ оборудования, его полное или частичное разрушение не сопровождается возникновением поражающих факторов, опасных для человека и/или способствующих эскалации.

Результатом идентификации опасностей, связанных с углеводородами, является перечень оборудования объекта, включающий в себя сведения для каждой единицы оборудования по:

- наименованию, индексу по технологической схеме;
- типу, размерам и расположению;
- параметрам технологических сред;
- объему хранения опасного вещества (но не количеству опасного вещества, которое может участвовать в аварии, поскольку последнее зависит от типа инициирующего события);
- уязвимости к воздействию поражающих факторов аварии;
- другим параметрам (количеству и размерам трубопроводной обвязки, предохранительных и других клапанов), существенным для возникновения и развития утечки углеводородов из единицы оборудования.

В настоящем Отчете устанавливается обязательность пополнения вышеуказанного перечня другим оборудованием, включая технологическое оборудование, несущие конструкции, здания и сооружения, другие элементы установки, существенные для

распространения реализовавшейся опасности, на том же уровне детализированности, что и для опасностей, связанных с утечкой углеводородов.

Природные или техногенные процессы, операции на установках/сооружениях объектов идентифицируются как опасности, не связанные с утечками углеводородов, если их реализация способна приводить к гибели людей.

Результатом идентификации таких опасностей является перечень процессов/операций, включающий для себя следующие сведения:

- наименование процесса/операции;
- механизм (сценарий) поражения людей, оценка частоты его реализации.

В настоящем Отчете предусматривается обязательность анализа достаточности исходных данных, для идентификации опасностей и проведения анализа риска. В случае недостаточности данных для проведения анализа риска делаются допущения, подлежащие проверке Заказчиком.

4.3.3.2. МОДЕЛИ ИНИЦИИРОВАНИЯ

Инициирующее событие – это первое по времени возникновения (не предусмотренное технологическим регламентом предприятия) событие, приводящее к возникновению аварии.

Инициирующие события являются отправной точкой при любой аварии. Бесконечное многообразие вариантов возникновения аварий представляется в виде конечного числа абстрактных величин моделей инициирования, используемых при анализе риска.

К основным причинам и факторам, способствующим реализации опасностей, связанных с отказами оборудования, относятся:

- опасности, присущие типовым процессам;
- физический износ, коррозия, механические повреждения, температурные деформации оборудования или трубопроводов;
- прекращение подачи энергоресурсов (электроэнергии);
- внешние техногенные, антропогенные и природные воздействия.

Для целей анализа риска все многообразие возможных причин возникновения аварий разделяется на ограниченный набор стандартизованных моделей инициирования аварий, характеризуемых детерминированными физическими параметрами (диаметром эквивалентного отверстия, типом истечения, видом продукта) и вероятностным параметром (условная вероятность и частота реализации данного события). При этой процедуре (процедуре дискретизации) возможна потеря точности описания физических параметров моделей инициирования.

CONFIDENTIAL

Все оборудование, используемое на объекте, было типизировано - разделено на ограниченное число типов (категорий), в соответствии с протекающими в них физико-химическими процессами и конструктивными особенностями.

В пределах одного типа (категории) оборудование характеризуется одинаковым набором возможных моделей инициирования аварий.

В настоящем Отчете используются обобщенные типы (категории) оборудования, которые являются моделями реального оборудования объекта, используемыми для анализа риска.

Для каждого типа (категории) технологического оборудования устанавливаются свои специфические инициирующие события и модель разрушения оборудования (потери герметичности) под воздействием поражающих факторов аварии (ударных и тепловых воздействиях и осколочного поражения).

Типы (категории) оборудования, возможные виды инициирующих событий на каждом типе оборудования и ожидаемые частоты их реализации (модели инициирования аварии) представлены в разделе 5.10.1.

Следует отметить, что влияние аварий на соседних установках является важным элементом анализа риска, но в настоящем исследовании влияние аварий на других установках не рассматривается, поскольку они не оказывают какого-либо влияния на изменение показателей безопасности, связанного с выявленными нарушениями Ростехнадзором требований промышленной безопасности, и для всех рассматриваемых расчетных моделей (базовая модель безопасности, каждое нарушение в отдельности и все нарушения в совокупности) привносят один и тот же дополнительный (фоновый) потенциальный риск.

4.3.4. ОПАСНОСТИ, НЕ СВЯЗАННЫЕ С УТЕЧКАМИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Основными опасностями, не связанными с утечками углеводородов, являются профессиональными. В число профессиональных опасностей входят опасности, которым подвергаются работники в связи с выполняемыми работами или местом выполнения работ. К числу обычных профессиональных опасностей относятся:

- скольжение, падение;
- происшествия при ручном подъеме грузов;
- работа на высоте;
- работа в замкнутом пространстве;
- падение предметов;
- неисправность механизмов;
- химическая и биологическая опасность.

Результатами расчета в таком случае являются индивидуальный риск работника и коллективный риск персонала от травм и опасных происшествий, вызванных профессиональными опасностями. Данные виды риска оцениваются и учитываются при планировании мероприятий по охране труда.

Эти виды риска не оцениваются и не представляются в настоящем исследовании, поскольку они не оказывают какого-либо влияния на изменение показателей безопасности, связанного с выявленными нарушениями Ростехнадзором требований промышленной безопасности, и не влияют на рассматриваемую модель безопасности установки АТ-ВБ.

4.4. МОДЕЛИРОВАНИЯ СЦЕНАРИЕВ И РАЗВИТИЯ АВАРИЙ

Ключевым аспектом моделирования хода развития аварии является установление момента, когда воздействие опасных (поражающих) факторов аварии приводит к гибели попавших в зону поражения людей и/или разрушению оборудования. Для целей определения критических уровней нагрузок требуется установление определенных критериев поражения, отдельно – для людей и отдельно – для оборудования, зданий и сооружений.

4.4.1. КРИТЕРИИ ПОРАЖЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Для учета количества поврежденного оборудования и степени его повреждения в модели безопасности установки АТ-ВБ использовались следующие критерии, представленные ниже в Таблице 4.4.1-1.

Таблица 4.4.1-1. Критерии поражения оборудования, зданий и сооружений

Явление аварии	Полное разрушение (100% стоимости)	Небольшие повреждения (25% стоимости)	Небольшие повреждения (5% стоимости)
Пожар вспышка	нет	нет	нет
Струйное горение[4]	Размер факела[5]	нет	нет
Взрыв	53 кПа[6]	28 кПа[7]	13 кПа[8]
Пожар разлива	17 кВт/м^2 [9]	нет	нет

Также для оценки возможности развития аварии с разрушением другого оборудования и вовлечения его содержимого в создание дополнительных поражающих факторов использовались вероятностные критерии поражения (пробит-функция), формула для расчета которой дана ниже, в разделе 4.4.2.1.

4.4.2. КРИТЕРИИ ПОРАЖЕНИЯ ЛЮДЕЙ

Для оценки вероятности смертельного поражения людей при воздействии на них опасных факторов аварии использовались вероятностные критерии поражения, которые выражаются с помощью пробит-функции или детерминированные, в соответствии с представленными ниже критериями поражения для рассматриваемых поражающих факторов.

4.4.2.1. ВЕРОЯТНОСТНЫЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПОРАЖАЮЩЕГО ДЕЙСТВИЯ УДАРНОЙ ВОЛНЫ

Для воздействия УВ на человека, находящегося на площадке с оборудованием, зданиями и сооружениями, использована, следуя общепризнанной в настоящее время в Российской Федерации Методике расчёта пожарного риска МЧС России [38], утвержденной Минюстом России, пробит-функции для разрушения зданий:

- для тяжелых разрушений:

$$Pr = 5{,}0 - 0{,}26LnV \qquad (4.4.2.1\text{-}1)$$

$$V = \left(\frac{17500}{P_S}\right)^{8,4} + \left(\frac{290}{i}\right)^{9,3} \qquad (4.4.2.1\text{-}2)$$

где:

P_S – избыточное давление в УВ, Па;

i – импульс УВ, Па•с;

[4] Используемая модель поражения от факела (Разделом XI Приложения 3 Методики [38]) позволяет оценить только размеры зоны наиболее опасного теплового воздействия

[5] В соответствии с разделом XI Приложения 3 Методики [38]

[6] Соответствует 50% разрушению зданий (Раздел I, Приложение 4, Методики [38])

[7] Соответствует средним разрушениям зданий (Раздел I, Приложение 4, Методики [38])

[8] Соответствует умеренным повреждениям зданий (Раздел I, Приложение 4, Методики [38])

[9] В соответствии с Разделом II, Приложение 4, Методики [38])

Для практических целей использовались (как это устанавливается в нормах [38]) пробит-функции, поскольку наиболее вероятный сценарий гибели людей от взрыва – это поражение их частями разрушающегося здания, расположенного вблизи взрывоопасного объекта. При использовании пробит-функции (4.4.2.1-1–2), описывается как тяжелые разрушения зданий, сооружений и оборудования, так и поражение людей.

4.4.2.2. КРИТЕРИИ ПОРАЖЕНИЯ ТЕПЛОВЫМ ИЗЛУЧЕНИЕМ

В качестве вероятностного критерия оценки поражения тепловым излучением также использовалась пробит-функция [38]. Согласно [38], для поражения человека тепловым излучением величина пробит-функции описывается следующим выражением:

$$\Pr = -12{,}8 + 2{,}56 Ln\left(t \cdot q^{4/3}\right) \qquad (4.4.2.2\text{-}1)$$

где:

t – эффективное время экспозиции, с;

q – интенсивность теплового излучения, кВт/м^2.

Согласно предоставленным данным, спецодежда персонала исследуемой установки АТ-ВБ произведена фирмой Du Pont (материал НОМЕКС). При расчетах были учтены термостойкие свойства указанного материала (согласно официальным данным производителя [56]) (см. ниже рис.4.4.2.2-1).

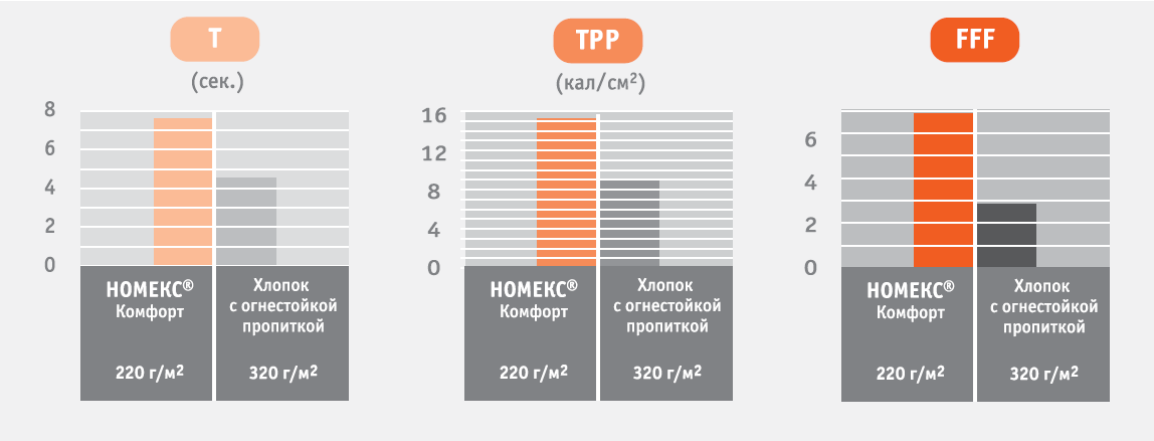


Рисунок 4.4.2.2-1. Данные по сравнительным испытаниям на термостойкость

Защитные свойства тканей определялись производителем с помощью испытания на термостойкость. Образец ткани ставился в условия, обычно возникающие при пожаре: воспроизводилось постоянное сочетание лучистой теплоты и конвективной теплоты (в соотношении 50:50) при постоянном тепловом потоке, составляющем 84 кВт/см^2 и определялись три показателя: T, TPP и FFF, где

T – время до получения ожогов второй степени;

TPP – количество тепловой энергии (кал/см^2), при которой температура внутренней стороны ткани достигает уровня, вызывающего ожог второй степени;

FFF – коэффициент разрушения ткани характеризует теплоизоляционные характеристики ткани. Его получают путем деления TPP (кал/см^2) на вес ткани (г/м^2), чем выше значение FFF, тем выше уровень защиты.

Именно с учетом того, что материал фирмы НОМЕКС обладает повышенной термостойкостью по сравнению с обычным хлопковым материалом с огнестойкой пропиткой (соответственно имеет место разная степень поражения тепловым излучением), более реалистичной представляется аппроксимация пробит-функции для смертельного поражения человека из работ [39,40,41] (в работе [39] величина пробит-функции ошибочно названа вероятностью поражения):

$$\Pr = -14{,}9 + 2{,}56Ln(D) \qquad (4.4.2.2\text{-}2)$$
$$D = t \cdot q^{4/3}$$

Именно это выражение для пробит-функции было апробировано как в работах [39,40], так и в работах [42,43] для оценки риска и показало свою пригодность. Это же выражение указывается в качестве рекомендованного к использованию в проекте ФНиП «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих производств» [61]. Таким образом, именно формула (4.4.2.2-2) была использована в настоящем исследовании.

Величина эффективного времени экспозиции t вычислялись по формулам:

- для "огненного шара":

$$t = 0{,}92 \cdot m^{0{,}303} \qquad (4.4.2.2\text{-}3)$$

- для пожара разлива:

$$t = t_0 + \frac{x}{u} \qquad (4.4.2.2\text{-}4)$$

где:

m – масса горючего вещества, участвующего в образовании "огненного шара", кг;

t_0 – характерное время, за которое человек обнаруживает пожар и принимает решение о своих дальнейших действиях, с, (принимается равным 5 с [38]);

x – расстояние от места расположения человека до безопасной зоны (зона, где интенсивность теплового излучения меньше 4 кВт/м^2);

u – средняя скорость движения человека к безопасной зоне, м/с (принимается равной 5 м/с).

Величина дозы излучения D в случае пожара-вспышки для смертельного поражения человека вычислялась следующим образом. Вначале определялся эффективный радиус продуктов сгорания R по формуле:

$$R = R_{ex} \cdot (E_i - 1)^{1/3} \qquad (4.4.2.2\text{-}5)$$

где:

R_{ex} – радиус взрывоопасной зоны, м;

Ei – коэффициент расширения продуктов сгорания (может быть принят равным 7).

Величина D ((кВт/м^2)4/3·с) определялась по следующим формулам в зависимости от расстояния r от геометрического центра паровоздушного облака [40] (Таблица 4.4.2.2-1):

Таблица 4.4.2.2-1. Зависимость дозы излучения от расстояния до центра паровоздушного облака

Расстояние	**D, $(кВт/м^2)^{4/3}\cdot с$**
r<1,1R	D = 3000
1,1R ≤ r < 1,2R	2300 < D <3000
1,2R ≤ r < 1,3R	1000 < D < 2300
1,3R ≤ r < 1,4R	200 < D < 1000
r ≥ 1,4R	D = 0

Величины D для промежуточных значений r следует определять с помощью линейной интерполяции. К сожалению, мы не располагаем информацией о выражениях для пробит-функций для теплового излучения по отношению к воздействию на расположенные вблизи горючие вещества и материалы. Поэтому для этого случая представляется целесообразным использовать приведенные выше детерминированные критерии (т.е., по сути, описывать условную вероятность поражения в виде ступенчатой функции).

4.4.2.3. ПОРАЖАЮЩЕЕ ДЕЙСТВИЕ ОСКОЛКОВ

Рассмотрим теперь поражающее действие осколков, образующихся при взрывном разрушении технологического оборудования [46].

При воздействии осколков на основное технологическое оборудование пороговая скорость пробития мишени V50 определяется как скорость осколка, при которой вероятность сквозного пробивания мишени составляет 50%. При известных параметрах осколка значение V50 можно определить с помощью рис. 4.4.2.3-1.

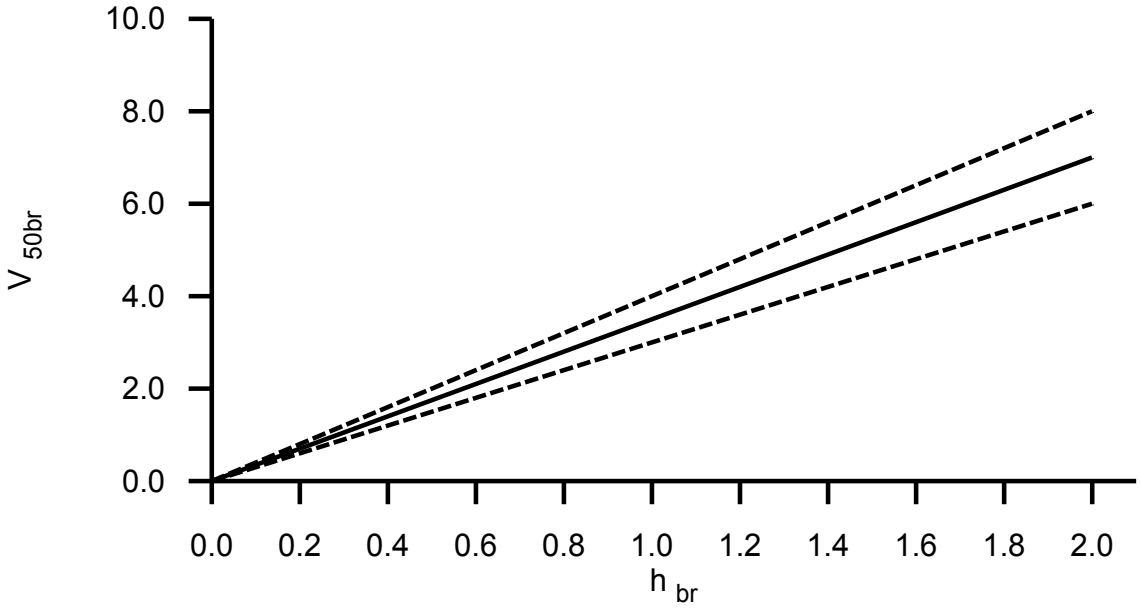


Рисунок 4.4.2.3-1. Зависимость безразмерной скорости пробития V50br от относительной толщины мишени h_{br} при ударе плохообтекаемым недеформулируемым телом

Обозначения на рис. 4.4.2.3-1 следующие:

$$V_{50br} = \frac{\rho_P \cdot V_{50}}{\sqrt{\sigma_t \cdot \rho_t}}, \quad (4.4.2.3\text{-}1)$$

$$h_{br} = h/a, \quad (4.4.2.3\text{-}2)$$

где:

$V_{50b}r$ – безразмерная пороговая скорость пробития мишени;

h_{br} – относительная толщина мишени;

ρ_P – плотность материала осколка;

σ_t – предел текучести материала мишени;

ρ_t – плотность материала мишени;

h – толщина мишени;

a – эффективный радиус осколка, определяемый соотношением:

$$a = \left(\frac{3M}{4\pi\rho_P} \right)^{1/3} \quad (4.4.2.3\text{-}3)$$

M – массса осколка.

В отношении действия осколков на живой организм показано [46] , что пороговая скорость осколков, при которой в 50% случаев кожный покров пробивается насквозь, описывается выражением (при $A/M \leq 0{,}09$ м^2/кг и $M \leq 0{,}015$ кг):

$$V_{50} = 1247{,}1(A/M) + 22{,}03 \quad (4.4.2.3\text{-}4)$$

где

A – миделево сечение осколка, м^2;

M – масса осколка, кг;

величина V50 выражена в м/с.

Осколки могут воздействовать на человека и без поражения кожного покрова (так называемые непроникающие осколки). Однако данные по их поражающему действию весьма немногочисленны. В табл. 4.4.2.3-1 приведены значения скоростей непроникающих осколков массой 4,54 кг для различных степеней поражения.

Таблица 4.4.2.3-1.- Значения скоростей непроникающих осколков массой 4,54 кг для различных степеней поражения

Поражающее действие	Скорость, м/с	Степень опасности
Сотрясение мозга	3,05	Практически безопасно
	4,57	Порог опасности
Пролом черепа	3,05	Практически безопасно
	4,57	Порог опасности
	7,01	100%-ное поражение

Некоторые дополнительные характеристики поражения человека осколками (поражение различных частей тела) приведены в работе [46].

Указанные выше в разделе данные рекомендованы к использованию проектом ФНиП «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих

производств» [61] и были использованы при расчетах в настоящем исследовании при определении поражающего действия осколков на персонал установки АТ-ВБ.

4.4.2.4. КРИТЕРИИ ТОКСИЧЕСКОГО ПОРАЖЕНИЯ

Для определения зон и степени токсического поражения при ингаляционном воздействии использовались критерии пороговой и смертельной токсодозы [59]:

Пороговая токсодоза – наименьшая ингаляционная токсодоза опасного вещества, вызывающая у человека, не оснащенного средствами защиты органов дыхания, начальные признаки поражения организма с определенной вероятностью (табличное значение для каждого опасного вещества).

Смертельная (или летальная) токсодоза – наименьшая ингаляционная токсодоза опасного вещества, вызывающая у человека, не оснащенного средствами защиты органов дыхания, смерть с 50% вероятностью (табулированное значение для каждого опасного вещества).

Сравнением с пороговыми и смертельными токсодозами определяются расстояния, соответствующие смертельному поражению и пороговому воздействию. Для оценки вероятности смертельного поражения человека используется пробит-функция Pr [59, Таблица 7.2], по которой с использованием [59, Таблица 7.1] определяется вероятность смертельного поражения человека на открытом пространстве. Величина Pr определяется по следующей формуле [59]:

$$Pr = a_{Pr} + b_{Pr} ln\left(\int_0^{t_{эксп}} \left(c_i(x,y,z,t)\right)^{n_{Pr}} dt\right)$$

где коэффициенты *a*, *b*, *n* берутся из данных [59, Таблица 7.1];

$t_{эксп}$ – время экспозиции, с;

c_i- концентрация опасного вещества в воздухе в некоторой точке в некоторый момент времени в *i*-м сценарии, кг/м^3.

4.4.2.5. КРИТЕРИИ ПОРАЖЕНИЯ НАГРЕТЫМИ НЕФТЬЮ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ

Для утечек высокотемпературных жидкостей принято, что условная вероятность поражения человека, попавшего в зону, покрытую неограниченно распространяющейся жидкостью, площадь которой определяется согласно [38], равна 1, за пределами этой зоны условная вероятность поражения человека принимается равной 0.

4.4.2.6. КРИТЕРИИ ПОРАЖЕНИЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫМИ ПРОДУКТАМИ СГОРАНИЯ

Для пожара-вспышки принято, что условная вероятность поражения человека, попавшего в зону воздействия высокотемпературными продуктами сгорания газопаровоздушного облака, определяемой согласно [38], равна 1, за пределами этой зоны условная вероятность поражения человека принимается равной 0.

5. МОДЕЛЬ БЕЗОПАСНОСТИ УСТАНОВКИ АТ-ВБ

Модель безопасности представляет собой формализованное описание собранных исходных данных, полностью и достоверно описывающих исследуемый объект, и хранящихся в компьютерной базе данных с определенной структурой, описанной выше в главе 4. В Приложении №2 представлено содержимое базы данных в виде заполненных специальных форм для ввода данных. Описание конфигурационного пространства модели безопасности (описание входящих в состав исследуемого объекта элементов) представлено выше в разделах 4.2.1 и 4.2.2.

Все использованные для формирования модели безопасности установки АТ-ВБ исходные данные из представленных Заказчиком источников:

- Технологический регламент установки АТ-ВБ
- План локализации и ликвидации аварийных ситуаций на установке висбрекинга с блоком подготовки сырья цеха № 1 (с расчетно-пояснительной запиской)
- Паспорта оборудования, трубопроводов, эстакад, зданий установки АТ-ВБ,
- а также данные, собранные непосредственно на установке в ходе работ по сбору исходных данных непосредственно на площадке установки АТ-ВБ,

систематически зафиксированы в настоящем разделе.

5.1. ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ УСТАНОВКИ АТ-ВБ

Установка АТ-ВБ состоит из блоков:

- блока подготовки сырья (блок АТ), на котором осуществляется неглубокая перегонка нефти с получением бензиновой, дизельной фракции и мазута;
- блока висбрекинга (блок ВБ), который представляет собой разновидность термического крекинга (легкий крекинг), предназначенный для превращения гудрона в котельное топливо с низкой вязкостью и температурой застывания;
- узла ввода поглотителя, который предназначен для приёма и дозированной подачи реагента в поток висбрекинг-остатка с целью снижения в нём содержания сероводорода.

Проект установки разработан ПКО ОАО «Московский НПЗ» (I-I-МТ-654). Установка была введена в действие в 1993 году. Узел ввода поглотителя Узел ввода поглотителя выполнен по проекту ПКО ОАО «Московский НПЗ» и смонтирован в 2009г.

Производительность установки висбрекинг с блоком подготовки сырья 1000 тыс. т/год по сырью.

5.2. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

5.2.1. РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Установка АТ-ВБ может эксплуатироваться по следующим схемам:

- отдельная эксплуатация блока АТ без блока ВБ;
- отдельная эксплуатация блока ВБ без блока АТ;
- одновременная эксплуатация блоков АТ и ВБ.

5.2.2. БЛОК ПОДГОТОВКИ СЫРЬЯ

Сырье блока АТ – обессоленная и обезвоженная нефть с установки ЭЛОУ-2 подается насосами Н-1 (Н-2) двумя потоками в теплообменники. Количество нефти на установку учитывается прибором поз. FQIR 90. Давление на приеме насосов Н-1 (Н-2) контролируется прибором поз. PIRSL 40.

Первый поток нефти поступает в теплообменник Т-1 в количестве, которое регулируется клапаном поз. FIRC 91, установленным на линии в Т-1, где нагревается потоком ЦО колонны К-2. Затем поток последовательно нагревается в теплообменниках Т-2/1, Т-2/2 фракцией 240-350°С из стриппинг – колонны К-3.

Второй поток нефти от сырьевых насосов Н-1 (Н-2) в количестве, которое регулируется клапаном поз. LIRCSL 140 по уровню в колонне К-1 и регистрируется прибором поз. FIR 92, нагревается последовательно в теплообменниках Т-3/1, Т-3/2 фр. 180-240°С из стриппинг - колонны К-3а. Затем второй поток нефти нагревается в теплообменнике Т-4 мазутом из теплообменников Т-5/1, Т-5/2. Дальнейший нагрев второго потока нефти продолжается последовательно в теплообменниках Т-5/1, Т-5/2 мазутом из К-2.

После теплообменников первый и второй потоки нефти объединяются и поступают в колонну предварительного испарения К-1 под 12-ю тарелку.

Отбензиненная нефть с низа колонны К-1 подается насосами Н-5÷8 двумя потоками в печь П-1. При понижении расхода нефти ниже разрешенного закрывается клапан - отсекатель поз. PIRSL 46 на подаче топливного газа в печь П-1. Давление каждого потока отбензиненной нефти на входе в печь П-1 контролируется приборами поз. PIR 43-1, PIR 43-2. Часть нагретой отбензиненной нефти возвращается в колонну К-1 в виде «горячей струи». Другая часть подается в колонну К-2. Температура на выходе из П-1 регулируется клапаном поз. TIRC 7-1, который установлен на линии топливного газа к форсункам печи П-1. Для контроля режима печи П-1 предусмотрен замер температуры дымовых газов на перевале поз. TIR 8-1,2,3. Температура дымовых газов на выходе из П-1 контролируется прибором поз. TIR 7-2. Содержание кислорода на выходе дымовых газов из печи П-1 контролируется прибором поз. QIRAH 160-1.

Уровень отбензиненной нефти в К-1 регулируется клапаном поз. LIRCSAL 140, который установлен на линии нефти от насосов Н-1 (Н-2) в теплообменник Т-3/1. Максимально допустимый уровень в колонне К-1 контролируется прибором поз. LIRAH 141. Расход «горячей струи» регулируется клапаном поз. FIRCSL 93, установленным на линии подачи отбензиненной нефти от Н-5 (Н-6) в печь П-1. Давление на выкиде насосов Н-5 (Н-6) контролируется прибором поз. PIRAL 49.

Пары бензина, воды и газ с верха колонны К-1 поступают в аппарат воздушного охлаждения ХВ-1, где частично конденсируются. Далее парожидкостная смесь охлаждается в водяном холодильнике Х-1 до температуры, которая контролируется прибором поз. TIR 9-2. Охлажденный бензин из Х-1 поступает в рефлюксную емкость Е-1. Углеводородный газ из Е-1 сбрасывается в газоотбойник Г-1 и далее через теплообменник Т-7 направляется в топливный коллектор печей П-1÷П-4.

Давление в К-1 регулируется клапаном поз. PIRCAH 41, который установлен на линии вывода углеводородного газа из Е-1 в газоотбойник Г-1. Контроль давления в рефлюксной емкости Е-1 ведется по прибору поз. PIR 35. Бензин из емкости Е-1 насосами Н-9 (Н-10) частично в качестве орошения подается в колонну К-1. Температура верха колонны К-1 регулируется клапаном поз. TIRC 24, который установлен на линии подачи орошения от насоса Н-9 (Н-10) в колонну К-1. Количество подаваемого бензина на орошение К-1 контролируется прибором поз.

FIR 99. Избыток бензина из емкости Е-1 выводится с установки или на прием насосов Н-1, Н-2. Уровень бензина в емкости Е-1 регулируется клапаном поз. LIRCSAHL 146, который установлен на линии вывода избытка бензина от Н-9 (Н-10) с установки. Подтоварная вода из емкости Е-1 сбрасывается в емкость Е-9 или в промканализацию. Уровень воды в емкости Е-1 регулируется клапаном поз. LIRCAH 149, установленным на линии сброса разделочной воды из Е-1. При снижении уровня воды ниже допустимого срабатывает клапан - отсекатель поз. LSAL 150.

Отбензиненная нефть с низа колонны К-1 насосами Н-5÷8 подается двумя потоками в печь П-2. При понижении расхода ниже разрешенного закрывается клапан - отсекатель поз. PIRSL 47 на подаче топливного газа в печь П-2. Давление каждого потока отбензиненной нефти на входе в печь П-2 контролируется приборами поз. PIR 44-1, PIR 44-2. После печи П-2 нагретая нефть поступает в атмосферную колонну К-2. Температура на выходе из П-2 регулируется клапаном поз. TIRC 5-1, который установлен на линии топливного газа к форсункам печи П-2. Для контроля режима работы печи П-2 предусмотрен замер температуры дымовых газов на перевале поз. TIR 6-1,2,3. Температура дымовых газов на выходе из П-2 контролируется прибором поз. TIR 5-2. Содержание кислорода на выходе дымовых газов из П-2 контролируется прибором поз. QIRAH 160-2.

Расход отбензиненной нефти из К-1 в печь П-2 регулируется клапаном поз. FIRCSL 94, который установлен на линии отбензиненной нефти от насосов Н-7 (Н-8) в печь П-2. Давление на выкиде насосов Н-7 (Н-8) контролируется прибором поз. PIRAL 50.

Для понижения парциального давления компонентов отбензиненной нефти и для отпаривания низкокипящих фракций от мазута в К-2 подается перегретый водяной пар. Количество перегретого пара в колонну К-2 регулируется клапаном поз. FIRC 104, который установлен на линии перегретого пара в колонну К-2.

Из средней части колонны К-2 отбирается фр. 240-350°С и выводится в отпарную колонну К-3, откуда отпаренные легкие фракции возвращаются в колонну К-2.

Температура низа колонны К-3 контролируется прибором поз. TIR 13-1. С низа колонны К-3 фр. 240-350°С насосом Н-16 (Н-17) прокачивается через теплообменник Т-2/2,1, где нагревает нефть. Дальнейшее охлаждение фракции происходит в воздушном холодильнике ХВ-3/2 до температуры, которая контролируется прибором поз. TIR 4-4.

Уровень фр. 240-350°С в К-3 регулируется клапаном поз. LIRCSL 144, который установлен на линии перетока из К-2 в К-3. Максимальное отклонение от нормы уровня в К-3 контролируется прибором поз. LIRAH 148. Фр. 240-350°С выводится с установки, количество её регулируется клапаном поз. FQIRC 111, который установлен на линии после ХВ-3/2.

Мазут с низа колонны К-2 насосами Н-18 (Н-19) направляется в теплообменники Т-5/1,2 и теплообменник Т-4, где отдавая тепло нефти, охлаждается. Дальнейшее охлаждение мазута происходит в воздушных холодильниках ХВ-4 и ХВ-6 до температуры, которая контролируется прибором поз. TIR 4-2. Затем мазут в количестве, регистрируемом прибором поз. FQIR 110, выводится с установки.

Уровень в колонне К-2 регулируется клапаном поз. LIRCSL 142, установленным на линии мазута из Т-4 в ХВ-4. Отклонение по верхнему пределу от нормы уровня мазута в К-2 сигнализируется прибором поз. LIRAH 143.

С верха колонны К-2 по двум шлемовым линиям выводятся пары низкокипящих компонентов и подаются в куб колонны К-2а для разделения.

Пары бензина и воды с верха колонны К-2а по двум шлемовым линиям поступают в воздушные холодильники ХВ-2/1, ХВ-2/2. Сконденсированная смесь бензина и воды доохлаждается в водяном холодильнике Х-2. Из холодильника Х-2 смесь бензина и воды собирается для разделения в рефлюксной емкости Е-2, откуда бензин насосами Н-11 (Н-10) частично подается в качестве орошения в колонну К-2а. Температура верха колонны К-2а регулируется клапаном поз. TIRC 11-4, который установлен на линии подачи орошения в колонну К-2а. Количество бензина на орошение в К-2а регистрируется прибором поз. FIR 100. Балансовый избыток бензина из емкости Е-2 выводится с установки или на прием насосов Н-1, Н-2. Уровень бензина в емкости Е-2 регулируется клапаном поз. LIRCSAL 147, установленным на линии откачки балансового избытка бензина из емкости Е-2 насосом Н-11 (Н-10) с установки или на прием насосов Н-1, Н-2. Подтоварная вода из емкости Е-2 выводится в емкость Е-9 или в промканализацию. Уровень воды в емкости Е-2 регулируется клапаном поз. LIRCAH 151, который установлен на линии сброса разделочной воды. При снижении уровня воды ниже допустимого срабатывает клапан – отсекатель поз. LSAL 152. При повышении уровня воды в Е-9 срабатывает клапан - отсекатель поз. LIAH 186.

Из средней части колонны К-2а отбирается фр. 180-240°С и выводится в колонну К-3а. Пары из колонны К-3а возвращаются в колонну К-2а. Для отпарки легких фракций из фр. 180-240°С в колонну К-3а подается перегретый водяной пар, количество которого регулируется клапаном поз. FIRC 106, установленным на линии перегретого пара в К-3а. Фр. 180-240°С с температурой, измеряемой прибором поз. TIR 13-2, с низа отпарной колонны К-3а откачивается насосом Н-13 (Н-14) в теплообменники Т-3/2,1 где охлаждается.

Дальнейшее охлаждение фр. 180-240°С происходит в воздушном холодильнике ХВ-3/3 и водяном холодильнике Х-3 до температуры, которая контролируется прибором поз. TIR 4-12.

Уровень фр. 180-240°С в К-3а регулируется клапаном поз. LIRCSL 145, который установлен на линии перетока из К-2а в К-3а. Максимальное отклонение от нормы уровня в К-3а контролируется прибором поз. LIRAH 136. Количество выводимой с установки фр. 180-240°С регулируется клапаном поз. FQIRC 112, установленным на линии перед ХВ-3/3. Далее фр. 180-240°С с температурой, контролируемой поз. TIR 4-12, выводится с установки.

В качестве циркуляционного орошения колонны К-2 используется кубовый остаток колонны К-2а, который насосом Н-15 (Н-16) подается в теплообменник Т-1, в котором отдает тепло сырой нефти, и далее поступает в воздушный холодильник ХВ-3/1, где происходит дальнейшее охлаждение, затем поступает в колонну К-2. Количество циркуляционного орошения в колонну К-2 контролируется прибором поз. FIR 103. Температура верха колонны К-2 регулируется клапаном поз. TIRC 10, установленным на линии подачи циркуляционного орошения в К-2.

Давление верха колонны К-2а контролируется прибором поз. PIRAH 42. Уровень в колонне К-2а регулируется клапаном поз. LIRCSL 139, установленным на линии сброса циркуляционного орошения в линию фр. 180-240°С после Т-3/1,2.

Отклонение по верхнему пределу от нормы уровня циркуляционного орошения в К-2а сигнализируется прибором поз. LIRAH 138.

5.2.3. БЛОК ВИСБРЕКИНГ

Сырьем блока ВБ является гудрон с установки ЭЛОУ-АВТ-6 или АВТ-3 в смеси с различными разбавителями (четыре варианта). Расход гудрона с установки ЭЛОУ-

АВТ-6 контролируется, исходя из планового задания, по приборам поз. PIRSAL 57 и поз. FIRAL 120. Расход гудрона с установки АВТ-3 регулируется клапаном поз. FIRC 170, установленным на линии мазута на прием насосов Н-3 (Н-4).

Первый вариант: разбавитель – вакуумный дистиллят (фр. 350-420°С) поступает в смеси с гудроном с установки ЭЛОУ-АВТ-6. Количество дистиллята регулируется на установке ЭЛОУ-АВТ-6, исходя из планового задания.

Второй вариант: разбавитель – мазут с установки АВТ-3 или блока АТ установки АТ-ВБ. В этом случае мазут подается в линию гудрона с ЭЛОУ-АВТ-6 в количестве, которое регулируется клапаном поз. FIRC 170, установленным на линии мазута.

Третий вариант: разбавитель – фракция свыше 420°С с установки Г-43-107, подается по линии мазута с установки АВТ-3 в линию гудрона. Расход фракции свыше 420°С регулируется на установке Г-43-107.

Четвёртый вариант: разбавитель вакуумный дистиллят установки АВТ-3

Сырье блока висбрекинг (смесь гудрона и разбавителя) в теплообменниках Т-6/4÷1 нагревается и поступает в емкость Е-4.

Расход сырьевой смеси в теплообменник Т-6/4 контролируется прибором поз. FIRAL 120. Уровень сырьевой смеси в емкости Е-4 регулируется клапаном поз. LIRCSL 175, который установлен на линии сырьевой смеси от насосов Н-3 (Н-4) в Т-6/4. Максимальный уровень в Е-4 контролируется прибором поз. LIRAH 171.

Температура в емкости Е-4 контролируется прибором поз. TIR 26-1, давление прибором поз. PIR 74.

С низа емкости Е-4 сырье блока висбрекинг насосами Н-20, Н-21, Н-22 подается двумя потоками в печи П-3 и П-4.

Температура сырья на выходе из печи П-3 регулируется клапаном поз. TIRC 28, установленным на линии топливного газа к форсункам печи П-3.

Температура сырья на выходе из печи П-4 регулируется клапаном поз. TIRC 29, установленным на линии топливного газа к форсункам печи П-4.

Расход сырья блока висбрекинг в печь П-3 регулируется клапаном поз. FIRCSAL 123, который установлен на выкиде насоса Н-22 (Н-21). При понижении расхода ниже допустимого закрывается клапан - отсекатель поз. PIRSAL 78 на подаче топливного газа в печь П-3.

Давление на выкиде насосов Н-22 (Н-21) контролируется прибором поз. PIRAL 60, а по потокам на входе в П-3 - приборами поз. PIR 68-1 и PIR 68-2.

Расход сырья блока висбрекинг в печь П-4 регулируется клапаном поз. FIRCSAL 122, установленным на выкиде насоса Н-20 (Н-21). При понижении расхода ниже разрешенного закрывается клапан - отсекатель поз. PIRSAL 79 на подаче топливного газа в печь П-4.

Давление на выкиде насосов Н-20 (Н-21) контролируется прибором поз. PIRAL 59, а на входе в П-4 - приборами поз. PIR 69-1 и PIR 69-2.

Для контроля работы печей П-3, П-4 предусмотрен замер температуры дымовых газов на перевалах поз. TIR 23-1,2,3, поз. TIR 25-1,2,3. Температура дымовых газов на выходе из печей П-3, П-4 контролируется приборами поз. TIR 22-1, поз. TIR 24-1. Аналитический контроль за содержанием кислорода в дымовых газах печей П-3, П-4 осуществляется автоматическими анализаторами поз. QIRAH 160-3 и поз. QIRAH 160-4.

Для снижения коксообразования и отложения продуктов уплотнения на стенках труб печей предусмотрена подача в качестве турбулизатора бензина висбрекинга в конвекционный и радиантный змеевики. Бензин висбрекинга подается в конвекционный змеевик печи П-3, П-4 насосами Н-42, Н-43. Расход бензина в камеру конвекции печи П-3 контролируется прибором поз. FIR 251, в П-4 - прибором поз. FIR 252. Также предусмотрена подача водородсодержащего газа в конвекционные змеевики печей П-3, П-4.

В радиантные змеевики печей П-3 и П-4 бензин подается насосом Н-40 (Н-41) после предварительного подогрева в теплообменнике Т-9 потоком кулинга. Расход бензина в П-3 контролируется прибором поз. FIR 253, в П-4 – прибором поз. FIR 254.

Реакция висбрекинга в змеевиках печи идет ~ 20%, а остальная часть протекает в реакционных камерах РК-1 и РК-2, которые предназначены для углубления крекинга сырья за счет дополнительного увеличения времени пребывания продуктов разложения, выходящих из печи, и запаса энергии, принятого потоком печи. Относительно большое время пребывания в реакционных камерах позволяет снизить температуру нагрева сырья в змеевиках печей, сохранив неизменной заданную глубину крекинга. Тем самым уменьшается опасность закоксовывания труб.

Из печей П-3 и П-4 реакционная смесь двумя отдельными потоками поступает соответственно в реакционные камеры РК-1 и РК-2, в которых происходит основной процесс висбрекинга.

Температура в реакционных камерах РК-1, РК-2 контролируется приборами поз. TIR 26-2 и поз. TIR 26-3 соответственно. Давление в реакционных камерах РК-1 и РК-2 контролируется приборами поз. PIRAH 70 и поз. PIRAH 71, на выходах из РК-1 и РК-2 - приборами поз. PIR 72 и PIR 73 соответственно.

Для прекращения реакции крекинга на выход из каждой реакционной камеры подается крекинг-остаток (кулинг) после теплообменника Т-9. Кулинг понижает температуру газопродуктовой смеси на выходе из РК-1 и РК-2. Температура газопродуктовой смеси на выходе из РК-1 и РК-2 регулируется клапанами поз. TIRC 33-4 и поз. TIRC 32-4, которые установлены на линии подачи кулинга на выход из соответствующей реакционной камеры.

Из реакционных камер РК-1 и РК-2 реакционная смесь по двум шлемовым линиям поступает в ректификационную колонну К-5 двумя потоками.

С верха колонны К-5 парогазовая смесь поступает на охлаждение в воздушный холодильник-конденсатор ХВ-5, затем доохлаждается в водяных холодильниках Х-5/1,2 и с температурой, которая контролируется прибором поз. TIR 26-8, поступает в рефлюксную емкость Е-5.

В рефлюксной емкости Е-5 газожидкостная смесь разделяется на газ, бензин и водяной конденсат.

Газ из Е-5 может использоваться по двум вариантам.

Первый вариант предусматривает сброс неочищенного газа или на установку Г-43-107, или на факел, или в топливную линию установки. Давление верха колонны К-5 регулируется клапаном поз. PIRCSAH 65, установленным на линии вывода углеводородного газа из рефлюксной емкости Е-5.

Второй вариант предусматривает направление углеводородного газа из рефлюксной емкости Е-5 по линии помимо клапанной сборки поз. PIRCSAH 65 на установку УОР цеха № 1 для его очистки от сероводорода и дальнейшего использования в качестве дополнительного источника топливного газа на установке АТ-ВБ.

Очищенный углеводородный газ с установки УОР возвращается на установку АТ-ВБ и, пройдя клапан - регулятор давления в колонне К-5 поз. PIRC 262, попадает в емкость Г-2, где смешивается с заводским топливным газом и направляется в теплообменник Т-7 и далее в топливные коллекторы печей П-1÷П-4.

Нестабильный бензин из рефлюксной емкости Е-5 насосом Н-26 (Н-27) подается в качестве орошения колонны К-5. Температура верха колонны К-5 регулируется клапаном поз. TIRC 27, который установлен на линии подачи орошения в К-5. Количество подаваемого орошения в К-5 регистрируется прибором поз. FIR 126.

Часть бензина направляется на турбулизацию реакционной смеси в змеевики печей П-3 и П-4. Уровень бензина в емкости Е-5 регулируется клапаном поз. LIRCSL 158-2, установленным на линии вывода бензина блока ВБ с установки: на установку Л-24/5 в линию прямого питания, в линию нефти на АВТ-3 (когда блок АТ не работает) или в сырьё блока АТ.

Подтоварная вода из емкости Е-5 выводится на установку Г-43-107. Уровень раздела фаз в емкости Е-5 регулируется клапаном поз. LIRCAH 159, который установлен на линии вывода воды из Е-5 на установку Г-43-107. При снижении уровня воды ниже допустимого срабатывает клапан – отсекатель поз. LSAL 157. Предусмотрена схема предварительного заполнения Е-5 бензином с блока АТ.

Из средней части колонны К-5 отбирается фракция 180-350°С и выводится в стриппинг – колонну К-6.

Количество отбираемой фракции регулируется клапаном поз. TIRC 31-4, установленным на линии вывода фракции 180-350°С из К-5 в колонну К-6. Температура в колонне К-6 контролируется прибором поз. TIR 26-5. Отпаренные легкие углеводородные фракции возвращаются в колонну К-5. Фракция 180-350°С с низа отпарной колонны К-6 насосами Н-28 (Н-29) выводится в линию крекинг-остатка от Н-24, Н-25 к Т-6/1.

Предусмотрена линия прокачки фр.180-350°С приемных и выкидных линий насосов Н-20, 21, 22, 24, 25.

Возможен вариант работы установки без колонны К-6 при достижении требуемой температуры вспышки крекинг-остатка без отпаривания легких углеводородных фракций.

Уровень фр.180-350°С в К-6 регулируется клапаном поз. LIRCSL 156, который установлен на линии откачки фр.180-350°С насосами Н-28 (Н-29) в линию нагнетания насосов Н-24, Н-25. Максимально допустимый уровень фр.180-350°С в К-6 контролируется прибором поз. LIRAH 155.

Крекинг-остаток с низа колонны К-5 через коксоуловитель забирается насосами Н-24 (Н-25) и направляется в теплообменники Т-6/1÷4 для нагрева сырьевой смеси блока висбрекинг.

После теплообменников Т-6/1÷4 поток крекинг-остатка раздваивается на два потока. Один поток крекинг-остатка после нагрева бензина от Н-40 (Н-41) в теплообменнике Т-9 используется в качестве кулинга, а балансовое количество крекинг-остатка через клапан поз. PIRC 210, который установлен на линии крекинг-остатка, доохлаждается в водяном холодильнике погружного типа Х-6. Температура крекинг-остатка после Х-6 контролируется прибором поз. TIR 4-11. Охлажденный крекинг-остаток в количестве, регистрируемом поз. FQIR 128, выводится с установки.

Предусмотрена возможность дополнительного захолаживания выводимого с установки крекинг–остатка, который после теплообменников Т-6/1÷4 и

холодильника Х-6 по перемычке между трубопроводами крекинг-остатка с установки и мазута после Т-4, направляется в воздушные холодильники ХВ-4, ХВ-6 и выводится с установки по линии мазута.

Уровень крекинг-остатка в колонне К-5 регулируется клапаном поз. LIRCSL 154-2, установленным на линии вывода крекинг-остатка от насосов Н-24 (Н-25) в теплообменники Т-6/1÷4.

Максимально допустимый уровень в колонне К-5 контролируется прибором поз. LIRAH 153.

5.2.4. ЗАЩИТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ КОРРОЗИИ

На установке для защиты технологического оборудования от коррозионного разрушения применяется ингибитор коррозии, который используется совместно с нейтрализатором.

Защитное действие ингибитора основано на его способности создавать на поверхности металла защитную пленку, экранирующую металл от воздействия коррозионно-агрессивных компонентов.

Нейтрализатор нейтрализует кислые компоненты и обеспечивает защиту технологического тракта от коррозии.

Ингибитор и нейтрализатор поставляют на установку в металлических бочках объемом 200 литров.

Рабочие растворы ингибитора и нейтрализатора приготавливаются в емкостях Е-10 и Е-11 путем смешения их с бензином, поступающего самотеком из межцехового трубопровода. Концентрация рабочих растворов готовится в соответствии с рекомендациями фирм-поставщиков реагентов и цеховой инструкцией «По защите от коррозии конденсационно-холодильного и насосного оборудования установки АТ-ВБ с помощью ингибирующей смеси».

Приготовленные растворы из емкостей Е-10, Е-11 подаются по отдельным как для ингибитора и нейтрализатора, так и для каждого аппарата линиям (всего 8 линий, из них 4 – для раствора ингибитора и 4 – для раствора нейтрализатора) с помощью дозировочных насосов Н-46/1÷4 и Н-47/1÷4 в шлемовые линии колонн К-1, К-2а и К-5 (выходной коллектор Х-5). Количество подаваемого раствора ингибитора и нейтрализатора определяется в зависимости от показателя pH дренажных вод Е-1,2,5.

По рекомендациям фирмы-поставщика ингибитора коррозии предусмотрен вариант работы колонны К-1 без подачи раствора нейтрализатора, поскольку защелачивание обессоленной нефти позволяет обеспечивать значение pH среды для эффективного образования ингибиторной пленки.

5.2.5. ПОДАЧА ПОГЛОТИТЕЛЯ СЕРОВОДОРОДА

Для уменьшения содержания сероводорода в товарном мазуте, в компонент мазута - продукт блока ВБ (висбрекинг – остаток) – вводится поглотитель сероводорода «Nalco EC9085A» или «Nalco EC5495A». Поглотитель подаётся в линию висбрекинг – остатка на выходе из погружного теплообменника Х-6. Расход поглотителя корректируется в зависимости от содержания сероводорода в товарном мазуте.

Поглотитель поставляется на установку в бочках или в автоцистернах. Из автоцистерны насосом Н-49 поглотитель сероводорода закачивается в емкость Е-7

(Е-8, Е-12). Уровень в емкостях Е-7, Е-8, Е-12 контролируется приборами поз. LIRAHL-179/2, LIRAH-185/2, LIRAHL-187/2 соответственно.

При достижении максимального или минимального значения уровня в емкостях Е-7, Е-8, Е-12 срабатывает звуковая и световая сигнализация поз. LIRAHL-179/2, LIRAHL-185/2, LIRAHL-187/1

Температура в емкостях Е-7, Е-8, Е-12 контролируется приборами поз. TIR-18-1, TIR-18-3, TIR-18-12 соответственно.

На выходе с установки в линию крекинг-остатка дозировочными насосами Н-48/1,2,3 подается поглотитель сероводорода, который смешивается с крекинг-остатком в смесителе типа SMV DN150 фирмы Sulzer, установленном на трубопроводе после точки врезки поглотителя сероводорода.

В линию мазута на выходе с установки тоже предусмотрена подача поглотителя сероводорода дозировочными насосами Н-48/1,2,3, и установлен смеситель типа SMV DN150 фирмы Sulzer, в котором происходит смешивание нефтепродукта и поглотителя.

Регулирование расхода поглотителя осуществляется изменением длины хода поршня насоса. Количественное значение расхода определяется с помощью мерника М-1 с местным указателем уровня.

Для защиты дозировочных насосов Н-48/1-3 от механических примесей на всасе установлен фильтр. Перепад давления на фильтре измеряется прибором PDAH. При превышении установленного значения перепада давления срабатывает сигнализация.

Для исключения коррозионного влияния среды на механическую часть насоса установлена металлическая мембрана. Разрыв мембраны сигнализируется приборами РАН 48/1-3.

5.2.6. СБРОС С ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ. ФАКЕЛЬНАЯ СИСТЕМА

Сбросы горючих газов от предохранительных клапанов на К-1, К-2а, Е-1, Е-2, К-5, Е-5, Г-1, Г-2 осуществляются в заводскую факельную систему через сборник факельного конденсата Е-6.

Уровень жидкой фазы в Е-6 контролируется и сигнализируется прибором поз. LIRCSAHL 178, клапан которого установлен на линии вывода жидкой фазы из Е-6 в заглубленную емкость Е-13. При достижении минимального уровня бензина в Е-6 срабатывает блокировка, закрывается клапан – отсекатель (поз. LIRCSAHL 178), установленный на линии вывода жидкой фазы в дренажную емкость Е-13.

Сброс горючих газов от рабочих предохранительных клапанов предусмотрен на свечу через сборник свечного конденсата Е-15. Сброс жидкой фазы из Е-15 ведется в дренажную емкость Е-13. При минимальном уровне бензина в Е-15 срабатывает клапан – отсекатель поз. LIRCSAHL 195 и прекращается сброс жидкой фазы в Е-13.

5.2.7. ДРЕНАЖНАЯ СИСТЕМА

Освобождение аппаратов, трубопроводов, оборудования от жидких нефтепродуктов производится по дренажной линии в дренажную емкость Е-13, откуда жидкие нефтепродукты насосом Н-31 откачиваются в линию обессоленной нефти с установки ЭЛОУ-2.

Через воздушник с огнепреградителем дренажная емкость Е-13 соединяется с атмосферой. Контроль уровня раздела фаз «вода-нефтепродукт» в емкости Е-13 осуществляется прибором поз. LSAL 183, клапан - отсекатель которого установлен

на линии сброса воды с выкида Н-31 в канализацию. При минимальном уровне воды клапан - отсекатель закрывается.

5.2.8. СНАБЖЕНИЕ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ

Для электроснабжения установки имеется двухсекционное распредустройство 6 кВ с АВР секциями РП 7, питающие двигатели 6 кВ и двухтрансформаторную подстанцию мощностью 3×1000 кВА ТП 13.

Электропитание РП 7 взято от ГПП-1. Большая часть нагрузок питается ТП 13 как непосредственно со щита, так и через ЩСУ-1, расположенный в одном помещении с ГП 13, а меньшая часть нагрузок запитана через ЩСУ-2, электропитание которого взято от существующей ТП 27.

В части пароснабжения установка АТ-ВБ имеет три независимых источника от заводских котельных ДКВ, ДЕ-100 и магистрали ТЭЦ-22.

5.3. ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

В соответствии с требованиями раздела 3.4 результатом идентификации опасностей является перечень основного технологического оборудования, в котором содержатся опасные вещества. Таким образом, в основу компьютерной модели безопасности установки (системы ее исходных данных) положен перечень технологического оборудования, представленный в таблице 5.3-1. Указанная таблица была сформирована на основании данных технологического регламента установки АТ-ВБ и паспортов оборудования.

Таблица 5.3-1. Перечень технологического оборудования установки АТ-ВБ

Наименование технологического блока	Номер позиции по схеме	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Материал	Техническая характеристика
1. Блок №1 - нагрев нефти	Т-1	Теплообменник нагрева нефти	1	К: 09Г2С П: Ст.10	Д= 1000мм L = 7810мм F = 534 м^2 $P_{расч.}$ = 33кгс/см^2 - ТП $P_{расч.}$ = 33кгс/см^2 - МП
	Т-2/1	Теплообменник нагрева нефти	1	К: 09Г2С П: Ст.20	Д = 1000мм L = 7810мм F = 534 м^2 $P_{разр.}$ = 33,4кгс/см^2 - ТП $P_{разр.}$ = 32кгс/см^2 - МП
	Т-2/2	Теплообменник нагрева нефти	1	К: 09Г2С П: Ст.10	Д = 1000мм L = 7810мм F = 534 м^2 $P_{разр.}$ = 32кгс/см^2 - ТП $P_{разр.}$ = 28кгс/см^2 - МП
	Т-3/1	Теплообменник нагрева нефти	1	К: 09Г2С П: Ст.10	Д = 630мм L = 7028мм F = 300м^2 $P_{разр.}$ = 35кгс/см^2 - ТП

Наименование технологического блока	Номер позиции по схеме	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Материал	Техническая характеристика
					$P_{разр.}$ = 33кгс/см^2 - МП
	Т-3/2	Теплообменник нагрева нефти	1	К: 09Г2С П: Ст.10	Д = 630мм L = 7028мм F = 300м^2 $P_{разр.}$ = 33кгс/см^2 - ТП $P_{разр.}$ = 32,5кгс/см^2 - МП
	Т-4	Теплообменник нагрева нефти	1	К: 09Г2С П: Ст.10	Д = 1000мм L = 7810мм F = 534 м^2 $P_{разр.}$ = 33,4кгс/см^2 - ТП $P_{разр.}$ = 24кгс/см^2 - МП
	Т-5/1	Теплообменник нагрева нефти	1	К: 09Г2С П: Ст. 20	Д = 1000мм L = 7810мм F = 534 м^2 $P_{разр.}$ = 28кгс/см^2 - ТП $P_{разр.}$ = 32кгс/см^2 - МП
	Т-5/2	Теплообменник нагрева нефти	1	К: 12Х18Н10Т П: 12Х18Н10Т	Д = 600мм L = 7445мм F = 198 м^2 $P_{разр.}$ = 24кгс/см^2 - ТП $P_{разр.}$ = 32кгс/см^2 - МП
	Н-1	Сырьевой насос	1	Сборка	Q = 210м^3/ч $P_{нагн.}$ = 21кгс/см^2 исполнение взрывозащиты эл. двигателя - ExIIBT4
	Н-2	Резерв к Н-1	1	Сборка	Q = 210м^3/ч $P_{нагн.}$ = 21кгс/см^2 исполнение взрывозащиты эл. двигателя - ExIIBT4
Блок №2 – Предварительное испарение	К-1	Колонна предварительного испарения	1	Ст.3+ЭИ496	Д = 3000мм Н = 27570мм V = 171м^3 $P_{расч.}$=10кгс/см^2
	Е-1	Рефлюксная емкость К-1	1	20К	Д = 2212мм Н = 11280мм V = 35м^3 $P_{разр.}$=6кгс/см^2
	Х-1	Холодильник бензина колонны К-1	1	К: СТ3 СП5 П: Ст.10	Д= 1000мм L = 7300мм F = 534 м^2

Наименование технологического блока	Номер позиции по схеме	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Материал	Техническая характеристика
					$P_{расч.}$ = 10кгс/см^2 - ТП $P_{расч.}$ = 16кгс/см^2 - МП $P_{расч.}$ = 33кгс/см^2 - МП
	ХВ-1	Воздушный конденсатор для паров К-1	1	12Х18Н10Т + АД1	L=6000мм F=390м^2 $P_{расч.}$=16кгс/см^2 исполнение взрывозащиты эл. двигателя -ВЗТ4
	Н-9	Насос для откачки бензина из Е-1 в К-1	1	Сборка	Q = 60м^3/ч $P_{нагн.}$ = 12кгс/см^2 исполнение взрывозащиты эл. двигателя - IExdIIBT4
	Н-10	Резерв к Н-9 и Н-11	1		Q = 60м^3/ч $P_{нагн.}$ = 12кгс/см^2 исполнение взрывозащиты эл. двигателя - IExdIIBT4
3. Блок №3 - Атмосферная ректификация	К-2	Атмосферная колонна	1	15К+ЭИ496	Д = 3000мм Н = 24400мм V = 156м^3 $P_{разр.}$=5кгс/см^2
	К-2а	Атмосферная колонна	1	15К+ЭИ496	Д = 3000мм Н = 24400мм V = 156м^3 $P_{разр.}$=5кгс/см^2
	К-3	Отпарная колонна	1	Ст.3+ЭИ496	Д = 1200мм Н = 16490мм V = 16,8м^3 $P_{разр.}$=5кгс/см^2
	К-3а	Отпарная колонна	1	Ст.3+ЭИ496	Д = 1200мм Н = 16490мм V = 16,8м^3 $P_{разр.}$=5кгс/см^2
	Е-2	Рефлюксная емкость К-2	1	Ст.3+ОХ13	Д = 3200мм Н = 11970мм V = 96м^3 $P_{разр.}$=6кгс/см^2
	Н-11	Насос для откачки бензина из Е-2 в К-2а	1	Сборка	Q = 600м^3/ч $P_{нагн.}$ = 12кгс/см^2 исполн. взрывозащиты эл. двигателя -

Наименование технологического блока	Номер позиции по схеме	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Материал	Техническая характеристика
					IExdIIBT4
	Н-13	Насос для откачки ЗДТ из К-3а	1	Сборка	Q = 25м^3/ч $Р_{нагн.}$ = 12,5кгс/см^2 исполн. взрывозащиты эл. двигателя - IExdIIBT4
	Н-14	Резерв к Н-13	1	Сборка	Q = 25м^3/ч $Р_{нагн.}$ = 12,5кгс/см^2 исполнение взрывозащиты эл. двигателя - ВЗГ
	Н-15	Насос для подачи ЦО в колонну К-2	1	Сборка	Q = 72м^3/ч $Р_{нагн.}$ = 12кгс/см^2 исполнение взрывозащиты эл. двигателя - ВЗГ
	Н-16	Резерв к Н-15 и Н-17	1	Сборка	Q = 72м^3/ч $Р_{нагн.}$ = 12кгс/см^2 исполнение взрывозащиты эл. двигателя - ВЗГ
	Н-17	Насос для откачки ЛДТ из колонны К-3	1	Сборка	Q = 72м^3/ч $Р_{нагн.}$ = 12кгс/см^2 исполнение взрывозащиты эл. двигателя - IExdIIBT4
	Н-18	Насос для откачки мазута из К-2	1	Сборка	Q = 145м^3/ч $Р_{нагн.}$ = 12кгс/см^2 исполнение взрывозащиты эл. двигателя - ВЗГ
	Н-19	Резерв к Н-18	1	Сборка	Q = 145м^3/ч $Р_{нагн.}$ = 12кгс/см^2 исполнение взрывозащиты эл. двигателя - ВЗГ
	Х-2	Холодильник бензина колонны К-2	1	К: Ст.3 СП5 П: Ст.10	Д = 1000мм L = 7300мм F = 534 м^2 $Р_{расч.}$ = 10кгс/см^2 - ТП $Р_{расч.}$ = 16кгс/см^2 - МП
	Х-3	Холодильник ЗДТ	1	К: Ст.3 СП5 09Г2С-12	Д = 600мм L = 6970мм

Наименование технологического блока	Номер позиции по схеме	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Материал	Техническая характеристика
				П: Х18Н10Т	F = 192 м^2 $P_{расч.}$ = 10кгс/см^2 - ТП $P_{расч.}$ = 40кгс/см^2 - МП
	ХВ-2/1,2	Воздушный конденсатор для паров К-2	2	12Х18Н10Т + АД1	L=6000мм F=390м^2 $P_{расч.}$=16кгс/см^2 исполнение взрывозащиты эл. двигателя - ВЗТ4
	ХВ-3/1,2,3	Продуктовый воздушный холодильник	3	Ст.20 + Ст.20к	L=6000мм F=390м^2 $P_{расч.}$=25кгс/см^2 исполнение взрывозащиты эл. двигателя - ExЗII0
	ХВ-4	Воздушный холодильник мазута	1	15Х5М + АД1	L=8000мм F=129м^2 $P_{расч.}$=29,8кгс/см^2 исполнение взрывозащиты эл. двигателя -ВЗТ4
	ХВ-6	Воздушный холодильник мазута	1	15Х5М + АД1	L=8000мм F=129м^2 $P_{расч.}$=29,8кгс/см^2 исполнение взрывозащиты эл. двигателя - ВЗТ4
4. Блок №4 - Печи П-1, П-2	П-1	Трубчатая печь	1	Сборка	$P_{расч.}$=30кгс/см^2 $T_{расч.}$= 400^{0}С V = 20м^3 F=1050м^2
	П-2	Трубчатая печь	1	Сборка	$P_{расч.}$=30кгс/см^2 $T_{расч.}$= 400^{0}С V = 20м^3 F=1050м^2
	Г-1	Газоотбойник углеводородного газа от блока №2	1	ВСт.3	Д = 1600мм Н = 10520мм V = 14м^3 $P_{расч.}$=10кгс/см^2
	Г-2	Газоотбойник заводского топливного газа	1	Ст.3СП	Д = 2000мм Н = 15148мм V = 39,3м^3 $P_{расч.}$=10кгс/см^2

Наименование технологического блока	Номер позиции по схеме	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Материал	Техническая характеристика
	Т-7	Теплообменник для нагрева топливного газа	1	К: Ст.3 СП5 П: Ст.10	Д = 630мм L = 6945мм F = 117 $м^2$ $Р_{разр.}$ = 16кгс/$см^2$ - ТП $Р_{разр.}$ = 16кгс/$см^2$ - МП
	Н-5,Н-6	Насос для откачки нефти из К-1 в П-1	2	Сборка	Q = 1503/ч $Р_{нагн.}$ = 21кгс/$см^2$ исполнение взрывозащиты эл. двигателя - ВЗГ4/В
	Н-7,Н-8	Насос для откачки нефти из К-1 в П-2	2	Сборка	Q = 1503/ч $Р_{нагн.}$ = 21кгс/$см^2$ исполнение взрывозащиты эл. двигателя - ВЗГ4/В
5. Блок №5 - печи П-3, П-4	П-3	Трубчатая печь	1	Сборка	$Р_{расч.}$=35кгс/$см^2$ $Т_{расч.}$= 4750С V = 20$м^3$ F=1050$м^2$
	П-4	Трубчатая печь	1	Сборка	$Р_{расч.}$=35кгс/$см^2$ $Т_{расч.}$= 4750С V = 20$м^3$ F=1050$м^2$
	Е-4	Сырьевая емкость для процесса висбрекинга	1	12МХ+ЭИ496	Д = 3000мм Н = 15740мм V = 99$м^3$ $Р_{расч.}$=11кгс/$см^2$
	Н-20, Н-21, Н-22	Печной насос	3	Сборка	Q = 80$м^3$/ч $Р_{нагн.}$ = 37кгс/$см^2$ исполн. взрывозащиты эл. двигателя - IExdIIBT4
	Н-42, Н-43	Насос для подачи бензина в П-3, П-4 на турбулизацию	2	Сборка	Q = до 2,5$м^3$/ч $Р_{нагн.}$ = 40кгс/$см^2$ исполнение взрывозащиты эл. двигателя - ВЗГ
6. Блок №6 - Теплообменники Т-6/1 - 4	Т-6/1,2	Теплообменник для нагрева сырья процесса висбрекинга	2	К: 12Х18Н10Т П: 12Х18Н10Т	Д=600мм L = 7445мм F = 198 $м^2$ $Р_{разр.}$ = 25кгс/$см^2$ - ТП

Наименование технологического блока	Номер позиции по схеме	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Материал	Техническая характеристика
					$P_{разр.}$ = 25кгс/см^2 - МП
	Т-6/3	Теплообменник для нагрева сырья процесса висбрекинга	1	К: 09Г2С П: Ст.20	Д = 1000мм L = 7810мм F = 534 м^2 $P_{разр.}$ = 30,6кгс/см^2 - ТП $P_{разр.}$ = 32кгс/см^2 - МП
	Т-6/4	Теплообменник для нагрева сырья процесса висбрекинга	1	К: 09Г2С П: Ст.20	Д = 1000мм L = 7810мм F = 534 м^2 $P_{разр.}$ = 30,6кгс/см^2 - ТП $P_{разр.}$ = 33,4кгс/см^2 - МП
	Н-3, Н-4	Насос для подачи сырья процесса висбрекинга в Е-4	2	Сборка	Q = 140м^3/ч $P_{нагн.}$ = 12кгс/см^2 исполн. взрывозащиты эл. двигателя - IExdIIBT4
7. Блок №7 - висбрекинг. Разделение продуктов висбрекинга.	К-5	Колонна для разделения продуктов висбрекинга	1	Ст.20К + ЭИ496 Ст.3 + ЭИ496	Д = 3000мм Н = 27570мм V = 171м^3 $P_{расч.}$=9кгс/см^2
	К-6	Отпарная колонна	1	Ст.3 + ЭИ496	Д = 1200мм Н = 16480мм V = 16,8м^3 $P_{расч.}$=8кгс/см^2
	Е-5	Рефлюксная емкость К-5	1	2-х слойная сталь по МПТУ 2116-40	Д = 3000мм Н = 18744мм V = 100м^3 $P_{расч.}$=6,5кгс/см^2
	РК-1, РК-2	Реакционная камера	2	12МХ + ЭИ496	Д = 1800мм Н = 15380мм V = 33,5м^3 $P_{расч.}$= 25кгс/см^2
	Х-5/1,2	Холодильник бензина К-5	2	К: 16ГС + Х18Н10Т П: Х18Н10Т	Д = 1000мм L = 7265мм F = 516 м^2 $P_{разр.}$ = 22кгс/см^2 - ТП $P_{разр.}$ = 22кгс/см^2 - МП
	ХВ-5	Воздушный конденсатор для паров К-5	1	12Х18Н10Т + АД1	L=8000мм F=129м^2 $P_{расч.}$=29,8кгс/см^2 исполнение взрывозащиты эл. двигателя -ВЗТ4

Наименование технологического блока	Номер позиции по схеме	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Материал	Техническая характеристика
	Х-6	Погружной холодильник крекинг-остатка	1	Короб: Ст.3 Змеевик: 15Х5М	Габаритный размер: 7500х5000мм $F = 315$ м^2 $P_{разр.} = 20$кгс/см^2 - змеевик $P_{разр.}$ = атм - короб
	Н-24, Н-25	Насос для откачки крекинг-остатка из К-5	2	Сборка	$Q = 160$м^3/ч $P_{нагн.} = 20$кгс/см^2 исполн. взрывозащиты эл. двигателя - IExdIIBT4
	Н-26	Насос для откачки бензина из Е-5	1	Сборка	$Q = 55$м^3/ч $P_{нагн.} = 12,5$кгс/см^2 исполн. взрывозащиты эл. двигателя - ВЗГ
	Н-27	Резерв к Н-26	1	Сборка	$Q = 55$м^3/ч $P_{нагн.} = 12,5$кгс/см^2 исполн. взрывозащиты эл. двигателя - IExdIIBT4
	Н-28, Н-29	Насос для откачки широкой фракции из К-6	2	Сборка	$Q = 13$м^3/ч $P_{нагн.} = 24$кгс/см^2 исполн. взрывозащиты эл. двигателя - IExdIIBT4
	Н-40, Н-41	Насос для подачи бензина в П-3, П-4	2	Сборка	$Q =$ до $2,5$м^3/ч $P_{нагн.} = 40$кгс/см^2 исполн. взрывозащиты эл. двигателя - ВЗГ
8. Блок №8 - блок ввода поглотителя	Е-7	Емкость поглотителя сероводорода	1	Ст.3+ОХ13	Д = 1600мм Н = 12630мм $V = 25,4$м^3 $P_{расч.}=10$кгс/см^2
	Е-8	Емкость поглотителя сероводорода	1	Ст.3+ОХ13	Д = 1600мм Н = 12630мм $V = 25,4$м^3 $P_{расч.}=10$кгс/см^2
	Е-12	Емкость поглотителя сероводорода	1	12Х18Н10Т	Д = 2400мм Н = 7670мм $V = 32$м^3 $P_{расч.}=0,7$кгс/см^2
	М-1	Мерник поглотителя сероводорода	1	Ст.20	Д = 426мм Н = 1450мм $V = 0,18$м^3

Наименование технологического блока	Номер позиции по схеме	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Материал	Техническая характеристика
					$P_{расч.}$=1,5кгс/см^2
	Н-48	Дозировочный насос	3	Сборка	Q = 0,25м^3/ч $P_{нагн.}$ = 16 кгс/см^2 исполн. взрывозащиты эл. двигателя - IExdIIBT4
	Н-49	Насос для перекачки поглотителя	1	Сборка	Q = 12м^3/ч $P_{нагн.}$ = 8,0 кгс/см^2 исполн. взрывозащиты эл. двигателя - IExdIIBT5

5.4. РАЗМЕЩЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ПО ПЛОЩАДКЕ УСТАНОВКИ АТ-ВБ

Размещение единиц оборудования и технологических трубопроводов, их геометрические параметры также составляют результат процесса идентификации опасностей (см. раздел 3.4). Данный раздел включает в себя основную информацию по размещению основного технологического оборудования и трубопроводов по площадке установки АТ-ВБ.

Местоположение МНПЗ, в состав которого входит установка АТ-ВБ, показано ниже на рис. 5.4-1.

Генеральный план установки АТ-ВБ и прилегающей территории был представлен в составе исходных данных и показан ниже на рис. 5.4-2.

Схема размещения оборудования на площадке установки АТ-ВБ была представлена в составе исходных данных и показана ниже на рис. 5.4-3.

Данные о размещении каждой единицы оборудования на площадке и относительно соседних единиц оборудования, а также их геометрические параметры были определены при работе непосредственно на установке (осуществление замеров) и на основании данных паспортов на оборудование. Размещение технологических трубопроводов, их геометрические параметры и количество участков определялось аналогично в соответствии с данными из предоставленных паспортов, реальным размещением единиц оборудования и при проведении замеров непосредственно на площадке установки. В сформированной базе данных (см. Приложение 2) местоположение единиц оборудования и участков трубопроводов задано координатами (X,Y,Z).

Рисунок 5.4-1. Местоположение МНПЗ

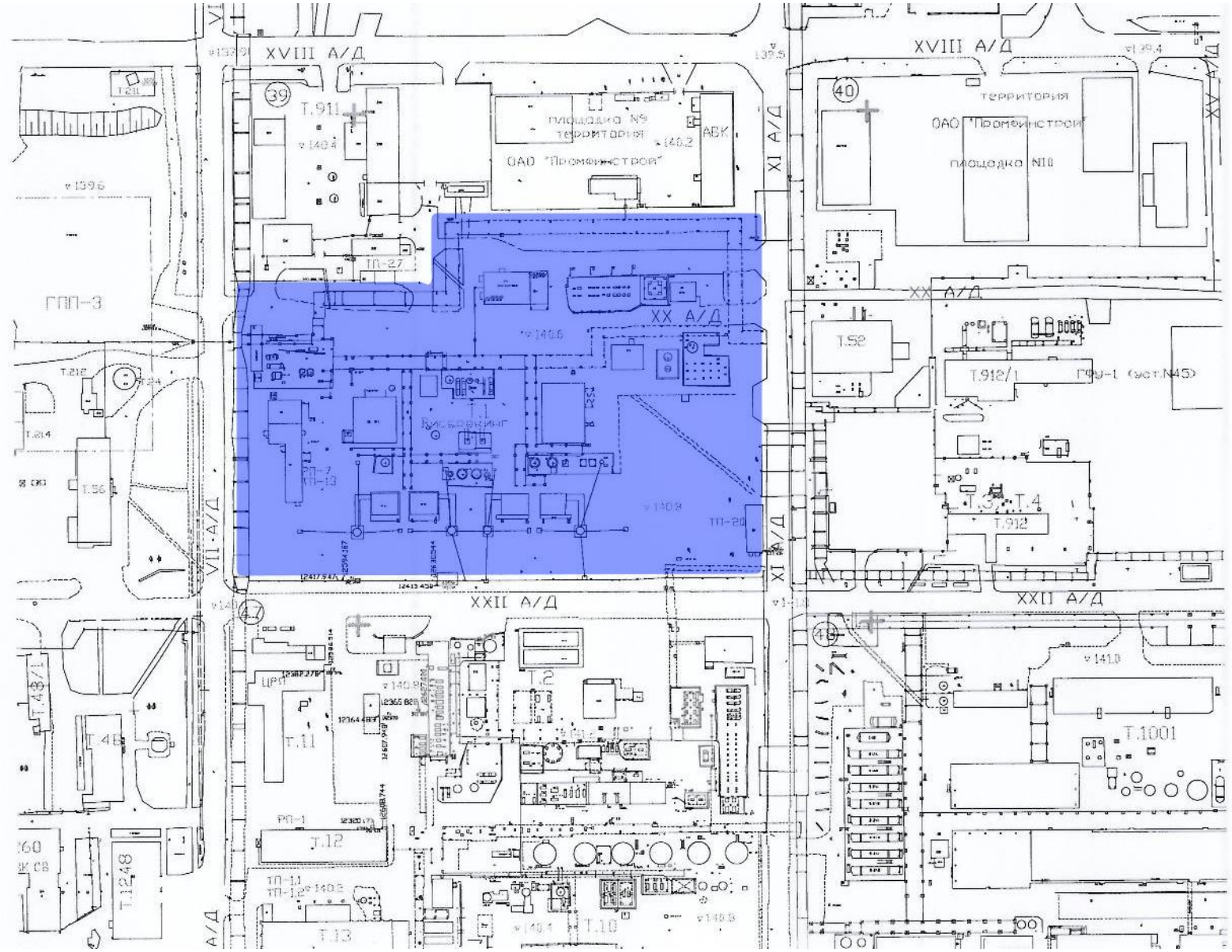


Рисунок 5.4-2. Генеральный план установки АТ-ВБ и прилегающей территории

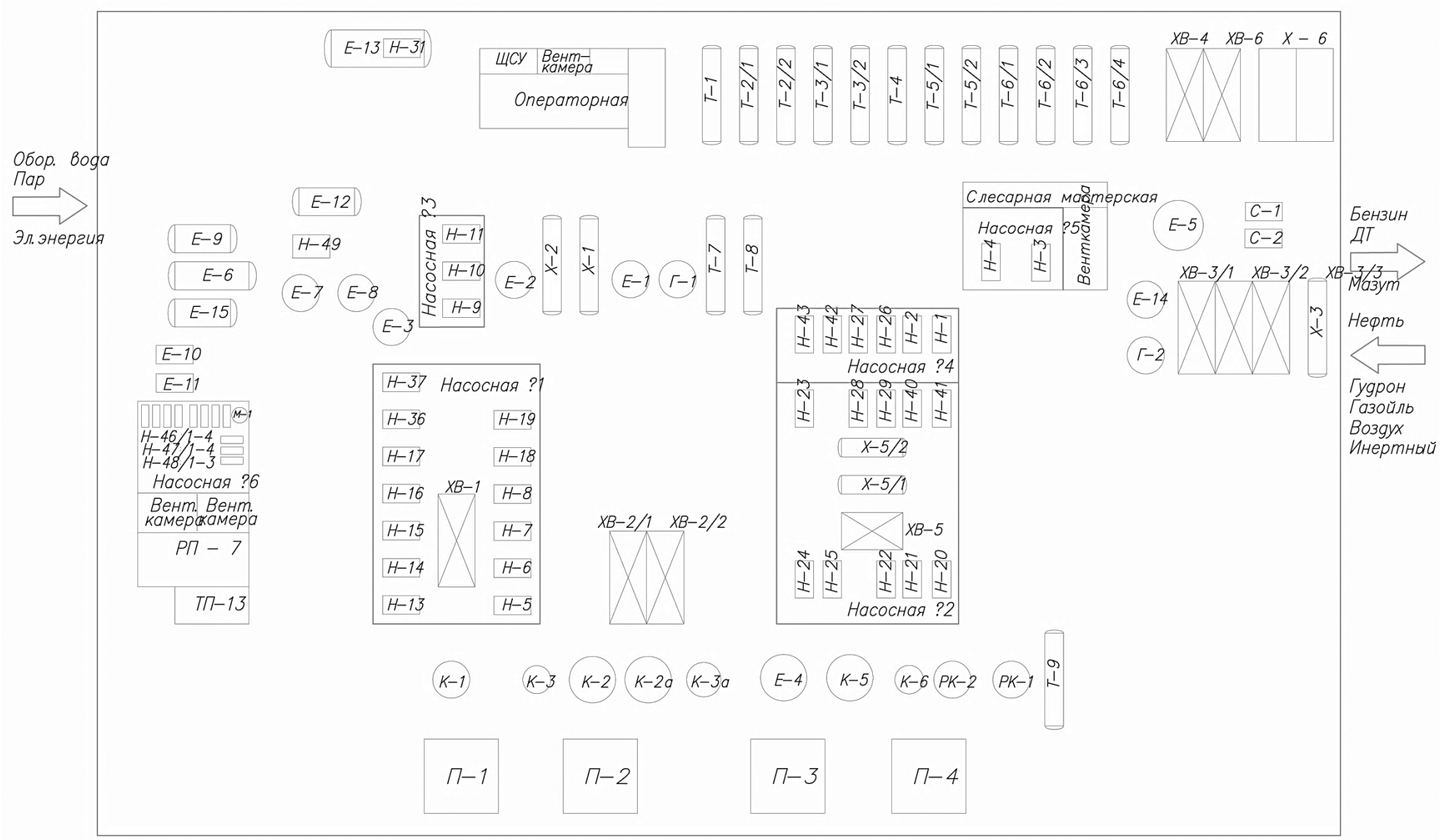


Рисунок 5.4-3. Схема размещения оборудования на площадке установки АТ-ВБ

5.5. СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И АВТОМАТИКИ

Для целей анализа риска исключительно важное значение имеют сведения о технических возможностях по изоляции аварийных участков установки. Основным элементом модели безопасности, однозначно характеризующим возможности по оперативной изоляции аварийного участка, является «Запорная арматура». Элемент «Запорная арматура» отделяет друг от друга элементы «Изолируемая секция» (см. раздел 4.2.2.1).

Далее в таблице 5.5-1 представлен перечень элементов запорной арматуры и время их срабатывания (ручного перекрытия), которые были использованы в расчетах при построении элементов «Изолируемая секция» для количественного определения объемов опасных веществ, участвующих в рассматриваемых сценариях развития аварий.

Таблица 5.5-1. Перечень элементов запорной арматуры и время их срабатывания (ручного перекрытия)

№ на схеме	Местонахождение	Тип	Время закрытия арматуры, мин.
1	Линия нефти на установку; входная эстакада, отм. 3.000	*ЗКЛ* 300-16	5
2	Линия нефти из Т-2/2; блок теплообменников, отм. 0.000	*ЗКЛ* 150-40	3
3	Линия нефти из Т-5/2; блок теплообменников, отм. 0.000	*ЗКЛ* 150-40	3
4	Линия вывода отбензиненной нефти из К-1; площадка обслуживания К-1, отм. 0.000	*ЗКЛ* 200-16	5
5	Линия вывода отбензиненной нефти из К-1; площадка обслуживания К-1, отм. 0.000	*ЗКЛ* 300-16	5
6	Линия «горячей струи» на выходе из П-1, отм. 0.000	*ЗКЛ* 150-40	3
7	Линия вывода бензина с установки; бензиновый узел, отм. 0.000	*ЗКЛ* 80-16	2
8	Линия вывода газа из Е-1; площадка обслуживания Г-1, отм. 5.000	*ЗКЛ* 50-16	2
9	Линия вывода отбензиненной нефти из П-1, отм.0.000	*ЗКЛ* 200-40	5
10	Линия вывода отбензиненной нефти из П-2, отм.0.000	*ЗКЛ* 150-40	3
11	Линия вывода ДТ «З» с установки; пусковой узел, отм. 0.000	*ЗКЛ* 80-16	2
12	Линия вывода мазута с установки; пусковой узел, отм. 0.000	*ЗКЛ* 200-16	5
13	Линия вывода ДТ «Л» с установки; пусковой узел, отм. 0.000	*ЗКЛ* 100-16	3
14	Линия вывода бензина с установки; бензиновый узел, отм. 0.000	*ЗКЛ* 80-16	2
15	Линия ввода заводского топливного газа на уста-новку; эстакада над пусковым узлом, отм. 6.000	*ЗКЛ* 200-16	3
16	Линия ввода гудрона на установку; эстакада над пусковым узлом, отм. 6.000	*ЗКЛ* 200-16	5
17	Линия ввода мазута на установку; пусковой узел, отм. 6.000	*ЗКЛ* 100-16	3
18	Линия вывода гудрона из Т-6/1; блок теплообменников, отм. 0.000	*ЗКЛ* 250-40	5
19	Линия подачи крекинг-остатка в Т-6/1; блок теплообменников, отм. 0.000	*ЗКЛ* 150-40	3
20	Линия подачи крекинг-остатка в Т-9; блок	*ЗКЛ*	3

№ на схеме	Местонахождение	Тип	Время закрытия арматуры, мин.
	теплообменников, отм. 0.000	150-16	
21	Линия подачи крекинг-остатка в Х-6; блок теплообменников, отм. 0.000	ЗКЛ 150-16	3
22	Линия вывода сырья из П-3; около П-3, отм. 0.000	ЗКЛ 150-40	3
23	Линия вывода сырья из П-4; около П-4, отм. 0.000	ЗКЛ 150-40	3
24	Линия подачи бензина на прием Н-42,43; насосная №2, отм.0,000	ЗКЛ 50-16	2
25	Линия выхода бензина из Т-9; около Т-9, отм. 0.000	ЗКЛ 80-16	2
26	Линия вывода бензина с установки; пусковой узел, отм.0.000	ЗКЛ 50-16	2
27	Линия вывода углеводородного газа из Е-5; около Е-5, отм. 0.000	ЗКЛ 150-16	3
28	Линия вывода крекинг-остатка с установки; пусковой узел, отм.0.000	ЗКЛ 150-16	3
29	Линия ввода газа с УОР на установку; эстакада над пусковым узлом, отм. 6.000	ЗКЛ 150-16	3
40	Линия вывода газового конденсата из Г-1 в Е-2; площадка обслуживания Е-2, отм. 0.000	ЗКЛ 50-16	2
48	Линия подачи топливного газа в П-1, П-2; около Т-8, отм. 0.000	ЗКЛ 200-16	3
62	Линия подачи топливного газа в П-3, П-4; около Т-8, отм. 0.000	ЗКЛ 200-16	3
83	Линия бензина от блоков №№2,3 в Е-5; площадка обслуживания Е-5, отм. 0.000	ЗКЛ 80-16	3
84	Линия ДТ «З» от Н-13,14 в Т-3/2; насосная №1, отм. 0.000	ЗКЛ 80-40	2
85	Линия ДТ «Л» от Н-16,17 в Т-2/2; насосная №1, отм. 0.000	ЗКЛ 150-40	3
86	Линия циркуляционного орошения в Т-1; насосная №1, отм. 0.000	ЗКЛ 150-40	3
87	Линия мазута от Н-18,19 в Т-5/2; насосная №1, отм. 0.000	ЗКЛ 150-40	3
88	Линия мазута из Т-4 в ХВ-4; площадка обслу-живания воздушных холодильников, отм. 3.500	ЗКЛ 150-40	3
89	Линия циркуляционного орошения из Т-1 в ХВ-3/1; площадка обслуживания воздушных холодильников, отм. 3.500	ЗКЛ 100-40	3
90	Линия ДТ «Л» из Т-2/1 в ХВ-3/2; площадка обслуживания воздушных холодильников, отм. 3.500	ЗКЛ 100-40	3
91	Линия ДТ «З» из Т-3/1 в ХВ-3/3; площадка обслуживания воздушных холодильников, отм. 3.500	ЗКЛ 100-40	3
92	Линия некондиции от блока №3 в Е-5; бензиновый пусковой узел, отм. 0.000	ЗКЛ 80-16	3
93	Линия некондиции от блока №2 в Е-5; бензиновый пусковой узел, отм. 0.000	ЗКЛ 80-16	3
97	Линия вывода газа из Е-5 в Г-2 блока №4; около Е-5, отм. 0.000	ЗКЛ 150-16	3
101	Линия подачи сырья в РК-1; около РК-1, отм.0.000	ЗКЛ 250-40	5
102	Линия подачи сырья в РК-2; около РК-2, отм.0.000	ЗКЛ 250-40	5
103	Линия подачи крекинг-остатка на прием Н-3,4; пусковой узел, отм. 0.000	ЗКЛ 150-16	3
104	Линия вывода газа из Е-5 на УОР; около Е-5, отм.0.000	ЗКЛ	3

№ на схеме	Местонахождение	Тип	Время закрытия арматуры, мин.
		150-16	
105	Линия вывода газа из Е-5 на установку Г-43-107; около Е-5, отм. 0.000	ЗКЛ 150-16	3
108	Линия подачи поглотителя сероводорода в линию вывода крекинг-остатка с установки; пусковой узел, отм. 0.000	ЗКС 25-160	3

5.6. ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ

Для целей КОР необходимыми исходными данными является информация о зданиях и сооружениях. Указанные элементы установки могут повлиять как на развитие аварийной ситуации (например, ограничение факторов аварии зданием насосной), так и на ее последствия (например, здание операторной в определенное время может рассматриваться как «концентратор» персонала установки). В основном эти элементы и их характеристики учитываются при построении сценариев развития аварий.

5.6.1. ЗДАНИЯ

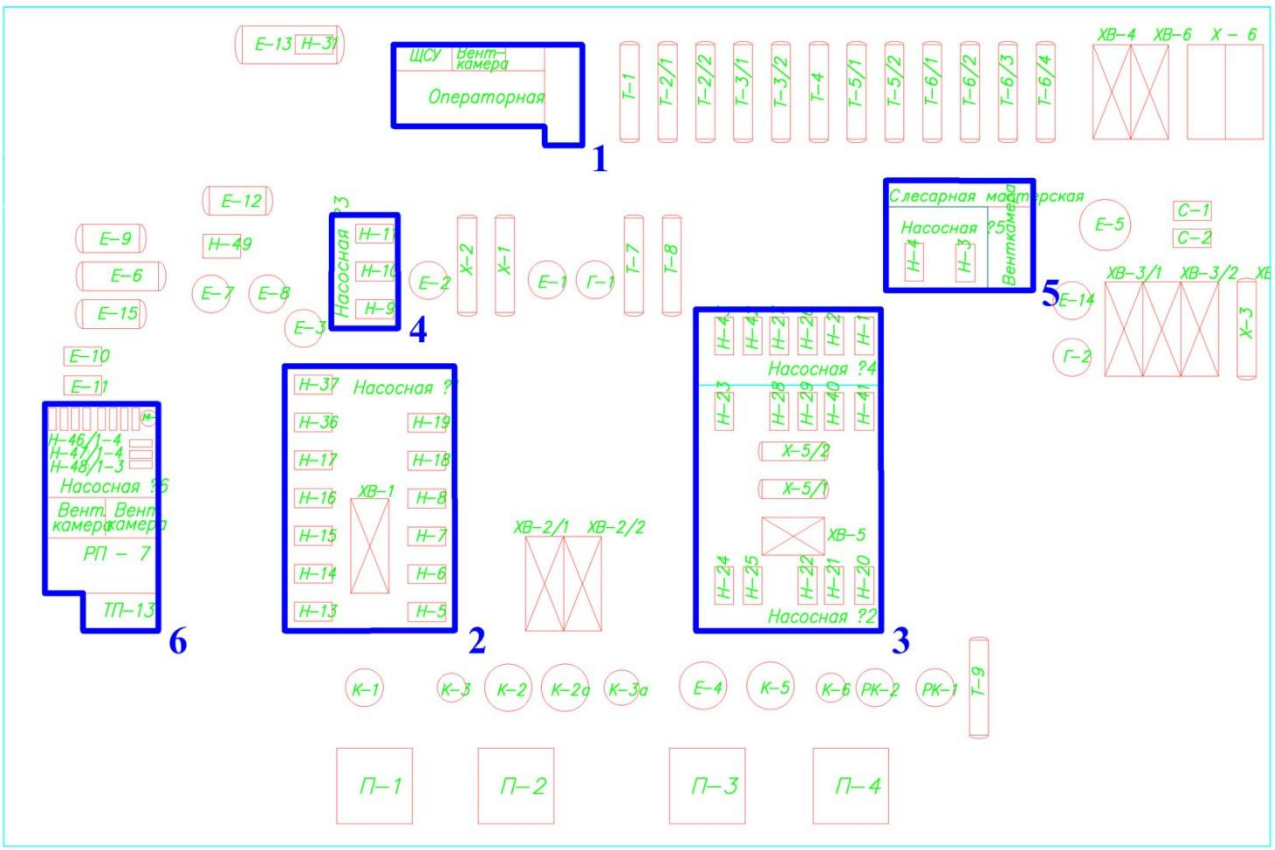
В состав установки АТ-ВБ входят следующие здания:

- Здание операторной;
- Здание насосной №1;
- Здание насосных №2 и №4;
- Здание насосной №3;
- Здание насосной №5;
- Здание насосной №6.

Схематичное размещение перечисленных зданий показано ниже на рисунке 5.6.1-1.

Реальное размещение зданий установки АТ-ВБ и их геометрические размеры определялось при проведении замеров непосредственно на площадке установки. В сформированной базе данных (см. Приложение 2) местоположение зданий задано координатами (X,Y,Z).

Основные характеристики зданий установки АТ-ВБ представлены ниже в таблице 5.6.1-1.



1 – здание операторной, 2- здание насосной №1, 3 - здание насосной №2 и №4, 4- здание насосной №3, 5- здание насосной №5, 6- здание насосной №6

Рисунок 5.6.1-1. Расположение зданий установки АТ-ВБ

Таблица 5.6.1-1. Характеристики зданий установки АТ-ВБ

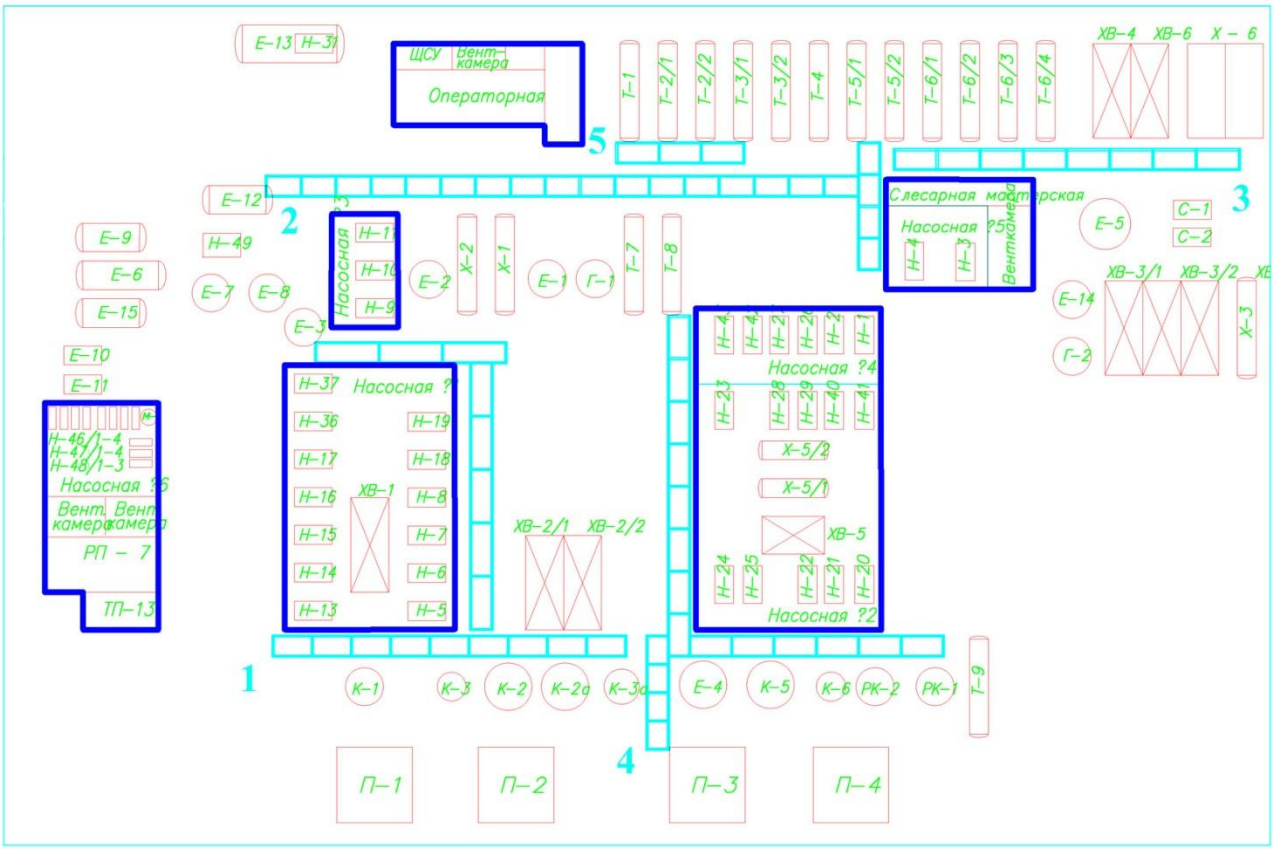
Наименование	Инвентарный номер	Год постройки	Этажность	Площадь застройки, м2	Фундамент	Материал стен и перегородок	Несущие конструкции перекрытия	Несущие элементы кровли	Количество и площадь наружных дверей
Здание операторной	58373	1984	2 этажа	381	Монолитный железобетонный	Кирпич	Железобетонные	Железобетонные	3 – 7,2 м^2
Здание насосной №1	58374	1983	1 этаж	272	Бетонный	Кирпич, гофрированный стальной оцинкованный лист	Кирпичные	Железобетонные	4 – 19,6 м^2
Здание насосной №2, 4	58378	1985	1 этаж	358	Бетонный	Кирпич, гофрированный стальной оцинкованный лист	Кирпичные	Железобетонные	5 – 25,3 м^2
Здание насосной №3	58377	1984	1 этаж	48	Железобетонный	Стальной оцинкованный профилированный лист	отсутствуют	Металлические	3 – 10,0 м^2
Здание насосной №5	58385	1984	1 этаж	108	Бетонный	кирпич	отсутствуют	Отсутствуют (крыша - ж-б плиты)	4 – 7,1 м^2
Здание насосной №6	58379	1986	1 этаж	205	Бетонный	кирпич	отсутствуют	Отсутствуют (крыша - ж-б плиты)	7 – 26,0 м^2

5.6.2. СООРУЖЕНИЯ

В состав установки АТ-ВБ входят следующие сооружения (в Приложении к Отчету дано детальное содержание системы исходных данных):

- Внутриустановочная технологическая эстакада №1;
- Внутриустановочная технологическая эстакада №2;
- Внутриустановочная технологическая эстакада №3;
- Внутриустановочная технологическая эстакада №4;
- Внутриустановочная технологическая эстакада №5.

Схематичное месторасположение перечисленных сооружений показано ниже на рисунке 5.6.2-1.



1 – эстакада №1, 2 – эстакада №2, 3 – эстакада №3, 4 – эстакада №4, 5 – эстакада №5

Рисунок 5.6.2-1. Расположение сооружений установки АТ-ВБ

Реальное размещение сооружений и их геометрические размеры определялись при проведении замеров непосредственно на площадке установки. В сформированной базе данных (см. Приложение 2) местоположение сооружений задано координатами (X,Y,Z).

Основные характеристики сооружений установки АТ-ВБ представлены ниже в таблице 5.6.2-1.

Таблица 5.6.2-1. Характеристики сооружений установки АТ-ВБ

Наименование	Год постройки	Протяжённость, м	Материалы			
			Фундамент	Несущие конструкции	Лестницы	Площадки обслуживающие
Внутриустановочная	1984	100,86	Бетон М-	Сталь 20,	Сталь	Сталь 20

Наименование	Год постройки	Протяжённость, м	Материалы			
			Фундамент	Несущие конструкции	Лестницы	Площадки обслуживающие
технологическая эстакада №1			200	усиление – кирпич огнеупорный	20	
Внутриустановочная технологическая эстакада №2	1984	108,2	Бетон М-200	Сталь ВСт3, усиление – кирпич М-75	Сталь 20	Сталь 20
Внутриустановочная технологическая эстакада №3	1984	49,0	Бетон М-200	Сталь ВСт3, усиление – кирпич М-75	Сталь 20	Сталь 20
Внутриустановочная технологическая эстакада №4	1984	70,6	Бетон М-200	Сталь ВСт3, усиление – кирпич М-75	-	-
Внутриустановочная технологическая эстакада №5	1984	18	Бетон М-200	Сталь ВСт3, усиление – кирпич М-75	-	-

5.7. ПЕРСОНАЛ УСТАНОВКИ

При проведении КОР для получения количественных значений уровня безопасности (например, значений индивидуального риска) необходимой является информация о распределении персонала по участкам установки (см. раздел 3.2). Указанная ниже информация была сформирована на основе данных, предоставленных начальником установки АТ-ВБ.

Установка АТ-ВБ обслуживается в три смены – шестью бригадами по 5 человек, руководит процессом эксплуатации установки – Начальник установки АТ-ВБ. Также в состав персонала, осуществляющего эксплуатацию установки АТ-ВБ, входит механик установки (всего – 32 человека). Начальник установки и механик установки присутствуют на территории установки АТ-ВБ с 8-00 до 17-00.

Продолжительность смен составляет 8 часов:

- 1-я смена: с 8-00 до 16-00;
- 2-я смена: с 16-00 до 24-00;
- 3-я смена: с 24-00 до 8-00.

В состав каждой смены входят:

- Старший оператор;
- 3 оператора пятого разряда (оператор блока АТ, оператор блока ВБ, оператор блока печей);
- 1 оператор 6 разряда (машинист).

Преимущественное местонахождение обслуживающего персонала установки АТ-ВБ – операторная установки АТ-ВБ. Обход территории установки АТ-ВБ осуществляется операторами с интервалом 2 часа, продолжительность обхода – 1 час. Обход производится всеми операторами смены по очереди.

Следует отметить, что несмотря на то, что операторы формально приписаны к разным блокам установки (АТ, ВБ и печи), в периодических обходах они участвуют

в равной степени и в зону их обхода попадает вся территория и все оборудование установки АТ-ВБ.

Основной задачей технологического персонала установок является эксплуатация оборудования в соответствии с технологическим регламентом, а также контроль в процессе эксплуатации за исправным техническим состоянием технологического оборудования.

В составе смен технологического персонала установок есть операторы, постоянно находящиеся на территории установки, в обязанности которых входит визуальный контроль состояния технологического оборудования установки. При обнаружении неисправности немедленно сообщают (по рации) старшему оператору и при необходимости по возможности принимают оперативные меры по локализации последствий.

Весь персонал установок обучен требованиям пожарной безопасности и приемам первичного пожаротушения.

Весь технологический персонал оснащен средствами индивидуальной защиты, ознакомлен с опасностями на рабочем месте и прошел обучение безопасным приемам работы.

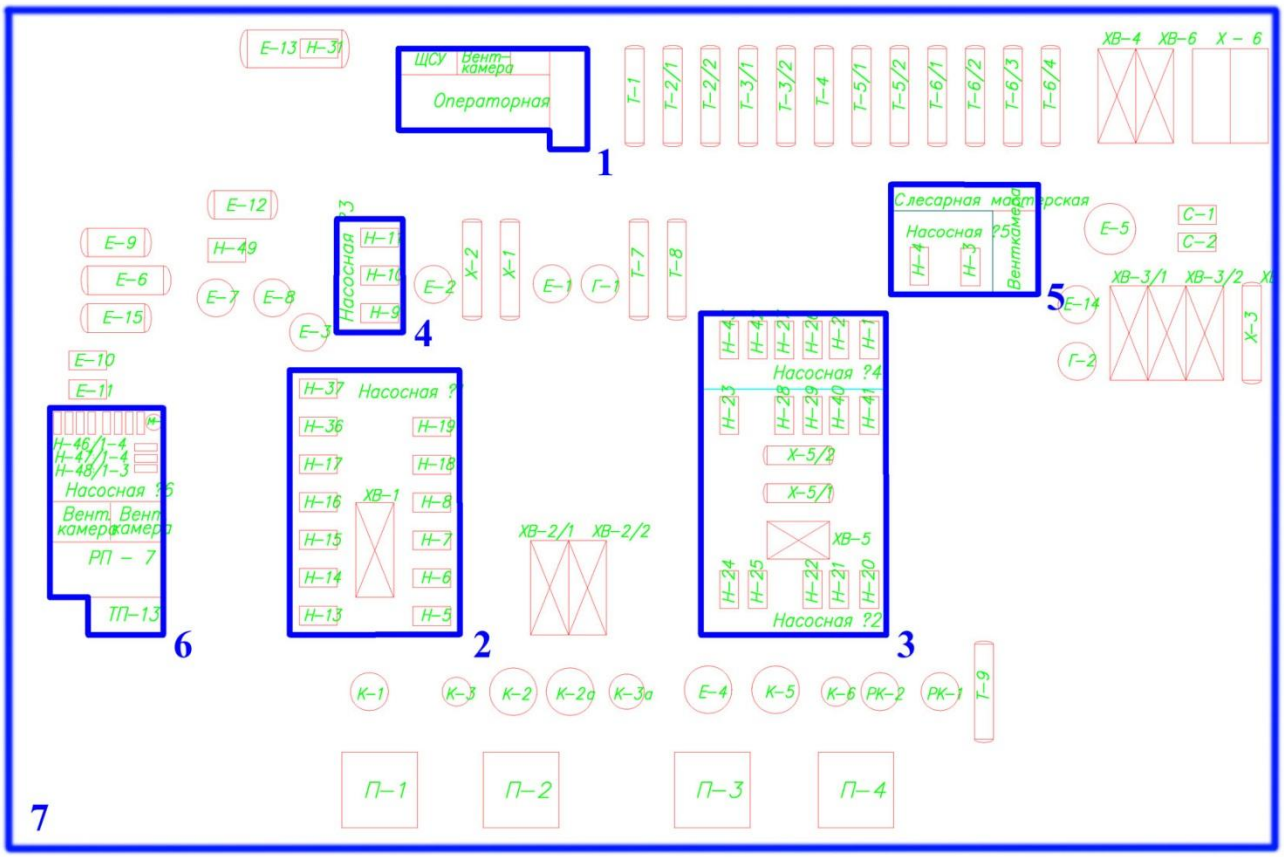
Ниже в таблице 5.7-1 представлен состав обслуживающего персонала установки АТ-ВБ.

Таблица 5.7-1. Состав обслуживающего персонала установки АТ-ВБ

Должность	**Количество персонала**			
	ВСЕГО	**Смена 1**	**Смена 2[10]**	**Смена 3**
		с 0-00 до 8-00	**с 8-00 до 16-00**	**с 16-00 до 24-00**
Начальник установки АТ-ВБ	**1**	-	1	-
Механик установки АТ-ВБ	**1**	-	1	-
Старший оператор	**6**	1	1	1
Оператор 5 разряда	**18**	3	3	3
Оператор 6 разряда	**6**	1	1	1
Всего персонала	**32**	**5**	**7**	**5**

Зоны нахождения персонала установки АТ-ВБ схематично показаны ниже на рисунке 5.7-1.

[10] Рабочая смена начальника установки и механика установки – с 8 до 17 часов



1 – Операторная, 2 – Насосная №1, 3 – Насосная №2 и №4, 4 – Насосная №3, 5 – Насосная №5, 6 – Насосная №6, 7 – Площадка установки АТ-ВБ

Рисунок 5.7-1. Зоны нахождения персонала установки АТ-ВБ

Результаты оценки доли времени, проводимой каждой категорией персонала установки АТ-ВБ в различных частях установки, показаны ниже в таблице 5.7-2.

Таблица 5.7-2. Доля времени, проводимая персоналом в различных частях установки

Информация, представленная в настоящей таблице, построена на основании технологического регламента установки и должностных инструкций персонала. Дополнительная проверка осуществлена на основании опроса работников. Установлена хорошая согласованность данных различных источников.

Категория персонала	Численность, всего	Численность, в смену	Операторная	Насосная 1	Насосная 2,4	Насосная 3	Насосная 5	Насосная 6	Площадка установки АТ-ВБ	За пределами площадки АТ-ВБ	Всего
Дневная смена (с 8-00 до 16-00)											
Начальник установки	1	1	63%	3%	3%	1.5%	2.0%	2.5%	15%	10%	**100%**
Механик установки	1	1	50%	6%	6%	3%	4%	6%	15%	10%	**100%**
Старший оператор смены	6	1	55%	3%	3%	1.5%	2.0%	2.5%	23%	10%	**100%**
Оператор блока АТ	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор блока ВБ	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор блока печей	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор-машинист	6	1	45%	8%	8%	6%	6%	7%	10%	10%	**100%**
Вечерняя смена (с 16-00 до 24-00)											
Начальник установки	1	0	-	-	-	-	-	-	-	10%	**10%**
Механик установки	1	0	-	-	-	-	-	-	-	10%	**10%**
Старший оператор смены	6	1	55%	3%	3%	1.5%	2.0%	2.5%	23%	10%	**100%**
Оператор блока АТ	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор блока ВБ	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор блока печей	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор-машинист	6	1	45%	8%	8%	6%	6%	7%	10%	10%	**100%**

Категория персонала	Численность, всего	Численность, в смену	Операторная	Насосная 1	Насосная 2,4	Насосная 3	Насосная 5	Насосная 6	Площадка установки АТ-ВБ	За пределами площадки АТ-ВБ	Всего
Ночная смена (с 0-00 до 8-00)											
Начальник установки	1	0	-	-	-	-	-	-	-	10%	**10%**
Механик установки	1	0	-	-	-	-	-	-	-	10%	**10%**
Старший оператор смены	6	1	55%	3%	3%	1.5%	2.0%	2.5%	23%	10%	**100%**
Оператор блока АТ	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор блока ВБ	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор блока печей	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор-машинист	6	1	45%	8%	8%	6%	6%	7%	10%	10%	**100%**

5.8. ПРЕДЕЛЫ И УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Настоящий раздел представляет данные по пределам и условиям эксплуатации установки АТ-ВБ МНПЗ. Обратимся к истории этого понятия и его месте и роли в математической модели безопасности установки / производства.

Термин «пределы и условия эксплуатации» впервые появился и получил широкое распространение в атомной промышленности. В области ядерной безопасности, пределы и условия для эксплуатации - это набор правил, устанавливающих пределы для параметров, функциональные возможности и уровни рабочих характеристик для оборудования и персонала, одобренные регулирующим органом для безопасной эксплуатации атомной станции [57].

Применительно к безопасности производств отрасли пределы и условия для эксплуатации в математической модели безопасности являются исходными данными, которые заявлены при проектировании, одобрены надзорными органами и поддерживаются системой управления безопасностью в процессе эксплуатации в таких пределах и при таких условиях, которые обеспечивают приемлемость риска установки.

В парадигме предписывающего регулирования пределы и условия эксплуатации установлены в нормативных правовых документах (это и есть те организационно-технические параметры, которые специфицируют технологию) едиными для любого производства отрасли.

Вообще говоря, таких значений организационно-технических параметров производства (пределов и условий для эксплуатации) может быть несколько, и они могут зависеть от особенностей конкретного производства. На рисунке ниже показана лучшая практика промышленности поиска и установления (декларирования) пределов и условий эксплуатации в соответствии с принципом «разумной достаточности».

Рисунок 5.8-1. Пределы и условия для эксплуатации в обеспечении безопасности

Рисунок 5.8-1 показывает место и роль «пределов и условий для эксплуатации» в обеспечении безопасности. По сути, здесь изображен процесс использования компьютерной модели безопасности для выявления и установления приемлемого уровня безопасности на производстве / установке.

Сначала осуществляется подготовка исходных данных для описания производства (см. разделы 5.1 – 5.7). Далее, последовательно идентифицируются опасности производства (см. раздел 5.10) и строятся инициирующие события (см. раздел 5.11), разрабатываются сценарии аварии (см. раздел 5.12) и оценивается риск аварий (см. раздел 5.13).

Однако сам выбор первоначальных значений «пределов и условий для эксплуатации» является лишь выбором значений для первой итерации расчёта. Итерации заключаются в том, чтобы применяя различные усовершенствования, повысить безопасность (снизить риск) настолько, насколько это практически целесообразно. Это есть использование принципа «разумной достаточности». В чем он заключается?

С точки зрения и российских нормативных требований, и лучшей международной практики сам по себе факт приемлемости риска является необходимым, но не достаточным для полной убежденности, как владельца предприятия, так и надзорных органов в том, что обеспечен должный уровень безопасности.

В отношении любого опасного производственного объекта правомерен вопрос – а все ли возможные меры предупреждения аварий и действия в чрезвычайных ситуациях предусмотрены для повышения безопасности, снижения уровня риска? Уровень современных инженерных возможностей таков, что в отношении любого опасного объекта можно найти и реализовать дополнительные меры безопасности, которые снижают риск до сколь угодно малого уровня, речь идет лишь о стоимости этих мер. Поэтому правильная формулировка вопроса предполагает установление некоего баланса между теми средствами, которые затрачиваются на обеспечение безопасности, и тем повышением безопасности (снижением риска), обусловленного реализацией этой меры. Принцип формирования системы снижения потенциально негативного воздействия аварий на население, территорию и окружающую среду, при котором время, усилия, сложность и стоимость мер по уменьшению риска сбалансированы пропорционально ожидаемому предотвращению убытков, получил название «принципа разумной достаточности» (в англоязычной литературе известен как принцип ALARP – риск «настолько низкий, насколько это практически целесообразно»).

С другой стороны, гуманитарные потери, связанные с жизнью людей, невозможно оценивать только с экономической точки зрения. Однако, в мировой практике разработаны и успешно используются финансовые критерии, рассматривающие выгоды от реализацией мер, направленных на снижение потерь человеческих жизней. В частности, можно привести величину «устанавливаемой стоимости предупреждения статистической смерти» (УСПСС), определяемой как цену снижения риска для персонала опасного производственного объекта. Данная величина является условной, расчетной и по определению не связана с жизнью какого-либо конкретного человека. Если после внедрения некоторого предупредительного мероприятия расчетная величина УСПСС для данного мероприятия не превышает предопределенного, достаточно высокого порога (речь может идти о десятках миллионов рублей), то данное предупредительное мероприятие является эффективным с точки зрения «принципа разумной достаточности».

Подобранные же такие усовершенствования на основе принципа «разумной достаточности», закрепляются в проектной и эксплуатационной документацией вполне конкретными пределами и условиями для эксплуатации, в отношении которых анализ риска обосновывает приемлемость риска для установки с такими пределами и условиями для эксплуатации. Грубо говоря, при эксплуатации должны

обеспечиваться установленная надежность оборудования и подготовленность персонала.

Пределы технологических параметров, выбранные при проектировании и поддерживаемые при эксплуатации технологического оборудования установки АТ-ВБ, представлены ниже в табл. 5.8-1.

Таблица 5.8-1 Пределы и условия эксплуатации технологического оборудования установки АТ-ВБ

№	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции на схеме	Единицы измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности комплекта измерительных приборов
Блок АТ					
1	Производительность	FQIR 90	$м^3$/ч	120÷210	5,0
Печи П-1,2					
2	Температура сырья на входе в печь (температура низа К-1)	TIR 3-1	ºС	не выше 300	1,0
3	Температура сырья на выходе из печи П-1 П-2	 TIRC 7-1 TIRC 5-1	 ºС °С	 не выше 390 не выше 390	 1,5 1,5
4	Температура перегретого пара П-1 П-2	 TIR 7-3 TIR 5-3	 ºС °С	 не выше 450 не выше 450	 0,6 0,6
5	Температура дымовых газов на перевале печи П-1 П-2	 TIR 8-1,2,3 TIR 6-1,2,3	 ºС °С	 не выше 850 не выше 850	 1,0 1,0
6	Температура дымовых газов на выходе из печи П-1 П-2	 TIR 7-2 TIR 5-2	 ºС °С	 не выше 500 не выше 500	 0,6 0,6
7	Давление сырья на входе в печь П-1 П-2	 PIR 43-1 PIR 43-2 PIR 44-1 PIR 44-2	 кгс/$см^2$ кгс/$см^2$ кгс/$см^2$ кгс/$см^2$	 не более 30 не более 30 не более 30 не более 30	 1,5 1,5 1,5 1,5
8	Содержание O_2 в дымовых газах печи П-1 П-2	 QIRAH 160-1 QIRAH 160-2	 % об % об	 не более 8 не более 8	 2,0 2,0

№	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции на схеме	Единицы измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности комплекта измерительных приборов
	Колонна предварительного испарения К-1				
	Температура верха колонны	TIRC 24	ºС	не выше 140	2,0
0	Температура низа	TIR 3-1	ºС	не выше 300	1,0
1	Давление	PIRCAH 41	кгс/см^2	не более 3,5	1,5
2	Уровень	LIRCSAL 140 LIRAH 141	% шкалы прибора	20÷80 20÷80	2,0 2,0
3	Расход орошения	FIR 99	м^3/ч	не более 50	5
	Рефлюксная емкость Е-1				
4	Уровень бензина	LIRCSAHL 146	% шкалы прибора	20÷80	2,0
5	Давление	PIR 35	кгс/см^2	не более 3,5	1,5
6	Уровень воды	LIRCAH 149	% шкалы прибора	20÷80	2,0
7	Температура после Х-1	TIR 9-2	ºС	не выше 60	1,5
	Газоотбойник Г-1				
8	Уровень	LIRAH 137	% шкалы прибора	не выше 40	2,0
9	Давление	PIR 39	кгс/см^2	не более 3,5	1,5
	Атмосферная колонна К-2				
0	Температура верха	TIRC 10	ºС	не выше 250	1,5
1	Температура низа	TIR 12-1	ºС	не выше 390	0,6
	Уровень	LIRCSAL 142	% шкалы прибора	20÷80	2,0

№	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции на схеме	Единицы измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности комплекта измерительных приборов
2		LIRAH 143		20÷80	2,0
3	Расход перегретого пара	FIRC 104	кг/ч	не более 3000	5,0
4	Расход циркуляционного орошения	FIR 103	$м^3$/ч	не более 85	5,0
	Отпарная колонна К-3				
5	Температура низа	TIR 13-1	ºС	не выше 270	0,6
6	Уровень	LIRCSAL 144 LIRAH 148	% шкалы прибора	20÷80 20÷80	2,0 2,0
	Атмосферная колонна К-2а				
7	Температура верха	TIRC 11-4	ºС	не выше 150	2,0
8	Температура низа (по температуре верха в К-2)	TIR 10-1	ºС	не выше 250	0,6
9	Давление	PIRAH 42	кгс/$см^2$	не более 2,0	1,5
0	Уровень	LIRCSAL 139 LIRAH 138	% шкалы прибора	20÷80 20÷80	2,0 2,0
1	Расход орошения	FIR 100	$м^3$/ч	не более 100	5,0
	Отпарная колонна К-3а				
2	Температура низа	TIR 13-2	ºС	не выше 200	0,6
3	Уровень	LIRCSAL 145	% шкалы прибора	20÷80	2,0
4	Расход перегретого пара	FIRC 106	кг/ч	не более 250	5,0
	Рефлюксная емкость Е-2				
	Давление	PIR 36	кгс/$см^2$	не более 2,0	1,5

№	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции на схеме	Единицы измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности комплекта измерительных приборов
5					
6	Уровень бензина	LIRCSAHL 147	% шкалы прибора	20÷80	2,0
7	Уровень воды	LIRCAH 151	% шкалы прибора	20÷80	2,0
8	Температура после Х-2	TIR 9-4	ºС	не выше 60	1,5
	Емкость дренажной воды Е-9				
9	Уровень воды	LIAH 186	% шкалы прибора	20÷80	2,0
	Блок висбрекинг (ВБ)				
1	Расход сырья	FIRAL 120	$м^3/ч$	90÷150	5,0
2	Давление	PIRSAL 57	$кгс/см^2$	1÷8	1,5
3	Расход мазута	FIRC 170	$м^3/ч$	не более 50	5,0
	Печи П-3,4				
4	Температура сырья на входе (температура в Е-4)	TIR 26-1	ºС	не выше 340	0,6
5	Расход сырья в печь П-3 П-4	 FIRCSAL 123 FIRCSAL 122	 $м^3/ч$ $м^3/ч$	 45÷100 45÷100	 5,0 5,0
6	Температура сырья на выходе из печи: П-3 П-4	 TIRC 28 TIRC 29	 ºС °С	 не выше 450 не выше 450	 1,5 1,5
7	Температура дымовых газов на перевале печи П-3 П-4	 TIR 23-1,2,3 TIR 25-1,2,3	 ºС °С	 не выше 850 не выше 850	 1,0 1,0
8	Температура дымовых газов на выходе из печи П-3 П-4	 TIR 22-1 TIR 24-1	 ºС °С	 не выше 500 не выше 500	 0,6 0,6
	Давление сырья на входе в печь				

№	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции на схеме	Единицы измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности комплекта измерительных приборов
9	П-3	PIR 68-1	кгс/см^2	не более 35	1,5
		PIR 68-2	кгс/см^2	не более 35	1,5
	П-4	PIR 69-1	кгс/см^2	не более 35	1,5
		PIR 69-2	кгс/см^2	не более 35	1,5
10	Содержание O_2 в дымовых газах печи				
	П-3	QIRAH 160-3	% об	не более 8	2,0
	П-4	QIRAH 160-4	% об	не более 8	2,0
11	Температура перегретого водяного пара				
	П-3	TIR 22-3	ºС	не выше 450	0,6
	П-4	TIR 24-3	°С	не выше 450	0,6
Сырьевая емкость Е-4					
12	Температура	TIR 26-1	ºС	не выше 340	0,6
13	Давление	PIR 74	кгс/см^2	не более 5,0	1,5
14	Уровень	LIRCSAL 175	% шкалы прибора	20÷80	2,0
		LIRAH 171		20÷80	2,0
Реакционные камеры РК-1,2					
15	Температура в РК-1	TIR 26-2	ºС	не выше 450	0,6
	РК-2	TIR 26-3	°С	не выше 450	0,6
16	Давление в РК-1	PIRAH 70	кгс/см^2	не более 22	1,5
	РК-2	PIRAH 71	кгс/см^2	не более 22	1,5
17	Температура в шлеме				
	РК-1	TIRC 33-4	ºС	не выше 400	1,6
	РК-2	TIRC 32-4	°С	не выше 400	1,6
Бензин на турбулизацию					
18	Расход в камеру конвекции печи				
	П-3	FIR 251	м^3/ч	не более 2,5	5,0
	П-4	FIR 252	м^3/ч	не более 2,5	5,0
19	Расход в камеру радиации печи				
	П-3	FIR 253	м^3/ч	не более 1,5	5,0
	П-4	FIR 254	м^3/ч	не более 1,5	5,0

№	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции на схеме	Единицы измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности комплекта измерительных приборов
	Колонна разделения продуктов блока ВБ К-5				
20	Температура верха	TIRC 27	ºС	не выше 180	2,0
21	Температура низа	TIR 26-4	ºС	не выше 400	0,6
22	Давление	PIRCSAH 65	кгс/см^2	не более 5	1,5
23	Уровень	LIRCSAL 154-2	% шкалы прибора	20÷80	2,0
24	Температура вывода фр.180-350ºС в К-6	TIRC 31-4	ºС	не выше 320	1,5
25	Расход острого орошения на верх К-5	FIR 126	м^3/ч	не более 60	5,0
	Отпарная колонна К-6				
26	Температура	TIR 26-5	ºС	не выше 320	0,6
27	Уровень	LIRCSAL 156 LIRAH 155	% шкалы прибора	20÷80 20÷80	2,0 2,0
	Рефлюксная емкость Е-5				
29	Температура (после Х-5/1,2)	TIR 26-8	ºС	не выше 60	0,6
30	Уровень бензина	LIRCSAHL 158-2	% шкалы прибора	20÷80	2,0
31	Уровень воды	LIRCAH 159	% шкалы прибора	не более 80	2,0
32	Уровень в емкости Е-7	LIRAHL-179/2	%	20-80	2,0
33	Уровень в емкости Е-8	LIRAHL-185/2.	%	20-80	2,0
34	Уровень в емкости Е-12	LIRAHL-187/1	%	20-80	2,0
Примечание - возможен вариант работы блока ВБ без колонны К-6					
	Температура выводимых с установки продуктов				
35	Компонент бензина	TIR 9-2 TIR 9-4 TIR 26-8	ºС °С °С	не выше 60 не выше 60 не выше 60	1,5 1,5 1,5
36	Фр. 180-240°С	TIR 4-12	ºС	не выше 60	1,0
37	Фр. 240-350°С	TIR 4-4	ºС	не выше 60	1,0
38	Мазут	TIR 4-2	ºС	не выше 90	1,0
37	Крекинг-остаток	TIR 4-11	ºС	не выше 110	1,0

5.9. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ, ОХРАНОЙ ТРУДА И ОХРАНОЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Существующая система управления промышленной безопасностью, охраной труда и охраной окружающей среды (далее – ПБ, ОТ и ООС) в ОАО «Газпромнефть – МНПЗ» соответствует описанному в проекте ФНиП «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих производств» [61] механизму «регулирование, устанавливающее систему управления безопасностью». При данном регулировании предусматриваются требования именно к процессу менеджмента риском, поэтому сам механизм еще называют «регулирование управления безопасностью».

Общими элементами (процессами) такой системы управления, являются:

- установление политики организации в области обеспечения безопасности;
- подготовка исходных данных, выявление и оценка опасностей и их риска;
- разработка и обоснование
  - безопасных процедур эксплуатации, включая процедуры ремонта и реконструкции, остановов и пуско-наладочных работ, совершенствования производства;
  - программ предупреждения аварий и смягчения их последствий;
  - программ обучения,
- аудит (мониторинг) соблюдения процедур и требований, включая надёжность оборудования и ошибки работников;
- расследование происшествий;
- вовлечение работников в обеспечение безопасности;
- управление безопасностью подрядчиков;
- постоянного совершенствования системы управления безопасностью.

ОАО «Газпромнефть-МНПЗ» в соответствии с требованиями Федерального закона от 27.12.2002 г. №184-ФЗ «О техническом регулировании», а также с учетом ISO 14001:2004 «Системы экологического менеджмента – Требования и руководство по применению» и OHSAS 18001:2007 «Системы менеджмента профессионального здоровья и безопасности труда – Требования» были разработаны и внедрены стандарты организации, которые описывают общие элементы (процессы) существующей системы управления:

- СТО 05766623-003-2012 Интегрированная система менеджмента. Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и охраной окружающей среды;
- СТО 05766623-002.17-2008 Интегрированная система менеджмента. Требования к документации. Порядок разработки, пересмотра и передачи в производство технологической документации (Технологический регламент);
- СТО 05766623-003.01-2010 Интегрированная система менеджмента. Управление промышленной безопасностью. Порядок проведения профилактической работы ВГСО;
- СТО 05766623-003.02-2011 Интегрированная система менеджмента. Управление промышленной безопасностью. Управление промышленной безопасностью. Порядок расследования отказов и технических устройств;

- СТО 05766623-003.03-2011 Интегрированная система менеджмента. Управление промышленной безопасностью. Оперативное сообщение о происшествиях, порядок расследования и учета, периодичность предоставления отчетности;
- СТО 05766623-003.04-2009 Интегрированная система менеджмента. Обеспечение готовности к аварийным ситуациям и реагирование на них;
- СТО 05766623-003.05-2007 Интегрированная система менеджмента. Требования законодательства и другие требования в области окружающей среды, охраны труда и промышленной безопасности;
- СТО 05766623-003.06-2010 Интегрированная система менеджмента. Управление промышленной безопасностью. Порядок проведения работ по контролю состояния воздушной среды;
- СТО 05766623-003.07-2007 Интегрированная система менеджмента. Управление промышленной безопасностью. Идентификация опасностей, оценка и контроль рисков для здоровья и безопасности персонала;
- СТО 05766623-003.08-2010 Интегрированная система менеджмента. Управление промышленной безопасностью. Порядок проведения аварийно-спасательных работ, связанных с выбросами химически опасных веществ;
- СТО 05766623-004.01-2011 Интегрированная система менеджмента. Управление охраной окружающей среды. Порядок планирования работ по охране окружающей среды и проведения производственного экологического контроля;
- СТО 05766623-004.02-2011 Интегрированная система менеджмента. Идентификация экологических аспектов;
- СТО 05766623-004.03-2010 Интегрированная система менеджмента. Управление охраной окружающей среды. Порядок действия работников ОАО «Московский НПЗ» при получении предупреждения о неблагоприятных метеорологических условиях;
- СТО 05766623-004.05-2011 Интегрированная система менеджмента. Управление охраной окружающей среды. Экологическая безопасность производственной деятельности;
- СТО 05766623-007.01-2011 Интегрированная система менеджмента. Внутренний обмен информацией. Порядок организации и проведения «Дня безопасности»;
- СТО 05766623-010.15-2011 Интегрированная система менеджмента. Технический надзор за соблюдением правил эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов, зданий и сооружений;
- СТО 05766623-010.18-2011 Интегрированная система менеджмента. Процесс управления организации взаимодействия с подрядными организациями по вопросам промышленной безопасности, экологической и охраны труда;
- СТО 05766623-011.01-2011 Интегрированная система менеджмента. Обеспечение охраны труда и культуры производства;
- СТО 05766623-011.02-2012 Интегрированная система менеджмента. Требования к составлению и содержанию инструкций по безопасности труда;
- СТО 05766623-011.03-2010 Интегрированная система менеджмента. Требования к обеспечению, применению и хранению средств индивидуальной защиты;

- СТО 05766623-011.04-2011 Интегрированная система менеджмента. Организация обучения и инструктажа рабочих, руководителей и служащих по безопасным приемам и методам работы;
- СТО 05766623-011.05-2012 Интегрированная система менеджмента. Управление охраной труда и культурой производства. Расследования инцидентов в ОАО «Газпромнефть-МНПЗ».

Кроме того, в организации действуют инструкции, положения и распоряжения в области ООС и ОПБ, по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту оборудования и трубопроводов установок МНПЗ.

Инструкции, положения и распоряжения в области ООС и ОПБ, по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту оборудования и трубопроводов установок МНПЗ обеспечивают надлежащее соблюдение действующих требований промышленной безопасности и обеспечивают соблюдение установленных проектом и техническим регламентом пределов и условий эксплуатации установки, не внося изменений по сравнению с общеотраслевыми условиями в сторону ухудшения, что позволяет использовать для целей проведения анализа риска установки АТ-ВБ МНПЗ модели и ожидаемые среднестатистические частоты разгерметизации типового оборудования, устанавливаемые проектом Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих комплексов» [61].

5.9.1. ДЕКОМПОЗИЦИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ОБЛАСТИ ПБ, ОТ И ООС

Основа существующей в ОАО «Газпромнефть-МНПЗ» системы управления ПБ, ОТ и ООС, согласно всем международным стандартам в области управления производством, является декомпозиция этой деятельности в области ПБ, ОТ и ООС на ключевые группы процессов (т.н. процессный подход). Согласно этому подходу, деятельность по управлению ПБ, ОТ и ООС складывается из ключевых групп процессов управления - планирования, исполнения, проверки и улучшения (см. рис. 5.9.1-1).

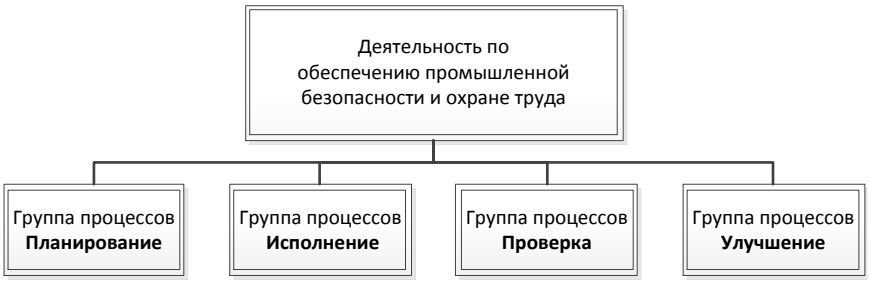


Рисунок 5.9.1-1. Декомпозиция деятельности по ПБ, ОТ и ООС на ключевые группы процессов

Использование указанной декомпозиции на основе международных стандартов существенно облегчило интеграцию:

- систем управления промышленной безопасностью, охраной труда и охраны окружающей среды;
- систем чрезвычайного реагирования (управления обеспечением готовности и ликвидацией ЧС);
- систем управления качеством;
- систем управления физической (персональной) безопасностью,

в единую (интегрированную) систему управления производственной безопасностью, что сегодня уже осуществляет на практике большинство производств отечественной отрасли в рамках международного стандарта «Интегрированная система менеджмента» (PAS 99:2006). Перечисленные выше стандарты, как раз и отражают приверженность к этой практике ОАО «Газпромнефть-МНПЗ».

5.9.1.1. ПЛАНИРОВАНИЕ

Деятельность (ключевая группа процессов) «**Планирование**» заключается в определении, в конечном итоге, в соответствии с приоритетами и целями государственного стратегического планирования, контрольных показателей безопасности, достижение которых необходимо обеспечить на конкретном производстве (объекте) на период планирования. Декомпозиция деятельности (группы процессов) по планированию на бизнес процессы имеет ясное научно-техническое обоснование и подкреплена лучшей мировой практикой (см. рис. 5.9.1.1-1).

Рисунок 5.9.1.1-1. Декомпозиция деятельности по планированию на бизнес процессы

В системе управления ПБ, ОТ и ООС **планированием** называется итеративный процесс разработки и предложения:

- контрольных показателей, которые надлежащим образом демонстрируют заинтересованным сторонам (акционерам, уполномоченным государственным органам) движение в направлении установленных в целей промышленной безопасности и охраны труда, и
- ресурсов потребных для достижения предлагаемых контрольных показателей, с требуемыми обоснованиями

и корректировки предложений на основе замечаний Бюджетного Комитета (Инвестиционной Комиссии) для возможности формирования сбалансированного бюджета финансов (**кратко- и среднесрочное планирование**) производства, с учетом его безопасности.

Расчет контрольных показателей (**выявление и оценка воздействий и рисков**) осуществляется на основе:

- знаний об актуальном состоянии **Производства**, получателей рисков (**Людей** - персонала и населения месторасположения производства) и **Территории** (управление знаниями о Производстве-Людях-Территории,);
- знаний о существующих рычагах для изменения состояния источника рисков – собственно производства (компетентность в мерах управления производством);
- знаний об ограничениях, устанавливаемых заинтересованными сторонами, в частности – надзорными органами, для обеспечения их надлежащего соблюдения (выявление применимых требований).

5.9.1.2. ИСПОЛНЕНИЕ

Деятельность (ключевая группа процессов) «**Исполнение**» определяет не планируемый, а фактический уровень риска, что следует использовать для обоснования ее рациональной декомпозиции на процессы. Иерархия факторов, определяющих фактический уровень риска, представлена на рис. 5.9.1.2-1.

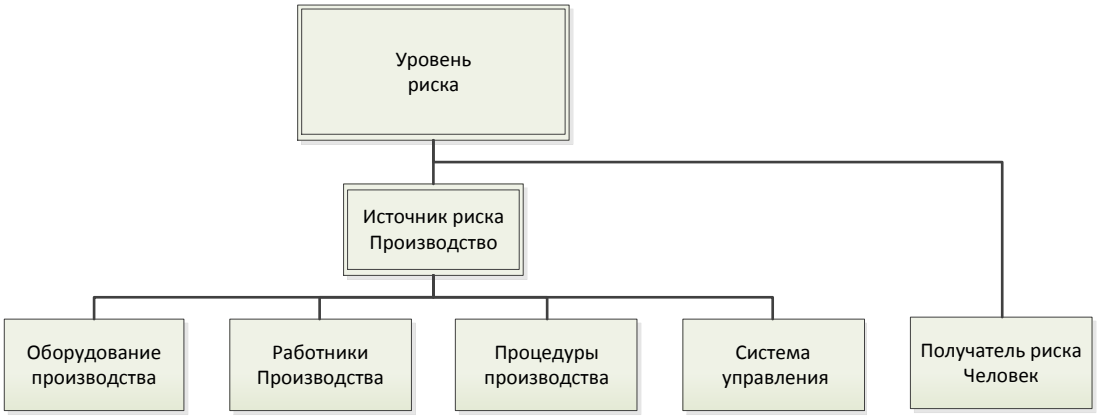


Рисунок 5.9.1.2-1. Иерархия факторов, определяющих фактический уровень риска

Для управления указанными на рис. 5.9.1.2-1 факторами в системе управления ПБ, ОТ и ООС предусмотрены следующие процессы (см. рис. 5.9.1.2-2).

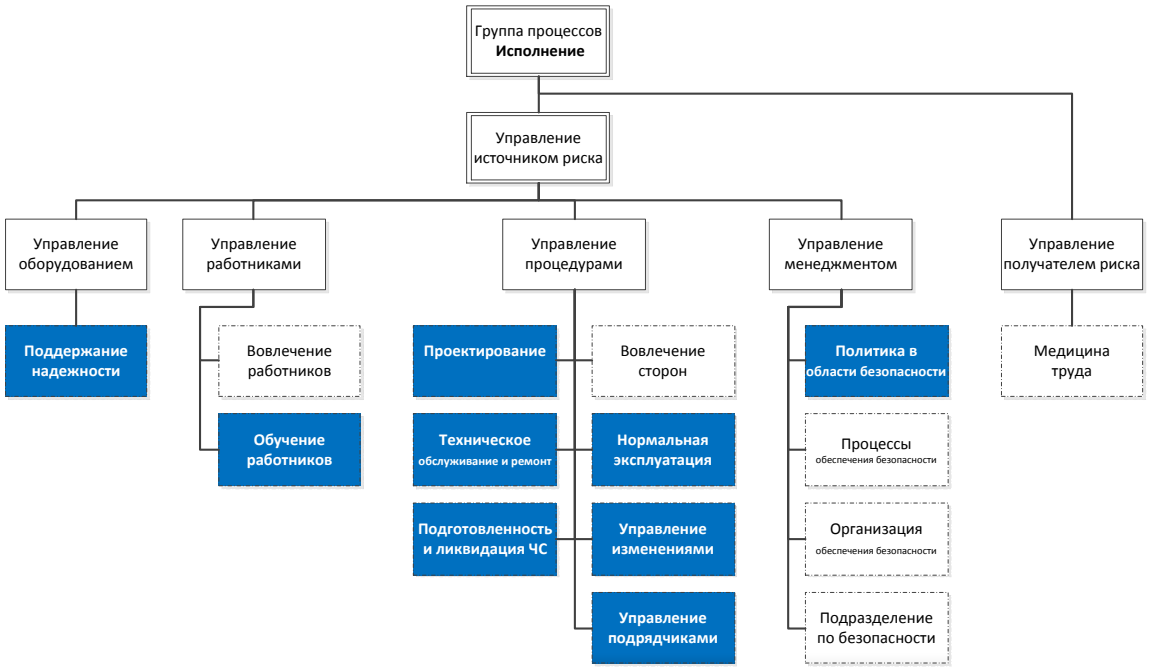


Рисунок 5.9.1.2-2. Процессы, необходимые и достаточные для управления факторами, определяющими фактический уровень риска

Такие процессы, как:

- **вовлечение работников** (установление обязанностей, механизмов взаимодействия работников по обеспечению безопасности производства, их мотивация на безопасный труд);
- **вовлечение (заинтересованных) сторон** (информирование надзорных органов, партнеров, неправительственных организаций о производстве, контрольных показателях, мерах по снижению рисков)
- точная спецификация бизнес **процессов обеспечения безопасности** и охраны труда в конкретной компании, на конкретном производстве, встраивание их в систему управления бизнесом в целом
- **организация обеспечения безопасности**, то есть делегирование полномочий по реализации бизнес процессов обеспечения безопасности в существующей организационной структуре управления производством (безопасность есть ответственность каждого работающего на производстве)
- функции и задачи специализированного структурного **подразделения по безопасности**, на которого возлагается задача координации всей организации обеспечения промышленной безопасности и охраны труда на производстве
- **медицина труда**, или проведение медицинской реабилитации от воздействия производственных факторов аварий и происшествий, включая медицинскую эвакуацию

оказывают существенное воздействие на риск (уровень безопасности) производства.

Стратегически важными элементом обеспечения промышленной безопасности, является разработанная в организации:

- **Политика в области безопасности**, которая раскрывает цели и обязательства в области безопасности, устанавливает критерии оценки результативности.

Кроме того, традиционные направления деятельности по обеспечению промышленной безопасности входят в группу процессов «исполнение» и включают в себя:

- **поддержание надежности** оборудования;
- **обучение работников** процедурам безопасной эксплуатации производств;
- **проектирование** безопасных производств – описание производства, идентификация опасностей, разработка сценариев аварий, мероприятий по их предотвращению;
- **нормальная эксплуатация** производств в соответствии с технологическими регламентами;
- **техническое обслуживание и ремонт** – организация безопасного процесса проведения работ по капитальному ремонту, реконструкции, строительству, проведению огневых, газоопасных и иных работ;
- **управление изменениями** – подготовка технических и организационных изменений в производственный процесс в целях повышения безопасности;
- **подготовленность и ликвидация ЧС** – проектирование снижения последствий ЧС, проведение тренировок по ликвидации, ликвидация ЧС;
- **управление подрядчиками** – обеспечение безопасного выполнения работ подрядными организациями, контроль уровня рисков у подрядчиков.

5.9.1.3. ПРОВЕРКА

Деятельность (ключевая группа процессов) «**Проверка**» заключается в непосредственном мониторинге (измерении) фактических показателей безопасности для обеспечения возможности их сравнения с плановыми, контрольными показателями. Декомпозиция деятельности (ключевой группы процессов) по проверке на бизнес процессы имеет ясное научно-техническое обоснование и подкреплена мировой практикой промышленности (см. рис. 5.9.1.13-1).

Рисунок 5.9.1.3-1. Декомпозиция деятельности по проверке

В ее основу деятельности по проверке положены четкие принципы:

- все фактические происшествия (случаи реализации риска) должны быть зафиксированы, проанализированы и учтены (расследование происшествий).

Поскольку на общегосударственном уровне статистики по утечкам и авариям (данных по фактическим происшествиям) на производствах отрасли нет (доступны только эпизодические описания случаев средних и крупных аварий, а также очень сильно обобщенная статистика по отраслям в целом), то для получения достоверной оценки показателей безопасности и проведения их сравнения с имеющимися (внутрикорпоративными данными и данными статистики по аналогичным производствам отрасли за рубежом) необходимо привлекать дополнительно расчетные методы и собирать для них дополнительно и независимо следующие исходные данные:

- по фактическому соответствию надежности оборудования (**мониторинг оборудования**);
- по фактическому соответствию подготовленности персонала (**производственный контроль**);
- по фактическому соответствию организации системы обеспечения промышленной безопасности, включая систему управления (**аудит управления и организации**) установленным пределам и условиям эксплуатации.

Полученные исходные данные могут использоваться в моделях анализа риска для получения достоверных фактических значений показателей безопасности (в частности - для корректировки базовых (общеотраслевых) данных по аварийности на

основании фактических данных по состоянию производства). Совместно со статистическими данными они позволяют осуществлять корректный мониторинг сравнения планируемых и фактических показателей безопасности производства.

5.9.1.4. УЛУЧШЕНИЕ

Деятельность (ключевая группа процессов) «**Улучшение**» заключается в выработке и реализации на основании результатов мониторинга фактических показателей безопасности производства, в том числе на основании сравнения фактических показателей безопасности с плановыми показателями безопасности и критериями приемлемости риска производств (объекта), тактических, оперативных и стратегических решений в рамках комплексной системы контроля над рисками.

5.9.1.5. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА

На рис. 5.9.1.5-1 представлена существующая Организационная структура Системы управления ПБ, ОТ и ООС [58].

Управление по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды (ОТПБ и ООС) состоит из следующих отделов:

- Производственного контроля;
- Охраны труда;
- Охраны окружающей среды;
- Технического надзора.

«Утверждаю»
Генеральный директор ОАО «Газпромнефть-МНПЗ»
_____А.М. Егизарьян

ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ, ОХРАНОЙ ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

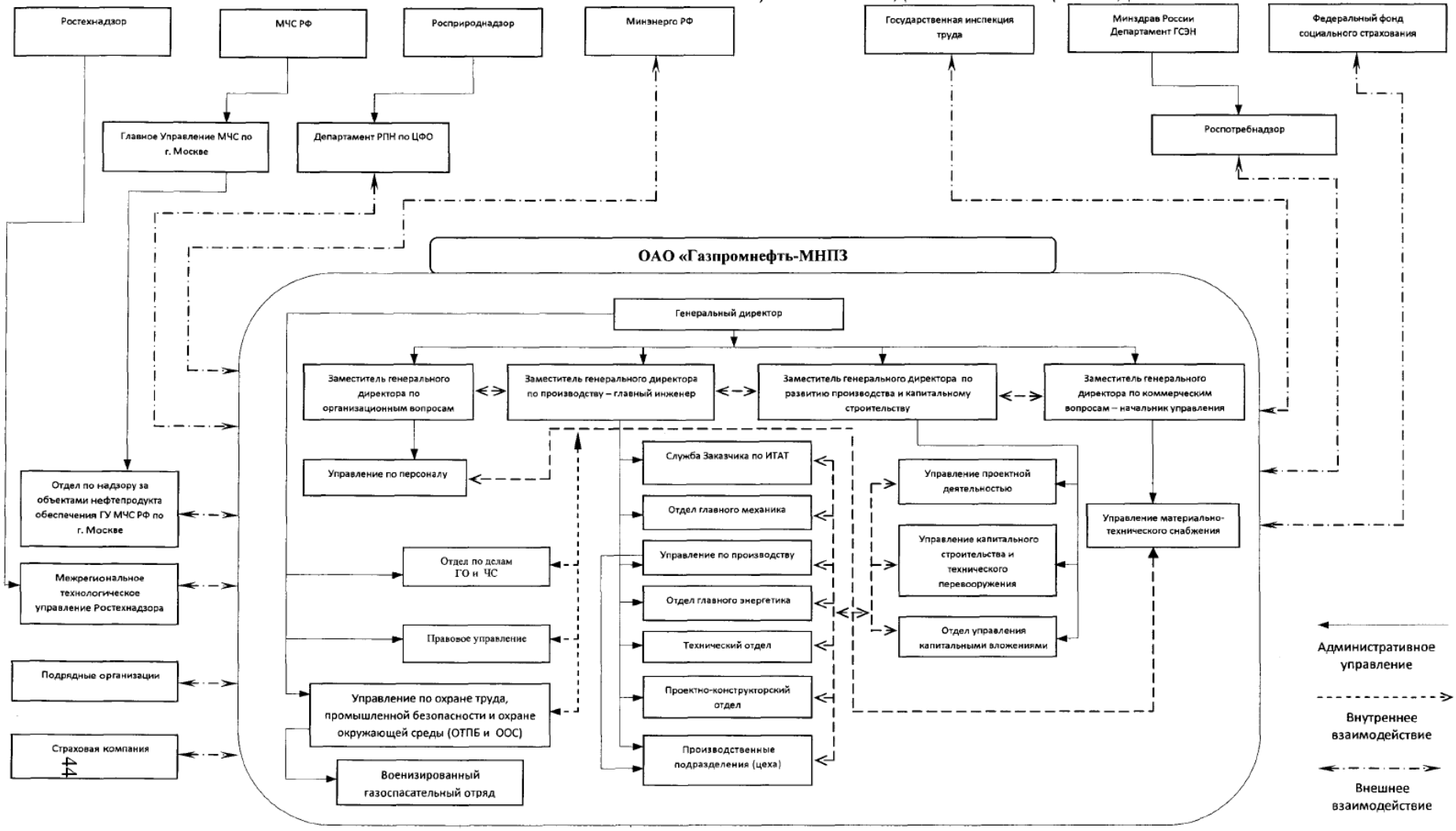


Рисунок 5.9.1.5-1. Организационная структура Системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды ОАО «Газпромнефть-МНПЗ»

5.9.2. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ И ПРЕДЕЛЫ И УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Как было раскрыто выше, система управления производственной безопасностью является сложным механизмом сбора данных о состоянии безопасности производства (установки) и выработки управляющих решений по ее изменению. В современных компаниях (в т.ч. ОАО «Газпромнефть-МНПЗ) система управления включает, как минимум:

- Политику Компании в области производственной безопасности, которая устанавливает цели, обязательства и способы оценки результативности достижения целей в области производственной безопасности;
- Систему бизнес процессов, реализующих обязательства, взятые на себя Компанией в Политике;
- Организацию обеспечения производственной безопасности, которая устанавливает делегирование полномочий по обеспечению безопасности в действующей организации бизнеса;
- Специализированные структурные подразделения Компании и ее дочерних обществ по управлению производственной безопасностью.

Ясно, что каждый параметр системы управления является существенным для безопасности, то есть его изменение ведет к изменению риска установки.

Для наглядного уяснения функциональной зависимости риска рассмотрим следующий рисунок 5.9.2-1.

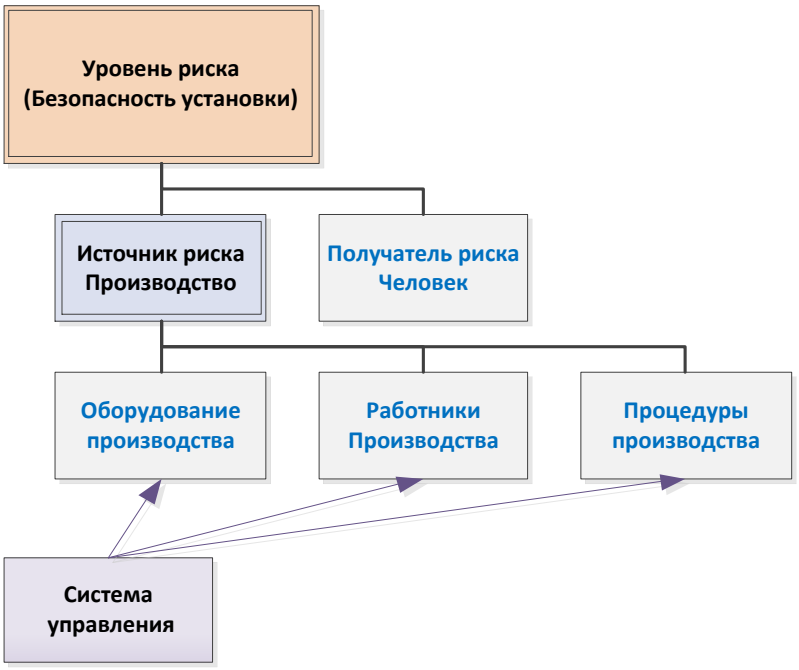


Рисунок 5.9.2-1. Зависимость риска от системы управления

Очевидно, что размер потерь от воздействия поражающих факторов аварии (защищенность от аварий) зависит от:

- Интенсивности поражения;
- Уязвимости человека;

В свою очередь, интенсивность поражения (параметры источника риска) зависит от:

- Содержащихся в оборудовании энергии и вредных веществ;

- Деятельности работников;
- Процедур эксплуатации, технического обслуживания и ремонта, чрезвычайного реагирования.

А вот состояние оборудования, работников (то есть пределов и условий для эксплуатации) и процедур определяется системой управления безопасностью установки.

Для иллюстрации влияния системы управления на риск рассмотрим бизнес процессы. Бизнес-процесс «Производственный контроль», выявляющий реальную подготовленность персонала (ошибки при выполнении процедур эксплуатации), дает объективную независимую оценку подготовленности персонала, то есть соблюдение установленных пределов и условий эксплуатации в отношении персонала. Аналогично бизнес-процесс «Мониторинг оборудования» дает оценку текущей надежности оборудования, подтверждая соблюдение или выявляя нарушения установленных пределов и условий эксплуатации в отношении оборудования.

Однако оценить влияние параметров бизнес-процесса на состояние безопасности непосредственно, без анализа риска, не представляется возможным, поскольку бизнес процесс оказывает влияние на все пределы и условия для эксплуатации.

Для ответа на вопрос – как влияет система управления на состояние безопасности установки? – необходимо сначала оценить, как система управления влияет на пределы и условия для эксплуатации, а затем по имеющимся пределам и условиям эксплуатации оценить риск (состояние безопасности) установки.

В настоящем отчете модель влияния системы управления на пределы и условия безопасности не рассматривалась и не использовалась. Эта модель не требовалась Техническим заданием, и не нужна для пилотной оценки риска установки на производстве отрасли при принятии решения о возможности использования нового, целеустанавливающего регулирования.

Одновременно в настоящем исследовании представлено детальное описание модели безопасности установки, где

- в качестве исходных данных фигурируют пределы и условия для эксплуатации (взятые по их фактическому, сегодняшнему состоянию, отвечающему фактически используемой системе управления производственной безопасностью) (настоящий отчет по этапу 1);
- в качестве результатов представлены показатели безопасности конкретной установки, пригодные для целей регулирования и надзора и их сравнение с показателями для отрасли в целом, в частности:
  - **Смертность**. В международной практике – Fatal Accident Rate (FAR). Число случаев гибели на 100 млн. часов работы. Средняя по отрасли в России смертность - 9,7 [62];
  - **Травматизм**. В международной практике – Lost Time Injury Frequency Rate (LTIFR). Число случаев нетрудоспособности на 1 млн. часов работы. Средний по отрасли в России травматизм – 0,45 (на основе обобщенных данных следующих российских компаний: Газпром Нефть, Сибур, ЛУКОЙЛ, ТНК);
  - **Аварийность**. В международной практике – Loss Of Primary Containment (LOPC). Число случаев незапланированного и неконтролируемого выброса опасных материалов из технологической системы установки за год (ввиду своей сильной зависимости от масштабов производства не позволяет напрямую осуществлять сравнение различных производств);

- **Индивидуальный риск**. В международной практике – Individual Risk per annum (IRPA). Ожидаемая частота гибели человека от происшествий, 1/год. ФНиП [61] предлагает установить критерий приемлемости производственного риска равным $5x10^{-4}$ 1/год для персонала;
- **Социальный риск**. В международной практике – Societal Risk (SR). В России определяется как ожидаемая частота одновременной гибели 10 и более человек от происшествий, 1/год. 123-ФЗ [60] устанавливает критерий приемлемости социального пожарного риска равным 10^{-7} 1/год для населения;
- **Потенциальный риск**. В международной практике – Risk Contours (Контуры риска). Ожидаемая частота возникновения смертельных поражающих факторов происшествий в конкретной точке пространства.

5.10. ПЕРЕЧЕНЬ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ИДЕНТИФИЦИРОВАННЫХ ОПАСНОСТЕЙ

В соответствии с требованиями раздела 3.4 при проведении КОР были сформированы и учтены в расчетах основные причины и факторы, способствующие реализации опасностей, связанных с отказами и разгерметизацией оборудования.

На установке АТ-ВБ возникновение аварийных ситуаций возможно по следующим причинам, связанным с:

- отказами оборудования;
- возможными ошибками персонала при ведении технологического процесса, при пуске и остановке оборудования;
- возможными внешними воздействиями природного и техногенного характера, террористическим актом.

Ниже в табл. 5.10-1 представлены данные по распределению инициирующих событий по различным причинам на основании обобщения данных [30, 31, 32, 33, 34, 35, 36].

Таблица 5.10-1 Данные по распределению инициирующих событий по различным причинам

Причины		Фаза и интенсивность истечения углеводородов									Всего
		Жидкая			Газообразная			Двухфазная			
		Большая (>50 кг/с)	Значительная (1-50 кг/с)	Малая (<1.0 кг/с)	Большая (>50 кг/с)	Значительная (1-50 кг/с)	Малая (<1.0 кг/с)	Большая (>50 кг/с)	Значительная (1-50 кг/с)	Малая (<1.0 кг/с)	
Ошибки при проектировании		0.05%	1.28%	1.76%	0.67%	3.66%	1.07%	0.08%	0.61%	0.11%	9.29%
Отказ оборудования	Коррозия / эрозия	0.00%	1.39%	2.62%	0.13%	1.76%	1.07%	0.24%	1.04%	0.13%	8.38%
	Механические дефекты	0.16%	4.19%	6.06%	1.33%	10.06%	3.44%	0.35%	1.60%	0.40%	27.60%
	Дефекты материалов	0.05%	0.32%	0.35%	0.05%	0.93%	0.29%	0.00%	0.11%	0.03%	2.14%
	отказы по другим причинам	0.03%	0.32%	0.61%	0.13%	0.96%	0.40%	0.03%	0.24%	0.05%	2.78%
Ошибки эксплуатации	неправильная установка / подключение	0.00%	0.75%	1.79%	0.48%	3.36%	0.96%	0.13%	0.27%	0.11%	7.85%
	неправильная эксплуатация	0.13%	2.51%	3.04%	0.75%	4.80%	2.30%	0.19%	0.80%	0.13%	14.65%
	падающие объекты и другие внешние воздействия	0.03%	0.19%	0.27%	0.05%	0.19%	0.19%	0.08%	0.08%	0.00%	1.07%
	оставлен открытым / открыт при наличии в оборудовании углеводородов	0.05%	0.80%	1.01%	0.40%	2.40%	1.63%	0.00%	0.43%	0.05%	6.78%
	другие ошибки эксплуатации	0.05%	0.35%	0.35%	0.08%	1.01%	0.29%	0.03%	0.19%	0.05%	2.40%
Процедурные ошибки	неподходящая процедура эксплуатации	0.00%	1.01%	1.20%	0.45%	2.67%	1.09%	0.08%	0.35%	0.05%	6.91%
	неполная процедура	0.08%	1.41%	1.49%	0.45%	3.52%	1.39%	0.03%	0.72%	0.11%	9.21%
	другие процедурные ошибки	0.03%	0.11%	0.13%	0.08%	0.43%	0.13%	0.03%	0.03%	0.00%	0.96%
		0.67%	14.63%	20.68%	5.07%	35.76%	14.25%	1.25%	6.46%	1.23%	100.00%

5.11. ПЕРЕЧЕНЬ ИНИЦИИРУЮЩИХ СОБЫТИЙ ДЛЯ ИДЕНТИФИЦИРОВАННЫХ ОПАСНОСТЕЙ

В соответствии с требованиями раздела 3.4 были выделены следующие типы оборудования установки АТ-ВБ:

- Сосуды, работающие под давлением, включая колонны и реакционные камеры, содержащие паровую и жидкую фазы;
- Сосуды, работающие под давлением, включая фильтры, содержащие только паровую фазу;
- Теплообменники – кожухотрубный;
- Насосы;
- Печи;
- Технологические трубопроводы жидкой фазы;
- Технологические трубопроводы газовой фазы.

5.11.1. ОТКАЗЫ ОБОРУДОВАНИЯ

В соответствии с рекомендациями проекта Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих производств» [61] для типового оборудования установки АТ-ВБ принят перечень инициирующих событий, учитываемых при КОР, и значения частот отказов (разгерметизации), представленные ниже в таблицах 5.11.1-1 – 7.

Таблица 5.11.1-1. Инициирующие события: Сосуды, работающие под давлением, включая колонны и реакционные камеры, содержащие паровую и жидкую фазы

Инициирующие события	**Эквивалентный диаметр отверстия, мм**	**Тип инициирующего события**	**Частоты возникновения события, год-1**
Малое отверстие выше уровня жидкости	12,5	Продолжительное истечение газа	$5{,}10 \times 10^{-5}$
	25	Продолжительное истечение газа	$2{,}24 \times 10^{-5}$
Большое отверстие выше уровня жидкости	50	Продолжительное истечение газа или двухфазной смеси (в зависимости от вида продукта)	$7{,}05 \times 10^{-6}$
	100	Продолжительное истечение газа или двухфазной смеси (в зависимости от вида продукта)	$1{,}92 \times 10^{-7}$
Отверстие ниже уровня жидкости, в самой оболочке	12,5	Продолжительное истечение жидкости	$5{,}10 \times 10^{-5}$
	25	Продолжительное истечение жидкости	$2{,}24 \times 10^{-5}$
	50	Продолжительное истечение жидкости	$7{,}05 \times 10^{-6}$
	100	Продолжительное истечение жидкости	$1{,}92 \times 10^{-6}$

Инициирующие события	Эквивалентный диаметр отверстия, мм	Тип инициирующего события	Частоты возникновения события, год-1
Полное разрушение	не определено	Мгновенный выброс ЛВЖ и газа	$2{,}00 \times 10^{-6}$

Указанные в таблице 5.11.1-1 частоты отказов были определены на основе обобщающих результатов работ [38, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54].

Таблица 5.11.1-2. Инициирующие события: Сосуды, работающие под давлением, включая фильтры, содержащие только паровую фазу

Инициирующие события	Эквивалентный диаметр отверстия, мм	Тип инициирующего события	Частоты возникновения события, год-1
Малое отверстие	12,5	Продолжительное истечение газа	$1{,}02 \times 10^{-4}$
	25	Продолжительное истечение газа	$4{,}48 \times 10^{-5}$
Большое отверстие	50	Продолжительное истечение газа	$1{,}41 \times 10^{-5}$
	100	Продолжительное истечение газа	$3{,}84 \times 10^{-6}$
Полное разрушение	не определено	Мгновенный выброс газа	$2{,}00 \times 10^{-6}$

Указанные в таблице 5.11.1-2 частоты отказов были определены на основе обобщающих результатов работ [38, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54].

Таблица 5.11.1-3. Инициирующие события: Теплообменники – кожухотрубный

Инициирующие события	Эквивалентный диаметр отверстия, мм	Тип инициирующего события	Частоты возникновения события, год-1
Малое отверстие в корпусе	12,5	Продолжительное истечение газа или жидкости в зависимости от продукта	$1{,}30 \times 10^{-4}$
	25	Продолжительное истечение газа или жидкости в зависимости от продукта	$1{,}29 \times 10^{-6}$
Большое отверстие в корпусе	50	Продолжительное двухфазное или однофазное истечение в зависимости от продукта	$3{,}50 \times 10^{-6}$
	100	Продолжительное двухфазное или однофазное истечение в зависимости от продукта	$3{,}51 \times 10^{-8}$
Разрушение корпуса	Не определено	Мгновенный выброс жидкости и / или газа	$1{,}75 \times 10^{-6}$

Указанные в таблице 5.11.1-3 частоты отказов были определены на основе обобщающих результатов работ [38, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54].

Таблица 5.11.1-4. Инициирующие события: Насосы

Инициирующие события	Эквивалентный диаметр отверстия, мм	Тип инициирующего события	Частоты возникновения события, год-1
Разрушение уплотнения	12,5	Продолжительное истечение жидкости	$4{,}91 \times 10^{-3}$
	25	Продолжительное истечение жидкости	$5{,}10 \times 10^{-4}$
	50	Продолжительное истечение жидкости	$2{,}00 \times 10^{-4}$
Катастрофическое разрушение	Равен диаметру подводящего / отводящего трубопровода	Мгновенный выброс жидкости	$1{,}00 \times 10^{-4}$

Указанные в таблице 5.11.1-4 частоты отказов были определены на основе обобщающих результатов работ [38, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54].

Таблица 5.11.1-5. Инициирующие события: Печи

Инициирующие события	Эквивалентный диаметр отверстия, мм	Тип инициирующего события	Частоты возникновения события, год-1
Утечка из подводящих трубопроводов	Аналогично технологическим трубопроводам (см. табл. 5.11.1-7-8)		
Утечка из отводящих трубопроводов	Аналогично технологическим трубопроводам (см. табл. 5.11.1-7-8)		
Разгерметизация змеевика печи	Аналогично технологическим трубопроводам (см. табл. 5.11.1-7-8)		
Прекращение горения основных горелок с накоплением	Объем печи	Истечение топливного газа в замкнутое пространство	$1{,}65 \times 10^{-5}$

Указанные в таблице 5.11.1-5 частоты отказов были определены на основе обобщающих результатов работ [38, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54].

Таблица 5.11.1-6. Инициирующие события: Технологические трубопроводы жидкой фазы

Инициирующие события	Эквивалентный диаметр отверстия (мм)	Тип инициирующего события	Частоты возникновения события, год-1·км-1
Отверстие в трубопроводе	12,5	Продолжительное истечение жидкости	$1{,}37 \times 10^{-3}$
	25	Продолжительное истечение жидкости	$5{,}20 \times 10^{-4}$
	50	Продолжительное истечение жидкости	$3{,}10 \times 10^{-4}$

Инициирующие события	Эквивалентный диаметр отверстия (мм)	Тип инициирующего события	Частоты возникновения события, год-1·км-1
	100	Продолжительное истечение жидкости	$1{,}20 \times 10^{-4}$
Разрушение трубопровода	полное проходное сечение	Мгновенный выброс жидкости	$4{,}70 \times 10^{-5}$

Указанные в таблице 5.11.1-6 частоты отказов были определены на основе обобщающих результатов работ [38, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54].

Таблица 5.11.1-7. Инициирующие события: Технологические трубопроводы газовой фазы

Инициирующие события	Эквивалентный диаметр отверстия (мм)	Тип инициирующего события	Частоты возникновения события, год-1·км-1
Отверстие в трубопроводе	12,5	Продолжительное истечение газа	$1{,}37 \times 10^{-3}$
	25	Продолжительное истечение газа	$5{,}20 \times 10^{-4}$
	50	Продолжительное истечение газа	$3{,}10 \times 10^{-4}$
	100	Продолжительное истечение газа	$1{,}20 \times 10^{-4}$
Разрушение трубопровода	полное проходное сечение	Мгновенный выброс газа	$4{,}70 \times 10^{-5}$

Указанные в таблице 5.11.1-7 частоты отказов были определены на основе обобщающих результатов работ [38, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54].

5.11.2. ОШИБКИ ПЕРСОНАЛА

Анализ статистических данных [30, 31, 32, 36, 37] показывает, что значительная часть аварий (около 50% от общего числа) вызвана именно «человеческими» ошибками, т.е. недостатками при организации и выполнении работ по эксплуатации опасных производства (см. строки «Ошибки эксплуатации» и «Процедурные ошибки»).

Таблица 5.11.2-1. Распределение инициирующих событий аварий вызванных человеческими ошибками

Причины аварий		Доля аварий
Ошибки эксплуатации	неправильная установка / подключение	7.85%
	неправильная эксплуатация	14.65%
	падающие объекты и другие внешние воздействия	1.07%
	оставлен открытым / открыт при наличии в оборудовании углеводородов	6.78%
	другие ошибки эксплуатации	2.40%
Процедурные ошибки	неподходящая процедура эксплуатации	6.91%
	неполная процедура	9.21%
	другие процедурные ошибки	0.96%
Всего		49.83%

5.11.3. ВНЕШНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

К внешним воздействиям относятся:

- Механические повреждения оборудования и трубопроводов вследствие:
  - Падения груза с высоты (как правило – при ремонтных работах);
  - Поражение разлетающимися осколками/обломками при аварии на соседних установках,
- Аварийное отключение энергоснабжения;
- Катастрофическое антропогенное воздействие, в том числе падение летательных аппаратов;
- Экстремальные природные явления.

Внешние механические воздействия, если они достаточно велики, приводят к значительным по своим масштабам последствиям. Обычные (неаварийные) воздействия, приводящие к разгерметизации оборудования, учтены в использованной статистике утечек (Таблица 5.10-1, строка «Падающие объекты и другие внешние воздействия»).

Поражение оборудования установки АТ-ВБ в ходе развития аварийной ситуации (эскалация аварии, «эффект домино») оценивалось индивидуально для каждого отдельного сценария для каждой единицы оборудования, подвергающейся воздействию поражающих факторов аварии. Обобщенные результаты расчетов вероятности поражения других единиц оборудования в ходе развития аварии, характерные дистанции поражения для наиболее опасных сценариев, среднее количество единиц оборудования, попадающих в зону разрушения не менее 50%, и средний коэффициент эскалации, отражающих исходное количество опасных веществ, участвующих в аварии, с количеством опасных веществ, вовлекаемых в дальнейшее развитие аварийной ситуации при разрушении других единиц оборудования, представлены ниже в разделе 5.15.

Аварийное отключение энергоснабжения само по себе не приводит к немедленной разгерметизации оборудования, напротив, в ПЛАС уровня Б в сценарии Б-3.0 четко указано, что при полном прекращении подачи электроэнергии на установку происходит закрытие всех клапанов-отсекателей на установке. Принимая во внимание то, что анализ риска основывается на базовом варианте модели, который подразумевает выполнение всех операций нормальной эксплуатации, а также действий по локализации и ликвидации аварий, предусмотренных соответствующими эксплуатационными документами, следует отметить, что аварийное отключение энергоснабжения при отсутствии нарушений со стороны обслуживающего персонала установки не приводит к разгерметизации оборудования, и, следовательно, не приводит к возникновению инициирующих событий (утечек).

В**оздействия экстремальных опасных природных явлений** (ураганы, смерчи, землетрясения, просадки грунта и т.д.) не характерны для установки АТ-ВБ и в расчетах не учитываются.

Падения летальных аппаратов также не представляют значительной угрозы, поскольку основные маршруты взлета, набора высоты, следования по маршруту, снижения и посадки рейсовых пассажирских и транспортных самолетов проложены в стороне от территории МНПЗ. Типичный маршрут облета района размещения МНПЗ самолетами показан на рисунке 5.11.3-1.

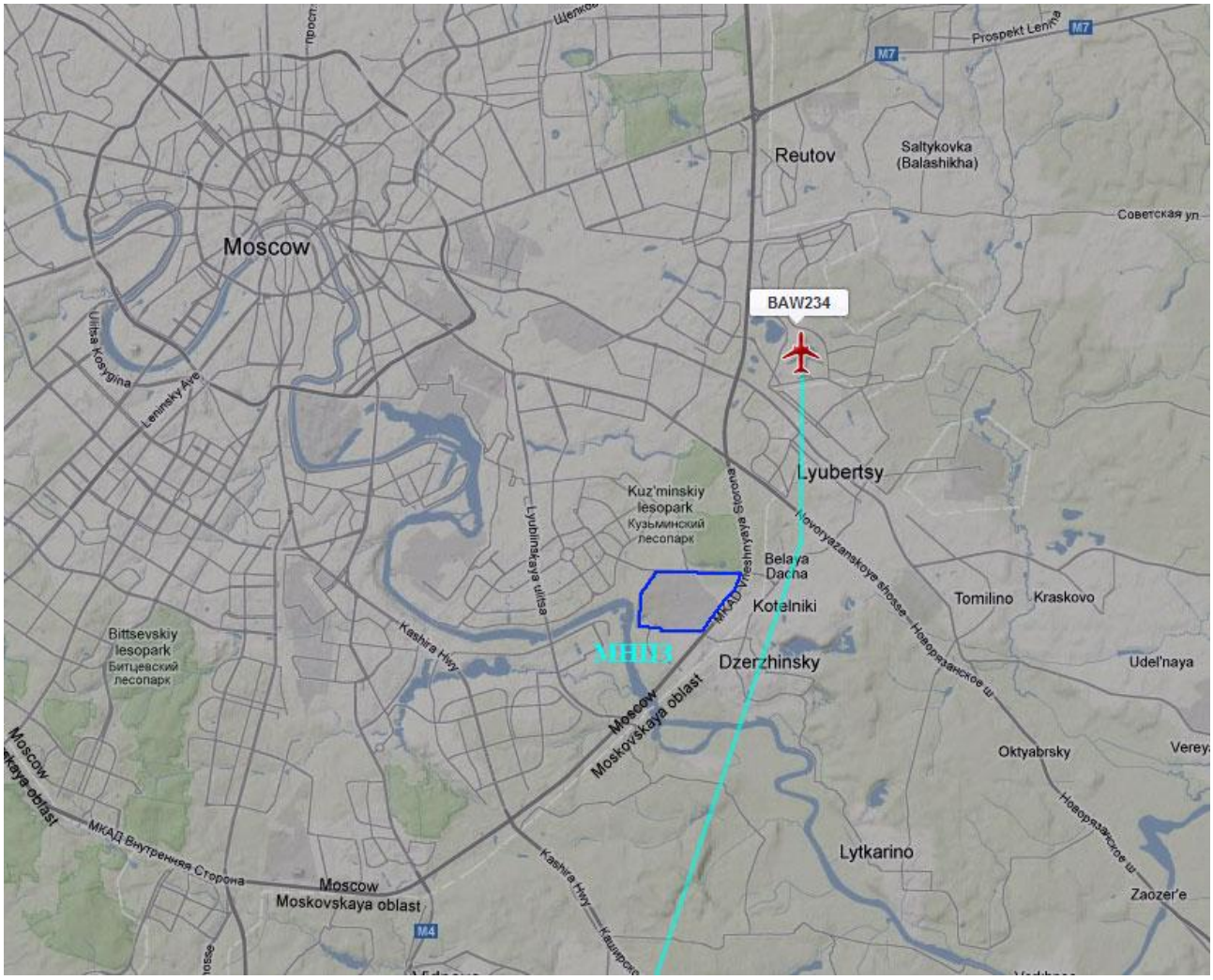


Рисунок 5.11.3-1. Маршрут облета самолетами территории МНПЗ

5.12. СЦЕНАРИИ АВАРИЙ

5.12.1. РАЗВИТИЕ СЦЕНАРИЯ АВАРИИ

В результате нарушения нормального хода технологического процесса, в случае разгерметизации технологического оборудования и выброса опасных веществ в окружающую среду ход развития аварии подчиняется определенным закономерностям, связанным со свойствами обращающихся веществ и характером (масштабом) события, инициировавшего разгерметизацию оборудования.

При этом следует отметить, что непосредственно сама причина разгерметизации оборудования главенствующей роли не играет, поскольку закономерности развития аварии после поступления опасных веществ в окружающее пространство в основном зависят от их физических и химических свойств, а также от начальных условий (давление, температура, расход) поступления в окружающую среду. Поэтому общие закономерности развития аварии, начиная с инициирующего события удобно описывать с помощью деревьев событий.

Ниже, на рисунках 5.12.1-1 – 7 представлены типовые деревья событий (развития аварий) для всех видов оборудования, применяющихся на установке АТ-ВБ (см. раздел 5.11).

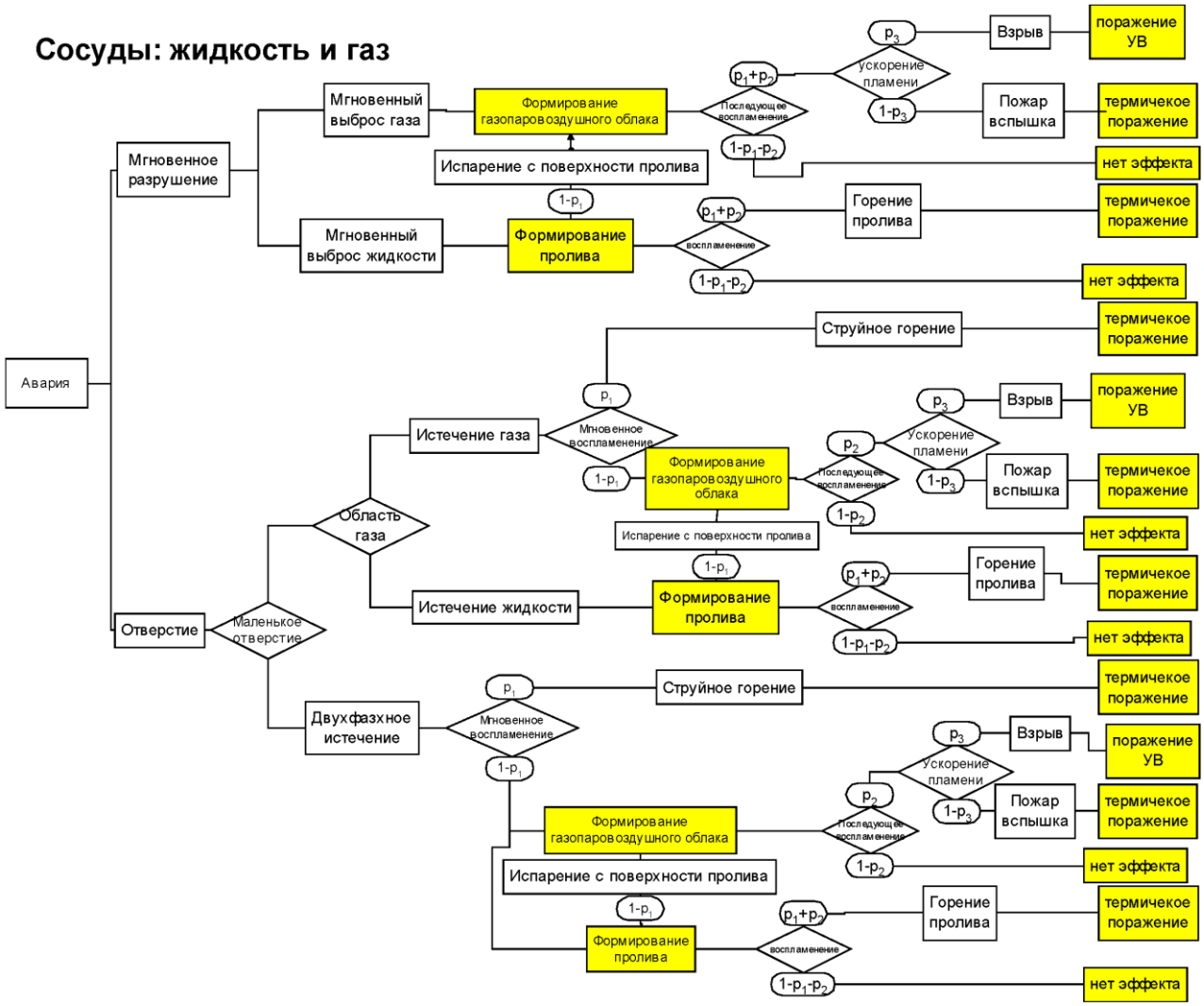


Рисунок 5.12.1-1. Сосуды, работающие под давлением, включая колонны и реакционные камеры, содержащие паровую и жидкую фазы

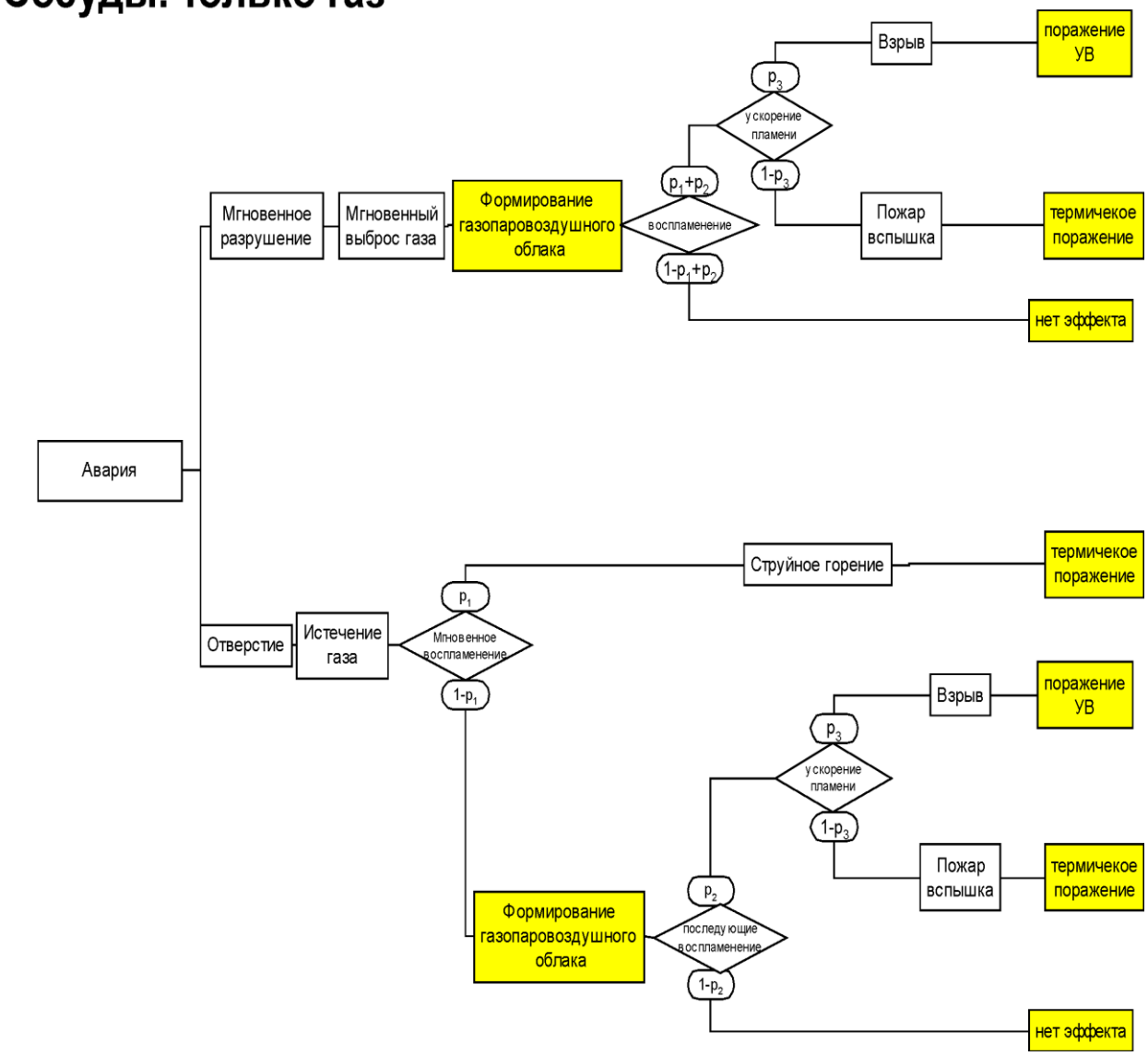


Рисунок 5.12.1-2. Сосуды, работающие под давлением, включая фильтры, содержащие только паровую фазу

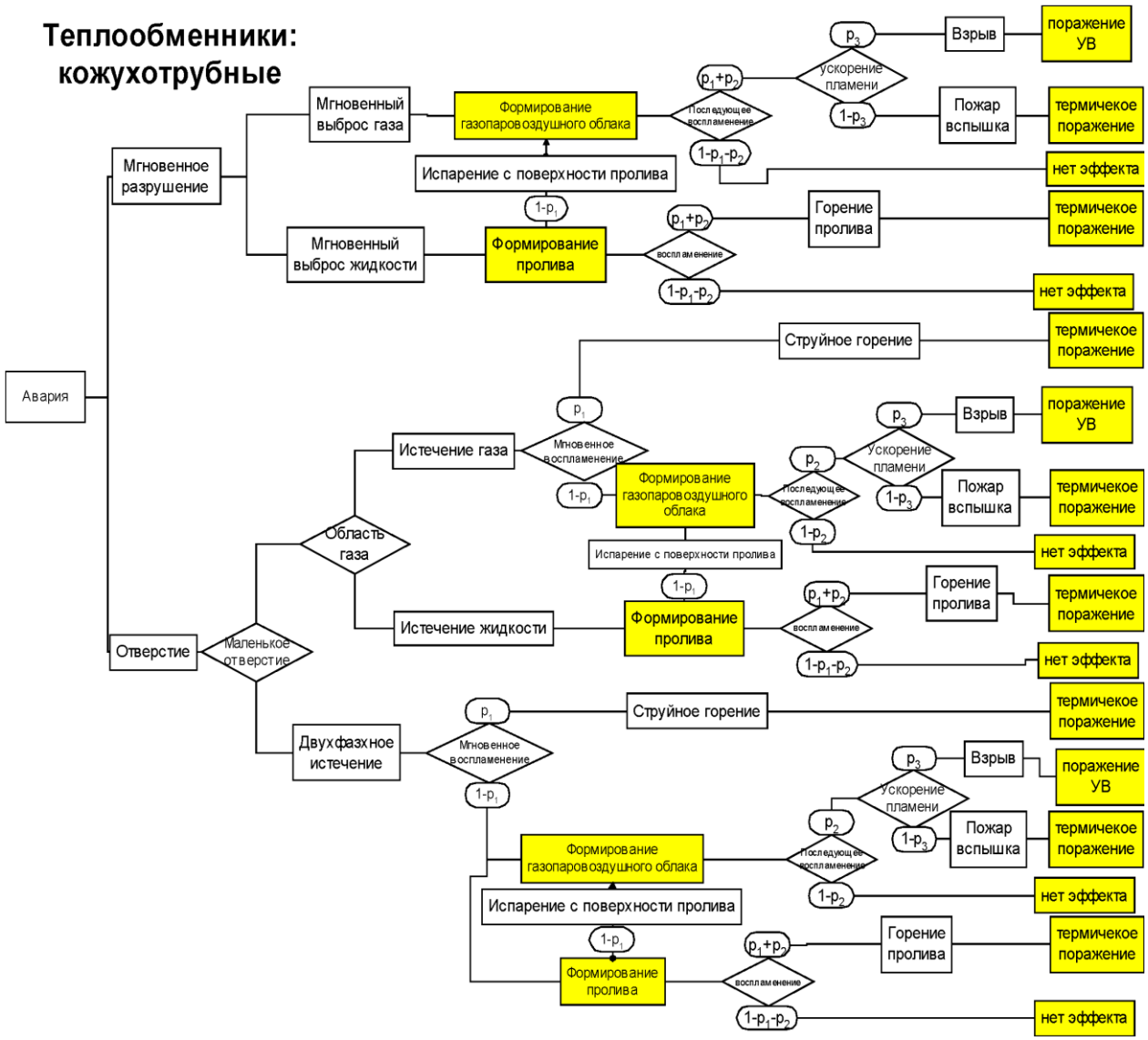


Рисунок 5.12.1-3. Теплообменники – кожухотрубный

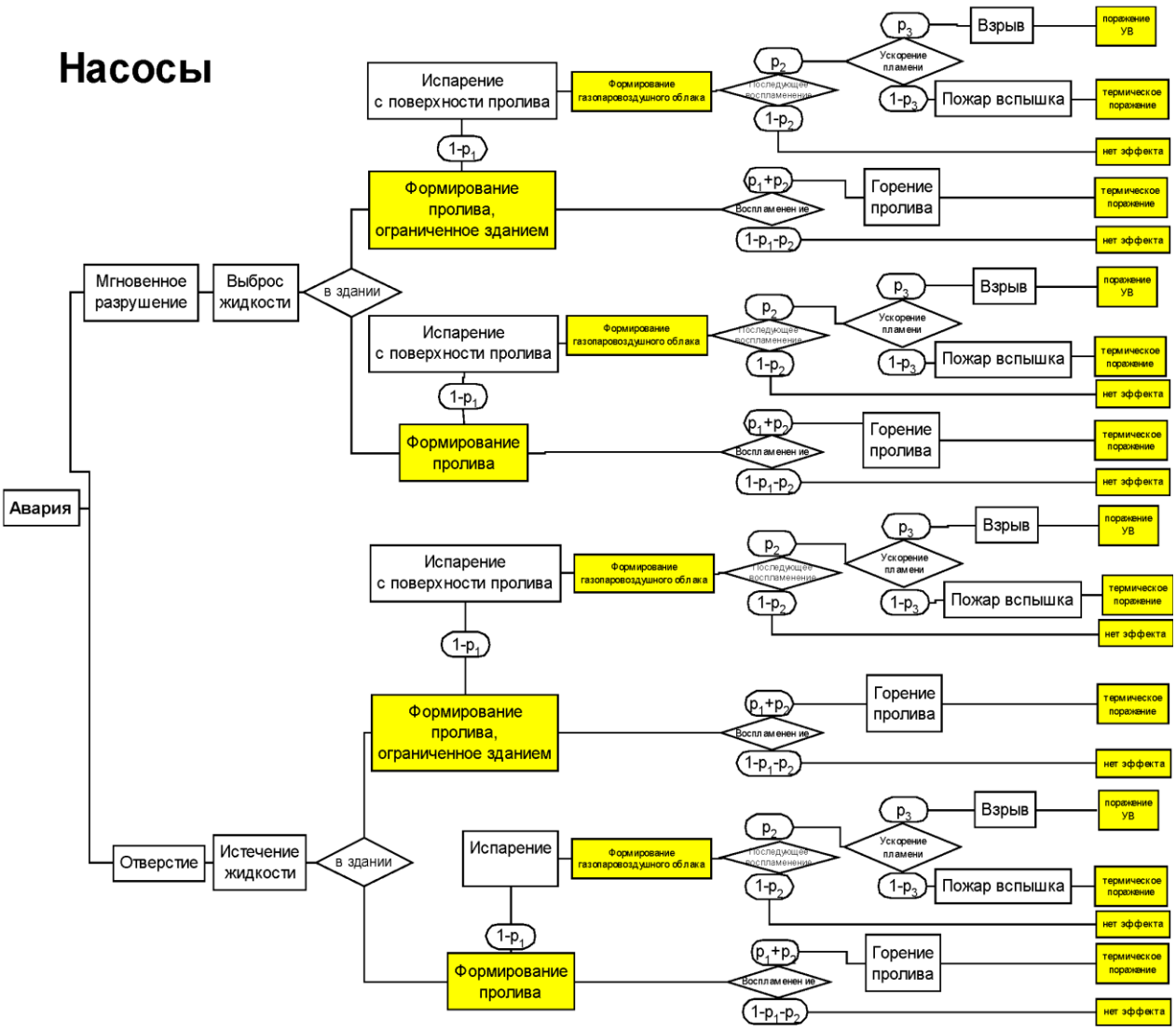


Рисунок 5.12.1-4. Насосы

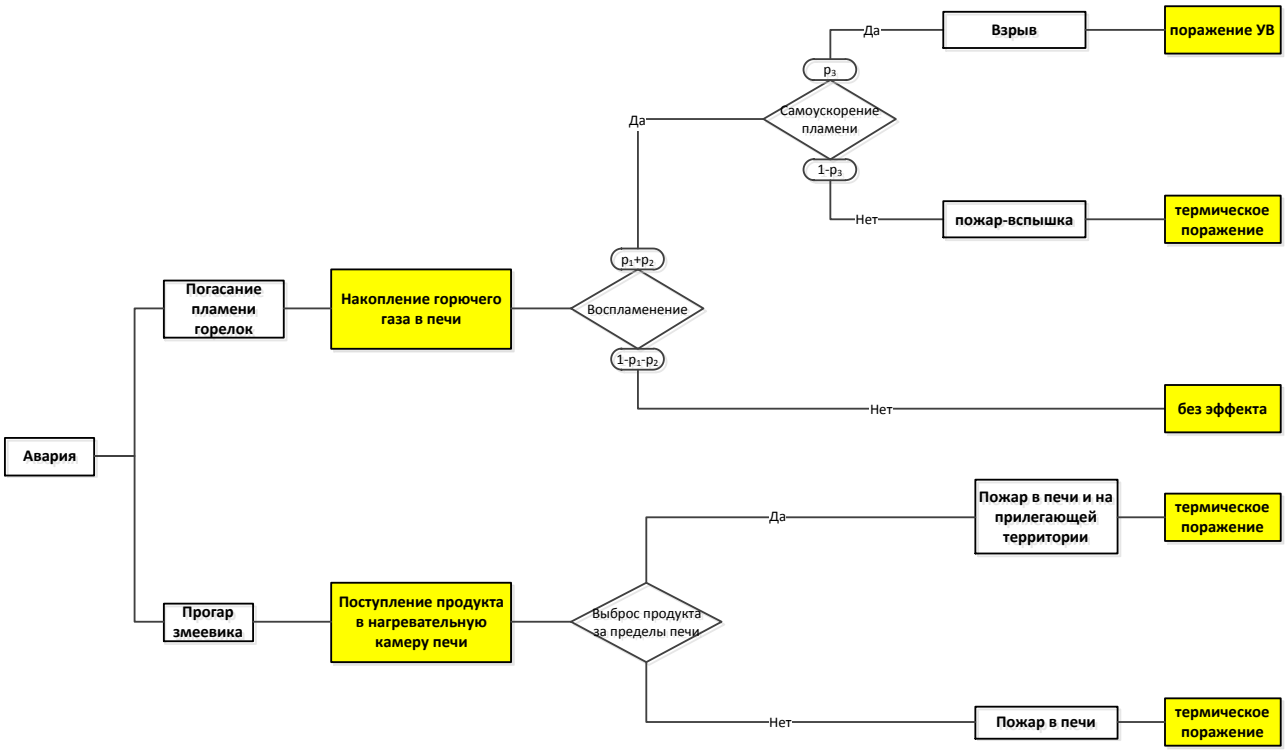


Рисунок 5.12.1-5. Печи

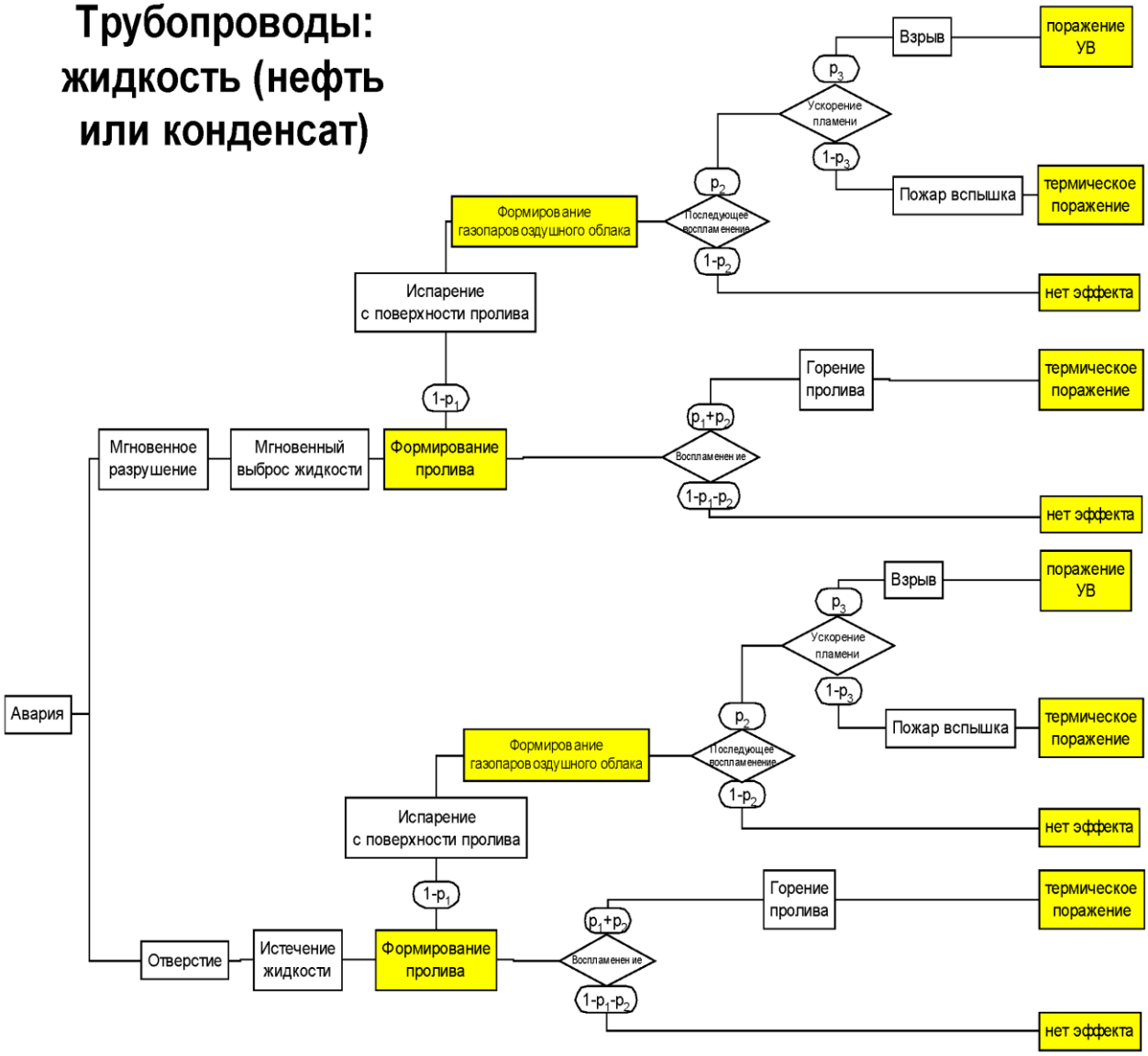


Рисунок 5.12.1-6. Технологические трубопроводы жидкой фазы

Рисунок 5.12.1-7. Технологические трубопроводы газовой фазы

5.12.2. УСЛОВНЫЕ ВЕРОЯТНОСТИ ВЕТВЛЕНИЯ ДЕРЕВЬЕВ СОБЫТИЙ

В табл. 5.12.2-1 для типовых деревьев событий (см. раздел 5.11.1) представлены условные вероятности реализации той или иной ветви дерева событий, выбранные в соответствии с рекомендациями:

- проекта Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих производств» [61];
- Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» (утверждена приказом МЧС от 10.07.2009 г №404, зарегистрировано в Минюсте от 17.08.2009 г №14541) с изменениями (утверждены приказом МЧС России от 14 декабря 2010 г. №649, зарегистрировано в Минюсте от 20.01.2011 г. №19546) [38], а также
- Специальных Технических Условий Проекта (СТУП). «Анализ риска опасных производственных объектов проекта «Сахалин-II». М.: Сахалинская энергия, 2004 (открытая публикация) [14].

Таблица 5.12.2-1. Вероятность воспламенения в сценариях аварий

Массовая скорость истечения, кг/с		**Вероятность мгновенного воспламенения**			**Вероятность последующего воспламенения, при отсутствии мгновенного воспламенения**			**Вероятность взрыва, при последующем воспламенении**		
Диапазон	Номинальное среднее значение	P1[11]			P2			P3		
		Газ	Двух-фазная смесь	Жид-кость	Газ	Двух-фазная смесь	Жид-кость	Газ	Двух-фазная смесь	Жид-кость
Малая (<1.0)	0,5	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,080	0,080	0,050
Средняя (1 - 50)	10	0,035	0,035	0,015	0,036	0,036	0,015	0,240	0,240	0,050
Большая (>50)	100	0,150	0,150	0,040	0,176	0,176	0,042	0,600	0,600	0,050
Полный разрыв	Неопре-делено	0,200	0,200	0,050	0,240	0,240	0,061	0,540	0,540	0,100

5.13. ОЦЕНКА РИСКА ВСЕХ РАЗРАБОТАННЫХ СЦЕНАРИЕВ АВАРИЙ

5.13.1. ХАРАКТЕРНЫЕ ДИСТАНЦИИ ПОРАЖЕНИЯ

Для оценки общего характера опасности и ее масштаба, как правило, используются характерные размеры зон поражения.

Для иллюстрации размеров зон поражения различной степени принято использовать характерные (обобщенные) значения поражающих факторов, сопровождаемые вербальными описаниями, образно характеризующими степень поражения (например «средние разрушения зданий»). При этом следует понимать, что данные

[11] P1, P2, P3 соответствуют вероятностям ветвления в деревьях событий, представленных в разделе 5.12.1.

величины являются усредненными, и в реальности, например, все здания разрушаются не только при различных значениях избыточного давления, но и в каждом конкретном случае степень разрушения зависит от множества дополнительных факторов, в том числе – направления движения ударной волны, наличия летящих осколков / обломков, наличия закрытых или открытых дверных и оконных проемов и т.д. Это обобщенная характеристика, традиционно используемая для описания возможной степени воздействия для представления в кратком и понятном для читателя обзорном виде, а непосредственно для детальной оценки степени поражения при расчетах используются вероятностные оценки с помощью пробит-функций (см. выше в разделе 4.4.2).

Характерные значения поражающих факторов для ударной волны показаны ниже в таблице 5.13.1-1. Характерные значения поражающих факторов для теплового излучения показаны ниже в таблице 5.13.1-2. Они выбраны в соответствии с рекомендациями:

- проекта Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих производств» [61],
- Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» (утверждена приказом МЧС от 10.07.2009 г №404, зарегистрировано в Минюсте от 17.08.2009 г №14541) с изменениями (утверждены приказом МЧС России от 14 декабря 2010 г. №649, зарегистрировано в Минюсте от 20.01.2011 г. №19546) [38], а также
- Специальных Технических Условий Проекта (СТУП). «Анализ риска опасных производственных объектов проекта «Сахалин-II». М.: Сахалинская энергия, 2004 (открытая публикация) [14].

Таблица 5.13.1-1. Характерные значения поражающих факторов для воздействия избыточного давления ударной волны [38]

Степень поражения	**Избыточное давление, кПа**
Полное разрушение зданий	100
50 %-ное разрушение зданий	53
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5
Малые повреждения (разбита часть остекления)	3

Таблица 5.13.1-2. Характерные значения поражающих факторов для воздействия теплового излучения [38]

Степень поражения	**Интенсивность излучения, кВт/м^2**
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4
Условно безопасно для человека	4,2
Непереносимая боль через 20-30 с. Ожог 1 степени через 15-20 с. Ожог 2 степени через 30-40 с.	7,0
Непереносимая боль через 3-5 с. Ожог 1 степени через 6-8 с.	10,5

Степень поражения	Интенсивность излучения, кВт/м^2
Ожог 2 степени через 12-16 с.	

5.13.2. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ЗНАЧЕНИЙ ИНДИВИДУАЛЬНОГО РИСКА ДЛЯ ПЕРСОНАЛА АТ-ВБ

В ходе расчетов были определены средние значения потенциального риска для зон нахождения персонала установки АТ-ВБ, представленные ниже в таблице 5.13.2-1.

Таблица 5.13.2-1. Средние значения потенциального риска

№	Наименование зоны	Среднее значение потенциального риска, случаев в год
1	Операторная	7.65×10^{-6}
2	Насосная №1	4.13×10^{-4}
3	Насосная №2 и №4	5.09×10^{-4}
4	Насосная №3	9.53×10^{-5}
5	Насосная №5	6.35×10^{-5}
6	Насосная №6	3.49×10^{-4}
7	Площадка АТ-ВБ (за пределами зданий установки)	1.01×10^{-4}

Потенциальным риском [19] является частота реализации поражающих факторов аварии в рассматриваемой точке территории. Потенциальный риск определяется посредством наложения зон поражения опасными факторами с учетом частоты реализации каждого сценария развития аварии на карту местности (генеральный план установки АТ-ВБ) с привязкой их к соответствующему инициирующему аварию событию и ориентированию зоны поражения в соответствии с метеорологическими условиями (для струйного горения, пожара вспышки, образования и взрывного превращения газопаровоздушного облака). При расчете риска рассматриваются различные метеорологические условия с типичными направлениями ветров и ожидаемой частотой их возникновения (см. раздел 3.2). Таким образом, в результате расчета потенциального риска технологическую площадку установки АТ-ВБ поделили на районы, в которых ожидаемая частота поражающих факторов аварии, приводящих к гибели людей, заключена в определенных пределах (см. табл. 5.13.2-1).

Индивидуальным же риском [19] является частота поражения отдельного человека (в нашем исследовании: определенная категория персонала) в результате воздействия исследуемых факторов опасности аварий. Значение индивидуального риска для человека в определенной точке площадки установки определяется путем умножения потенциального риска в определенной зоне площадки (к которой относится точка его местонахождения) на долю времени, в течение которого человек (определенная категория персонала) установки находится в этой зоне технологической площадки установки. Индивидуальный риск для каждой категории персонала установки определяется, описанным выше образом, для всех точек (зон) площадки, в которых в течение рабочего времени он может находиться. Для удобства анализа приемлемости/не приемлемости полученных значений

индивидуальных рисков в анализе рассматриваются средние значения индивидуального риска по каждой категории персонала.

В соответствии с данными по распределению персонала (доли времени, проводимой в каждой из выделенных зон) были рассчитаны средние значения индивидуального риска для рассматриваемых категорий персонала. Результаты расчета значений индивидуального риска представлены ниже в таблице 5.13.2-2.

Таблица 5.13.2-2. Средние значения индивидуального риска

№	Категория персонала	Индивидуальный риск, случаев в год
1	Начальник установки	5.90×10^{-5}
2	Механик установки	7.90×10^{-5}
3	Старший оператор смены	3.32×10^{-5}
4	Оператор блока АТ	5.14×10^{-5}
5	Оператор блока ВБ	5.14×10^{-5}
6	Оператор блока печей	5.14×10^{-5}
7	Оператор-машинист	6.06×10^{-5}

Как видно из представленных выше в таблице 5.13.2-2 данных, значения индивидуального риска для всех категорий персонала установки АТ-ВБ находятся на приемлемом уровне, в сравнении со значением допустимого риска для работников производства, представленном в проекте ФНиП «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих производств» [61].

Справочно отметим, что ненулевая, но исключительно малая вероятность того, что на площадке установки АТ-ВБ появится персонал других установок или служб завода, существует. Однако риск этого пренебрежимо мал, и не рассматривается в работе.

Следует отдельно отметить, что риск для персонала других установок и инженерно-технического персонала МНПЗ в рамках данной работы не оценивается, поскольку полученные для них значения риска от аварий рассматриваемой отдельно установки АТ-ВБ будут нерепрезентативны, так как она не является их постоянным рабочим местом и в зоне потенциального смертельного поражения от аварий на установке АТ-ВБ они могут находиться только малые промежутки времени, большую часть «своего» риска получая на своих постоянных рабочих местах.

5.14. ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИСТИЧНЫХ ЧС

Значительную опасность представляют аварии, в ходе развития которых в зону поражения от первичных поражающих факторов (в значительной степени – избыточного давления во фронте ударной волны) попадают другие единицы оборудования. В случае, если уровень воздействия поражающих факторов аварии превышает прочностные характеристики поражаемого оборудования, оборудование теряет герметичность и его содержимое также поступает в окружающую среду и может принять участие в создании дополнительных (вторичных) поражающих факторов.

Таблица 5.14-1. Сценарии реалистичных ЧС

№ сценария	Описание сценария
$С_Е$-1	**Теплообменное оборудование:** Частичная или полная разгерметизация теплообменного оборудования → разлив нефтепродукта → образование паро-газо-воздушного облака (ПГВО) → распространение ПГВО → попадание ПГВО в зону нахождения источника зажигания или самовоспламенение→ зажигание облака → сгорание ПГВО с образованием ударной волны → попадание в зону возможных поражающих факторов другого оборудования → последующее развитие аварии на другие блоки, содержащие опасные вещества
$С_К$-1	**Колонны и реакционные камеры:** Частичная или полная разгерметизация колонн (К-1, К-2, К-2а, К-5) → разлив нефтепродукта → образование взрывоопасной парогазовой смеси паров нефтепродукта и воздуха (ПГВО) → распространение ПГВО → попадание ПГВО в зону нахождения источника зажигания или самовоспламенение → зажигание облака → сгорание ПГВО с образованием ударной волны → попадание в зону возможных поражающих факторов другого оборудования → последующее развитие аварии на другие блоки, содержащие опасные вещества
$С_П$-1	**Печи:** Прогар змеевика печи (П-1, П-2, П-3, П-4) → вытекание струи нефтепродукта → зажигание струи нефтепродукта → пожар в печи → разгерметизация (разрыв) трубопровода вывода нефтепродукта из печи (П-1, П-2, П-3, П-4) → разлив нефтепродукта → образование взрывоопасной парогазовой смеси паров нефтепродукта и воздуха (ПГВО) → зажигание облака → сгорание ПГВО с образованием ударной волны → попадание в зону возможных поражающих факторов другого оборудования → последующее развитие аварии на другие блоки, содержащие опасные вещества
$С_Т$-1	**Трубопроводы:** Частичная разгерметизация (разрыв) трубопровода с бензином → разлив бензина → образование ПГВО → распространение ПГВО → попадание ПГВО в зону нахождения источника зажигания → зажигание облака → сгорание ПГВО с образованием ударной волны → попадание в зону возможных поражающих факторов другого оборудования → последующее развитие аварии на другие блоки, содержащие опасные вещества
$С_Н$-1	**Насосы:** Разрушение торцевого уплотнения насоса → разлив нефтепродукта → образование ПГВО в насосной → зажигание облака от источника зажигания или самовоспламенение → сгорание ПГВО с образованием ударной волны → попадание в зону возможных поражающих факторов другого оборудования → последующее развитие аварии на другие блоки (насосы и трубопроводы), содержащие опасные вещества

В таблице выше представлено общее описание типовых сценариев возникновения и развития аварий. Каждый из сценариев описывает наиболее характерных ход развития аварийной ситуации для каждого вида типового оборудования, используемого на установке АТ-ВБ, который может при определенных условиях (достаточной интенсивности воздействия поражающих факторов аварии) может привести к повреждению или полному разрушению других единиц оборудования.

В общем случае последствия конкретного сценария, реализовавшегося на определенной единице оборудования, и интенсивность воздействия поражающих факторов аварии рассчитываются отдельно для каждого из сценариев возникновения и развития аварии, с отдельной оценкой интенсивности воздействия поражающих факторов на другие единицы оборудования.

5.15. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ РИСКА РЕАЛИСТИЧНЫХ ЧС

Для всех сценариев развития аварии для оценки масштаба вовлечения других единиц оборудования в развитие аварии рассчитывался коэффициент, отражающий среднюю вероятность вовлечения других единиц оборудования в развитие аварии. Оценка средней вероятности вовлечения других единиц оборудования в развитие аварии проводилось на основе 100 итераций динамического моделирования с установлением направлений ветвления деревьев событий методом Монте-Карло. В полном объеме подобного рода воздействия учитываются в ходе динамического моделирования хода развития аварии.

Также для каждой единицы оборудования рассчитывался средний коэффициент эскалации, выраженный в исходном количестве опасных веществ в аварийном оборудовании к суммарному количеству опасных веществ в поражаемом в ходе развития аварии другом оборудовании.

В рамках данного отчета представление полных результатов расчетов даже только для крупных аварий (с утечками с эквивалентным диаметром отверстия 50 мм и выше или для случая полного разрушения оборудования) весьма затруднительно, поскольку таблица, представляющая эти результаты содержит более 45 тысяч строк (более 2.5 тыс. страниц). В обобщенном виде с группировкой по выделенным выше (см. раздел 5.14) реалистичным сценариям ЧС результаты расчетов представлены в Таблице 5.15-1.

Таблица 5.15-1. Характерные дистанции поражения для вовлечения другого оборудования в развитие аварии

№	Оборудование	Тип и масса опасных веществ в единице оборудования, тонн	Характерная дистанция поражения другого оборудования, м (границы 75%-50% вероятности поражения)	Среднее количество единиц оборудования, попадающих в зону разрушения 75-50%.	Средний коэффициент эскалации
C_E-1	Т-1, Т-2/1,2, Т-3/1,2	нефть, 1,46 Дизельное топливо, 1,43	14-20	2,76	3,72
	Т-4,Т-5/1,2	нефть, 1,46 Мазут, 2,67	19-28	4,97	2,01
	Т-6/1-4	Мазут+гудрон, 6,27 Висбрекинг остаток, 3,9	26-39	3,12	1,68
C_K-1	К-1	Бензин, 7,5 Нефть, 30	41-60	1,74	1,15
	К-2	Дизельное топливо, 11,3 Мазут, 20,7	39-57	3,54	0,71
	К-2а	Бензин, 11,5 Дизельное топливо, 12,8	35-52	3,51	4,32
	К-3	Дизельное топливо, 5,4	21-31	2,14	9,21
	К-3а	Дизельное топливо, 2,5	16-24	4,01	4,61
	К-5	Бензин, 8,7 Фр.180-350С, 7 Висбрекинг остаток, 17,8	39-58	4,12	2,94
	К-6	Фр.180-350С, 3,5	18-27	0,78	0,16
	Е-1	Бензин, 9,8	26-38	5,77	4,98
	Е-2	Бензин, 28	37-54	7,29	1,90
	Е-4	Мазут+гудрон, 70	40-58	3,27	0,52
	Е-5	Бензин, 28	37-54	7,98	3,44
	РК-1, РК-2	Мазут+гудрон, 29	33-48	2,52	0,68
$C_П$-1	П-1, П-2	Мазут, 13,3	23-33	1,12	1,91
	П-3, П-4	Мазут+гудрон, 15,9	24-35	1,18	1,79
$C_Т$-1	Трубопровод с бензином	Бензин, 11,2	27-40	3,78	4,11
$C_Н$-1	Насосы	-	Не рассчитывалось, зона поражения ограничена зданием насосной	5,31	9,29

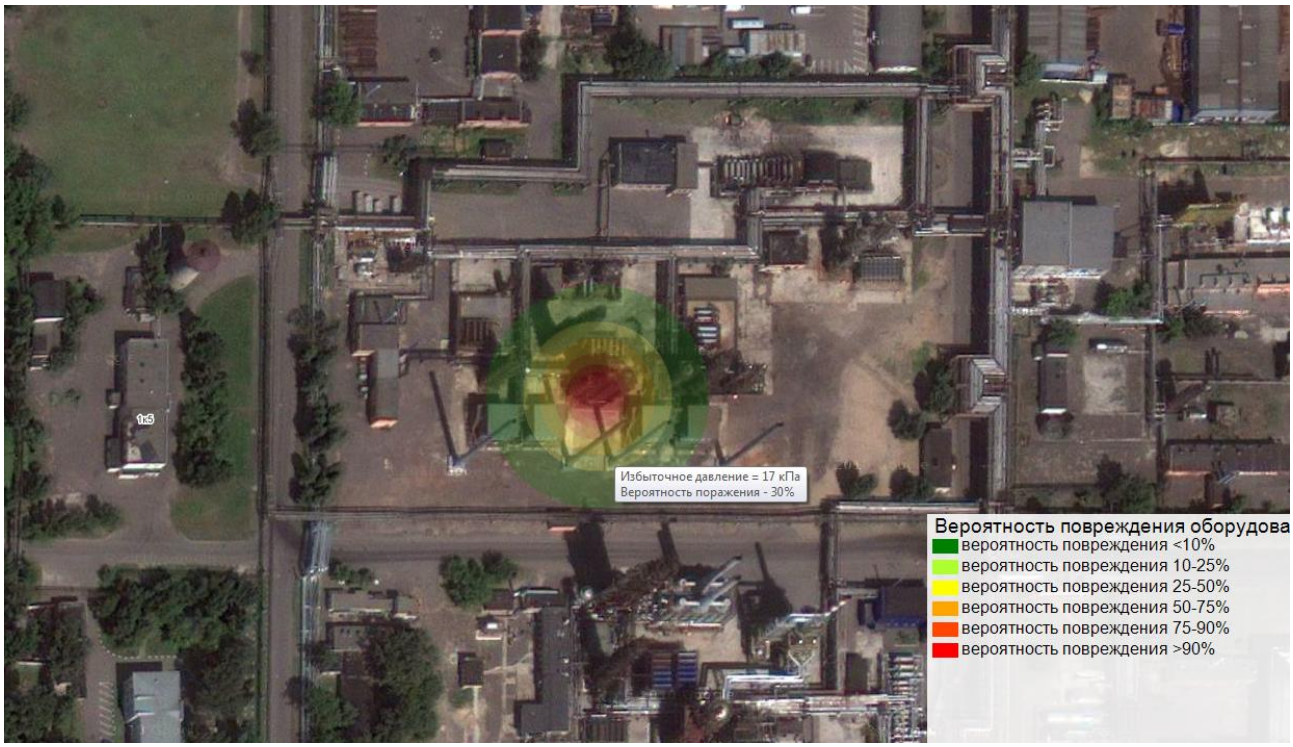


Рисунок 5.15-1. Схема размещения оборудования, потенциально вовлекаемого в развитие сценария аварии (пример)

На Рисунке 5.15-1 в качестве примера схематично показано распределение вероятности повреждения / полного разрушения другого (соседнего) оборудования для одного из рассматриваемых сценариев (сценарий $С_К$-1, см. табл. 5.14-1). На данном рисунке в графическом виде показано, что при реализации данного сценария на колонне К-2а в зону с вероятностью повреждения в 75% и выше попадают: колонны К-3а и К-2; в зону с вероятностью повреждения 50-75% попадают: колонна К-3; и в зону с вероятностью повреждения более 10% попадают: колонны К-1, К-5 и К-6, печи П-2 и П-3, здания насосных №1 и №2, а также трубопроводная эстакада №1 со всеми находящимися на ней трубопроводами.

5.16. ОЦЕНКА ПОЖАРНОГО РИСКА

5.16.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТАХ ПОЖАРНОГО РИСКА

Согласно статье 6 Федерального закона Российской Федерации от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [60] расчеты по оценке пожарного риска проводятся при определении соответствия объекта защиты требованиям пожарной безопасности в случаях отсутствия для объекта защиты обязательных требований, установленных федеральным законодательством, или невыполнении в полном объеме требований нормативных документов по пожарной безопасности. При этом расчеты по оценке пожарного риска являются составной частью декларации пожарной безопасности или декларации промышленной безопасности.

Согласно части 7 статьи 6 Федерального закона РФ №123-ФЗ [60] порядок проведения расчетов по оценке пожарного риска определяется нормативными правовыми актами Российской Федерации.

В настоящее время порядок проведения расчетов по оценке пожарного риска определяется Постановлением Правительства РФ от 31 марта 2009 г. № 272 «О

порядке проведения расчетов по оценке пожарного риска», которым утверждены «Правила проведения расчетов по оценке пожарного риска». Согласно п. 5 указанных Правил определение расчетных величин пожарного риска проводится по методикам, утверждаемым МЧС России.

В соответствии с ФЗ №123-ФЗ и постановлением Правительства РФ от 31 марта 2009 г. № 272 приказом МЧС России от 10 июля 2009 г. №404 была утверждена «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» [38]. Позже приказом МЧС России от 14 декабря 2010 г. №649 были утверждены изменения в указанную методику.

Также в ходе работ по проведению пилотной КОР для целей определения расчетных величин пожарного риска в качестве справочно-методического руководства использовалась окончательная редакция документа «Пособие по определению расчетных величин пожарного риска для производственных объектов», разработанного ФГБУ ВНИИПО МЧС России в рамках работ по НИР «Риски-ПО» «Разработка методики оценки риска пожаров, с учетом обеспечения требуемого уровня пожарной безопасности технологических процессов, промышленных предприятий, в том числе объектов нефтегазового комплекса».

5.16.2. КРИТЕРИИ ПРИЕМЛЕМОСТИ ПОЖАРНОГО РИСКА

Расчетные величины пожарного риска являются количественной мерой возможности реализации пожарной опасности объекта и ее последствий для людей.

Количественной мерой возможности реализации пожарной опасности объекта является риск гибели людей в результате воздействия опасных факторов пожара, в том числе:

- риск гибели работника объекта;
- риск гибели людей, находящихся в селитебной зоне вблизи объекта.

Риск гибели людей в результате воздействия опасных факторов пожара на объекте характеризуется числовыми значениями индивидуального и социального пожарных рисков.

Риск гибели людей в результате воздействия опасных факторов пожара на объекте характеризуется числовыми значениями индивидуального и социального пожарных рисков.

Расчеты по оценке пожарного риска проводятся путем сопоставления расчетных величин пожарного риска с соответствующими нормативными значениями пожарных рисков, установленными Федеральным законом №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [60] в статье 93:

Величина индивидуального пожарного риска в зданиях, сооружениях, строениях и на территориях производственных объектов не должна превышать одну миллионную в год (т.е. 10^{-6} год$^{-1}$).

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 (т.е. 10^{-4} год$^{-1}$). При этом должны быть предусмотрены меры по обучению персонала действиям при пожаре и по социальной защите работников, компенсирующие их работу в условиях повышенного риска.

Величина индивидуального пожарного риска в результате воздействия опасных факторов пожара на производственном объекте для людей, находящихся в

селитебной зоне вблизи объекта, не должна превышать одну стомиллионную в год (т.е. 10^{-8} год$^{-1}$).

Величина социального пожарного риска воздействия опасных факторов пожара на производственном объекте для людей, находящихся в селитебной зоне вблизи объекта, не должна превышать одну десятимиллионную в год (т.е. 10^{-7} год$^{-1}$).

5.16.3. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПОЖАРНОГО РИСКА

5.16.3.1. ЗНАЧЕНИЯ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ПОЖАРНОГО РИСКА

В соответствии с данными по распределению персонала - доли времени, проводимой в каждой из выделенных зон (см. Таблицу 5.7-2) были рассчитаны средние значения индивидуального пожарного риска для рассматриваемых категорий персонала.

Поскольку достоверно определить, где в момент реализации аварийной ситуации будет находиться каждый человек из обслуживающего персонала установки АТ-ВБ, не представляется возможным в принципе, то для получения оценок индивидуального риска использовались оценки доли времени, проводимого определенными категориями персонала на различных открытых участках установки АТ-ВБ или в различных зданиях (операторная, насосные и т.д.). Использованные оценки доли времени, проводимых на различных участках установки АТ-ВБ, составлялись с учетом реального процесса эксплуатации установки и были согласованы с представителями каждой из выделенных категорий обслуживающего персонала установки АТ-ВБ.

Таким образом, для получения значений индивидуального риска для каждой из категорий персонала доля времени, проводимая входящими в нее работниками в каждой из рассматриваемых открытых зон или внутри зданий, умножалась на средний потенциальный риск (среднее значение частоты возникновения смертельных поражающих факторов) усредненный по всей площади рассматриваемых открытых площадок и зданий. Результирующее значение корректировалось с учетом режима работы (сменности) рассматриваемых категорий персонала с учетом количества человек, входящих в каждую из категорий. Детально процесса расчета значений индивидуального риска рассмотрен выше в разделе 3.6.3.

Расчёт индивидуального (производственного) риска абсолютно идентичен и по смыслу, и по содержанию расчету пожарного риска, который установлен Методикой определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» (утверждена приказом МЧС от 10.07.2009 г №404, зарегистрировано в Минюсте от 17.08.2009 г №14541) с изменениями (утверждены приказом МЧС России от 14 декабря 2010 г. №649, зарегистрировано в Минюсте от 20.01.2011 г. №19546) [38].

Результаты расчета значений индивидуального пожарного риска представлены ниже в таблице 5.16.1-1.

Таблица 5.16.3-1. Расчетные значения индивидуального пожарного риска

№	Категория персонала	Индивидуальный пожарный риск, случаев в год
1	Начальник установки	5.61×10^{-5}
2	Механик установки	7.32×10^{-5}
3	Старший оператор смены	3.22×10^{-5}
4	Оператор блока АТ	4.68×10^{-5}
5	Оператор блока ВБ	4.68×10^{-5}

№	Категория персонала	Индивидуальный пожарный риск, случаев в год
6	Оператор блока печей	4.68×10^{-5}
7	Оператор-машинист	5.48×10^{-5}

Как видно из представленных выше в таблице 5.16.3-1 данных, значения индивидуального пожарного риска для всех категорий персонала установки АТ-ВБ находятся на приемлемом уровне в соответствии с критерием допустимого индивидуального пожарного риска для работников производственных объектов повышенного пожарного риска, установленном на уровне одной десятитысячной в год (10^{-4} случаев в год) Федеральным законом №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [60].

Ввиду отсутствия в зоне воздействия опасных факторов пожара селитебных зон или мест постоянного проживания или мест массового скопления населения значения индивидуального пожарного риска для населения полностью удовлетворяют критерию допустимого индивидуального пожарного риска от воздействия опасных факторов пожара на производственном объекте для людей, находящихся в селитебной зоне вблизи объекта, который не должен превышать одну стомиллионную в год (10^{-8} случаев в год) в соответствии с требованиями Федерального закона №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [60].

5.16.3.2. ЗНАЧЕНИЯ СОЦИАЛЬНОГО ПОЖАРНОГО РИСКА

Ввиду отсутствия в зоне воздействия опасных факторов пожара селитебных зон или мест постоянного проживания или мест массового скопления населения значения социального пожарного риска (частоты гибели 10 и более представителей населения при реализации сценария пожара или взрыва) полностью удовлетворяют критерию допустимого социального пожарного риска воздействия опасных факторов пожара на производственном объекте для людей, находящихся в селитебной зоне вблизи объекта, который не должен превышать одну десятимиллионную в год (10^{-7} случаев в год) в соответствии с требованиями Федерального закона №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [60].

6. ВЫЯВЛЕНИЕ ПРИЕМЛЕМОСТИ РИСКА

В рамках первого этапа настоящего исследования была проведена КОР установки АТ-ВБ МНПЗ. На основании данных об установке АТ-ВБ была построена модель безопасности, которая представляет собой формализованное описание собранных исходных данных, полностью и достоверно описывающих исследуемый объект, и хранящихся в компьютерной базе данных с определенной структурой (см. главу 5, приложение 2). С учетом построенной модели безопасности были проведены расчеты КОР посредством специальных компьютерных кодов, которые позволили определить основной показатель уровня безопасности производств (нормируемый параметр) – индивидуального риска персонала (см. раздел 6.1). Полученные значения сравнили с фоновыми значениями риска (см. далее раздел 6.2) и критериями приемлемости (допустимости) риска, установленными проектом ФНиП «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих производств» [61] (см. раздел 6.3). Общие выводы представлены ниже в разделе 6.4.

6.1. РАСЧЕТНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ РИСКА ДЛЯ ПЕРСОНАЛА УСТАНОВКИ АТ-ВБ

Таким образом, в результате проведенных расчетов были определены средние значения индивидуального риска (частота поражения отдельного человека в результате воздействия исследуемых факторов опасности аварий [19]) для всех категорий персонала установки АТ-ВБ

Расчетные значения нормируемого параметра – значения индивидуального риска, представлены ниже в Таблице 6.1-1.

Таблица 6.1-1. Средние значения индивидуального риска

№	Категория персонала	Индивидуальный риск, случаев в год
1	Начальник установки	5.90×10^{-5}
2	Механик установки	7.90×10^{-5}
3	Старший оператор смены	3.32×10^{-5}
4	Оператор блока АТ	5.14×10^{-5}
5	Оператор блока ВБ	5.14×10^{-5}
6	Оператор блока печей	5.14×10^{-5}
7	Оператор-машинист	6.06×10^{-5}

С целью определения приемлемости риска требуется сравнение полученных расчетных значений индивидуального риска для персонала установки АТ-ВБ с нормируемым значением, предлагаемым в проекте ФНиП «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих производств» [61], а также с фоновыми значениями вероятности гибели по различным причинам (бытовые пожары, ДТП, наркотические и алкогольные отравления и т.д.), которое представлено ниже в разделах 6.2 и 6.3, выводы о результатах сравнения представлены в разделе 6.4.

6.2. ФОНОВЫЕ ЗНАЧЕНИЯ РИСКА

По статистике ежегодно из-за "неестественных причин" население России сокращается на примерно четверть миллиона человек. Под "смертностью от

"неестественных причин" понимается смертность, обусловленная не болезнями, а различными внешними воздействиями – умышленными (убийства и самоубийства) или неумышленными (всякого рода несчастные случаи).

Число смертей от внешних причин и их доля среди всех причин смерти в России весьма высоки в сравнении с другими развитыми странами, и их вклад в общую смертность все время растет. Если в начале 20 века в России на сто миллионов населения от внешних причин ежегодно умирало около 40 тысяч человек (или 40 на 100 тысяч населения) и это составляло чуть больше 1% всех умерших, то сейчас в России, где живет менее 150 миллионов, ежегодно от внешних причин умирает около 300 тысяч человек (или свыше 200 на 100 тысяч населения), и это составляет почти 15% всех умерших, а в некоторые годы и более. В европейских странах доля смертей от внешних причин принципиально не менялась, составляя в мирное время 6-8%. В США с населением почти вдвое большим, чем в России, эти причины уносят почти в 2,5 раза меньше жизней (148 тысяч против 359 в 1995 году) и также составляют всего 6% всех смертей.

Количество утонувших в водоемах людей примерно равно количеству сгоревших при пожарах. Особенно показательно число утонувших на 100 тысяч жителей – у нас оно самое высокое в мире – более 7 человек на 100 тыс. (Для сравнения в разные годы эта цифра была в Никарагуа - 6,3; Германии - 0,5; во Франции - 2,1; в Австралии - 1,1.) 40 процентов утонувших – дети. 1/3 утонувших – в состоянии алкогольного опьянения.

Значения индивидуального риска, связанного с гибелью от "неестественных причин" [55]показано в табл. 6.2-1.

Таблица 6.2-1. Значения индивидуального риска, связанного с гибелью от «неестественных причин» [55]

Причина гибели	**Число погибших, чел/год**	**Индивидуальный риск, случаев гибели в год на человека**
Самоубийства	до 55 000	3.7×10^{-4}
Наркотики	до 50 000 (как минимум 75% из них - молодые люди в возрасте до 30 лет)	3.4×10^{-4}
ДТП	более 33 000	2.2×10^{-4}
Отравление некачественным алкоголем	33 000 (порядка 40-50 тыс.)	2.2×10^{-4}
Убийства	более 32 000 (30-40 тыс.)	2.1×10^{-4}
Гибель на воде	20000 - 25000	1.4×10^{-4}
Пожары	до 19 000 (80% в жилом секторе)	1.3×10^{-4}
Несчастные случаи на производстве	5000-6000	3.4×10^{-5}
Природные ЧС	2000 - 2500	1.4×10^{-5}
Техногенные ЧС	до 1500	1.02×10^{-5}
Всего	250 000 - 257 000	1.68×10^{-3}

6.3. КРИТЕРИИ ПРИЕМЛЕМОСТИ РИСКА (ПРОЕКТ ФНИП)

Проектом ФНиП «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих производств» [61] предлагаются следующие критерии допустимого риска:

5.4. Индивидуальный риск является допустимым риском, если не превышает следующих значений:

- *для работников производства – $5 \cdot 10^{-4}$ случаев в год;*
- *для населения – $5 \cdot 10^{-6}$ случаев в год.*

Таким образом, если значения фактически рассчитанного индивидуального риска для работников производства и населения превышают указанные выше значения, то риск считается неприемлемым (т.е. недопустимым).

Если значения фактически рассчитанного индивидуального риска для работников производства и населения не превышают указанные выше значения, то риск считается приемлемым (т.е. допустимым).

6.4. ВЫВОДЫ

На основании приведенных в таблице 6.2-1 статистических данных по фоновым значениям индивидуального риска и предлагаемых в проекте ФНиП «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих производств» [61] значениях допустимого индивидуального риска (см. раздел 6.3) можно сделать вывод, что в среднем риск гибели персонала установки АТ-ВБ от аварий на ее территории ниже критериев допустимого риска, предложенных проектом ФНиП, и порядка в 2-4 раза ниже вероятности гибели в дорожно-транспортных происшествиях или при пожаре в жилом секторе, а, следовательно, не представляет значительной угрозы безопасности работающего на установке АТ-ВБ персонала. Таким образом, индивидуальный риск для персонала установки АТ-ВБ можно считать допустимым.

7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Научные исследования по теме проводились в соответствии с утвержденным техническим заданием.

2. В соответствии с ТЗ решались следующие основные задачи:

- анализ существующих методов и подходов к оценке и анализу риска с целью определения адекватности выбранных методов для получения достоверных оценок риска установки АТ-ВБ;
- сбор исходных данных и их оцифровка (ввод в базу данных модели безопасности установки в формате используемого специального вспомогательного программного обеспечения для автоматизации процесса анализа риска);
- построение компьютерного кода (базового варианта модели) установки АТ-ВБ на основе собранных исходных данных.

3. В процессе проведенных исследований получены следующие основные результаты:

- выполнен анализ существующих методов и подходов к оценке и анализу риска;
- разработана методика анализа риска установки АТ-ВБ;
- модель безопасности установки АТ-ВБ;
- рассмотрены возможные сценарии аварий, построены деревья событий и определены вероятности ветвления деревьев событий.

4. Эффект выполненной работы в основном определяется тем, что полученные результаты предназначены для использования при изучении влияния нарушений и защитных мероприятий на риск установки АТ-ВБ Цеха №1 Московского нефтеперерабатывающего завода.

5. Работа выполнена в полном объеме.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. А. Караев, О. Николаенко, А. Черноплёков «По принципу разумной достаточности», информационно-аналитический журнал «ТЭК стратегии развития», № 5, 2010 г.
2. А. Черноплёков, О. Николаенко «Совершенствование нормативных правовых актов в нефтегазовом комплексе России поддерживает модернизацию», «Нефть и Газ Евразия», №3, 2011г.
3. Акимов В.А., Новиков В.Д, Радаев Н.Н. Природные и техногенные чрезвычайные ситуации: опасности, угрозы, риски. - М.: ЗАО ФИО «Деловой мир», 2002. - 343 с.
4. Акимов В.А., Лесных В.В., Радаев Н.Н. Основы анализа и управления риском в природной и техногенной сферах. – М.: Деловой экспресс, 2002. – 352 с.
5. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Функционирование и развитие сложных народнохозяйственных, технических, энергетических, транспортных систем, систем связи и коммуникаций. Раздел первый. М.: МГФ Знание, 1998. – 448 с.
6. Быков А.А., Мурзин Н.В. Проблемы анализа безопасности человека, общества и природы. – СПб.: Наука, 1997. -247 с.
7. Горский В.Г., Моткин Г.А., Петрунин В.А. Терещенко Г.Ф., Шаталов А.А., Швецова-Шиловская Т.Н. Научно-методические аспекты анализа аварийного риска. – М.: Экономика и информатика, 2002. – 260 с.
8. Елохин А. Анализ и управление риском: теория и практика. - М.:ПолиМЕдиа, 2002. – 189 с.
9. Махутов Н.А., Крышевич О.В., Переездчиков И.В., Петров В.П., Тарташов Н.И. Особенности применения методов анализа опасности систем «Человек-машина-среда» на базе нечетких множеств/Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях. Вып.1, 2001. С. 99-110.
10. Можаев А.С., Громов В.Н. Теоретические основы общего логико-вероятностного метода автоматизированного моделирования систем. СПб. ВИТУ, 2000. –145 с.
11. Рябинин И.А., Черкесов Г.Н. Логико-вероятностные методы исследования надежности структурно-сложных систем. М.: Радио и связь, 1981.
12. ГОСТ 51901-2002 Управление надёжностью. Анализ риска технологических систем. Научно-исследовательский институт контроля и диагностики технических систем (АО НИЦ КД).
13. ГОСТ Р ИСО 14971.1-99 Медицинские изделия. Управление риском.
14. Анализ риска опасных производственных объектов проекта «Сахалин-II» . Специальные Технические Условия Проекта (СТУП). М.: Сахалинская энергия, 2004 (открытая публикация).
15. Международный стандарт ИСО 14121 «Безопасность оборудования – принципы оценки риска
16. Методика оценки комплексного риска для населения от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. М.: ВНИ ГОЧС

17. Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей. РД 03-409-01. М., 2001. Утверждена Постановлением Госгортехнадзора России от 26.06.2001 № 25.
18. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах. РД 03-496-02, М., 2002. Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 29.10.2002 № 63.
19. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов. РД 03-418-01. Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 10.07.01 № 30.
20. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. Серия 27. Выпуск 1/ Кол. авторов М.: Гос. унитарное предприятие «научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002. -120 с.
21. МЭК 60812: 1985 Техника анализа надежности систем. Метод анализа вида и последствий отказов (FMEA)
22. МЭК 61025: 1990 Анализ диагностического дерева отказов (FTA)
23. МЭК 61078: 1991 Методика анализа надежности. Метод блок-системы надежности
24. Акимов В.А. и др. Надежность технических систем и техногенный риск. – М.: ЗАО ФИД «Деловой экспресс», 2002. – 368 с.
25. Махутов Н.А., Резников Д.О.,Петров В.П., Куксова В.И. Использование матриц риска при проведении оценки риска и приоритезации защитных мероприятий. Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – М.: ВИНИТИ, 2012, №1. –С.
26. Расчетно-пояснительная записка к декларации промышленной безопасности ОАО «Московский нефтеперерабатывающий завод».
27. Хенли Э.Дж., Кумамото Х. Надежность технических систем и оценка риска. М.: Машиностроение, 1984
28. Измалков В.И., Измалков А.В. Безопасность и риск при техногенных воздействиях. М.-СПб: НИИЦЭБ РАН, 1994
29. AICHE Center for Chemical Process Safety “Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis”, 2nd Edition, October 2000
30. COVO Steering Committee, “The Rijnmond Safety Report: Risk Analysis of Six Potentially Hazardous Industrial Objects in the Rijnmond Area”, D. Reidel, 1982 [Организационный комитет COVO. «Отчет по безопасности Рийнмонда. Анализ рисков на шести потенциально опасных промышленных объектах в районе Рийнмонда». Д. Рейдель, 1982]
31. DnV, “OREDA – Offshore Reliability Data handbook”, 1992 [DnV. OREDA. Справочник данных надежности морских объектов», 1992]
32. E&P Forum, “Hydrocarbon Leak and Ignition Database”, Report No. 11/4/180, 1992 [Форум по разведке и добыче. «База данных об утечках и возгораниях углеводородов», отчет № 11/4/180, 1992]
33. EGIG (European Gas Pipeline Incident Data Group): 8th Report: Gas Pipeline Incidents 1970 – 2010 Document No. EGIG 11.R.0402 December 2011 [Группа сбора данных об авариях на газопроводах в Европе. Третий отчет. Аварии на

газопроводах, 1970-2010 гг. Документ Группы сбора данных об авариях на газопроводах в Европе № EGIG 11.R.0402, декабрь 2011 г.]

34. Health & Safety Executive Project 3573/R74.003 “Analysis of Pressure Vessel Failures in the UK” (refers to Phillips & Warwick 1968, Smith & Warwick 1974 and 1981, Davenport & Warwick 1997) [«Хелт энд Сейфти Экзекьютив. Проект 3573/R74.003 «Анализ отказов сосудов под давлением в Соединенном Королевстве» (со ссылкой на отчеты Филлипса и Уорвика 1968 г., Смита и Уорвика 1974 и 1981 гг., Дэвенпорта и Уорвика 1997 г.)]
35. Lees, F.P., “Loss Prevention in the Process Industry”, 3rd edition ISBN 0-7506-7555-1 Elsevier Butterworth - Heinemann, 2005 [Лис Ф.П. «Предотвращение потерь в перерабатывающей промышленности». 3-е издание, ISBN 0750615478, «Элсевир Баттеруорт - Хейнеманн», 2005 г.]
36. Health & Safety Executive Offshore Safety Division “Offshore injury and incident statistics 2010/2011» [«Хелт энд Сейфти Экзекьютив», отдел обеспечения безопасности на морских объектах. «Статистические данные о травматизме и авариях на морских объектах, 2010/2011 г.»].
37. Health & Safety Executive Offshore Safety Division “Offshore Hydrocarbon Releases Statistics, 2002” for the period 1-10-92 to 31_3-02 inclusive [«Хелт энд Сейфти Экзекьютив», отдел обеспечения безопасности на морских объектах. «Статистические данные о выбросах углеводородах на морских объектах, 2001 г.» за период с 1 октября 1992 г. по 31 марта 2002 г. включительно].
38. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» (утверждена приказом МЧС от 10.07.2009 г №404, зарегистрировано в Минюсте от 17.08.2009 г №14541) с изменениями (утверждены приказом МЧС России от 14 декабря 2010 г. №649, зарегистрировано в Минюсте от 20.01.2011 г. №19546).
39. Puredy G., Campbell H.S., Grint G.C., Smith L.M. An analysis of the risks arising from the transport of liquefied gases in Great Britain. // J. Hazardous Materials, 1988, v. 20,№1-3,p.335-355.
40. Clay G.A., Fitzpatric R.D., Hurst N.W., Carter D.A., Cross-thwalte P.J. Risk assessment for Installations where liquefied petroleum gas (LPG) is stored in bulk vessels above ground. // Journal of Hazardous Materials.- 1988.- Vol.20, №1-3, p. 357-374.
41. Маршалл В. Основные опасности химических производств. - М.: Мир, 1989.
42. Shebeko Yu.N., Korolchenko A.Ya., Shevchuk A.P., et al. Fire and explosion risk assessment for LPG storage. // Fire Science and Technology, 1995, .v.15, № 1-2. p.37-45.
43. Шебеко Ю.Н., Шевчук А.П., Колосов В.А. Смолин И.М., Брилев Д. Р. Оценка индивидуального и социального риска аварий с пожарами и взрывами для наружных технологических установок. // Пожаровзрывобезопасность, 1995, т. 4, №1, с. 21-29.
44. Ройтман М.Я. Противопожарное нормирование в строительстве. - М.: Стройиздат, 1985.
45. Сафонов В.С., Тарабрин В.А. Методическое обоснование противопожарных разрывов для изотермических хранилищ сжиженных га-зов.- В кн.: Вопросы технологии транспортировки газов. - М.: ВНИИГАЗ, 1988, с. 125-143.

46. Бейкер У., Кокс П., Уэстайн П. и др. Взрывные явления: оценка и последствия, т. 1,2. - М.: Мир, 1986.

47. Clancey V.J. The effects of explosions. // Institute of Chemical Engineering Symposium Series, 1982, №71, p.87-108.

48. Кочегаров В.П. Нагрузки от ударных волн при детонации газовоздушных смесей. - В кн.: Охрана труда в строительстве. - М.: МИСИ, 1978, с. 90-95.

49. Гадакчан Н.П., Хуснутдинов Д.З., Кочегаров В.П. Уменьшение разрушений при аварийных детонационных взрывах газо- и паровоздушных смесей. // В кн.: Взрывобезопасность в строительстве. - М.: МИСИ, 1983, с. 104-109.

50. Glesbrecht H., Hemmer G.,Hess K., Leuckel W., Stoeckel A. Analysis of Explosion Hazards on Spontaneous Release of Inflammable Gases into the Atmosphere. // German Chemical Engineering, 1981, v.4, №5, p.315-325.

51. Lawrence W.E., Johnson E.E. Design for Limiting Explosion Damage. // Chemical Engineering, 1974, v.81, N1, p.96-104.

52. Weldon G.E. Damage - Limiting Construction. // Fire Technology, 1973, v.9, №4,. p. 263-270.

53. Двойняшников А.Е., Дорофеев С.Б. Экспериментальное моделирование диаграммы разрушения резервуаров под действием воздушной УВ. // Физика горения и взрыва, 1992, т. 28, №3, С.112-116.

54. Бесчастнов М.В. Оценка и обеспечение взрывобезопасности промышленных объектов. // Безопасность труда в промышленности, 1988, №1, С. 52-57.

55. Декларация Российского научного общества Анализа риска «Об установлении предельно-допустимого уровня риска». Предельно – допустимые уровни риска (пояснительная записка), Проблемы анализа риска, т.3, №2, с.162-168 (2006).

56. Официальный сайт производителя спецодежды Du Pont. Защита от термических рисков: http://www.dpp-europe.com/-Thermal-Protection,3830-.html?lang=ru

57. Серия норм безопасности, № NS-G-2.2. Пределы и условия для эксплуатации и эксплуатационные процедуры для атомных электростанций. Руководство по безопасности. Международное агентство по атомной энергии Вена, 2004 год.

58. Положение об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов ОАО «Газпромнефть – Московский НПЗ».

59. Методические указания по оценке последствий аварийных выбросов опасных веществ. РД-03-26-2007. М., 2007. Утверждены Приказом Ростехнадзора России от 14.12.2007 № 859.

60. Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

61. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих комплексов», проект (вторая редакция опубликована для публичного обсуждения на сайте Ростехнадзора).

62. А.Н. Черноплеков, О.В. Николаенко «Совершенствование нормативных правовых актов в нефтегазовом комплексе России поддерживает модернизацию» // Oil & Gas Eurasia - №3. - 2012. - с.28-34.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ И ПОДХОДОВ К ОЦЕНКЕ И АНАЛИЗУ РИСКА

П1.1. ПОНЯТИЕ РИСКА

Риск – многогранное понятие, прежде всего в современных условиях, экономическое. Риски различаются по виду опасности, по характеру источников риска, по реципиентам риска, по масштабам зоны поражения и по единицам измерения. Соответственно видам риска существуют и меры риска. Наибольшее распространение при анализе последствий аварий и катастроф получили риск для одного человека – локальный и индивидуальный риск, риск для группы людей - групповой (коллективный) риск и индексы риска.

Практика показывает, что крупные аварии, как правило, характеризуются комбинацией случайных событий, возникающих с различной частотой на разных стадиях возникновения и развития аварии (отказы оборудования, ошибки человека, нерасчетные внешние воздействия, разрушение, выброс, пролив вещества, рассеяние веществ, воспламенение, взрыв, интоксикация и т.д.). Учет всех этих событий, анализ и оценка их последствий является сложной и нетривиальной задачей.

Риск, связанный с конкретной ситуацией или техническим процессом, складывается из сочетания следующих элементов:

1. Серьезность ущерба;
2. Вероятность нанесения ущерба, которая зависит от частоты и продолжительности воздействия на людей факторов опасности, вероятности наступления опасного события, возможности избежать или ограничить ущерб, связанной с техническим или человеческим фактором.

Безопасность можно оценить учитывая:

- характер объекта, который должен быть защищен: люди, собственность и/или окружающая среда;
- серьезность повреждений или причинения вреда здоровью: небольшая (обычно обратимый вред), значительная (обычно необратимый вред), смерть;
- степень ущерба (для каждой единицы оборудования): один человек, несколько человек.

Вероятность нанесения ущерба оценивается при учете частоты и продолжительности воздействия, вероятности наступления опасного события, возможности для предотвращения или ограничения ущерба.

П1.2. ОБЗОР МЕТОДОВ АНАЛИЗА И ОЦЕНКИ РИСКОВ

П1.2.1. КОНЦЕПЦИИ И МЕТОДЫ АНАЛИЗА И ОЦЕНКИ РИСКОВ

Существуют два основных вида анализа риска: первый называется дедуктивным, а второй – индуктивным методом. В дедуктивном методе предполагается конечное событие, а затем отбираются события, которые могли бы вызывать это конечное событие. В индуктивном методе предполагается отказ компонента сложной системы. Последующий анализ обеспечивает идентификацию событий, которые этот отказ могли бы вызвать.

Анализ риска обеспечивает получение информации, необходимой для окончательной оценки риска, которая, в свою очередь, позволяет сделать вывод о безопасности оборудования, потенциально опасных объектов и технологий.

Анализ риска может быть как качественным, так и количественным. Он может быть описан как процесс идентификации и анализа наиболее значимых слагаемых общего риска, которому рассматриваемый опасный объект или процесс подвергает население и окружающую среду. Количественный анализ риска для населения и окружающей среды основан на использовании различных концепций, методов и методик.

В настоящее время используются следующие концепции анализа риска: техническая, экономическая, психологическая и социальная [3, 4].

техническая (технократическая) концепция, основанная на анализе относительных частот возникновения ЧС (инициирующих чрезвычайные ситуации событий) как способе задания их вероятностей. При ее использовании имеющиеся статистические данные усредняются по масштабу, группам населения и времени;

экономическая концепция, в рамках которой анализ риска рассматривается как часть более общего затратно-прибыльного исследования. В последнем случае риски есть ожидаемые потери полезности, возникающие вследствие некоторых событий или действий. Конечная цель состоит в распределении ресурсов таким образом, чтобы максимизировать их полезность для общества;

психологическая концепция концентрируется вокруг исследований межиндивидуальных предпочтений относительно вероятностей с целью объяснить, почему индивидуумы не вырабатывают свое мнение о риске на основе средних значений; почему люди реагируют согласно их восприятию риска, а не объективному уровню рисков или научной оценке риска;

социальная (культурологическая) концепция основана на социальной интерпретации нежелательных последствий с учетом групповых ценностей и интересов. Социологический анализ риска связывает суждения в обществе относительно риска с личными или общественными интересами и ценностями. Культурологический подход предполагает, что существующие культурные прототипы определяют образ мыслей отдельных личностей и общественных организаций, заставляя их принимать одни ценности и отвергать другие.

На Рис. П1.2.1-1 приведена укрупненная схема методического аппарата анализа риска [3, 4].

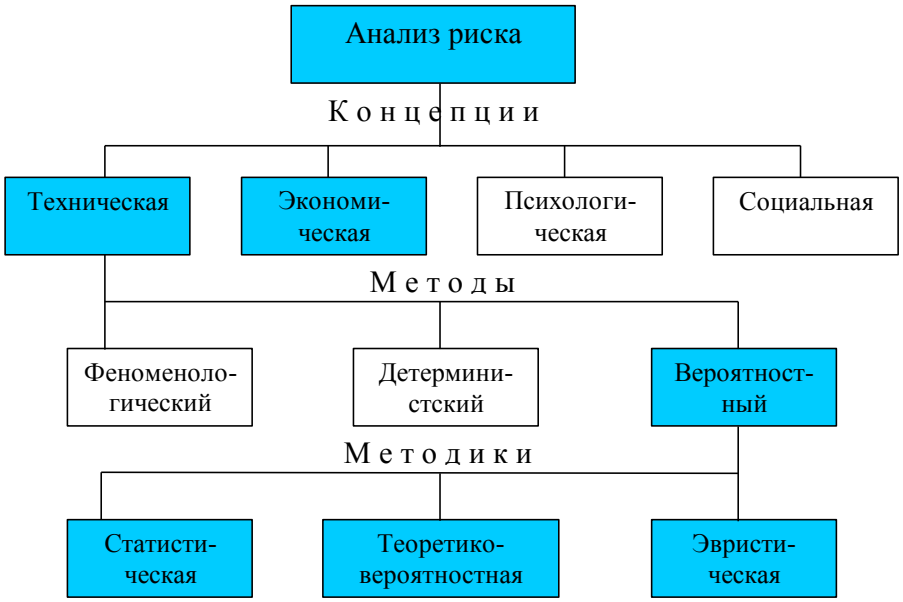


Рисунок П1.2.1-1. Методический аппарат анализа риска

В рамках технократической концепции для определения основных компонент риска необходимо рассматривать распределение опасных событий во времени и по ущербу. Основными элементами, входящими в систему оценки риска, являются источник опасности, опасное событие, вредные и поражающие факторы, объект воздействия и ущерб. Под опасным событием понимается такое событие (авария, катастрофа, экстремальное природное явление), которое приводит к формированию вредных и поражающих факторов для населения, объектов техносферы и окружающей природной среды. Последствия этих факторов определяются величиной наносимого ущерба.

В рамках технократической концепции после идентификации опасностей (выявления принципиально возможных рисков) необходимо оценить их уровень и последствия, к которым они могут привести, т.е. вероятность соответствующих событий и связанный с ними потенциальный ущерб. Для этого используют методы оценки риска, которые в общем случае делятся на феноменологические, детерминистские и вероятностные [3, 4, 5].

Феноменологический метод базируется на определении возможности или невозможности протекания аварийных процессов, исходя из результатов анализа необходимых и достаточных условий, связанных с реализацией тех или иных законов природы. Этот метод наиболее прост в применении, но дает надежные результаты, если только рабочие состояния или процессы таковы, что можно с достаточным запасом достоверности определить текущее состояние компонентов рассматриваемой системы (он не надежен вблизи границ резкого изменения состояния веществ и систем). Феноменологический метод хорош при определении сравнительного уровня безопасности различных типов промышленных установок, технологий, но мало пригоден для анализа разветвленных аварийных процессов, развитие которых зависит от надежности тех или иных частей установки или/и ее средств защиты.

Детерминистский метод предусматривает анализ последовательности этапов развития аварий, начиная от исходного события через последовательность предполагаемых стадий отказов, деформаций и разрушения компонентов до установившегося конечного состояния системы. Ход аварийного процесса изучается и предсказывается с помощью математического моделирования, построения имитационных моделей и проведения сложных расчетов. Детерминистский подход обеспечивает наглядность и психологическую приемлемость, так как дает возможность выявить основные факторы, определяющие ход процесса. В ядерной энергетике этот подход долгое время являлся основным при определении степени безопасности ядерных энергоблоков в нормативных документах, связанных с регулированием использования ядерной энергии. Но и этот метод также обладает недостатками: существует потенциальная возможность упустить из вида какие-либо важные цепочки событий при развитии аварии, построение достаточно адекватных математических моделей является трудной задачей, для тестирования расчетных программ часто требуется проведение сложных и дорогостоящих экспериментальных исследований.

Детерминистический метод реализуется на базе фундаментальных закономерностей, которые в последние годы объединяют в рамках новых научных дисциплин – физики, химии и механики катастроф.

В ***вероятностном методе*** анализ риска содержит как оценку вероятности возникновения аварии, так и расчет относительных вероятностей того или другого пути развития процессов. При этом анализируются разветвленные цепочки событий

и отказов оборудования, выбирается подходящий математический аппарат и оценивается полная вероятность аварий. Расчетные математические модели в этом подходе, как правило, можно значительно упростить в сравнении с детерминированными схемами расчета. Основные ограничения вероятностного анализа безопасности (ВАБ) связаны с недостаточностью сведений по функциям распределения параметров, а также недостаточной статистикой по отказам оборудования. Кроме того, применение упрощенных расчетных схем снижает доверительность получаемых оценок риска для тяжелых аварий. Тем не менее, вероятностный метод в настоящее время считается одним из наиболее перспективных для применения в будущем.

На основе вероятностного метода могут быть построены различные методики оценки рисков, которые в зависимости от имеющейся исходной информации делятся на:

- статистическая, когда вероятности определяются по имеющимся статистическим данным (при их наличии);
- теоретико-вероятностная, используемая для оценки рисков от редких событий, когда статистика практически отсутствует;
- эвристическая, основанная на использовании субъективных вероятностей, получаемых с помощью экспертного оценивания (используется при оценке комплексных рисков от различных опасностей, когда отсутствуют не только статистические данные, но и математические модели (либо модели слишком грубы, т.е. их точность низка)).

Для сложных систем обычно используется сочетание перечисленных выше методов.

Оценка риска в соответствии с международными стандартами является итеративным процессом. То есть общая оценка риска должна позволять сделать вывод о том, достигнут ли допустимый риск. В случае если допустимый риск не достигнут после применения мер безопасности (защитных мер), то процесс оценки риска должен быть повторен. И так до тех пор, пока не будет достигнут указанный допустимый риск.

П1.2.2. КАЧЕСТВЕННЫЕ И КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ РИСКА

При оценке риска применяются качественные, полуколичественные (комбинированные) и количественные методы анализа. При этом они могут быть дедуктивными или индуктивными. Они могут комбинироваться, что совершенно закономерно, при исследовании сложных и опасных технических систем, аварии на которых могут привести к тяжелым последствиям.

Методы анализа риска непрерывно разрабатываются и совершенствуются, обычно применительно к конкретным практическим проблемам. Среди них можно назвать опросные листы, структурные диаграммы, карты потоков, персональную инспекцию, «деревья» событий и «деревья» отказов, метод индексов опасностей, метод аналогий и т.д.

В промышленно развитых странах получили широкое распространение наряду с методом деревьев отказов (неисправностей) FTA (FAULT TREE ANALYSIS) и методом деревьев событий (EVENT TREE ANALYSIS) такие методы как:

- обзор безопасности (SAFETY REVIEW);

- метод контрольных листов (CHECKLIST ANALYSIS);
- метод "А что если?" (WHAT, IF);
- предварительное исследование опасности (PRELIMINARY HAZARD ANALYSIS);
- анализ видов отказов и последствий (FAILURE MODES AND EFFECTS ANALYSIS);
- метод изучения опасностей и функционирования (HAZARD AND OPERABILITY STUDY-HAZOP);
- анализ причин-последствий (CAUSE-CONSEQVENCE ANALYSIS);
- анализ ошибок персонала (HUMAN RELIABILITY ANALYSIS).

Некоторые из них определены международными стандартами. Например, анализ дерева неисправностей (отказов) FTA определен в стандарте МЭК[22]. А анализ состояния и результатов отказа – FMEA(Failure Modes and Effects Analysis) определен в стандарте МЭК[21]. Также международным стандартом определена Методика анализа надежности, Метод блок-системы надежности (МЭК 61078: 1991) [23].

Рассмотрим основные методы, применяемые при анализе и оценке рисков, рассматривая их с точки зрения качественного и количественного анализа и оценки рисков. Эти методы разделяются условно, так как качественные методы могут быть преобразованы в количественные при учете численных значений факторов опасностей и ущербов.

Одним из подходов исследования опасных процессов или объектов может служить использование различных контрольных листов, таблиц, матриц и функций. Они могут нести как качественную, так и количественную информацию. Количественная оценка может быть интервальной. Заполнение контрольных листов, таблиц возможно с помощью опросов экспертов, применением численных методов, экспериментальных исследований и т.д.

П1.2.2.1. КАЧЕСТВЕННЫЕ МЕТОДЫ

Начнем с метода экспертных оценок [15]. Экспертные оценки представляют собой подход, в котором не используется напрямую математический анализ как средство принятия решения. Эксперт (эксперты) при выработке рекомендаций полагаются обычно на свой опыт и профессиональную интуицию в большей степени, чем на формальные аналитические методы. При этом могут быть предложены не только решения, основанные на прошлом опыте, но и новые подходы для решения данной поставленной задачи. Чтобы свести к минимуму ошибки или просто неверные решения, применяются методы оценки квалификации экспертов, сравнение рекомендаций различных экспертов и другие способы, разрабатываемые теорией принятия решений.

Метод экспертной оценки может использоваться в тех случаях, когда формальные методы слишком сложны и исходная база данных недостаточна для получения однозначного аналитического решения. Кроме того, с помощью формальных методов трудно учитывать особенности социально-психологической ситуации и другие особенности, не укладывающиеся в схему, например, баланса "затраты-выгода".

Применение экспертных оценок требует анализа их объективности и надежности. С одной стороны, нет гарантий, что полученные оценки достоверны, а с другой –

существуют значительные трудности при проведении опроса экспертов и обработке полученных данных. Эти трудности связанны:

- с согласованностью мнений экспертов;
- устойчивостью оценок;
- недостаточной квалификацией экспертов и их заинтересованностью;

В практике экспертизы и прогнозирования применяются как индивидуальные, так и групповые (коллективные) экспертные опросы. Основными целями использования индивидуальных экспертных оценок являются:

- прогнозирование развития событий и явлений, а также оценка их значимости в текущем периоде;
- анализ и обобщение результатов, представленных другими экспертами;
- составление сценариев развития ситуации;
- заключение о работе других специалистов или организаций (рецензии, отзывы, экспертизы и т. д.).

Вид опроса по существу определяет разновидность метода экспертной оценки. Основными видами опроса являются: ***анкетирование, интервьюирование, метод «Дельфи», мозговой штурм (мозговая атака), дискуссия*** **[24].**

Выбор того или иного вида опроса определяется целями экспертизы, сущностью решаемой проблемы, полнотой и достоверностью исходной информации, располагаемым временем и затратами на проведение опросов.

Анкетирование представляет собой опрос экспертов в письменной форме с помощью анкет. В анкете содержатся вопросы, которые позволяют выяснить существо и аргументацию ответов.

По типу основные вопросы классифицируются на открытые, закрытые и с веером ответов. Открытые вопросы предполагают ответ в произвольной форме. Закрытые вопросы – это такие вопросы, на которые ответ может быть дан в виде «да», «нет», «не знаю». Вопросы с веером ответов предполагают выбор экспертами одного из совокупности предполагаемых ответов.

Открытые вопросы целесообразно применять в случае большой неопределенности проблемы. Этот тип вопросов позволяет широко охватить рассматриваемую проблему, выявить спектр мнений экспертов. Недостатком такого типа вопросов является возможное разнообразие и произвольная форма ответов, что существенно затрудняет обработку анкет.

Закрытые вопросы применяются в случае рассмотрения четко определенных двух альтернативных вариантов, когда требуется по существу определить степень большинства мнений по этим альтернативам. Обработка закрытых вопросов не вызывает каких-либо трудностей.

Вопросы с веером ответов целесообразно использовать при наличии нескольких достаточно определенных альтернативных вариантов.

Если анкетирование проводится в несколько туров, то целесообразно при большой сложности и неопределенности проблемы вначале использовать открытые типы вопросов, а на последующих турах – с веером ответов и закрытые типы.

Интервьюирование – это устный опрос, проводимый в форме беседы-интервью. Для подготовки беседы опрашивающий разрабатывает вопросы к эксперту.

Характерной особенностью этих вопросов является возможность быстрого ответа на них экспертом, поскольку он практически не имеет времени на обдумывание.

Тематика интервью сообщается эксперту заранее, но конкретные вопросы ставятся непосредственно в процессе беседы. Целесообразно в связи с этим готовить последовательность вопросов, начиная от простого и постепенно их углубляя и усложняя, но вместе с тем и конкретизируя.

Достоинством этого метода является непосредственный контакт с экспертом, что позволяет быстро получить необходимую информацию путем прямых и уточняющих вопросов в зависимости от ответов эксперта.

Недостатками интервью являются возможность сильного влияния опрашивающего лица на ответы экспертов, отсутствие времени для глубокого обдумывания ответов и большие затраты его на опрос всего состава экспертов.

Метод «Дельфи» является одним из наилучших методов использования суждения экспертов, предусматривающий проведение опросов в несколько туров. Он представляет собой многотуровую процедуру анкетирования с обработкой и сообщением результатов каждого тура экспертам, работающим инкогнито по отношению друг к другу. Процесс выработки суждений экспертами здесь управляется проводящей опрос рабочей группой через обратную связь.

Большая группа экспертов опрашивается в несколько этапов, затем результат предыдущего этапа вместе с дополнительной информацией сообщается всем участникам. Во время третьего или четвертого этапа, анонимный опрос концентрируется на тех аспектах, по которым пока не достигнуто никакого соглашения.

В принципе, данный метод является методом предсказаний, который также применяется для генерирования новых идей. Также известны примеры применения метода «Дельфи», связанные с постановкой вопросов, требующих в качестве ответов цифровой оценки параметров.

Итеративная процедура опроса с сообщением результатов обработки после каждого тура обеспечивает лучшее согласование мнений экспертов, поскольку эксперты, давшие сильно отклоняющиеся оценки, вынуждены критически осмыслить свои суждения и обстоятельно их аргументировать.

Основным фактором повышения точности ответов является итеративная процедура опроса с сообщением результатов обработки экспертам и указанием конкретного места оценки каждого эксперта.

Повышение эффективности проведения экспертизы по методу «Дельфи» возможно при автоматизированном процессе фиксации, обработки информации.

Мозговой штурм (мозговая атака) представляет собой групповое обсуждение с целью получения новых идей, вариантов решений проблемы. Характерной особенностью этого вида экспертизы является активный творческий поиск принципиально новых решений в трудных тупиковых ситуациях, когда известные пути и способы решения оказываются непригодными. Для поддержания активности и творческой фантазии экспертов категорически запрещается критика их высказываний. Свободные высказывания способствуют коллективной генерации идей. С помощью этого метода можно решать многие важные задачи безопасности, например:

- задачи определения вариантов выбора систем защиты, один из которых является оптимальным;

- задачи, решение которых требует параллельного или последовательного использования ряда разнообразных методов защиты;
- задачи, решение которых требует выявления факторов, учитываемых при определении окончательного решения.

Дискуссия. Этот вид экспертизы широко применяется на практике для обсуждения проблем, путей их решения, анализа различных факторов и т.п. Группа управления проводит предварительный анализ проблем дискуссии с целью четкой формулировки задач, определения требований к экспертам, их подбора и методики проведения дискуссии.

Сама дискуссия проводится как открытое коллективное обсуждение рассматриваемой проблемы, основной задачей которого является всесторонний анализ всех факторов, положительных и отрицательных последствий, выявление позиций и интересов участников.

Рассмотренные виды опроса дополняют друг друга и в определенной мере являются взаимозаменяемыми. Для генерации новых идей, направленных на решение проблем, целесообразно применять мозговой штурм, дискуссии, анкетирование и метод «Дельфи» (первые два тура).

Всесторонний критический анализ поставленной задачи может быть проведен в форме дискуссии. Для количественной и качественной оценки свойств, параметров, времени и других характеристик исследуемых объектов применяются анкетирование и метод «Дельфи». Интервьюирование целесообразно использовать для уточнения результатов, полученных другими видами экспертизы.

Методы **проверочного листа, контрольных карт** и **«Что будет, если …?»** или их комбинация относятся к группе методов качественных оценок опасности, основанных на изучении соответствия условий эксплуатации объекта или проекта требованиям безопасности [8, 15, 19, 24].

Метод «что - если». Он является индуктивным методом, обычно используется для относительно простых приложений, применяется на начальных этапах анализа риска, когда рассматриваются вопросы проектирования, размещения, эксплуатации опасных объектов и их выводе из эксплуатации. На каждом этапе анализа формулируются вопросы "что, если", и на них даются ответы, чтобы оценить влияние отказов компонентов систем или методических ошибок персонала на возникновение факторов опасности.

Для сложных применений метод «что - если» может быть наилучшим образом применен с помощью «**проверочного листа**» и соответствующего распределения работ, чтобы определенные аспекты процесса поручить персоналу, имеющему наибольший опыт в оценке этих аспектов. При этом действия оператора и его компетентность в работе тщательно проверяются. Действия персонала и его профессионализм аттестуются. Оцениваются пригодность оборудования, конструкция машины, ее системы управления и средства безопасности. Рассматривается влияние обрабатываемого материала, и отчеты об эксплуатации и техническом обслуживании тщательно проверяются.

Результатом проверочного листа является перечень вопросов и ответов о соответствии опасного объекта требованиям технической безопасности и указания по их обеспечению. Метод проверочного листа отличается от «Что будет, если ...?» более обширным представлением исходной информации и представлением результатов о последствиях нарушений безопасности.

В общем случае, осуществляется оценка процесса с помощью «проверочного листа» до тех пор, пока процесс не будет безопасным.

Эти методы наиболее просты (особенно при обеспечении их вспомогательными формами, унифицированными бланками, облегчающими на практике проведение анализа и представление результатов), относительно нетрудоемки (результаты могут быть получены одним специалистом в течение одного дня) и наиболее эффективны при исследовании безопасности объектов с известной технологией.

Каждый технологический процесс характеризуется некоторым набором переменных процесса, отклонения которых от своих рекомендованных значений могут приводить к непредвиденным химическим реакциям, превышению рабочего давления и (или) температуры и как следствие – к повреждению (разрушению) технологического оборудования. Для оценки устойчивости процесса используют различные методы, одним из которых является **метод контрольных карт.**

Контрольные карты процесса позволяют визуально контролировать соответствующие переменные параметры процесса и определять появление систематических отклонений. Несмотря на свою простоту, контрольные карты являются достаточно надежным и эффективным методом, позволяющим выявлять отклонения от нормального хода процесса. Однако они не могут использоваться для анализа технологических установок на стадии их проектирования. Для этой цели применяется «**Метод изучения опасностей функционирования»** (Hazard and operability study – HAZOP) [12, 13, 24].

Применение метода HAZOP начинается не с определения видов возможных неполадок, а с изучения системных переменных (переменны; процесса) и их отклонений от нормы. Данный метод основан на том, что развивающиеся или уже существующие неполадки проявляются в той или иной мере в отклонениях переменных процесса от обычно наблюдаемого уровня. Применение метода начинается с исследования структуры системы и протекающих в ней процессов, анализа каждого возможного отклонения переменных от нормального значения, а затем выявляются возможные причины и следствия этих отклонений. Результаты исследований для каждого из параметров процесса заносятся в специальные таблицы. Основные процедуры HAZOP схожи с процедурами метода контрольных карт.

Данный метод заключается в получении ответов на вопросы: «Что может произойти в системе при изменении ее параметров, чем это изменение может быть вызвано и как противодействовать его влиянию?»

Анализ видов и последствий отказов (АВПО) [8, 12, 13, 19] применяется для качественного анализа опасности рассматриваемой технической системы (как совокупности технических устройств, так и отдельных технических устройств или их элементов). Существенной чертой этого метода является рассмотрение каждого аппарата (установки, блока, изделия) или составной части системы (элемента) на предмет того, как он стал неисправным (вид и причина отказа) и каким может быть воздействие отказа на техническую систему.

Анализ видов и последствий отказа можно расширить до количественного **анализа видов, последствий и критичности отказов** (АВПКО) [8, 19]. В этом случае каждый вид отказа ранжируется с учетом двух составляющих критичности – вероятности (или частоты) и тяжести последствий отказа. Определение параметров критичности необходимо для выработки рекомендаций и приоритетности мер безопасности.

Результаты анализа представляются в виде таблиц с перечнем оборудования, видов и причин возможных отказов, с частотой, последствиями, критичностью, средствами обнаружения неисправности (сигнализаторы, приборы контроля и т.п.) и рекомендациями по уменьшению опасности.

Систему классификации отказов по критериям «вероятности-тяжести последствий» следует конкретизировать для каждого объекта или технического устройства с учетом его специфики.

Методы АВПО, АВПКО применяются, как правило, для анализа проектов сложных технических систем или технических решений. Выполняются группой специалистов различного профиля (например, специалистами по технологии, химическим процессам, инженером-механиком).

Методом **анализа опасности и работоспособности** (АОР) [8, 19, 24] исследуются опасности отклонений технологических параметров (температуры, давления и пр.) от регламентных режимов. АОР по сложности и качеству результатов соответствует уровню АВПО, АВПКО.

В процессе анализа для каждой составляющей опасного производственного объекта или технологического блока определяются возможные отклонения, причины и указания по их недопущению. При оценке отклонения используются ключевые слова «нет», «больше», «меньше», «также, как», «другой», «иначе, чем», «обратный» и т.п. Применение ключевых слов помогает исполнителям выявить все возможные отклонения. Конкретное сочетание этих слов с технологическими параметрами определяется спецификой производства.

Примерное содержание ключевых слов следующее:

- «нет» – отсутствие прямой подачи вещества, когда она должна быть;
- «больше (меньше)» – увеличение (уменьшение) значений режимных переменных по сравнению с заданными параметрами (температуры, давления, расхода);
- «также, как» – появление дополнительных компонентов (воздух, вода, примеси);
- «другой» – состояние, отличающееся от обычной работы (пуск, остановка, повышение производительности и т.д.);
- «иначе, чем» – полное изменение процесса, непредвиденное событие, разрушение, разгерметизация оборудования;
- «обратный» – логическая противоположность замыслу, появление обратного потока вещества.

Результаты анализа представляются на специальных технологических листах (таблицах). Степень опасности отклонений может быть определена количественно путем оценки вероятности и тяжести последствий рассматриваемой ситуации по критериям критичности аналогично методу АВПКО.

Результаты оценки потенциальной опасности объектов, получаемые при использовании методов «Анализ опасности и работоспособности» и «Анализ вида и последствий отказов», могут быть (при выполнении определенных условий) представлены в количественном виде (именно поэтому выше упоминались определение «полуколичественные методы»).

Для представления результатов применения упомянутых методов в количественном виде каждому типу (виду) отказа приписывают две составляющие: вероятность (частоту) реализации и тяжесть возможных последствий. Эта процедура проводится для выработки соответствующих рекомендаций.

Отметим, что метод АОР, так же как АВПКО, кроме идентификации опасностей и их ранжирования позволяет выявить неясности и неточности в инструкциях по безопасности и способствует их дальнейшему совершенствованию. Недостатки методов связаны с затрудненностью их применения для анализа комбинаций событий, приводящих к аварии.

Предварительный анализ факторов опасности PHA (Preliminary Hazard Analysis) [15] – индуктивный метод, назначение которого состоит в том, чтобы идентифицировать, для всех этапов эксплуатационного периода указанной системы / подсистемы / компонент факторы опасности, опасные ситуации и опасные события, которые могли бы привести к несчастному случаю. Метод позволяет идентифицировать возможность несчастного случая и качественно оценить степень возможного повреждения или вреда для здоровья. Затем даются предложения о мерах по обеспечению безопасности и результат их применения.

Анализ PHA должен обновляться в течение выполнения этапов проектирования, изготовления и испытания, чтобы обнаружить новые опасности и внести исправления, в случае необходимости.

Описание полученных результатов может быть представлено различными способами (например, в виде таблицы, или древовидной схемы).

«Метод анализа ошибок персонала» (HUMAN RELIABILITY ANALISIS – HRA) [12] предназначен для качественной оценки событий, связанных с ошибками персонала. Он также может быть использован для разработки рекомендаций по снижению вероятности таких ошибок.

Ошибка персонала – это действие, которое выполняется или не выполняется при некоторых условиях. Это могут быть физические действия (поворот рукоятки) или действия, связанные с умственной деятельностью (диагностика отказов или принятие решения).

HRA включает идентификацию условий, которые вызывают ошибки людей и оценку вероятностей таких ошибок. Преднамеренные действия в данном анализе в расчет не принимаются.

Для анализа ошибок персонала используют различные методики содержащие:

- определение перечня задач (действий), которые решает (выполняет) или должен решать (выполнять) оператор;
- представление с помощью декомпозиции каждой такой задачи (действия) в виде комбинации элементарных действий в целях выявления среди них наиболее подверженных ошибкам и определения точек взаимодействия оператора и системы;
- использование данных, получаемых из записей о предшествующих событиях;
- определение наличия условий, влияющих на частоту ошибок, к которым относятся стрессы, уровень тренированности и качество систем отображения информации.

Количественные характеристики ошибок персонала получают с помощью «Метода прогноза частоты ошибок персонала» (TECHNIQUE FOR HUMAN ERROR RATE PREDICTION – **THERP**) или «Плана развития последовательности событий» (ACCIDENT SEQVENCE EVALUATION PROGRAM – **ASEP**).

Среди дедуктивных методов можно выделить метод **MOSAR** (Method Organized Analysis of Risks – метод системного анализа рисков) [15]. Данный метод состоит из десяти этапов. Анализируемая система рассматривается как некоторое количество

подсистем, которые взаимодействуют. Используется таблица, чтобы идентифицировать факторы опасности, опасные ситуации и опасные события. Адекватность мер по обеспечению безопасности изучается по второй таблице, и по третьей таблице, принимающей во внимание их взаимозависимость. Изучение подчеркивает возможные опасные отказы. Это позволяет разработать сценарии несчастных случаев. Сценарии сортируются по степени серьезности. В следующей таблице эта серьезность связывается с целями, которые будут преследоваться мерами по обеспечению безопасности, и определяются уровни эффективности технических и организационных мер. Затем меры по обеспечению безопасности включаются в логические деревья, а остаточные риски анализируются по таблице допустимости.

Перечисленные методы могут применяться изолированно или в дополнение друг к другу, причем методы качественного анализа могут включать количественные критерии риска (в основном, по экспертным оценкам с использованием, например, матрицы «вероятность-тяжесть последствий» ранжирования опасности). По возможности полный количественный анализ риска должен использовать результаты качественного анализа опасностей.

Для выявления рисков и их оценки опасных событий, выявления причинно-следственных связей возникновения этих событий, а также связей между ними используют логико-графические методы диаграмм влияния. Они наиболее удовлетворяют требованиям анализа сложных технических систем и представляют процесс выявления отдельных предпосылок и развития их в причинную цепь происшествия в виде соответствующих диаграмм причинно-следственных связей. Под такими диаграммами обычно понимают некоторое формализованное представление моделируемых категорий (объектов, процессов, целей и свойств) в виде множества графических символов (узлов, вершин) и отношений – предполагаемых или реальных связей между ними. Самое широкое распространение в настоящее время получили диаграммы в форме различных графов (либо потоковых состояний и переходов), деревьев событий (целей, свойств) и функциональных сетей различного предназначения и структуры, в том числе стохастической. При этом эти методы могут относиться к прямым или обратным методам (дедуктивным или индуктивным методам анализа рисков).

Как показывает опыт применения перечисленных диаграмм влияния, их основными достоинствами являются:

- высокая информативность представления и описания исследуемых категорий;
- хорошая наглядность и декомпозируемость;
- доступность и однозначность понимания пользователем;
- удобство интерпретации и обработки на средствах вычислительной техники;
- возможность применения формализованных процедур системного анализа этих моделей и системного синтеза мероприятий по совершенствованию их оригиналов.

Диаграммы влияния как средства формализации опасных процессов, связанных с функционированием человеко-машинных систем, занимают особое место, так как позволяют описывать, а затем и оценивать предикаты первого, второго и высших порядков, являющихся соответственно их свойствами, отношениями между ними и другими категориями. Это достоинство обусловлено возможностью применять различные языки описания, позволяющие переходить от смысловых моделей к

знаковым, и использовать последние для анализа и синтеза с помощью современных математических и машинных методов.

Из определения диаграммы влияния следует, что основными компонентами ее структуры служат узлы (вершины) и связи (отношения) между ними. В качестве узлов обычно подразумевают простейшие элементы моделируемых категорий (переменные или константы) – события, состояния, свойства, а в качестве связей – активности, работы и ресурсы.

Каждые два соединенных между собой узла образуют ветвь диаграммы. В тех случаях, когда узлы связаны направленными дугами таким образом, что каждый из них является общим ровно для двух ветвей, возникают циклы или петли. Петли могут характеризоваться порядком, величина которого *n* определяется количеством не связанных между собой петель первого порядка. В свою очередь, петля первого порядка не должна содержать внутри себя другие петли и обеспечивать достижимость ее любых узлов.

Одним из достоинств диаграмм влияния, как отмечалось выше, является их легкость сопряжения с другими способами формализации и моделирования. С помощью предварительно построенных диаграмм – графов, сетей и деревьев – могут быть получены, например, математические модели появления аварийности и травматизма. Созданные при этом аналитические модели пригодны для статистического моделирования данного явления и решения задач совершенствования безопасности методами оптимизации. Однако для осуществления перехода от графических моделей к математическим нужна дополнительная символика.

Введенные специальные обозначения позволяют формализовать и однозначно интерпретировать в последующем конкретный опасный процесс или объект техносферы, представленный диаграммой влияния. В свою очередь, математическое представление всей диаграммы влияния в общем случае может быть выражено такой металингвистической формулой.

Самым известным типом рассматриваемых диаграмм влияния является граф. При моделировании условий возникновения аварийных ситуаций в техносфере обычно используются ориентированные графы, характеризующиеся определенным набором состояний рассматриваемой человеко-машинной системы и возможными переходами между ними.

В исследованиях по техносферной безопасности более широкое распространение сейчас получили диаграммы причинно-следственных связей, имеющие ветвящуюся структуру и называемые «дерево».

В настоящее время чаще всего используются два типа этих диаграмм – дерево происшествия (неисправности, отказов) и дерево событий, каждая из которых представляет собой разветвленный, конечный и связный граф, не имеющий петель или циклов.

В последнее время для нужд исследования техносферы интенсивно разрабатываются диаграммы влияния, относящиеся к классу семантических функциональных сетей. Такие сети также являются графами, но отличаются дополнительной информацией, содержащейся в их узлах и дугах (ребрах). Из них наиболее пригодны для исследования условий возникновения и предупреждения техносферных происшествий так называемые сети стохастической структуры типа **PERT** и **GERT**.

В отличие от более известных сетей PERT (Program Evaluation and Research Technique – методика сетевого планирования и управления) более совершенные сети GERT (Graphic Evaluation and Review Technique – метод графической оценки и обзора) пока что не нашли в России должного применения.

Достоинства таких сетей:

а) возможность объединения логических и графических способов представления исследуемых событий;

б) учет стохастичности информации, выраженной узлами и дугами;

в) доступность для моделирования параллельно протекающих, циклических и многократно наблюдаемых процессов;

г) наибольшие (по сравнению с другими типами диаграмм) логические возможности – в смысле строгости, компактности и простоты корректировки условий наблюдения моделируемых событий и явлений.

Отличительной же особенностью функциональных сетей типа PERT и GERT служит не детерминистская, а так называемая стохастическая структура. Эти сети имеют в общем случае четыре типа символов – источник, сток, метка или планка и статистика. В отличие от графов и деревьев узлы сети PERT могут характеризоваться еще и раскраской, а сети GERT – числом степеней свободы. Раскраска, т.е. использование разноцветных маркеров, позволяет учесть разнородность состояний или потоков информации, а введение степеней свободы – количество условий, необходимых для реализации конкретного узла сети GERT. В целом же эти и другие дополнительные возможности стохастических функциональных сетей позволяют не только увеличить множество учитываемых признаков моделируемого объекта или процесса, но и упростить их структуру.

Сети стохастической структуры позволяют моделировать различные процессы в техносфере и прогнозировать альтернативные исходы. Вероятность их реализации зависит от распределения тех случайных или лингвистических переменных, которые задаются узлами или ветвями каждой такой сети. Помимо вероятностных параметров, рассматриваемые модели используют практически весь набор данных, предусмотренных для семантического и семиотического моделирования с помощью диаграмм влияния.

Рассмотрим метод FTA (Fault Tree Analysis – анализ дерева неисправностей (отказов)) [5, 13, 19, 22, 24]. В данном методе исходят из события, рассматриваемого как нежелательное. Такой метод дает возможность пользователю найти целый набор критических вариантов – неисправностей или отказов, которые приводят к нежелательному событию. Опасные или итоговые события сначала идентифицируются, затем все сочетания отдельных отказов показываются в логическом формате дерева неисправности. Использование метода дерева неисправностей (отказов) позволяет выполнить количественную оценку риска. Оценивая вероятности отдельных отказов, а затем, используя соответствующие арифметические операции, можно рассчитать вероятность итогового события. Таким путем можно быстро оценить влияние изменений характера происшествий на их частоту. Поэтому метод FTA обеспечивает простую возможность исследовать воздействие альтернативных мер по обеспечению безопасности.

Этот метод широко используется в самых различных отраслях техники и технологии, особенно для анализа риска потенциально опасных объектов.

Дерево отказов (ДО) строится следующим образом. Рассматриваемое главное событие изображается на вершине дерева. Далее при построении дерева логическая схема отталкивается от главного события. Исходная точка – это не причины, приведшие к событию, а само событие. И только задав событие, начинают исследование возможных причин его появления. Ветви дерева представляют собой пути, по которым событие может осуществиться, а связь между исходными событиями и главным событием осуществляется через “калитку”, или условие,

которое может иметь вид И или ИЛИ, других возможностей не существует. Эти логические калитки представляют собой логические условия, которые выбираются, исходя из “здравого смысла” работы системы.

ДО может быть использовано для анализа чувствительности отдельных событий к отклонениям параметров системы или для выявления тех частей системы, которые наиболее сильно влияют на вероятность возникновения неблагоприятных событий. Наконец, ДО позволяет выявить все пути, которые приводят к главному событию, и, что наиболее важно, оно позволяет определить минимальное число комбинаций событий, которые могут привести к главному событию. Производственные процессы или технические системы могут иметь несколько различных технологических цепочек, и все они должны быть отражены на комплексной диаграмме ДО. Главное событие может инициироваться большим числом исходных событий, некоторые из которых могут перекрываться или дублироваться в различных частях процесса. И все такие элементы должны быть отражены в ДО. Если можно выделить минимальное число цепочек событий, которые приведут к главному событию, то можно далее будет определить те исходные события, которые с наибольшей вероятностью приведут к главному событию, и те места, где модернизация системы или процесса может быть наиболее эффективной.

В терминологии теории ДО минимальное число цепочек событий, при которых может произойти главное событие, называется “набор минимальных кратчайших путей” (set of minimum cut sets), а кратчайший путь (cut set) – это группа событий, или первичных источников отказов, которые могут привести к главному событию. Одна из главных составляющих применения метода ДО – это оценка вероятностей событий. Если вероятности отдельных событий оценены неправильно или недостаточно точно, то все последующие вычисления для оценки вероятности главного события окажутся недостоверными. Для оценки величины вероятностей может быть, прежде всего, использован прошлый опыт работы соответствующей установки или какой-либо подобной ей в данной компании, и имеющаяся, следовательно, статистика отказов отдельных элементов. Методы получения и обработки такой информации хорошо развиты.

Следовательно, с помощью этого метода можно сравнительно просто исследовать влияние альтернативных защитных мер. Он оказывается полезным при определении причин несчастных случаев.

Отличительной особенностью этих методов является постановка задач структурного анализа рисков с помощью графического аппарата ДО. Практическая реализация технологии ДО предусматривает:

а) разработку сценария отказа, аварии, опасного состояния системы:

- анализ системного объекта и выделение конечного числа элементарных исходных событий (ИС), свершение которых может привести к возникновению отказа или аварии системы в целом;
- задание вероятностей свершения каждого ИС на рассматриваемом интервале времени функционирования системы;
- определение всех возможных комбинаций ИС, которые могут привести к возникновению отказа или аварии системы, и описание их с помощью графических изобразительных средств ДО.

б) определение логической модели (функции) отказа, аварии, опасного состояния системы, обычно в форме минимальных сечений отказов (минимальных пропускных сочетаний);

в) определение вероятностной функции (обычно приближенной) отказа, аварии, опасного состояния системы;

г) выполнение расчетов вероятностных показателей отказа, аварии, опасного состояния системы.

Технология ДО получила широкое практическое применение на предприятиях атомной промышленности при выполнении вероятностного анализа надежности и безопасности атомных электростанций на стадии проектирования.

В качестве положительных сторон технологии ДО выделяют:

- наличие зарубежных и отечественных программных комплексов автоматизированного моделирования, поддерживающих технологию ДО;
- значительный опыт практического применения технологии ДО в отечественной и зарубежной атомной промышленности (примерно с 1985 г);
- глубокое теоретическое и методическое обеспечение технологии ДО;
- большое число подготовленных специалистов в проектных организациях атомной промышленности;
- логическая полнота средств графического представления булевых функций;
- возможность графического представления и учета в логических и вероятностных моделях различных комбинаторных комбинаций групп элементов (исходных, базовых событий).

В качестве общеизвестных недостатков и ограничений методов ДО можно указать следующие:

- основное предназначение изобразительных средств ДО заключается в графическом представлении (записи) явных логических функций неработоспособности, отказа или аварии системы, которые должны быть определены пользователем самостоятельно, мысленно, еще до начала применения программных комплексов технологии ДО;
- невозможность представления в различных ветвях ДО одинаковых элементов, т.е. недопустимость размножения исходных событий;
- невозможность использования в технологии ДО множественных, логически противоположных, составных и немонотонных критериев возникновения и/или не возникновения аварийных состояний;
- невозможность учета логически сложных условий подключения резервов;
- невозможность учета циклических (мостиковых) связей между элементами системы;
- невозможность представления в графах и учета в методах и алгоритмах технологии ДО последовательных связей элементов (исходных событий);
- методически вся технология ДО ориентирована только на так называемую "обратную" логику рассуждений, т.е. на построение графических сценариев отказов системы и возникновения аварийных состояний, что бывает крайне затруднительно, часто приводит к ошибкам при постановке задач, а порой просто не реализуемо на практике.

Основная причина затруднений при использовании обратной логики рассуждений состоит в том, что специалисты, как правило, лучше знают условия нормального, правильного функционирования системы (прямая логика рассуждений), чем условия

ее неработоспособности или аварии. Фактически, приходится вручную строить две структурные модели. Сначала мысленно определить логические условия работоспособности рассматриваемого системного объекта, а затем мысленно инвертировать эти условия, и только потом графическими средствами представить полученную логическую функции неработоспособности, отказа, неготовности или аварии системы виде дерева отказа.

Большинство из отмеченных выше ограничений метода и средств технологии ДО обусловлены тем, что теория, и программные комплексы ДО не реализуют всех возможностей основного аппарата моделирования – алгебры логики.

В целях преодоления указанных недостатков и ограничений технологии ДО в РФ и за рубежом выполняются разработки других методов, технологий и ПК, основанных на альтернативных подходах. В США это метод GO-схем, в России – общий логико-вероятностный метод (ОЛВМ), предусматривающий использование схем функциональной целостности (СФЦ). Оба метода были разработаны примерно в одно и то же время в организациях, связанных с Вооруженными силами США и СССР. В США GO-метод стал применяться в гражданских отраслях с середины 80-х годов. В РФ ОЛВМ, технология и ПК автоматизированного структурно-логического моделирования начали применяться для анализа надежности и безопасности АСУТП на стадии проектирования.

Анализ состояния и результатов отказа (FMEA) (Failure Mode and Effects Analysis) [15, 24] – индуктивный метод, основная цель которого состоит в том, чтобы оценить частоту и последствия отказа компонента.

Когда ошибки в методах эксплуатации или действиях оператора существенны, могут оказаться более подходящими другие методы.

Метод FMEA может потребовать более длительного времени, чем использование ДО, потому что для каждого компонента рассматривается каждый вид отказа. Некоторые отказы имеют очень низкую вероятность возникновения. Если эти отказы не подвергнуты глубокому анализу, то это решение желательно зарегистрировать в документации.

Метод построения деревьев событий [5, 13, 19, 22, 24] представляет собой графический способ прослеживания последовательности отдельных возможных инцидентов, например, отказов или неисправностей каких-либо элементов технологического процесса или системы с оценкой вероятности каждого из возможных событий и вычисления суммарной вероятности главного события, приводящего к выходу из строя системы или причинения вреда окружающей среде, жизни и здоровью людей или ущербу их имуществу.

Дерево событий (ДС) строится, начиная с заданных исходных событий, т.е. каких-то отказов в системе, которые могут привести к аварии. Затем прослеживаются возможные пути развития последствий этих событий в зависимости от отказов или срабатываний элементов системы обеспечения безопасности.

Построение ДС позволяет проследить за последствиями каждого возможного исходного события и вычислить максимальную вероятность главного события от каждого из таких исходных событий. Основное в этом анализе – не пропустить какое-либо из возможных исходных событий и не упустить из рассмотрения возможные промежуточные события. Но основная ценность метода ДС связана с возможностью на проектном уровне выявить различные последовательности событий, приводящих к главному событию, и тем самым определить возможные последствия каждого из исходных событий. Анализ вероятности главного события

обычно проводится другим методом, в какой-то мере представляющим собой инверсию ДС, а именно, методом ДО.

Такой анализ может дать достоверную величину вероятности главного события только в том случае, если достоверно известны вероятности исходных и промежуточных событий. Но это общее и непременное условие любого вероятностного анализа безопасности.

Метод ДС прост по форме и легко интерпретируется, он представляет собой мощный инструмент представления события, которое включает в себя многочисленные неисправности самой системы и неисправности систем поддержки, а также действия оператора. ДС начинается с исходного события и ветвей, ведущих к последующим отказам и/или неудачным исходам в работе основного оборудования. Так же как и ДО, ДС представляет собой "живую" компьютерную логическую модель, которую можно быстро изменить, чтобы узнать, какова чувствительность по риску к изменениям в конструкции или функционировании физической системы. При квантификации ДС используются данные, заложенные в метод анализа ДО, или данные из других источников о частоте реализации опасных ситуаций.

В общем случае как ДО, так и ДС являются лишь наглядной иллюстрацией к простейшим вероятностным моделям. Однако они представляют значительный интерес для специалистов, связанных с эксплуатацией, обслуживанием и надзором технических объектов. Имея такую схему, специалист, даже не обладая основательными знаниями по теории вероятностей, может не только найти наиболее критический вариант развития событий, но и оценить ожидаемый риск, если соответствующее дерево событий или отказов дополнено статистическими данными. Кроме того, на рынке коммерческих программ (не говоря о специализированных) уже давно имеются программные комплексы для автоматизированного построения ДО и ДС сложных систем.

Методы ДС являются разделом технологии ДО и применяются для графического представления и анализа последовательностей функциональных событий "успешной и неуспешной" работы подсистем, представляемых ДО.

Несмотря на то что данный метод не позволяет строить сценарии фазы инициирования аварий, тем не менее, он может быть полезен при приближенной оценке частот реализации инициирующих событий на различных объектах.

Метод ДС хорошо приспособлен для анализа исходных событий, которые могут приводить к различным эффектам. Каждая ветвь дерева событий представляет собой отдельный эффект (последовательность событий), который является точно определенным множеством функциональных взаимосвязей.

Основная процедура анализа дерева событий включает четыре стадии:

1. Определение перечня исходных событий;

2. Определение «безопасных действий» для каждого исходного события;

3. Построение ДС;

4. Описание общей последовательности событий.

Важной частью метода является первая стадия – определение перечня исходных событий. Как правило, для этих целей используют методы, описанные выше.

К «безопасным действиям» относятся ответные действия, направленные на устранение влияния реализовавшегося исходного события. Они включают:

- работу системы защиты, включая системы автоматического отключения;
- работу сигнализации, предупреждающую персонал о происшедших событиях;
- действия персонала, выполняемые по сигналу тревоги или в соответствии с технологическим регламентом;
- защитные и сдерживающие методы, направленные на ограничение влияния исходных событий.

Исследователь должен определить все безопасные действия, которые могут изменить результат реализации исходного события, причем в той хронологической последовательности, в которой их предусмотрено принимать. Успех или неуспех безопасных действий включается в дерево событий.

На первом шаге построения ДС перечисляются исходное событие и безопасные действия. Исходное событие записывается в левой части листа, а безопасные действия в хронологическом порядке – в верхней части листа. Далее исследователь должен определить, как успех или неуспех безопасного действия влияет на ход развития процесса. Если такое влияние существует, то в структуру ДС включается точка ветвления, в которой добавляется восходящий участок в случае успеха или нисходящий – в случае неуспеха безопасного действия. Если безопасное действие не влияет на развитие процесса, горизонтальная линия продолжается до следующего безопасного действия. Каждая точка ветвления создает новые пути развития процесса, которые также должны быть исследованы.

Последним этапом процедуры построения ДС является общее описание последовательности событий, которые приводят к аварии и должны представлять множество всех последствий, сопровождающих исходное событие.

При анализе событий дерева должны быть учтены все возможные варианты истечения, распространения и трансформации разрушительного воздействия потоков энергии и вещества, высвободившихся в результате происшествия. Иначе говоря, сумма безусловных вероятностей (P) появления всех событий на каждом из трех уровней этого дерева должна составлять единицу.

Во-вторых, все события данного дерева и входящие в него ветви, воспроизводящие условия причинения ущерба людским, материальным и природным ресурсам, должны быть разделены между собой по *правилам* деления понятий, принятым в формальной логике. Это означает, что возможные исходы должны делиться следующим образом:

а) всегда по одному основанию, т.е. с соблюдением лишь одного признака деления на i, j и k-м уровнях дерева;

б) непрерывно – переход к новому признаку может осуществляться лишь после рассмотрения всех возможных вариантов данного уровня;

в) соразмерно – суммарное число событий-исходов, выделенных на каждом уровне, должно быть точно равно их возможному количеству (в противном случае деление будет либо неполным, либо избыточным);

г) с соблюдением требования непересекаемости различных исходов на всех уровнях (исключается возможность повторного использования события на одном и том же уровне).

Технология ДС предусматривает, что вероятностные характеристики функциональных событий, могут определяться с помощью ДО.

Широкое использование методов ДО/ДС вызвано простотой и ясностью исходной идеи, используемой при постановке задачи моделирования. Действительно, поскольку нас интересует вероятность (частота) появления события, связанного с нарушением безопасности, то кажется вполне разумным начать анализ именно с него и, последовательно разбираясь с причинами появления этого события и отображая эти причины на графе, в конце концов, получить требуемую модель.

Моделирование происшествий с помощью диаграмм типа дерево указывает и способ определения предпочтительных для этого стратегий, основанный на учете значимости и критичности соответствующих событий-предпосылок.

Как было указано выше, оценка частоты реализации различных сценариев аварии определяется с использованием **метода ДС.**

Во многих случаях информация о частоте аварий, требуемая для проведения анализа риска, может быть получена непосредственно из записей о работе исследуемой системы или из записей о работе других подобных систем. Число зарегистрированных отказов должно быть поделено на общую длительность времени работы для определения частоты отказов. Данный метод позволяет непосредственно вычислять частоту отказов без детального моделирования. Численным результатом данного метода является математическое ожидание частоты, а не вероятность. Использование статистических данных не требует понимания механизмов инициирования аварии, как это требуется в случае применения ДО.

Изложенные методические подходы к оценкам частот реализации различных сценариев возникновения и развития аварии предполагают наличие полной информации о частотах первичных отказов, взаимных влияниях отказов элементов и др.

На рис. П1.2.2.1-1а и П1.2.2.1-1б представлены примеры ДО и ДС.

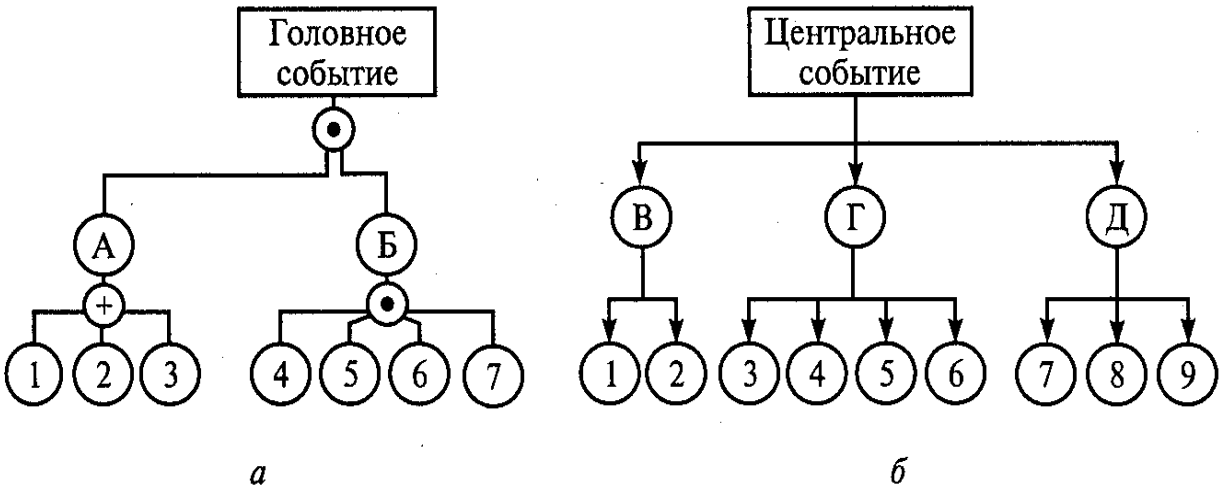


Рисунок П1.2.2.1-1. Логические модели типа «дерево» а - дерево отказов; б - дерево событий

При составлении ДО используются стандартные символы событий и логические символы (см. рис. П1.2.2.1-2) в соответствии с Р 51901.13 [7].

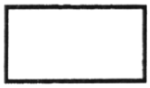
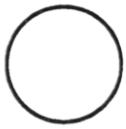
Символ	Функция	Описание
	Блок описания события	Наименование или описание события, код события и вероятность его появления (по мере необходимости) должны быть включены в рамку символа
	Базовое событие	Событие, которое не может быть подразделено
	Переключатель И	Событие происходит только в том случае, если одновременно происходят все составляющие события
	Переключатель ИЛИ	Событие происходит в том случае, если происходит любое из составляющих событий либо в единственном числе, либо в любом из сочетаний

Рисунок П1.2.2.1-2. Основные символы «дерева отказов»

При расчете вероятности возникновения аварии необходимо учитывать применяемые логические знаки. Вероятность $P(B)$ выходного события B при независимости входных событий A_1, A_2, ..., A_n определяют по формулам:

при знаке И:
$$P(B) = \prod_{i=1}^{n} P(A_i), \qquad \text{(П1.2.2.1-1)}$$

при знаке ИЛИ:
$$P(B) = 1 - \prod_{i=1}^{n} (1 - P(A_i)) \qquad \text{(П1.2.2.1-2)}$$

где $P(A_i)$ - вероятность события A_i.

Метод *"События - последствия"* (или СП-метод) [5] – это, по существу, тот же метод ДС, но только без использования графического изображения цепочек событий и оценки вероятности каждого события. Такой подход к идентификации и оценке последствий тех или иных событий на этапе проектирования широко используется в химической промышленности. По существу, СП-метод – это критический анализ работоспособности предприятия с точки зрения возможности неисправностей или выхода из строя всего или части оборудования. Основная идея подхода – расчленение сложных производственных систем на отдельные более простые и легче анализируемые части. Каждая такая часть подвергается тщательному анализу с целью выявить и идентифицировать все опасности и риски.

В рамках этого метода процесс идентификации риска разделяется на четыре последовательных шага, или этапа, на каждом из которых следует ответить на ключевой вопрос. Эти вопросы следующие: (1) назначение исследуемой части установки или процесса; (2) возможные отклонения от нормального режима работы; (3) причины отклонений; (4) последствия отклонений.

Сначала выделяется конкретная часть установки или процесса и определяется ее назначение. Очевидно, что это ключевой момент, поскольку если назначение неточно установлено, то и отклонение параметров режима работы также нельзя точно установить. Исследование выполняется последовательно для каждой из частей установки. Очень важно, чтобы такая работа выполнялось группой специалистов, а не одним человеком, поскольку маловероятно, чтобы один человек, как бы квалифицирован он ни был, хорошо знал назначения всех составных частей сложной промышленной установки, условия их работы и последствия отклонений параметров.

После того как назначение всех частей установки или процесса определены, необходимо перечислить возможные отклонения параметров от нормальных проектных значений. Перечень отклонений – это и есть, по существу, основное ядро исследований. Чтобы структурировать перечень отклонений, используются специальные ключевые слова.

Следующий шаг – составление перечня причин каждого отклонения. Необходимо перечислить все возможные причины, а не только наиболее вероятные или те, которые имели место в прошлом.

И, наконец, составляется перечень последствий возможных отклонений параметров или режимов. Анализ последствий позволяет разработать различные меры безопасности. Эти меры часто принимаются еще в процессе исследований, не дожидаясь пока все исследования будут закончены.

Отметим следующие преимущества метода. Выявление возможных рисков выполняется здесь очень детально. Маловероятно, чтобы при таком подходе что-нибудь существенное было упущено, конечно, если исследование выполняется аккуратно и тщательно. Безусловно, проведение исследований группой специалистов дает определенные гарантии получения квалифицированной оценки и обеспечения полноты выявленных рисков. И такая оценка скажется в дальнейшем на результативности работы риск-менеджера. Метод позволяет также подробно проанализировать каждую часть или секцию сложной системы, что едва ли можно достигнуть без структурирования системы.

В то же время рассматриваемому методу присущи и определенные недостатки. Главный недостаток – это значительные затраты времени на проведение полного комплекса исследований. Второй недостаток связан с методологией исследований. Для того, чтобы нарисовать схему установки, часто ее необходимо упростить, тем самым опуская некоторые детали. Поэтому, всегда существует опасность, что некоторые аспекты риска могут быть упущены.

Анализ рисков с помощью диаграмм типа «граф». Вторым (после деревьев) типом диаграмм причинно-следственных связей являются графы, среди которых обычно выделяют два их типа: а) графы переходов и состояний; б) потоковые графы.

Наиболее представленными в литературе и первыми среди используемых для исследования безопасности моделей оказались диаграммы влияния типа «граф». Их достоинство состоит в удобстве перехода к знаковым моделям и вывода на их основе математических формул, устанавливающих зависимости между выбранными ранее количественными показателями безопасности и основными параметрами человекомашинных систем. Полученные таким образом аналитические выражения могут быть использованы затем для априорной (предварительной) и апостериорной (статистической) оценки уровня рисков техносферных процессов.

Таким образом, моделирование условий появления аварийности и травматизма с помощью потокового графа подтверждает возможность получения аналитических

выражений, пригодных для исследования и количественной оценки выбранных ранее показателей качества системы обеспечения безопасности. Однако до того, как сформулировать соответствующую методику, целесообразно еще раз проверить только что полученные здесь результаты моделирования на достоверность и обосновать возможность получения необходимых исходных данных.

Применительно к моделированию опасных процессов в техносфере особый интерес имеют: 1) новые либо уточненные представления о закономерностях возникновения и предупреждения техногенных происшествий; 2) предварительная оценка их параметров на стадии разработки или реконструкции производственных объектов.

Логико-вероятностные методы [11]. Анализ существующих в настоящее время методов моделирования надежности и безопасности структурно сложных систем позволил сделать ряд следующих обобщений и заключений.

1. Все известные отечественные и зарубежные теории анализа надежности и безопасности структурно-сложных систем основываются на так называемых логико-вероятностных методах (ЛВМ) системного анализа. ЛВМ реализуются в четыре этапа [10]:

- постановка задачи путем построения логической структурной схемы системы, задания критерия работоспособности или отказа (аварии) и задания вероятностных и других параметров элементов;
- определение логической функции, которая аналитически строго представляет все состояния, в которых реализуется заданный критерий работоспособности или отказа (аварии) системы;
- определение расчетной вероятностной функции (ВФ) или другой расчетной математической модели системы (марковской, статистической, сетевой);
- выполнение расчетов показателей надежности или безопасности системы и их использование для выработки и обоснования технических решений.

2. В зависимости от вида исходных структурных схем систем и уровня использования основного аппарата моделирования – алгебры логики различают три основные класса логико-вероятностных методов структурного моделирования систем [10]:

- логико-вероятностные методы, алгоритмы и программы, использующие для структурного описания систем аппарат ДО и ДС;
- классические монотонные логико-вероятностные методы, алгоритмы и программы, использующие для структурного описания систем аппарат графов связности;
- общий логико-вероятностный метод, алгоритмы и программы технологии автоматизированного структурно-логического моделирования, использующие для структурного описания систем логически универсальный графический аппарат схем функциональной целостности (СФЦ).

Отличительной особенностью классических ЛВМ является использование для постановки задач структурного анализа систем графического аппарата графов связности. По логическим возможностям графы связности превосходят ДО:

- позволяют выполнять не только явное, но и функциональное логическое описание структур исследуемых систем, что делает их подобными функциональным схемам исследуемых объектов и облегчает правильную постановку задач анализа надежности и безопасности;

- позволяют представлять последовательное соединение вершин (событий);
- позволяют представлять циклические (мостиковые связи) между элементами;
- графы связности реализуют и "прямую" и "обратную" логику рассуждений при построении графических схем надежности и безопасности систем, и сценариев возникновения аварийных состояний.

Вместе с тем, технологии классических логико-вероятностных методов также не лишены недостатков и ограничений:

- как и технологии ДО/ДС, классические ЛВМ не реализуют всех возможностей основного аппарата моделирования – алгебры логики, и позволяют строить только подкласс так называемых монотонных моделей надежности и безопасности систем;
- графы связности имеют ограниченные возможности представления логических операций конъюнкции (только последовательное соединение) и дизъюнкции (только параллельное соединение;
- как и в технологиях ДО/ДС, в классических ЛВМ не реализованы возможности размножения вершин, учета стохастически зависимых событий и элементов, с произвольным числом собственных состояний.

Таких недостатков лишен общий логико-вероятностный метод (ОЛВМ), предусматривающий использование схем функциональной целостности (СФЦ).

Общий логико-вероятностный метод, основанный на схемах функциональной целостности[10]. Общий логико-вероятностный метод разработан путем развития классических логико-вероятностных методов до уровня, реализующего все возможности основного аппарата моделирования алгебры логики в функционально полном базисе операций "И" (конъюнкция), "ИЛИ" (дизъюнкция) и "НЕ" (инверсия). По построению в ОЛВМ сохранены положительные стороны классических ЛВМ, что и позволяет строить как известные виды монотонных логико-вероятностных моделей систем, так и принципиально новый класс немонотонных логико-вероятностных моделей надежности, живучести и безопасности структурно сложных системных объектов и процессов.

В качестве основного графического средства представления структур исследуемых систем в ОЛВМ и технологии АСМ используется аппарат схем функциональной целостности (СФЦ).

Аппарат СФЦ является логически полным в базисе операций "И", "ИЛИ" и "НЕ". Это позволяет без ограничений представлять с помощью СФЦ практически все известные логически строгие графические описания структур систем – последовательно-параллельные соединения элементов, графы связности с циклами, деревья отказов, деревья событий и др.

В качестве положительных сторон ОЛВМ, теории и технологии АСМ можно отметить:

1. Логическая универсальность ОЛВМ (реализация всех возможностей алгебры логики) позволяет решать практически все известные задачи, рассматриваемые в других технологиях структурного моделирования. Задачи, решаемые в технологиях ДО, ДС и классических ЛВМ в качестве дополнительных вариантов имеют решения на основе СФЦ технологии АСМ;

2. Технология АСМ позволяет применять при постановке задач как прямую, так и обратную логику рассуждений, что предоставляет пользователю право выбора наиболее удобного подхода при построении исходной структурной схемы системы;

Этой технологии достаточно чтобы с помощью программных комплексов технологии АСМ получить как прямые, так и обратные логические и вероятностные математические модели (работоспособности и отказа, безаварийной работы и возникновения аварии и т.п.), а также любые их немонотонные комбинации. Если же постановка задачи выполнения в форме ДО, то оно также может представляться средствами СФЦ и использоваться в программных комплексах технологии АСМ;

3. Методы, алгоритмы и программы технологии АСМ ориентированы на построение достаточно точных математических моделей надежности и безопасности исследуемых системных объектов и процессов;

4. В методах и программных комплексах технологии АСМ преодолены ряд ограничений технологий ДО/ДС и классических ЛВМ:

- представляются в СФЦ и корректно учитываются в логических и вероятностных моделях циклические (мостиковые) связи между элементами исследуемых систем;
- допускается неограниченное размножение вершин СФЦ, что позволяет учитывать многофункциональность сложных элементов;
- с помощью одной СФЦ может представляться множество выходных функций, реализуемых в системе, и строиться соответствующие математические модели;
- реализована возможность моделирования систем так называемого "второго типа", функционирующих в разных состояниях с различной эффективностью или степенью возможных последствий аварий, что позволяет вычислять показатели реальной эффективности и риска функционирования опасных производственных объектов;
- в ОЛВМ разработана и реализована возможность учета с помощью так называемых "групп несовместных событий" ряда стохастических зависимостей и множественных (более двух) состояний элементов;
- на основе одной структурной модели, в форе СФЦ, могут определяться как кратчайшие пути успешного функционирования, так и минимальные сечения отказов (минимальные пропускные и отсечные сочетания), а так же соответствующие им вероятностные модели.

Схема универсального фрагмента СФЦ приведена на рис. П1.2.2.1-3.

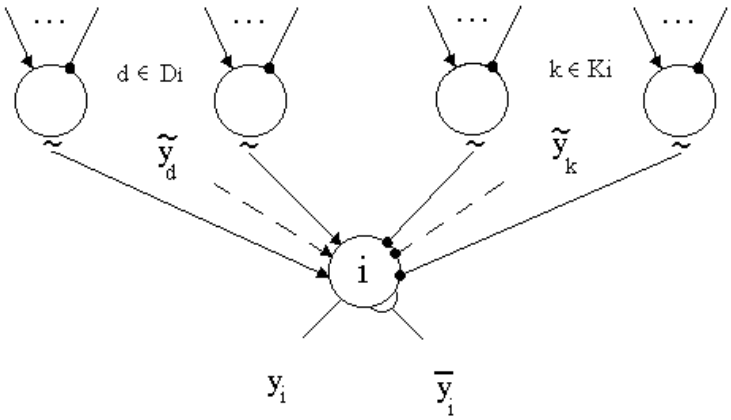


Рисунок П1.2.2.1-3. Универсальный фрагмент СФЦ

Здесь все обеспечивающие вершины разделены на две группы – дизъюнктивную и конъюнктивную. Номера *d*, обеспечивающие вершины дизъюнктивной группы, составляют множество *Di*, а номера *k*, обеспечивающие вершины конъюнктивной группы, составляют множество *Ki*. С помощью знака «тильда» на схеме обозначена возможность использования в СФЦ любого из двух возможных выходов обеспечивающих вершин – прямого или инверсного.

Методы нечетких множеств являются методами интервальной оценки рисков [9]. Под *нечеткой величиной* Ξ обычно подразумевается подмножество, определяемое на множестве действительных чисел и характеризуемое соответствием между ее конкретными значениями и степенями принадлежности μ на числовом интервале [0,1]. Функция *принадлежности* значений такой величины $\pi(\Xi)$ рассматривается как распределение возможностей появления определенных действительных чисел. *Модальным* же значением нечеткой величины m_{Ξ} является элемент подмножества, обладающий единичной степенью принадлежности – наибольшей возможностью наблюдения в рассматриваемых условиях:

$$\mu_{\Xi}(m) = 1.$$

В свою очередь, *нечетким числом* Σ считается полунепрерывный сверху, компактный нечеткий интервал с выпуклой функцией принадлежности и единственным модальным значением. Иначе говоря, это понятие часто выражается на практике словами «приблизительно, примерно, около, порядка *m*». Естественно, что функция принадлежности нечеткого числа $\pi(\Xi)$ может иметь несколько форм, отличающихся размахом, т.е. шириной диапазона возможных значений принимаемых им действительных чисел.

Наиболее часто используется механизм нечеткого логического вывода, называемый механизмом Мамдани. Он представляет собой упрощение более общего механизма, который базируется на “нечетком выводе” и обобщенном правиле дедукции (generalised modus ponens). Результат нечеткого правила представляет собой комбинацию предложений объединенных операторами AND. Инструкция OR не используется при формировании предложений результата, потому что она вносит неоднозначность в правило (при этом для выявления корректной обработки необходима дополнительная информация или экспертиза). Отрицание также не применяется в механизме Мамдани. База нечетких правил Мамдани содержит лингвистические правила, использующие функции принадлежности для описания применяемых концепций (см. рис. П1.2.2.1-4).

Правила нечеткой логики, основанные на механизме нечеткого логического вывода представляют следующую конструкцию: ”IF“…”AND“…”THEN“…”(см. рис. П1.2.2.1-5).

Механизм логического вывода состоит из следующих этапов. Постановка задачи (фаззификация). Процесс фаззификации заключается в выведении функций принадлежности, используемых в утверждениях правил: На рис. П1.2.2.1-6 показаны правила фаззификации входных данных и дефаззификация полученного результата. Результат логического вывода получается из условия – $\min(\mu(q(t), \mu(d(t))$.

Рисунок П1.2.2.1-4. Нечеткое (Интервальное) представление уровня нагружения Q(t)

Рисунок П1.2.2.1-5. Логические правила

В случае при наличии нескольких логических функций, используемых при нечетком выводе (например, логические условия для подсистем), логический вывод определяется через суммарные площади и общий их центр тяжести. Пример вычисления результата логического вывода для одной из функций используемой при этой процедуре приведен на рис. П1.2.2.1-7.

Рисунок П1.2.2.1-6. Фаззификация данных и результатов дефаззификация нечеткого вывода

Рисунок П1.2.2.1-7. Алгоритм определения нечеткого вывода при наличии комплекса логических условий

Считается, что наиболее подходящей областью применения только что рассмотренного способа нечеткого интервального прогнозирования техногенного риска является оценка возможности появления и предупреждения уникальных (редких и наиболее тяжелых по последствиям) катастроф и аварий. В этом случае оправдана необходимость привлечения высококвалифицированных экспертов и повышенная трудоемкость моделирования, что связано, в том числе, с проведением итерационных процедур вычисления. Также эти методы широко используются для оценки рисков в системах с неопределенностью, например, в системах «человек-машина-среда».

Решение каждой из этих главных задач может быть осуществлено лишь с использованием не менее чем трех уровней соответствующей семантической модели – путем последовательного определения:

а) количества нежелательно высвободившихся энергии или вещества – *К*, а также режима их истечения во времени и расположения источников выброса;

б) размеров пространства, в пределах которого сформировались поля поражающих факторов таких выбросов или продуктов их последующей трансформации – *П*;

в) величины ущерба от их разрушительного воздействия на оказавшиеся в зонах поражения этих факторов людские, материальные и природные ресурсы *Y=U*.

Рассмотренные выше методы являются в основном качественными, они также позволяют оперировать и количественными значениями.

П1.2.2.1. МЕТОДЫ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ РИСКА

Методы количественного анализа риска, как правило, характеризуются расчетом нескольких показателей риска. Проведение количественного анализа требует высокой квалификации исполнителей, большого объема информации по аварийности, надежности оборудования, выполнения экспертных работ, учета особенностей окружающей местности, метеоусловий, времени пребывания людей в опасных зонах и других факторов.

В число количественных методов определения рисков и их параметров можно включить следующие разновидности методов:

- детерминированные;
- статистические;
- детерминированно-статистические;

- вероятностные;
- статистико-вероятностные;
- детерминированно-вероятностные;
- логико-вероятностные;
- методы нечетких множеств;
- бифуркационные;
- экспертные и др.

Количественный анализ риска позволяет оценивать и сравнивать различные опасности по единым показателям, он наиболее эффективен:

- на стадии проектирования и размещения опасного производственного объекта;
- при обосновании и оптимизации мер безопасности;
- при оценке опасности крупных аварий на опасных производственных объектах, имеющих однотипные технические устройства (например, магистральные трубопроводы);
- при комплексной оценке опасностей аварий для людей, имущества и окружающей природной среды.

Количественные методы используют математическое моделирование, экспериментальные исследования, статистические данные и т.д.

Рассмотрим некоторые из них.

Методы аналогий или репродуцирования (*бутстреппинг*) относится к другим альтернативным подходам, которые могут дать количественный ответ без обращения к сложным математическим формулам на основе анализа политики, проводимой в прошлом. Сторонники таких подходов утверждают, что общество достигает разумного баланса между рисками и выгодами только за длительный период времени на основе приобретенного опыта. Уровни безопасности, достигнутые со старыми рисками, обеспечивают наилучшее руководство для управления вновь возникающими рисками. Прежде достигнутый баланс между затратами на обеспечение безопасности и выгодами, которые получены в результате работы промышленных предприятий (в предположении, что такое равновесное состояние может быть идентифицировано), следует сохранить и в будущих решениях. Таким образом, можно сократить и упростить процесс принятия решений, опираясь на прошлый опыт и действуя аналогично тому, как поступали прежде наши предшественники. Лицо, принимающее решение, привязывает себя к ранее принятым решениям.

В одном из таких методов, методе предпочтений, в качестве базы для аналогий и как руководство для будущих балансов используется баланс “затраты-выгода”, разработанный рыночными, социальными и политическими институтами в недавнем прошлом. Другой метод из этого семейства, метод естественных стандартов, обращается к геологическому прошлому Земли. Он исходит из предпосылки, что уровень загрязнения, который существовал в процессе развития видов флоры и фауны, является тем уровнем, к которому эти виды наилучшим образом приспособлены, и этот уровень должен быть сохранен и в будущем.

В методах бутстрепинга политика принятия решений связана с учетом всех последствий создания новых объектов и налагает довольно жесткие ограничения на вновь возникающие риски. Одно из концептуальных ограничений этих методов

связано с тем обстоятельством, что для новых рисков (новых опасностей, вредных воздействий) не существует соответствующего опыта. Другой недостаток связан с тем, что эти методы оценивают приемлемость конкретного выбора без рассмотрения альтернативных решений. Они не способны исправлять ситуацию, если она неприемлема для общества.

Методы математического имитационного моделирования. Суть концепции количественного анализа риска заключается в построении множества всех (без исключения, не противоречащих законам физики) сценариев возникновения и развития возможных аварий на объекте, с последующей оценкой частот реализации каждого из сценариев и определением масштабов последствий сценариев развития аварии.

Анализ риска (то есть получение количественных оценок потенциальной опасности промышленных объектов или различных явлений) включает решение следующих задач:

- построение всего множества сценариев возникновения и развития аварии с учетом синергетических и кумулятивных факторов;
- оценку частот реализации каждого из сценариев возникновения и развития аварии;
- построение полей поражающих факторов, возникающих при различных сценариях развития аварии;
- оценку ущербов воздействия поражающих факторов аварии на человека или другие материальные объекты.

Прогноз последствий возможных аварий на объекте базируется на математическом моделировании аварийных событий.

Это обязательный этап для вычисления риска. В тех случаях, когда отсутствует необходимая информация для проведения частотного анализа, обычно ограничиваются лишь первыми двумя этапами (предварительным анализом опасности и анализом последствий аварийных событий). С помощью этих двух этапов можно спрогнозировать возможные потери от аварий, но без учёта вероятности их наступления.

Количественный анализ аварийных событий базируется на использовании математических моделей и методов математического моделирования. На этом этапе используются математические модели разных классов. Основными среди них являются те, которые описывают поведение вредных примесей в окружающем пространстве.

Конечной целью данного этапа анализа аварийного риска является количественный прогноз, сравнительная оценка возможного ущерба от аварий на опасном объекте.

Первый этап состоит в математическом моделировании преинцидентных сочетаний аварийных событий. На данном этапе на моделях проигрываются различные опасные инициирующие события. При этом необходимо учитывать различные элементы системы обеспечения безопасности объекта. С помощью моделей, формируемых на данном этапе, можно проимитировать различные комбинации аварийных событий. Наибольшие трудности на этапе АП возникают при моделировании сочетаний постинцидентных аварийных событий. Здесь необходимо описать множество связанных друг с другом событий для каждого инцидента, принятого для рассмотрения, начиная от событий, связанных с высвобождением

токсического и/или энергетического потенциала и кончая поражением людей, фауны и флоры, заражением абиотических элементов окружающей природной среды.

При формировании математических моделей проявления инцидентов большое значение придаётся правильному выбору моделей источников. К подобным моделям относятся прежде всего модели истечения вещества. Их форма зависит от ряда признаков: агрегатного состояния вещества (газ, жидкость, газо-жидкостная смесь); распределение вещества во времени (утечка мгновенная, непрерывная, полунепрерывная); распределение вещества в пространстве (утечка точечная, линейная, площадная, объёмная) и др.

Для математического описания инцидентов, связанных с выбросами перегретых жидкостей и сжиженных газов, важную роль играют модели вскипания и испарения жидкости с поверхности. Эти модели позволяют охарактеризовать источник, вызывающий образование облака паров опасных веществ.

К моделям источников относят также и модели растекания жидких веществ по поверхности.

Имитационное моделирование возможных реализаций инцидентов опирается на использование моделей источников, моделей полей поражающих факторов, моделей описания реципиентов, моделей смягчающих факторов и моделей поражения.

Модели полей поражающих факторов включают модели концентрационных полей токсичных веществ в разных средах; модели температурных полей, возникающих в случае пожаров и взрывов, модели распределения давления и осколков при взрывах. Для оценки последствий токсических аварий строят модели переноса токсикантов в воздушной среде (в атмосфере, в воздухе закрытых помещений); в поверхностных водах; в почве, включая грунтовые воды и в биоте [6, 7, 14, 17, 18]. Всё более важное значение придаётся моделям межсредного переноса поллютантов.

Под моделями описания реципиентов подразумеваются модели их распределения по видам и факторам уязвимости. К ним примыкают модели смягчающих факторов, в которых отражается защищённость реципиентов от воздействия поражающих факторов.

К моделям поражения относят модели токсического поражения людей, биоты; модели термического поражения, а также модели барического и осколочного поражения.

В результате имитационного моделирования должны быть получены прогнозные значения потерь для разных реципиентов для каждой возможной реализации инцидента (аварии).

Затем предполагается оценка полученных значений прогнозируемого ущерба от разных возможных аварий и сравнение их с допустимыми критическими значениями.

При превышении последних выявляются наиболее значимые аварийные события, которые вносят наибольший вклад в значения ущерба, признанного недопустимым.

В итоге разрабатываются рекомендации, нацеленные на снижение уровня недопустимо больших значений ущерба при тех или иных авариях, и обеспечивается их реализация.

Метод индексов опасности [5]. В этом случае к оценке потенциальной опасности подходят интегрально, не вдаваясь в детали проявлений опасных процессов. Основная идея, заложенная в этом методе, состоит в том, чтобы оценить некоторым числовым значением (индексом) степень опасности рассматриваемой технической

системы. Существуют различные способы, которыми это может быть сделано, но наиболее часто и широко при оценке пожаро- и взрывобезопасности используется метод, называемый “Индекс Дау” (Dow Fire and Explosion Index).

При вычислении индекса Дау отдельным техническим характеристикам системы ставятся в соответствие определенные показатели, численно характеризующие потенциальную опасность конкретных элементов процесса или технической системы. Такие показатели суммируют, не вдаваясь в подробности устройства или функционирования рассматриваемой системы.

Индекс Дау формируется как произведение двух интегральных показателей: узлового показателя опасности F и материального фактора M, т.е. $ДАУ = F \cdot M$. Узловой показатель опасности равен $F=f_1 \cdot f_2$, где f_1 - показатель общих опасностей, а f_2 - показатель специфических опасностей. Материальный фактор M – это количественная мера интенсивности выделения энергии из определенных химических веществ или материалов, которые могут находиться или находятся в составе выбранной единицы оборудования или части процесса. Он численно характеризует опасность, которую представляют собой определенные химические вещества или материалы при их использовании. Для его определения составляется перечень всех потенциально опасных химических веществ и материалов, используемых в данной системе или процессе. Каждому из таких веществ ставится в соответствие определенное число, характеризующее его опасность. Шкала таких чисел для химически опасных веществ обычно разрабатывается специальными службами и приводится в нормативных документах. Общий материальный фактор системы определяется как сумма материальных факторов всех потенциально опасных веществ, используемых в рассматриваемом процессе, взятых с весами, соответствующими их количеству.

Метод матриц «вероятность-тяжесть последствий». В ряде случаев, когда отсутствуют статистические данные и математические модели для проведения количественных оценок риска, приходится прибегать к методам экспертных оценок, предполагающим привлечения группы экспертов для получения интервальных оценок вероятности некоторых неблагоприятных событий или сценариев отказов и тяжести их последствий [25]. Для систематизации и анализа получаемых оценок шкалы вероятности и последствий разбиваются на интервалы, которым присваиваются категории (см. рис. 2.2.2.2-1). Наносящаяся при этом координатная сетка разделяет первый квадрант плоскости «вероятность-последствия» на совокупность ячеек, каждой из которых присваивается определенный рейтинг (или уровень) критичности, также с определенными допущениями называемый уровнем риска RL. Полученная матрица «вероятность-последствия» обычно для краткости называется матрицей риска, хотя это название следует употреблять с определенной осторожностью, поскольку возможность оценки рисков с помощью подобных матриц нуждается в отдельном подтверждении.

Представленные на рис. 2.2.2.2-1 категории критичности отказов расшифровываются следующим образом: *1* – анализ и принятие специальных (дополнительных) мер по обеспечению безопасности не требуются, *2* – рекомендуется проведение качественного анализа опасностей или принятие некоторых защитных мероприятий; *3* – желателен количественный анализ риска или требуется принятие определенных мер по обеспечению безопасности; *4* – обязателен количественный анализ риска и требуется безотлагательная реализация мер по обеспечению безопасности.

Отказ		Последствия отказа →			
		Пренебрежимо малые	Некритические	Критические	Катастрофические
		$<10^3$	10^3-10^5	10^5-10^6	$>10^6$
Вероятность отказа →	Частый (>1в год)	***RL=2***	***RL=3***	***RL=4***	***RL=4***
	Вероятный (1-10^{-2} в год)	***RL=1***	***RL=2***	***RL=3***	***RL=4***
	Возможный (10^{-2}-10^{-4} в год)	***RL=1***	***RL=2***	***RL=3***	***RL=3***
	Редкий (10^{-4}-10^{-6} в год)	***RL=1***	***RL=1***	***RL=2***	***RL=3***
	Практически невероятный ($<10^{-6}$в год)	***RL=1***	***RL=1***	***RL=1***	***RL=2***

Рисунок П1.2.2.2-1. Матрица «вероятность-тяжесть последствий»

Таким образом, матрица риска представляет собой таблицу, размерности $n \times m$, состоящую из m строк, соответствующих вероятностям реализации различных опасных событий (экстремальных природных воздействий, отказов элементов системы или террористических атак на систему), и n столбцов, соответствующих различным масштабам последствий этих событий (рис. П1.2.2.2-2).

Строки матрицы формируются путем разделения шкалы последствий на n качественных категорий: (например, «незначительные», «средние», «тяжелые», «катастрофические»). При этом последствия C_α каждого неблагоприятного события α будут относиться к одной из указанных n категорий последствий (например, $C_\alpha =$«тяжелые»). Столбцы матрицы задаются разделением вероятностной шкалы на m качественных категорий: (например, «практически невероятное», «маловероятное», «вполне вероятное» и т.д.). Причем вероятность P_α каждого неблагоприятного события α будет отнесена к одной из m перечисленных выше категорий (например, $P_\alpha =$«вполне вероятное». Таким образом, каждая ячейка δ_{ij} матрицы риска задается парой качественных значений вероятности P_i и последствий C_j и определяет один из s качественных уровней (или рейтинговых значений) риска $RL = l$ $(l = 1, 2, \ldots, s)$ для всех точек, принадлежащих данной ячейке[12], что, в свою очередь, задает порядок проведения защитных мероприятий.

[12] Например, $RL = 1$: низкий уровень риска, $RL = 2$ - средний уровень риска, $RL = 3$ - высокий уровень риска как правило качественная шкала рисков включает три категории, однако, иногда, при построении матриц риска используют и большее количество уровней риска, например, выделяя $RL = 1$-пренебрежимый, $RL = 2$- приемлемый, $RL = 3$ - допустимый и $RL = 4$ - неприемлемый уровни риска.

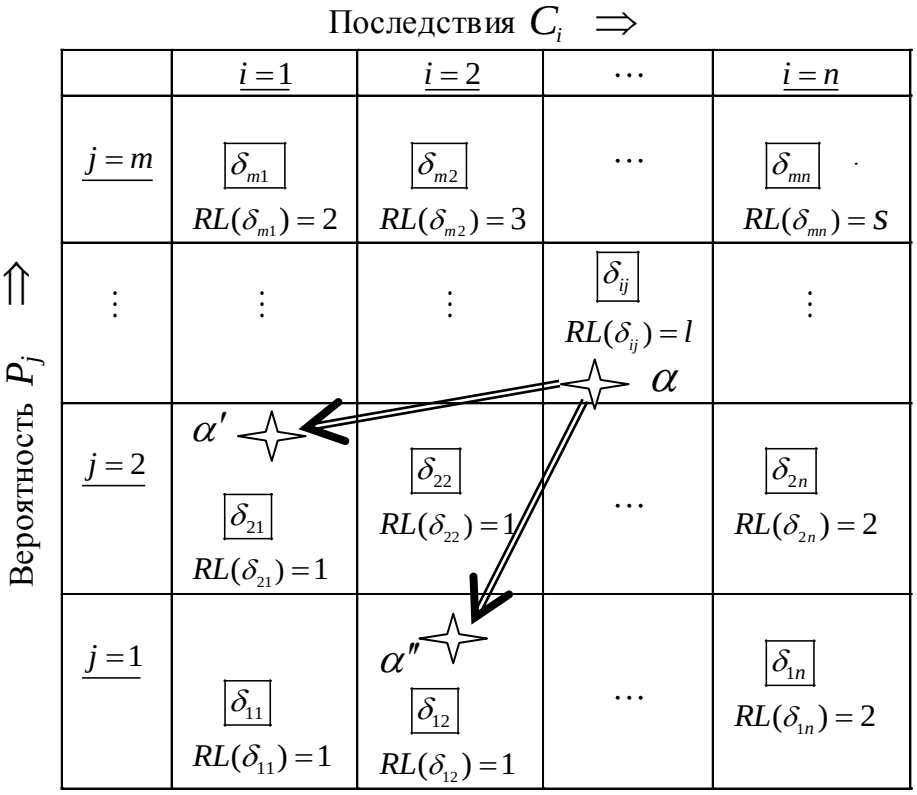


Рисунок П1.2.2.2-2. Построение матрицы риска

Частотный анализ аварийных событий (ЧА). Назначение частотного анализа (ЧА) – оценить возможную интенсивность реализаций каждой из прогнозируемых наиболее опасных аварий. В отличие от вероятностей, интенсивности случайных событий измеряются в единицах, обратных времени.

Частотный анализ является одним из основных этапов анализа аварийного риска. ЧА – необходимое условие для прогнозирования аварийного риска. Если исследователь не располагает необходимыми данными, позволяющими определять интенсивности (вероятности) аварий, то рассчитать аварийный риск, порождаемый объектом, невозможно. В лучшем случае можно прогнозировать лишь потери, ущерб от аварий, принимая, что они произойдут с вероятностью, равной единице.

Частотный анализ включает в себя в следующие этапы:

1) нахождение интенсивностей (вероятностей) аварий;

2) выявление событий, наиболее сильно влияющих на интенсивности (вероятности) аварий;

3) разработка рекомендаций по снижению интенсивностей (вероятностей) наиболее опасных событий.

Частотный анализ опирается на использование теоретических положений теории вероятности и математической статистики, теории надежности, алгебры логики.

Интенсивности (вероятности) аварий могут быть определены тремя путями: непосредственно, с помощью **ДО/ДС и с помощью моделей Маркова.**

Первый путь связан с использованием ретроспективных ("исторических") данных, со статистической обработкой эмпирических (экспериментальных) данных и с применением метода экспертных оценок.

Подобные процедуры, во-первых, пригодны для определения интенсивностей (вероятностей) инициирующих, базовых событий. Во-вторых, они могут быть использованы для нахождения интенсивностей (вероятностей) инцидентов, которые нередко фигурируют в ДО в виде верхнего нежелательного события (ВНС). И, наконец, их используют при непосредственном определении интенсивностей (вероятностей) самих аварий.

Второй путь состоит в использовании графических представлений совокупности различных случайных событий, приводящих к авариям. Это сочетания событий, предшествующих инциденту, и сочетания событий от инцидента до аварии. Первые графически изображаются с помощью **ДО**, вторые – с помощью **ДС.**

Второй путь базируется на формировании и качественном, и количественном анализе сопряженных (по инцидентам) ДО и ДС. При количественном анализе ДО используют следующие методы: ***метод характеристик надёжности; т.н. метод логических переключателей, специально приспособленный для анализа ДО; метод минимальных аварийных сочетаний; метод функций алгебры логики (ФАЛ), а также метод статистических испытаний Монте-Карло.***

Третий путь связан с использованием моделей состояния исследуемой системы (моделей марковских процессов), выражаемых дифференциальными уравнениями Колмогорова-Чепмена. С помощью моделей Маркова может быть определена вероятность аварийного состояния рассматриваемых объектов.

Наибольшее распространение получил второй подход, опирающийся на анализ ***совмещенных ДО и ДС***.

Интенсивности (вероятностей) наиболее опасных событий могут быть, например, вычленены из сочетаний аварийных событий с использованием специальной процедуры анализа значимости аварийных событий, отраженных в дереве отказов.

Вероятностный анализ безопасности. Важное место в анализе и оценке рисков занимает процедура вероятностного анализа безопасности (ВАБ), разработанная для обеспечения безопасности атомных электростанций (АЭС). В зависимости от содержания, целей и предназначения результатов различают 4 уровня ВАБ.

ВАБ-0 содержит качественный и количественный анализы надежности систем и оборудования АЭС, важных для ее безопасности. Он предусматривает анализ и оценку надежности персонала, внешних и внутренних воздействий, отказов по общей причине, перечни исходных событий аварии (ИСА) и др.

ВАБ-1 предполагает разработку вероятностных моделей (ВМ) для определения состояний с повреждением источников, содержащих ядерное топливо и радиоактивные материалы. По этим моделям производится оценка количества выделяющихся при авариях радиационных веществ (РВ), определяются причины таких событий, рассчитываются вероятности или частоты проявления аварий. ВАБ-1 должен производиться для всех эксплуатационных состояний станции (ЭСС) - работа на полной, частичной или малой мощности, плановое техническое обслуживание, перегрузка топлива, ремонт, переходные режимы.

ВАБ-2 предусматривает анализ состояний с повреждением станции, моделирование системы локализации, определение состава и количества выбрасываемых в окружающую среду РВ, оценку вероятностей или частот таких событий.

ВАБ-3 подразумевает анализ распространения выбрасываемых за пределы герметичной оболочки РВ, оценку создаваемых при этом на местности доз облучения, расчет комплексных показателей безопасности, включая оценку риска от АЭС.

Как следует из вышеизложенного, выполнение ВАБ высших уровней связано с моделированием и расчетом ряда физических показателей, зависящих от конструкции ядерного реактора (ЯР), состава активной зоны, параметров системы локализации, района и условий протекания аварии.

Как отмечалось выше, наиболее известными способами графического моделирования надежности и безопасности сложных организационно-технических систем являются последовательно-параллельные схемы, блок-схемы, графы связности, ДС и/или ДО, марковские графы состояний и переходов, GO-схемы, релейно-контактные схемы, схемы функциональной целостности (СФЦ). При выполнении ВАБ наибольшее применение нашли ДО/ДС. Менее известны GO-схемы и СФЦ. Руководства МАГАТЭ не исключают использования последовательно-параллельных схем и марковских графов состояний и переходов. Графы связности и релейно-контактные схемы в практике ВАБ почти не применяются.

Построение полей поражающих факторов, возникающих при различных сценариях развития аварии [6, 7, 14, 16, 17, 18, 20, 29, 35].В результате реализации опасности на промышленном объекте образуются поражающие факторы (ПФ) для персонала, населения, окружающей среды и самого объекта. Анализ последствий реальных аварий в промышленности позволяет определить наиболее характерные ПФ. К ним относятся:

- воздушная ударная волна (УВ) взрывов облаков топливовоздушных смесей (ТВС) и конденсированных взрывчатых веществ (ВВ);
- тепловое излучение огневых (огненных) шаров и горящих разлитии;
- токсические нагрузки;
- фрагменты, образующиеся при разрушении зданий, сооружений, технологического оборудования;
- осколки остекления.

Построение полей ПФ – сложная и трудоемкая научно-техническая задача. Ее решению посвящено значительное число научных работ, существует также ряд утвержденных различными ведомствами методик.

Особенности возникновения и развития аварий на складах нефти и нефтепродуктов показали, что при моделировании физических процессов, протекающих при авариях, должны учитываться следующие явления:

- истечение из отверстия в резервуаре;
- растекание жидкости при квазимгновенном разрушении резервуара;
- испарение жидкости из пролива;
- образование паровоздушного облака;
- взрыв паровоздушной смеси в резервуаре или производственном помещении;
- факельное горение струи жидкости;
- вскипание и выброс горящей жидкости при пожаре (boilover).

Кроме того, при моделировании развития аварий необходимо оценивать:

- массу горючих веществ, поступающих в окружающее пространство в результате возникновения аварийных ситуаций;

- максимальные размеры взрывоопасных зон;
- избыточное давление в ударной волне при взрыве паровоздушного облака;
- избыточное давление в ударной волне при взрыве резервуара с перегретой ЛВЖ (ГЖ) в очаге пожара;
- интенсивности теплового излучения;
- разлет осколков при взрывном разрушении технологического оборудования.

Анализ разрушений и их последствий. Анализ разрушений и их последствий является индуктивным методом, главной задачей которого является оценка частоты и последствий разрушений компонентов. Когда существенное значение имеют процессы управления или ошибки оператора, другие методы могут оказаться более подходящими. Этот метод может потребовать больше времени, чем, например, анализ ДО, т. к. должен рассматриваться каждый случай выхода из строя каждого компонента. Все случаи выхода из строя с малой вероятностью разрушения могут подробно не детализироваться, но это решение должно быть задокументировано.

Моделирование неисправности в системах управления. В этом индуктивном методе методики испытаний основаны на двух критериях: технология и сложность системы управления. Главным образом, применяются следующие методы:

- практические испытания реальной схемы и моделирование неисправности на реальных компонентах, особенно в сомнительных местах, с учетом характеристик, определенных при теоретической проверке и анализе;
- моделирование режима управления (например, с помощью аппаратных и или программных моделей).

Всякий раз, когда проверяются сложные части систем управления, связанные с безопасностью, обычно необходимо разделить систему на несколько функциональных подсистем, и подвергать испытаниям на моделирование неисправности исключительно интерфейс.

Эта методика может применяться также к другим частям машин и оборудования.

Представленные в обзоре методы являются наиболее известными и основными при анализе и оценке риска. В данный обзор не вошли методы, которые считаются дополнительными и редко используются (см. табл. П1.2.2.2-1).

Таблица П1.2.2.2-1. Перечень дополнительных методов, используемых при анализе риска

Метод	Описание и применение
Классификация групп риска по категориям	Классификация видов риска по категориям в порядке приоритетности групп риска
Ведомости проверок	Составление перечней типовых опасных веществ и/или источников потенциальных аварий, которые нуждаются в рассмотрении. С их помощью можно оценивать соответствие законам и стандартам
Парные сопоставления	Способ оценки и ранжирования совокупности рисков путем попарного сравнения
Обзор данных по эксплуатации	Совокупность приемов, которые могут быть использованы для выявления потенциально проблемных областей, а также для анализа частоты, основанного на данных об авариях, данных о надежности и прочее
Анализ скрытых процессов	Метод выявления скрытых процессов и путей, которые могли бы привести к наступлению непредвиденных событий

П1.3. ВЫВОДЫ

1. В общем случае выбор методов оценки рисков определяется следующими основными факторами:

- потенциальной опасностью объекта анализа риска (отдельный человек или социальная группа определенной численности, элемент или система техносферы, природный объект или территория заданных размеров);
- потенциальной опасностью и ущербами при переходе от нормальных (штатных) условий функционирования сложной системы «человек – объект экономики – среда жизнедеятельности» к аварийным и катастрофическим (нештатным);
- наличием исходной детерминированной или статистической информации о реализации рисков на предшествующих стадиях функционирования указанной выше системы;
- наличием исходных баз знаний для расчетно-экспериментального определения функционалов и параметров рисков;
- наличием правовой и нормативно-технической базы для обязательного или факультативного определения рисков;
- наличием международного, национального и отраслевого опыта постановки и решения задач определения рисков;
- наличием обоснованной мотивации определения рисков и управления рисками для повышения безопасности и уровня защищенности от чрезвычайных ситуаций.

2. Для анализа риска в сложных системах, как правило, следует использовать комбинированные методы, а также различные модификации указанных выше методов. При этом при оценках взаимовлияния рисков возможно использование не одинаковых подходов для каждой из составляющих рисков.

3. Количественные методы особенно необходимы, когда предполагаемые серьезность и степень ущерба велики. Количественные методы полезны для того, чтобы оценить альтернативные меры по обеспечению безопасности определить, какой из них дает лучшую защиту.

В случаях, когда полный количественный анализ не всегда возможен из-за недостатка информации (данных) о системе, условиях её эксплуатации, возможных отказах (авариях), влиянии человеческого фактора и т. п., при таких обстоятельствах может оказаться эффективным сравнительное количественное или качественное ранжирование риска специалистами, хорошо информированными в данной области.

4. На стадии идентификации опасностей и предварительных оценок риска рекомендуется применять методы качественного анализа и оценки риска, опирающиеся на продуманную процедуру, специальные вспомогательные средства (анкеты, бланки, опросные листы, инструкции) и практический опыт исполнителей.

5. Перечисленные методы могут применяться изолированно или в дополнение друг к другу, причем методы качественного анализа могут включать количественные критерии риска (в основном, по экспертным оценкам с использованием, например, матрицы «вероятность-тяжесть последствий» ранжирования опасности). По возможности полный количественный анализ риска должен использовать результаты качественного анализа опасностей.

6. К разным по степени опасности объектам должны применяться специальные системы методов, адаптированные на оценку принятых в законе основных видов

опасности с учетом их последствий. Эти системы методов необходимо разработать и подготовить соответствующие руководящие документы.

7. Переход к регулированию безопасности населения и окружающей среды представляет сложную научно-техническую задачу перехода от технических критериев безопасности к экономическим (экономическим показателям риска).

8. Представленные в обзоре методы адаптированы для решения задачи анализа и оценки риска опасных объектов и технологий в основном на стадии их проектирования, производства и эксплуатации. Также важным элементом обеспечения безопасности населения и окружающей среды является обеспечение безопасности на стадии вывода опасных объектов из эксплуатации, что требует проведения работ по развитию специализированных подходов и методов учитывающих специфические особенности этого жизненного этапа.

9. Для целей получения достоверных оценок уровня риска установки АТ-ВБ Цеха №1 Московского нефтеперерабатывающего завода наиболее подходящими являются методы количественной оценки риска (КОР), поскольку задачи получения численных оценок уровней риска, расчета потерь и ущерба реализуются только в подходах с применением количественных оценок, наиболее точными (и наиболее ресурсоемкими) из которых являются методы количественной оценки риска, в то время как для методов качественной оценки риска задача получения сколько-нибудь обоснованных численных оценок анализируемых величин крайне затруднительна (метод экспертных оценок, HAZOP, АВПО), а зачастую просто невозможна (методы «проверочный лист» и т.п.).

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 ФОРМАЛИЗОВАННАЯ БАЗА ДАННЫХ ПО УСТАНОВКЕ АТ-ВБ

СОДЕРЖАНИЕ

Содержание 188
П2.1. Общий вид модели объекта АТ-ВБ 189
П2.2. Стационарные элементы объекта АТ-ВБ 190
П2.2.1. Здания и сооружения 190
П2.2.2. Оборудование - колонны 197
П2.2.3. Оборудование - насосы 204
П2.2.4. Оборудование - трубопроводы 226
П2.2.5. Оборудование - теплообменники 238
П2.2.6. Оборудование - печи 296
П2.2.7. Оборудование - сосуды, работающие под давлением 300

П2.1. ОБЩИЙ ВИД МОДЕЛИ ОБЪЕКТА АТ-ВБ

Ниже, на Рисунке П2.1-1, представлено графическое изображение модели объекта – установки АТ-ВБ.

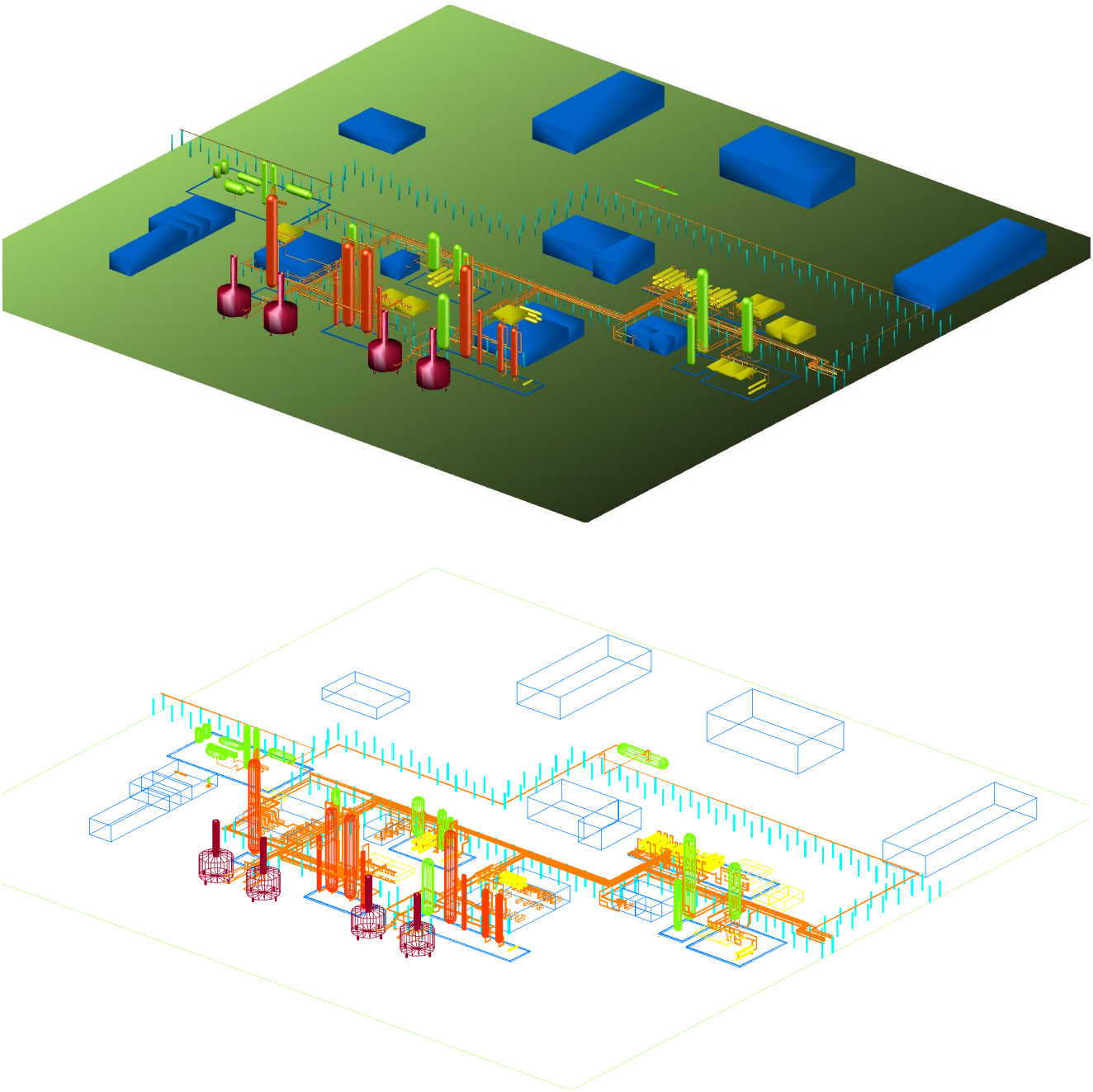


Рисунок П2.1-1. Общий вид модели установки АТ-ВБ.

П2.2. СТАЦИОНАРНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ОБЪЕКТА АТ-ВБ

П2.2.1. ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ

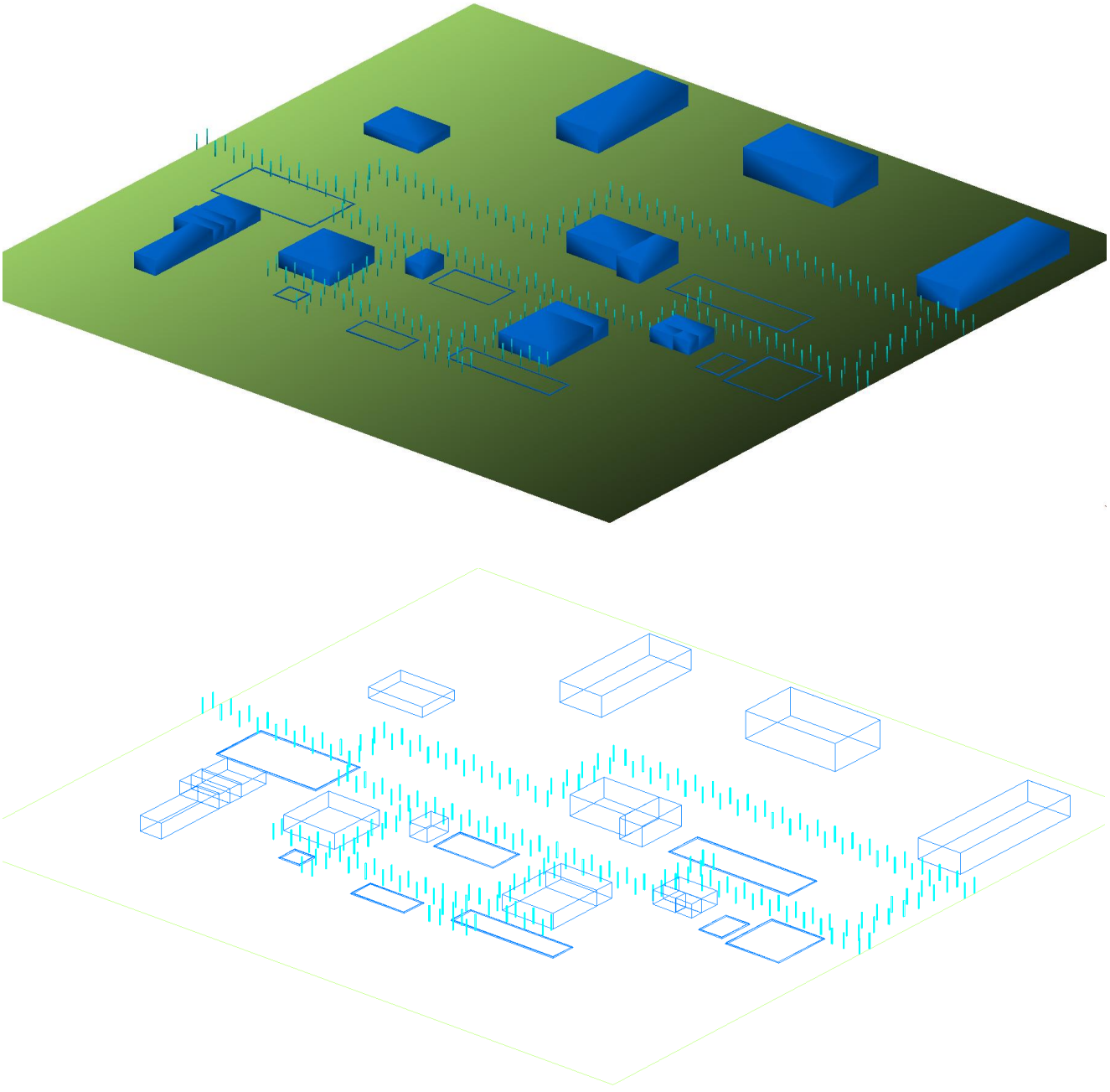


Рисунок П2.2.1-1. Расположение зданий и сооружений на территории установки АТ-ВБ.

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	РП_7
Название, по-английски	
Название, по-русски	Здание РП-7

Геометрия и расположение

Координата X нижнего левого угла в плане, мм	16000
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	49000
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	13000
Протяженность по оси Y, мм	4500
Протяженность по оси Z, мм	4000
Угол к оси X, градусы	

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	Насосная_1
Название, по-английски	
Название, по-русски	Здание насосной 1

Геометрия и расположение

Координата X нижнего левого угла в плане, мм	50000
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	50000
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	17000
Протяженность по оси Y, мм	18000
Протяженность по оси Z, мм	4500
Угол к оси X, градусы	

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	Промфинстрой_2
Название, по-английски	
Название, по-русски	Вспомогательное здание ОАО "Промфинстрой"

Геометрия и расположение

Координата X нижнего левого угла в плане, мм	107000
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	167000
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	30000
Протяженность по оси Y, мм	18000
Протяженность по оси Z, мм	8000
Угол к оси X, градусы	

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	Венткамеры_6
Название, по-английски	
Название, по-русски	Здание вентеляционных камер 6

Геометрия и расположение	
Координата X нижнего левого угла в плане, мм	16000
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	53500
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	13000
Протяженность по оси Y, мм	4500
Протяженность по оси Z, мм	4000
Угол к оси X, градусы	

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	Насосная_4
Название, по-английски	
Название, по-русски	Здание насосной 4

Геометрия и расположение	
Координата X нижнего левого угла в плане, мм	123000
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	67500
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	17000
Протяженность по оси Y, мм	6000
Протяженность по оси Z, мм	4500
Угол к оси X, градусы	

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	Насосная_3
Название, по-английски	
Название, по-русски	Здание насосной 3

Геометрия и расположение	
Координата X нижнего левого угла в плане, мм	77000
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	68000
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	6000
Протяженность по оси Y, мм	8500
Протяженность по оси Z, мм	4000
Угол к оси X, градусы	

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	Операторная_2
Название, по-английски	
Название, по-русски	Здание операторной 2

Геометрия и расположение

Координата X нижнего левого угла в плане, мм	119500
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	101420
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	7500
Протяженность по оси Y, мм	15800
Протяженность по оси Z, мм	6000
Угол к оси X, градусы	

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	Ремэнерго
Название, по-английски	
Название, по-русски	Здание ООО "Ремэнерго"

Геометрия и расположение

Координата X нижнего левого угла в плане, мм	56500
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	153000
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	14000
Протяженность по оси Y, мм	36000
Протяженность по оси Z, мм	6000
Угол к оси X, градусы	

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	Венткамера_5
Название, по-английски	
Название, по-русски	Вентиляционная камера 5

Геометрия и расположение

Координата X нижнего левого угла в плане, мм	158000
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	77640
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	5300
Протяженность по оси Y, мм	4000
Протяженность по оси Z, мм	4000
Угол к оси X, градусы	

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	Операторная_1
Название, по-английски	
Название, по-русски	Здание операторной 1

Геометрия и расположение	
Координата X нижнего левого угла в плане, мм	101000
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	103650
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	18500
Протяженность по оси Y, мм	13600
Протяженность по оси Z, мм	6000
Угол к оси X, градусы	

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	Слесарная мастерская
Название, по-английски	
Название, по-русски	Здание слесарной мастерской

Геометрия и расположение	
Координата X нижнего левого угла в плане, мм	150540
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	81640
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	12800
Протяженность по оси Y, мм	6200
Протяженность по оси Z, мм	4000
Угол к оси X, градусы	

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	Насосная_6
Название, по-английски	
Название, по-русски	Здание насосной 6

Геометрия и расположение	
Координата X нижнего левого угла в плане, мм	16000
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	58000
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	13000
Протяженность по оси Y, мм	10000
Протяженность по оси Z, мм	3500
Угол к оси X, градусы	

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	ИТСК
Название, по-английски	
Название, по-русски	Здание ООО "ИТСК"

Геометрия и расположение

Координата X нижнего левого угла в плане, мм	17000
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	123500
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	18000
Протяженность по оси Y, мм	13000
Протяженность по оси Z, мм	3000
Угол к оси X, градусы	

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	Насосная_2
Название, по-английски	
Название, по-русски	Здание насосной 2

Геометрия и расположение

Координата X нижнего левого угла в плане, мм	123000
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	50000
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	17000
Протяженность по оси Y, мм	17500
Протяженность по оси Z, мм	4500
Угол к оси X, градусы	

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	Промфинстрой_1
Название, по-английски	
Название, по-русски	Административное здание ОАО "Промфинстрой"

Геометрия и расположение

Координата X нижнего левого угла в плане, мм	186000
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	141500
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	14000
Протяженность по оси Y, мм	44000
Протяженность по оси Z, мм	6000
Угол к оси X, градусы	

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	ТП_13
Название, по-английски	
Название, по-русски	Здание ТП-13

Геометрия и расположение	
Координата X нижнего левого угла в плане, мм	22000
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	26000
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	7000
Протяженность по оси Y, мм	23000
Протяженность по оси Z, мм	4500
Угол к оси X, градусы	

Стационарный элемент - здание(сооружение)

Условное обозначение	Насосная_5
Название, по-английски	
Название, по-русски	Сырьевая насосная блока ВБ

Геометрия и расположение	
Координата X нижнего левого угла в плане, мм	150500
Координата Y нижнего левого угла в плане, мм	77600
Координата Z нижнего левого угла в плане, мм	0
Протяженность по оси X, мм	7500
Протяженность по оси Y, мм	4000
Протяженность по оси Z, мм	4000
Угол к оси X, градусы	

П2.2.2. ОБОРУДОВАНИЕ - КОЛОННЫ

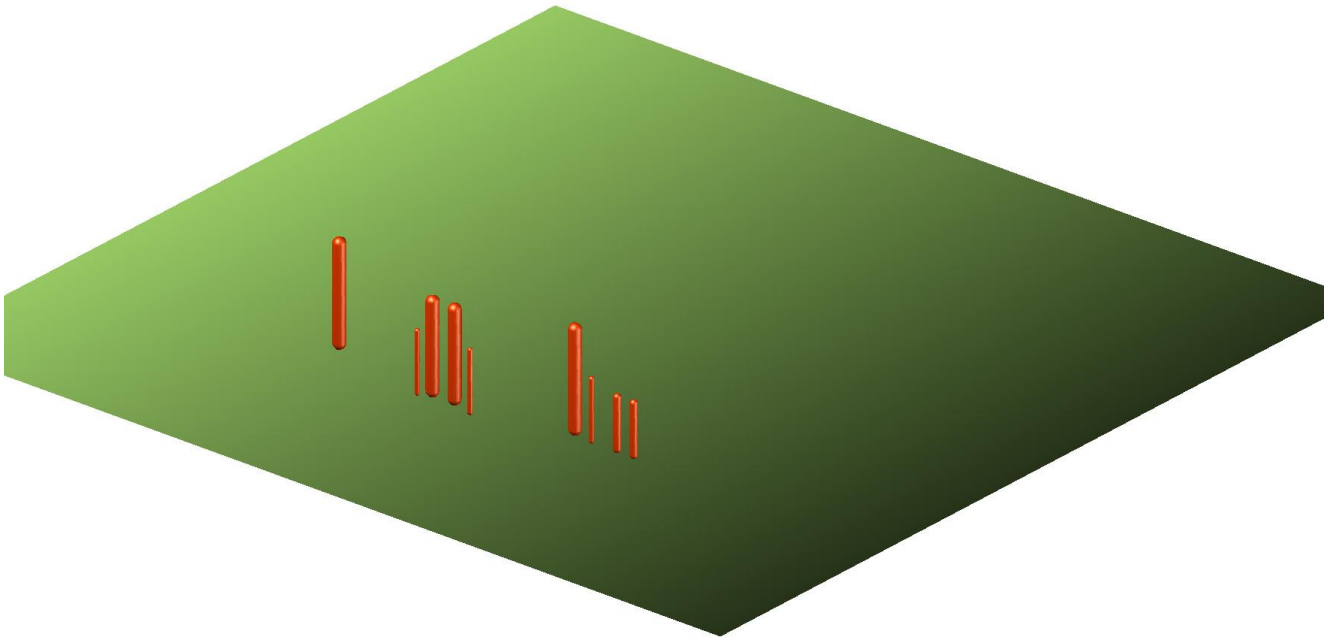


Рисунок П2.2.2-1. Расположение колонн на территории установки АТ-ВБ.

Стационарный элемент - колонна

Условное обозначение	K-5
Название по-английски	
Название по-русски	Фракционирующая колонна К-5
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid and gas
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	127 400
Координата Y, мм	41 500
Координата Z, мм	2 000
Внутренний диаметр, мм	3000
Длина от обечайки, мм	23120
Скругление (0-1)	1
Ориентация в пространстве	V

Технологические параметры

Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	4 600
Полезный объем, м3	171
Нормальный объем жидкой фазы, м3	114
Давление, атм	5
Температура, C	400
Газовая фаза	нестабильный бензин
Средняя плотность газовой фазы, кг/м3	15
Средний молекулярный вес газовой фазы, кг/кмоль	98
Жидкая фаза	крекинг-остаток
Плотность жидкой фазы, кг/м3	990

Стационарный элемент - колонна

Условное обозначение	K-6
Название по-английски	
Название по-русски	Абсорбер фляшинга К-6 - стриплинг колонна
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid and gas
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	131 900
Координата Y, мм	41 500
Координата Z, мм	1 500
Внутренний диаметр, мм	1200
Длина от обечайки, мм	14416
Скругление (0-1)	1
Ориентация в пространстве	V

Технологические параметры

Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	2 900
Полезный объем, м3	16,8
Нормальный объем жидкой фазы, м3	11,2
Давление, атм	5
Температура, C	280
Газовая фаза	газ (при разделении продукт
Средняя плотность газовой фазы, кг/м3	15
Средний молекулярный вес газовой фазы, кг/кмоль	98
Жидкая фаза	бензин, вода
Плотность жидкой фазы, кг/м3	760

Стационарный элемент - колонна

Условное обозначение	РК-1
Название по-английски	
Название по-русски	Реакционная камера РК-1
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid and gas
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	138 900
Координата Y, мм	41 500
Координата Z, мм	1 500
Внутренний диаметр, мм	1795
Длина от обечайки, мм	12000
Скругление (0-1)	1
Ориентация в пространстве	V

Технологические параметры

Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	2 400
Полезный объем, м3	33,5
Нормальный объем жидкой фазы, м3	29,3
Давление, атм	22
Температура, C	500
Газовая фаза	газожидкостная смесь
Средняя плотность газовой фазы, кг/м3	66
Средний молекулярный вес газовой фазы, кг/кмоль	98
Жидкая фаза	крекинг-остаток
Плотность жидкой фазы, кг/м3	990

Стационарный элемент - колонна

Условное обозначение	РК-2
Название по-английски	
Название по-русски	Реакционная камера РК-2
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid and gas
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	143 400
Координата Y, мм	41 500
Координата Z, мм	1 500
Внутренний диаметр, мм	1795
Длина от обечайки, мм	12000
Скругление (0-1)	1
Ориентация в пространстве	V

Технологические параметры

Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	2 400
Полезный объем, м3	33,5
Нормальный объем жидкой фазы, м3	29,3
Давление, атм	22
Температура, C	500
Газовая фаза	газожидкостная смесь
Средняя плотность газовой фазы, кг/м3	66
Средний молекулярный вес газовой фазы, кг/кмоль	98
Жидкая фаза	крекинг-остаток
Плотность жидкой фазы, кг/м3	990

Стационарный элемент - колонна

Условное обозначение	К-1
Название по-английски	
Название по-русски	Ректификационная колонна К-1
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid and gas
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	63 500
Координата Y, мм	41 000
Координата Z, мм	2 300
Внутренний диаметр, мм	3000
Длина от обечайки, мм	23120
Скругление (0-1)	1
Ориентация в пространстве	V

Технологические параметры

Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	4 600
Полезный объем, м3	171
Нормальный объем жидкой фазы, м3	45
Давление, атм	3,5
Температура, C	300
Газовая фаза	пары бензина
Средняя плотность газовой фазы, кг/м3	10,5
Средний молекулярный вес газовой фазы, кг/кмоль	98
Жидкая фаза	отбензиненая нефть
Плотность жидкой фазы, кг/м3	860

Стационарный элемент - колонна

Условное обозначение	К-2
Название по-английски	
Название по-русски	Дополнительный испаритель фляшинга К-2
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid and gas
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	92 700
Координата Y, мм	36 500
Координата Z, мм	2 000
Внутренний диаметр, мм	3000
Длина от обечайки, мм	20663
Скругление (0-1)	1
Ориентация в пространстве	V

Технологические параметры

Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	4 150
Полезный объем, м3	156
Нормальный объем жидкой фазы, м3	35
Давление, атм	2
Температура, C	390
Газовая фаза	пары бензина
Средняя плотность газовой фазы, кг/м3	6
Средний молекулярный вес газовой фазы, кг/кмоль	98
Жидкая фаза	отбензиненая нефть
Плотность жидкой фазы, кг/м3	860

Стационарный элемент - колонна

Условное обозначение	К-2а
Название по-английски	
Название по-русски	Дополнительный испаритель фляшинга К-2а
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid and gas
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	98 700
Координата Y, мм	36 500
Координата Z, мм	2 000
Внутренний диаметр, мм	3000
Длина от обечайки, мм	20663
Скругление (0-1)	1
Ориентация в пространстве	V

Технологические параметры

Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	4 150
Полезный объем, м3	156
Нормальный объем жидкой фазы, м3	25,3
Давление, атм	2
Температура, C	250
Газовая фаза	пары бензина, дизельного тп
Средняя плотность газовой фазы, кг/м3	6
Средний молекулярный вес газовой фазы, кг/кмоль	98
Жидкая фаза	циркуляционное орошение
Плотность жидкой фазы, кг/м3	0

Стационарный элемент - колонна

Условное обозначение	К-3
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенная стриплинг-колонна К-3
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid and gas
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	88 500
Координата Y, мм	36 500
Координата Z, мм	1 000
Внутренний диаметр, мм	1200
Длина от обечайки, мм	14416
Скругление (0-1)	1
Ориентация в пространстве	V

Технологические параметры

Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	2 900
Полезный объем, м3	16,8
Нормальный объем жидкой фазы, м3	6,2
Давление, атм	5
Температура, C	280
Газовая фаза	пары бензина
Средняя плотность газовой фазы, кг/м3	15
Средний молекулярный вес газовой фазы, кг/кмоль	98
Жидкая фаза	дизельное топливо, керосин,
Плотность жидкой фазы, кг/м3	780

Стационарный элемент - колонна

Условное обозначение	К-3а
Название по-английски	
Название по-русски	Стриплинг-колонна К-3а
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid and gas
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	102 900
Координата Y, мм	36 500
Координата Z, мм	1 000
Внутренний диаметр, мм	1200
Длина от обечайки, мм	14446
Скругление (0-1)	1
Ориентация в пространстве	V

Технологические параметры

Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	2 900
Полезный объем, м3	16,8
Нормальный объем жидкой фазы, м3	3
Давление, атм	2
Температура, C	260
Газовая фаза	пары зимнего дизельного топ
Средняя плотность газовой фазы, кг/м3	6
Средний молекулярный вес газовой фазы, кг/кмоль	172
Жидкая фаза	зимнее дизельное топливо
Плотность жидкой фазы, кг/м3	840

П2.2.3. ОБОРУДОВАНИЕ - НАСОСЫ

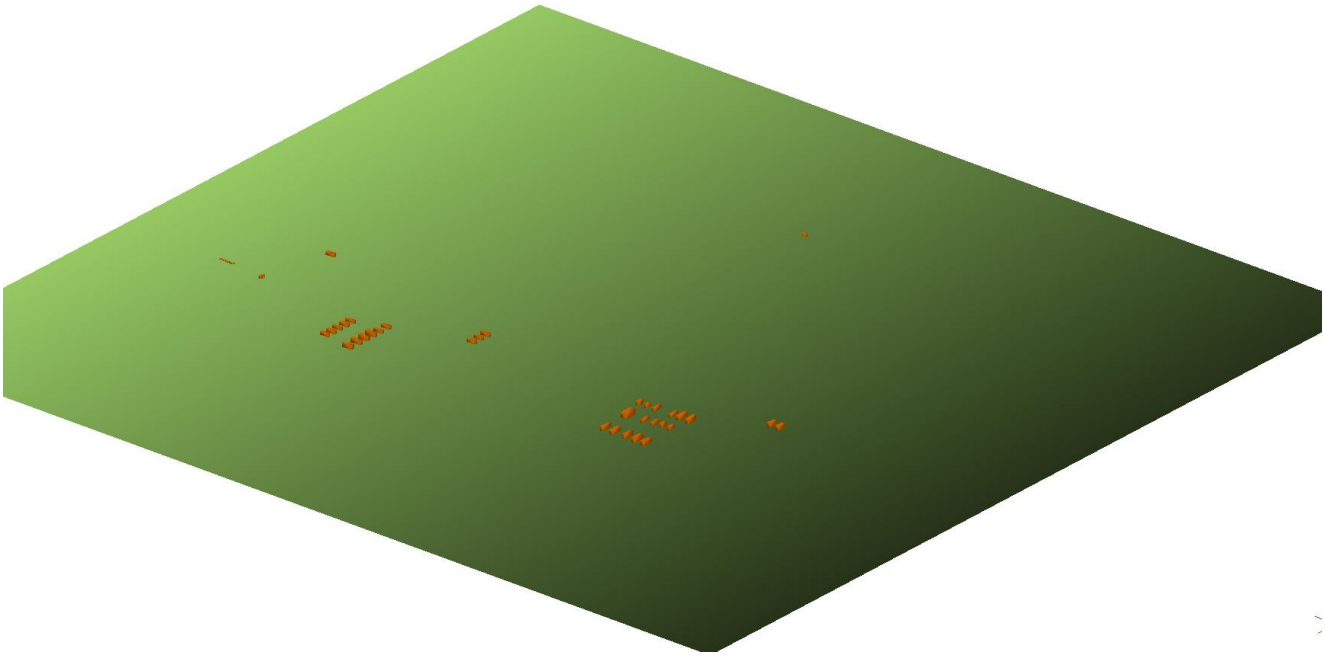


Рисунок П2.2.3-1. Расположение насосов на территории установки АТ-ВБ.

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-1
Название по-английски	
Название по-русски	Сырьевой насос H-1 блока АТ
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	137 400	Размер по оси X, мм	1000
Координата Y, мм	69 300	Размер по оси Y, мм	2600
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	1000
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑	Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	нефть	☑	Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	200,0	☑	Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	137 900
Координата Y, мм	68 400
Диаметр входного трубопровода	200
Плотность жидкости на входе, кг/м3	860
Входящий поток, кг/с	47,78
Давление на входе, атм	5,00
Температура на входе, С	50,0

Куда качает

Координата X, мм	137 510
Координата Y, мм	69 500
Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на выходе	860
Выходящий поток, кг/с	47,78
Давление на выходе, атм	21,00
Температура на выходе, С	50,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-10
Название по-английски	
Название по-русски	Бензиновый насос H-10
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	79 000	Размер по оси X, мм	2200
Координата Y, мм	72 000	Размер по оси Y, мм	700
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	700
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑	Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	бензин	☑	Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	100,0	☑	Горючие пары жидкости

Откуда качает	
Координата X, мм	82 600
Координата Y, мм	72 350
Диаметр входного трубопровода	150
Плотность жидкости на входе, кг/м3	750
Входящий поток, кг/с	20,83
Давление на входе, атм	2,00
Температура на входе, С	60,0

Куда качает	
Координата X, мм	81 000
Координата Y, мм	72 050
Диаметр выходного трубопровода	100
Плотность жидкости на выходе	750
Выходящий поток, кг/с	20,83
Давление на выходе, атм	12,00
Температура на выходе, С	60,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	Н-11
Название по-английски	
Название по-русски	Бензиновый насос Н-11
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	79 000	Размер по оси X, мм	2200
Координата Y, мм	74 200	Размер по оси Y, мм	700
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	700
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	бензин	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	100,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает	
Координата X, мм	82 600
Координата Y, мм	74 550
Диаметр входного трубопровода	150
Плотность жидкости на входе, кг/м3	750
Входящий поток, кг/с	20,83
Давление на входе, атм	2,00
Температура на входе, С	60,0

Куда качает	
Координата X, мм	81 000
Координата Y, мм	74 250
Диаметр выходного трубопровода	100
Плотность жидкости на выходе	750
Выходящий поток, кг/с	20,83
Давление на выходе, атм	12,00
Температура на выходе, С	60,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	Н-13
Название по-английски	
Название по-русски	Насос подачи дизельного топлива Н-13
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	53 900	Размер по оси X, мм	2200
Координата Y, мм	53 100	Размер по оси Y, мм	700
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	700
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	дизельное топливо	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	65,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	53 400
Координата Y, мм	53 450
Диаметр входного трубопровода	100
Плотность жидкости на входе, кг/м3	840
Входящий поток, кг/с	15,17
Давление на входе, атм	2,00
Температура на входе, С	210,0

Куда качает

Координата X, мм	54 050
Координата Y, мм	53 720
Диаметр выходного трубопровода	80
Плотность жидкости на выходе	840
Выходящий поток, кг/с	15,17
Давление на выходе, атм	12,00
Температура на выходе, С	210,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	Н-14
Название по-английски	
Название по-русски	Насос подачи дизельного топлива Н-13
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	53 900	Размер по оси X, мм	2200
Координата Y, мм	55 100	Размер по оси Y, мм	700
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	700
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	дизельное топливо	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	65,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	53 400
Координата Y, мм	55 450
Диаметр входного трубопровода	100
Плотность жидкости на входе, кг/м3	840
Входящий поток, кг/с	15,17
Давление на входе, атм	2,00
Температура на входе, С	210,0

Куда качает

Координата X, мм	54 050
Координата Y, мм	55 720
Диаметр выходного трубопровода	80
Плотность жидкости на выходе	840
Выходящий поток, кг/с	15,17
Давление на выходе, атм	12,00
Температура на выходе, С	210,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-15
Название по-английски	
Название по-русски	Насос H-15 циркуляционного орошения
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	53 900	Размер по оси X, мм	2200
Координата Y, мм	57 100	Размер по оси Y, мм	700
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	700
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	дизельное топливо	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	80,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	53 400
Координата Y, мм	57 450
Диаметр входного трубопровода	200
Плотность жидкости на входе, кг/м3	830
Входящий поток, кг/с	18,44
Давление на входе, атм	3,00
Температура на входе, С	210,0

Куда качает

Координата X, мм	54 050
Координата Y, мм	57 720
Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на выходе	830
Выходящий поток, кг/с	18,44
Давление на выходе, атм	12,00
Температура на выходе, С	210,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-16
Название по-английски	
Название по-русски	Насос H-16 циркуляционного орошения
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	53 900	Размер по оси X, мм	2200
Координата Y, мм	59 200	Размер по оси Y, мм	700
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	700
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	дизельное топливо	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	80,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает		Куда качает	
Координата X, мм	53 400	Координата X, мм	54 050
Координата Y, мм	59 550	Координата Y, мм	59 820
Диаметр входного трубопровода	200	Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на входе, кг/м3	830	Плотность жидкости на выходе	830
Входящий поток, кг/с	18,44	Выходящий поток, кг/с	18,44
Давление на входе, атм	3,00	Давление на выходе, атм	12,00
Температура на входе, С	210,0	Температура на выходе, С	210,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-17
Название по-английски	
Название по-русски	Насос H-17 циркуляционного орошения
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	53 900	Размер по оси X, мм	2200
Координата Y, мм	61 200	Размер по оси Y, мм	700
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	700
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	дизельное топливо	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	80,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает		Куда качает	
Координата X, мм	53 400	Координата X, мм	54 050
Координата Y, мм	61 550	Координата Y, мм	61 820
Диаметр входного трубопровода	200	Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на входе, кг/м3	830	Плотность жидкости на выходе	830
Входящий поток, кг/с	18,44	Выходящий поток, кг/с	18,44
Давление на входе, атм	2,00	Давление на выходе, атм	12,00
Температура на входе, С	280,0	Температура на выходе, С	280,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-18
Название по-английски	
Название по-русски	Насос подачи мазута H-18
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	61 200	Размер по оси X, мм	2200
Координата Y, мм	61 400	Размер по оси Y, мм	700
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	700
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	мазут	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	115,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	63 900
Координата Y, мм	61 750
Диаметр входного трубопровода	200
Плотность жидкости на входе, кг/м3	960
Входящий поток, кг/с	30,67
Давление на входе, атм	2,00
Температура на входе, С	360,0

Куда качает

Координата X, мм	63 250
Координата Y, мм	61 480
Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на выходе	960
Выходящий поток, кг/с	30,67
Давление на выходе, атм	12,00
Температура на выходе, С	360,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-19
Название по-английски	
Название по-русски	Насос подачи мазута H-19
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	61 200	Размер по оси X, мм	2200
Координата Y, мм	63 800	Размер по оси Y, мм	700
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	700
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	мазут	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	115,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	63 900
Координата Y, мм	64 150
Диаметр входного трубопровода	200
Плотность жидкости на входе, кг/м3	960
Входящий поток, кг/с	30,67
Давление на входе, атм	2,00
Температура на входе, С	360,0

Куда качает

Координата X, мм	63 250
Координата Y, мм	63 880
Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на выходе	960
Выходящий поток, кг/с	30,67
Давление на выходе, атм	12,00
Температура на выходе, С	360,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-2
Название по-английски	
Название по-русски	Сырьевой насос H-2 блока АТ
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	135 100	Размер по оси X, мм	1000
Координата Y, мм	69 300	Размер по оси Y, мм	2600
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	1000
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	нефть	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	200,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	135 600
Координата Y, мм	68 400
Диаметр входного трубопровода	200
Плотность жидкости на входе, кг/м3	860
Входящий поток, кг/с	47,78
Давление на входе, атм	5,00
Температура на входе, С	50,0

Куда качает

Координата X, мм	135 210
Координата Y, мм	69 500
Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на выходе	860
Выходящий поток, кг/с	47,78
Давление на выходе, атм	21,00
Температура на выходе, С	50,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-20
Название по-английски	
Название по-русски	Печной насос H-20
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	137 100	Размер по оси X, мм	1000
Координата Y, мм	55 500	Размер по оси Y, мм	2600
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	1000
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	гудрон	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	120,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает	
Координата X, мм	137 600
Координата Y, мм	55 000
Диаметр входного трубопровода	200
Плотность жидкости на входе, кг/м3	960
Входящий поток, кг/с	32,00
Давление на входе, атм	3,50
Температура на входе, С	330,0

Куда качает	
Координата X, мм	137 210
Координата Y, мм	55 700
Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на выходе	960
Выходящий поток, кг/с	32,00
Давление на выходе, атм	32,00
Температура на выходе, С	330,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-21
Название по-английски	
Название по-русски	Печной насос H-21
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	134 700	Размер по оси X, мм	1000
Координата Y, мм	55 500	Размер по оси Y, мм	2600
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	1000
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	гудрон	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	120,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает	
Координата X, мм	135 200
Координата Y, мм	55 000
Диаметр входного трубопровода	200
Плотность жидкости на входе, кг/м3	960
Входящий поток, кг/с	32,00
Давление на входе, атм	3,50
Температура на входе, С	330,0

Куда качает	
Координата X, мм	134 810
Координата Y, мм	55 700
Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на выходе	960
Выходящий поток, кг/с	32,00
Давление на выходе, атм	40,00
Температура на выходе, С	330,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-22
Название по-английски	
Название по-русски	Печной насос H-22
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	132 100	Размер по оси X, мм	1000
Координата Y, мм	55 500	Размер по оси Y, мм	2600
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	1000
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	гудрон	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	120,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	132 600
Координата Y, мм	55 000
Диаметр входного трубопровода	200
Плотность жидкости на входе, кг/м3	960
Входящий поток, кг/с	32,00
Давление на входе, атм	3,50
Температура на входе, С	330,0

Куда качает

Координата X, мм	132 210
Координата Y, мм	55 700
Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на выходе	960
Выходящий поток, кг/с	32,00
Давление на выходе, атм	40,00
Температура на выходе, С	330,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-23
Название по-английски	
Название по-русски	Аварийный прокачной насос H-23
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	125 700	Размер по оси X, мм	1500
Координата Y, мм	62 900	Размер по оси Y, мм	2900
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	1200
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	широкая фракция	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	112,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	125 810
Координата Y, мм	65 600
Диаметр входного трубопровода	200
Плотность жидкости на входе, кг/м3	810
Входящий поток, кг/с	25,20
Давление на входе, атм	10,00
Температура на входе, С	150,0

Куда качает

Координата X, мм	127 090
Координата Y, мм	65 600
Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на выходе	810
Выходящий поток, кг/с	25,20
Давление на выходе, атм	21,00
Температура на выходе, С	150,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-24
Название по-английски	
Название по-русски	Насос перекачки с установки H-24
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	126 300	Размер по оси X, мм	900
Координата Y, мм	55 500	Размер по оси Y, мм	2700
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	900
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	широкая фракция	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	360,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	126 750
Координата Y, мм	55 000
Диаметр входного трубопровода	250
Плотность жидкости на входе, кг/м3	810
Входящий поток, кг/с	81,00
Давление на входе, атм	10,00
Температура на входе, С	300,0

Куда качает

Координата X, мм	126 410
Координата Y, мм	55 700
Диаметр выходного трубопровода	200
Плотность жидкости на выходе	810
Выходящий поток, кг/с	81,00
Давление на выходе, атм	24,00
Температура на выходе, С	300,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-25
Название по-английски	
Название по-русски	Насос перекачки с установки H-25
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	128 800	Размер по оси X, мм	900
Координата Y, мм	55 500	Размер по оси Y, мм	2700
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	900
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	широкая фракция	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	360,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает	
Координата X, мм	129 250
Координата Y, мм	55 000
Диаметр входного трубопровода	250
Плотность жидкости на входе, кг/м3	810
Входящий поток, кг/с	81,00
Давление на входе, атм	10,00
Температура на входе, С	300,0

Куда качает	
Координата X, мм	128 910
Координата Y, мм	55 700
Диаметр выходного трубопровода	200
Плотность жидкости на выходе	810
Выходящий поток, кг/с	81,00
Давление на выходе, атм	24,00
Температура на выходе, С	300,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-26
Название по-английски	
Название по-русски	Бензиновый насос H-26
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	133 100	Размер по оси X, мм	700
Координата Y, мм	69 300	Размер по оси Y, мм	2200
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	700
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	бензин	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	63,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает	
Координата X, мм	133 450
Координата Y, мм	68 800
Диаметр входного трубопровода	150
Плотность жидкости на входе, кг/м3	750
Входящий поток, кг/с	13,12
Давление на входе, атм	3,50
Температура на входе, С	60,0

Куда качает	
Координата X, мм	133 150
Координата Y, мм	69 500
Диаметр выходного трубопровода	100
Плотность жидкости на выходе	750
Выходящий поток, кг/с	13,12
Давление на выходе, атм	12,00
Температура на выходе, С	60,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-27
Название по-английски	
Название по-русски	Бензиновый насос H-27
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	128 600	Размер по оси X, мм	700
Координата Y, мм	69 300	Размер по оси Y, мм	2200
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	700
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	бензин	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	63,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	128 950
Координата Y, мм	68 800
Диаметр входного трубопровода	150
Плотность жидкости на входе, кг/м3	750
Входящий поток, кг/с	13,12
Давление на входе, атм	3,50
Температура на входе, С	60,0

Куда качает

Координата X, мм	128 650
Координата Y, мм	69 500
Диаметр выходного трубопровода	100
Плотность жидкости на выходе	750
Выходящий поток, кг/с	13,12
Давление на выходе, атм	12,00
Температура на выходе, С	60,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-28
Название по-английски	
Название по-русски	Бензиновый насос H-28
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	130 200	Размер по оси X, мм	700
Координата Y, мм	63 800	Размер по оси Y, мм	2200
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	700
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	широкая фракция	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	13,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	130 550
Координата Y, мм	66 500
Диаметр входного трубопровода	80
Плотность жидкости на входе, кг/м3	810
Входящий поток, кг/с	2,92
Давление на входе, атм	3,50
Температура на входе, С	280,0

Куда качает

Координата X, мм	130 850
Координата Y, мм	65 800
Диаметр выходного трубопровода	50
Плотность жидкости на выходе	810
Выходящий поток, кг/с	2,92
Давление на выходе, атм	24,00
Температура на выходе, С	300,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-29
Название по-английски	
Название по-русски	Бензиновый насос H-29
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	132 700	Размер по оси X, мм	700
Координата Y, мм	63 800	Размер по оси Y, мм	2200
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	700
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	широкая фракция	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	13,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	133 050
Координата Y, мм	66 500
Диаметр входного трубопровода	80
Плотность жидкости на входе, кг/м3	810
Входящий поток, кг/с	2,92
Давление на входе, атм	3,50
Температура на входе, С	280,0

Куда качает

Координата X, мм	133 350
Координата Y, мм	65 800
Диаметр выходного трубопровода	50
Плотность жидкости на выходе	810
Выходящий поток, кг/с	2,92
Давление на выходе, атм	24,00
Температура на выходе, С	300,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-3
Название по-английски	
Название по-русски	Сырьевой насос H-3 блока ВБ
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	153 650	Размер по оси X, мм	900
Координата Y, мм	78 700	Размер по оси Y, мм	2200
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	900
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	гудрон	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	100,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает	
Координата X, мм	154 100
Координата Y, мм	72 800
Диаметр входного трубопровода	250
Плотность жидкости на входе, кг/м3	960
Входящий поток, кг/с	26,67
Давление на входе, атм	5,00
Температура на входе, С	150,0

Куда качает	
Координата X, мм	153 760
Координата Y, мм	78 900
Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на выходе	960
Выходящий поток, кг/с	26,67
Давление на выходе, атм	12,00
Температура на выходе, С	150,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-31
Название по-английски	
Название по-русски	Дренажный насос H-31
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	100 000	Размер по оси X, мм	800
Координата Y, мм	151 600	Размер по оси Y, мм	800
Координата Z, мм	-2 000	Размер по оси Z, мм	2700
В помещении	☐		

Характеристика насоса и среды

Тип	погружной	☑	Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	нефтепродукты, вода	☐	Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	80,0	☑	Горючие пары жидкости

Откуда качает	
Координата X, мм	100 400
Координата Y, мм	152 000
Диаметр входного трубопровода	150
Плотность жидкости на входе, кг/м3	950
Входящий поток, кг/с	21,10
Давление на входе, атм	1,50
Температура на входе, С	50,0

Куда качает	
Координата X, мм	100 400
Координата Y, мм	150 500
Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на выходе	950
Выходящий поток, кг/с	21,10
Давление на выходе, атм	8,00
Температура на выходе, С	55,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-4
Название по-английски	
Название по-русски	Сырьевой насос H-4 блока ВБ
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	151 450	Размер по оси X, мм	900
Координата Y, мм	78 700	Размер по оси Y, мм	2200
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	900
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	гудрон	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	100,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	151 900
Координата Y, мм	72 800
Диаметр входного трубопровода	250
Плотность жидкости на входе, кг/м3	960
Входящий поток, кг/с	26,67
Давление на входе, атм	5,00
Температура на входе, С	150,0

Куда качает

Координата X, мм	151 560
Координата Y, мм	78 900
Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на выходе	960
Выходящий поток, кг/с	26,67
Давление на выходе, атм	12,00
Температура на выходе, С	150,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	Н-40
Название по-английски	
Название по-русски	Плунжерный насос Н-40
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	134 600	Размер по оси X, мм	800
Координата Y, мм	64 500	Размер по оси Y, мм	1400
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	900
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Плунжерный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	бензин	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	19,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	134 100
Координата Y, мм	65 550
Диаметр входного трубопровода	80
Плотность жидкости на входе, кг/м3	750
Входящий поток, кг/с	4,00
Давление на входе, атм	5,00
Температура на входе, С	60,0

Куда качает

Координата X, мм	135 350
Координата Y, мм	65 550
Диаметр выходного трубопровода	80
Плотность жидкости на выходе	750
Выходящий поток, кг/с	4,00
Давление на выходе, атм	10,00
Температура на выходе, С	60,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	Н-41
Название по-английски	
Название по-русски	Плунжерный насос Н-41
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	136 700	Размер по оси X, мм	800
Координата Y, мм	64 500	Размер по оси Y, мм	1400
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	900
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Плунжерный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	бензин	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	19,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	136 200
Координата Y, мм	65 550
Диаметр входного трубопровода	80
Плотность жидкости на входе, кг/м3	750
Входящий поток, кг/с	4,00
Давление на входе, атм	5,00
Температура на входе, С	60,0

Куда качает

Координата X, мм	137 450
Координата Y, мм	65 550
Диаметр выходного трубопровода	80
Плотность жидкости на выходе	750
Выходящий поток, кг/с	4,00
Давление на выходе, атм	10,00
Температура на выходе, С	60,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	Н-42
Название по-английски	
Название по-русски	Плунжерный насос Н-42
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	126 500	Размер по оси X, мм	800
Координата Y, мм	69 300	Размер по оси Y, мм	1400
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	900
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Плунжерный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	бензин	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	19,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает	
Координата X, мм	127 800
Координата Y, мм	69 650
Диаметр входного трубопровода	80
Плотность жидкости на входе, кг/м3	750
Входящий поток, кг/с	4,00
Давление на входе, атм	5,00
Температура на входе, С	60,0

Куда качает	
Координата X, мм	126 550
Координата Y, мм	69 650
Диаметр выходного трубопровода	80
Плотность жидкости на выходе	750
Выходящий поток, кг/с	4,00
Давление на выходе, атм	10,00
Температура на выходе, С	60,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	Н-43
Название по-английски	
Название по-русски	Плунжерный насос Н-43
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	124 400	Размер по оси X, мм	800
Координата Y, мм	69 300	Размер по оси Y, мм	1400
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	900
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Плунжерный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	бензин	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	19,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает	
Координата X, мм	125 700
Координата Y, мм	69 650
Диаметр входного трубопровода	80
Плотность жидкости на входе, кг/м3	750
Входящий поток, кг/с	4,00
Давление на входе, атм	5,00
Температура на входе, С	60,0

Куда качает	
Координата X, мм	124 450
Координата Y, мм	69 650
Диаметр выходного трубопровода	80
Плотность жидкости на выходе	750
Выходящий поток, кг/с	4,00
Давление на выходе, атм	10,00
Температура на выходе, С	60,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	Н-49
Название по-английски	
Название по-русски	Насос Н-49 поглотителя сероводорода
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	31 000	Размер по оси X, мм	2200
Координата Y, мм	82 500	Размер по оси Y, мм	700
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	700
В помещении	☐		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	поглотптель сероводо	☐ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	16,0	☐ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	33 700
Координата Y, мм	82 850
Диаметр входного трубопровода	100
Плотность жидкости на входе, кг/м3	1 300
Входящий поток, кг/с	5,78
Давление на входе, атм	2,00
Температура на входе, С	40,0

Куда качает

Координата X, мм	33 200
Координата Y, мм	82 500
Диаметр выходного трубопровода	100
Плотность жидкости на выходе	1 300
Выходящий поток, кг/с	5,78
Давление на выходе, атм	8,00
Температура на выходе, С	40,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-5
Название по-английски	
Название по-русски	Насос подачи нефти H-5
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	60 900	Размер по оси X, мм	2500
Координата Y, мм	51 700	Размер по оси Y, мм	900
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	900
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	нефть	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	150,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	63 900
Координата Y, мм	52 150
Диаметр входного трубопровода	200
Плотность жидкости на входе, кг/м3	860
Входящий поток, кг/с	35,83
Давление на входе, атм	21,00
Температура на входе, С	250,0

Куда качает

Координата X, мм	63 250
Координата Y, мм	51 780
Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на выходе	860
Выходящий поток, кг/с	35,83
Давление на выходе, атм	21,00
Температура на выходе, С	250,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-6
Название по-английски	
Название по-русски	Насос подачи нефти H-6
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	60 900	Размер по оси X, мм	2500
Координата Y, мм	54 500	Размер по оси Y, мм	900
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	900
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	нефть	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	150,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	63 900
Координата Y, мм	54 950
Диаметр входного трубопровода	200
Плотность жидкости на входе, кг/м3	860
Входящий поток, кг/с	35,83
Давление на входе, атм	21,00
Температура на входе, C	250,0

Куда качает

Координата X, мм	63 250
Координата Y, мм	54 580
Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на выходе	860
Выходящий поток, кг/с	35,83
Давление на выходе, атм	21,00
Температура на выходе, C	250,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-7
Название по-английски	
Название по-русски	Насос подачи нефти H-7
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	60 900	Размер по оси X, мм	2500
Координата Y, мм	56 800	Размер по оси Y, мм	900
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	900
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	нефть	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	150,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	63 900
Координата Y, мм	57 250
Диаметр входного трубопровода	200
Плотность жидкости на входе, кг/м3	860
Входящий поток, кг/с	35,83
Давление на входе, атм	21,00
Температура на входе, С	250,0

Куда качает

Координата X, мм	63 250
Координата Y, мм	56 880
Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на выходе	860
Выходящий поток, кг/с	35,83
Давление на выходе, атм	21,00
Температура на выходе, С	250,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-8
Название по-английски	
Название по-русски	Насос подачи нефти H-7
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	60 900	Размер по оси X, мм	2500
Координата Y, мм	59 100	Размер по оси Y, мм	900
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	900
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	нефть	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	150,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	63 900
Координата Y, мм	59 550
Диаметр входного трубопровода	200
Плотность жидкости на входе, кг/м3	860
Входящий поток, кг/с	35,83
Давление на входе, атм	21,00
Температура на входе, С	250,0

Куда качает

Координата X, мм	63 250
Координата Y, мм	59 180
Диаметр выходного трубопровода	150
Плотность жидкости на выходе	860
Выходящий поток, кг/с	35,83
Давление на выходе, атм	21,00
Температура на выходе, С	250,00

Стационарный элемент - насос

Условное обозначение	H-9
Название по-английски	
Название по-русски	Насос подачи бензина H-9
Тип единицы оборудования	Pumps
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	79 000	Размер по оси X, мм	2200
Координата Y, мм	69 800	Размер по оси Y, мм	700
Координата Z, мм	300	Размер по оси Z, мм	700
В помещении	☑		

Характеристика насоса и среды

Тип	Центробежный	☑ Опасная единица оборудования (учесть при расчете)
Транспортируемая среда	бензин	☑ Легкокипящая жидкость
Массовая скорость перекачки, м3/час	60,0	☑ Горючие пары жидкости

Откуда качает

Координата X, мм	82 050
Координата Y, мм	70 150
Диаметр входного трубопровода	150
Плотность жидкости на входе, кг/м3	750
Входящий поток, кг/с	12,50
Давление на входе, атм	3,00
Температура на входе, С	60,0

Куда качает

Координата X, мм	81 000
Координата Y, мм	69 850
Диаметр выходного трубопровода	100
Плотность жидкости на выходе	750
Выходящий поток, кг/с	12,50
Давление на выходе, атм	12,00
Температура на выходе, С	60,00

П2.2.4. ОБОРУДОВАНИЕ - ТРУБОПРОВОДЫ

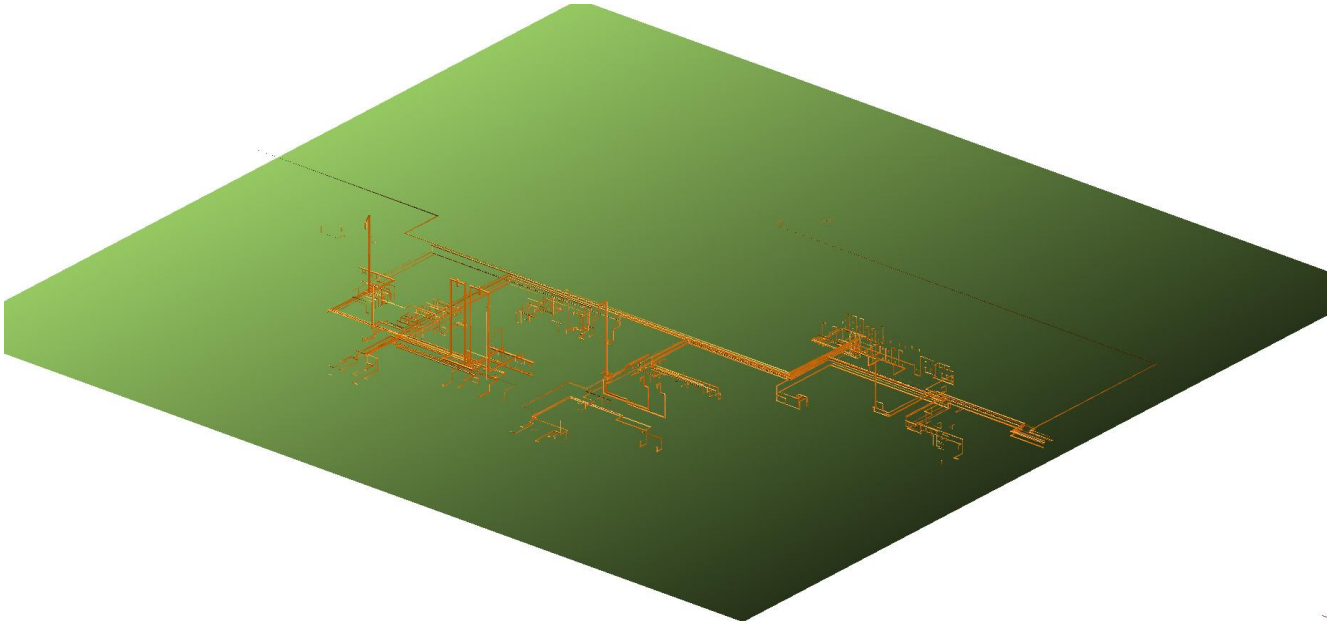


Рисунок П2.2.4-1. Расположение трубопроводов на территории установки АТ-ВБ.

Поскольку информация обо всех технологических трубопроводах установки АТ-ВБ занимает очень большой объем, исходя из принципа разумной достаточности, в качестве примера, ниже приведены данные по одному трубопроводу.

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	1 из 22		
Участок трубопровода от	выход Н-15	к	сборный коллектор
Диаметр участка трубопровода, мм	159		
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5		
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	54 050	Конечная точка участка трубопровода, X, мм	54 050
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	57 720	Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	57 720
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	1 000	Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	2 800

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☐	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	2 из 22		
Участок трубопровода от	выход Н-15	к	сборный коллектор
Диаметр участка трубопровода, мм	159		
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5		
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	54 050	Конечная точка участка трубопровода, X, мм	49 300
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	57 720	Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	57 720
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	2 800	Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	2 800

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	3 из 22		
Участок трубопровода от	выход Н-16	к	сборный коллектор
Диаметр участка трубопровода, мм	159		
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5		
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	54 050	Конечная точка участка трубопровода, X, мм	54 050
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	59 820	Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	59 820
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	1 000	Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	2 800

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	4 из 22		
Участок трубопровода от	выход Н-16	к	сборный коллектор
Диаметр участка трубопровода, мм	159		
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5		
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	54 050	Конечная точка участка трубопровода, X, мм	49 300
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	59 820	Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	59 820
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	2 800	Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	2 800

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	5	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	49 300			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	49 300
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	57 720			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	80 300
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	2 800			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	2 800

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	6	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	49 300			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	49 300
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	80 300			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	80 300
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	2 800			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	3 400

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	7	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	49 300			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	101 100
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	80 300			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	80 300
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	3 400			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	3 400

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	8	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	101 100			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	101 100
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	80 300			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	78 800
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	3 400			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	3 400

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	9	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	101 100			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	101 100
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	78 800			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	78 800
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	3 400			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	5 100

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	10	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	101 100			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	101 100
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	78 800			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	80 600
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	5 100			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	5 100

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	11	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	101 100			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	147 600
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	80 600			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	80 600
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	5 100			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	5 100

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	12	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	147 600			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	147 600
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	80 600			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	102 400
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	5 100			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	5 100

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	13	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	147 600			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	147 600
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	102 400			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	102 400
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	5 100			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	1 200

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	14	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	147 600			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	134 950
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	102 400			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	102 400
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	1 200			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	1 200

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	15	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	134 950			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	134 950
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	102 400			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	104 000
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	1 200			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	1 200

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	16	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	134 950			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	134 950
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	104 000			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	104 000
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	1 200			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	500

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	17	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	134 950			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	134 950
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	104 000			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	105 800
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	500			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	500

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	18	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	134 950			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	136 150
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	105 800			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	105 800
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	500			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	500

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	19	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	135 450			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	135 450
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	105 800			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	105 800
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	500			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	4 300

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	20	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	135 450			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	136 450
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	105 800			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	105 800
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	4 300			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	4 300

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	21	из	22		
Участок трубопровода от	сборный коллектор	к	вход в Т-1		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	136 450			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	136 450
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	105 800			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	105 800
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	4 300			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	3 800

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	210,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

Стационарный элемент - технологический трубопровод

Условное обозначение	P-10_2
Название по-английски	
Название по-русски	Цирк. Орош. От Н-15, Н-16 к Т-1
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючие пары жидкости
- [ ] Горючий газ

Геометрия и привязка на местности

Участок трубопровода	22	из	22		
Участок трубопровода от	выход Т-1_1	к	вход в Т-1_2		
Диаметр участка трубопровода, мм	159				
Толщина стенки участка трубопровода, мм	5				
Начальная точка участка трубопровода, X, мм	136 450			Конечная точка участка трубопровода, X, мм	136 450
Начальная точка участка трубопровода, Y, мм	111 400			Конечная точка участка трубопровода, Y, мм	111 400
Начальная точка участка трубопровода, Z, мм	2 800			Конечная точка участка трубопровода, Z, мм	2 300

Технологические параметры

Давление в трубопроводе, атм	12,0		
Температура в трубопроводе, С	170,0		
Массовая скорость, кг/с	80,00		
Газ (да/нет)	☑	Жидкость (да/нет)	☑
Газовая фаза, название		Жидкая фаза, название	дизельное топливо
Газовая фаза, плотность, кг/м3	0,00	Жидкая фаза, плотность, кг/м3	830,0
Газовая фаза, молярный вес, кг/кмоль	0,0		

П2.2.5. ОБОРУДОВАНИЕ - ТЕПЛООБМЕННИКИ

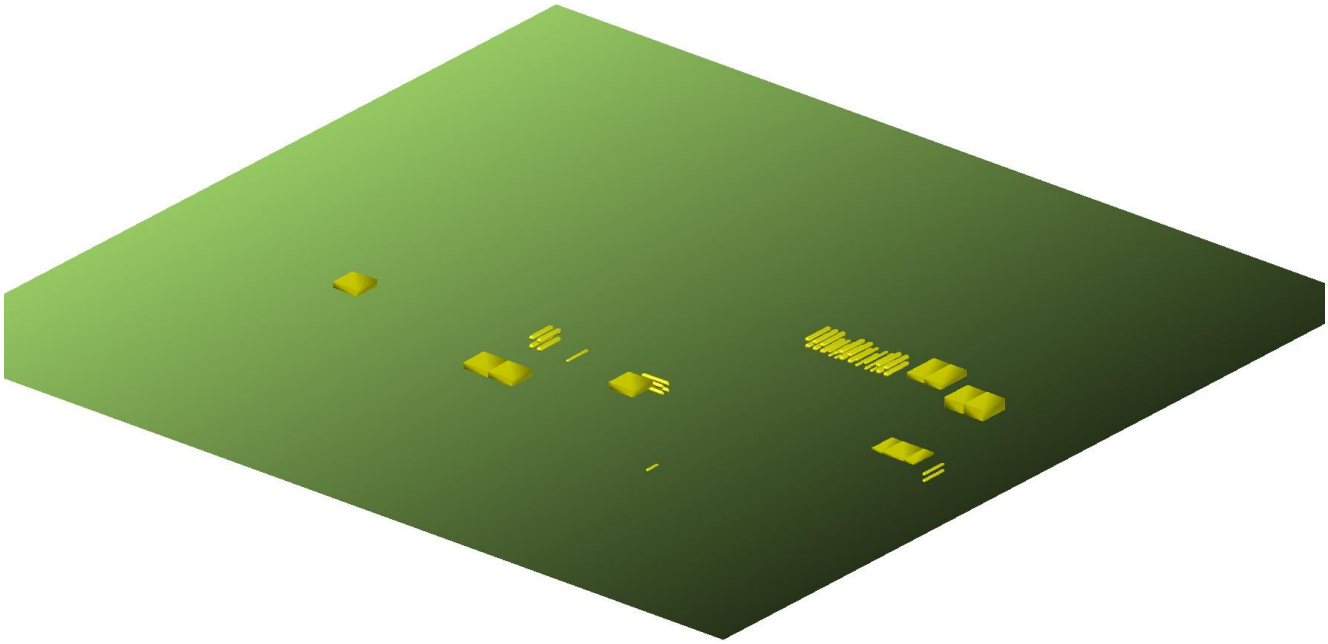


Рисунок П2.2.5-1. Расположение теплообменников на территории установки АТ-ВБ.

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-9
Название по-английски	
Название по-русски	Теплообменник Т-9 подогрева воды на турболизацию П-3,4
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	147 900
Координата Y, мм	39 600
Координата Z, мм	1 000
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	3835
Ширина, мм	530
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	0,73
Нормальный объем жидкости, м3	0,73

Внешний контур (или основной)

Название контура	Хим. Очищенная вода
Давление, атм	18,00
Температура, C	180,0
Жидкая фаза, название	вода
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	0,000
Плотность жидкости, кг/м3	1 000
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Крекинг-остаток
Давление, атм	21,00
Температура, атм	230,0
Жидкая фаза, название	крекинг-остаток
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	16,000
Плотность жидкости, кг/м3	990
Масса жидкости в контуре, кг	550,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-1_1
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	136 450
Координата Y, мм	105 200
Координата Z, мм	2 800
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7800
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,27
Нормальный объем жидкости, м3	5,27

Внешний контур (или основной)

Название контура	Циркуляционное орошение
Давление, атм	12,00
Температура, С	130,0
Жидкая фаза, название	циркуляционное
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	20,000
Плотность жидкости, кг/м3	900
Масса жидкости в контуре, кг	2 780,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Нефть
Давление, атм	21,00
Температура, атм	130,0
Жидкая фаза, название	нефть
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	47,780
Плотность жидкости, кг/м3	860
Масса жидкости в контуре, кг	1 460,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-1_2
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	136 450
Координата Y, мм	105 200
Координата Z, мм	1 300
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7800
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры	
Полный объем, м3	5,27
Нормальный объем жидкости, м3	5,27

Внешний контур (или основной)	
Название контура	Циркуляционное орошение
Давление, атм	12,00
Температура, С	130,0
Жидкая фаза, название	циркуляционное
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	20,000
Плотность жидкости, кг/м3	900
Масса жидкости в контуре, кг	2 780,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)	
Название контура	Нефть
Давление, атм	21,00
Температура, атм	130,0
Жидкая фаза, название	нефть
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	47,780
Плотность жидкости, кг/м3	860
Масса жидкости в контуре, кг	1 460,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-2_1_1
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-2_1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	138 450
Координата Y, мм	105 200
Координата Z, мм	2 800
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7800
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,27
Нормальный объем жидкости, м3	5,27

Внешний контур (или основной)

Название контура	Дизельное топливо
Давление, атм	12,00
Температура, C	240,0
Жидкая фаза, название	дизельное топл
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	15,170
Плотность жидкости, кг/м3	830
Масса жидкости в контуре, кг	1 430,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Нефть
Давление, атм	21,00
Температура, атм	177,0
Жидкая фаза, название	нефть
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	47,780
Плотность жидкости, кг/м3	860
Масса жидкости в контуре, кг	1 460,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-2_1_2
Название по-английски	

Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-2_1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	138 450
Координата Y, мм	105 200
Координата Z, мм	1 300
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7800
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,27
Нормальный объем жидкости, м3	5,27

Внешний контур (или основной)

Название контура	Дизельное топливо
Давление, атм	12,00
Температура, C	240,0
Жидкая фаза, название	дизельное топл
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	15,170
Плотность жидкости, кг/м3	830
Масса жидкости в контуре, кг	1 430,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Нефть
Давление, атм	21,00
Температура, атм	177,0
Жидкая фаза, название	нефть
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	47,780
Плотность жидкости, кг/м3	860
Масса жидкости в контуре, кг	1 460,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-2_2_1
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник T-2_2
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	140 450
Координата Y, мм	105 200
Координата Z, мм	2 800
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7800
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,27
Нормальный объем жидкости, м3	5,27

Внешний контур (или основной)

Название контура	Дизельное топливо
Давление, атм	12,00
Температура, C	330,0
Жидкая фаза, название	дизельное топл
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	15,170
Плотность жидкости, кг/м3	830
Масса жидкости в контуре, кг	1 430,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Нефть
Давление, атм	21,00
Температура, атм	240,0
Жидкая фаза, название	нефть
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	47,780
Плотность жидкости, кг/м3	860
Масса жидкости в контуре, кг	1 460,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-2_2_2
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник T-2_2
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	140 450
Координата Y, мм	105 200
Координата Z, мм	1 300
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7800
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,27
Нормальный объем жидкости, м3	5,27

Внешний контур (или основной)

Название контура	Дизельное топливо
Давление, атм	12,00
Температура, С	330,0
Жидкая фаза, название	дизельное топл
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	15,170
Плотность жидкости, кг/м3	830
Масса жидкости в контуре, кг	1 430,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Нефть
Давление, атм	21,00
Температура, атм	240,0
Жидкая фаза, название	нефть
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	47,780
Плотность жидкости, кг/м3	860
Масса жидкости в контуре, кг	1 460,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-3_1_1
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник T-3_1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	142 250
Координата Y, мм	105 600
Координата Z, мм	2 000
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7000
Ширина, мм	600
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	1,90
Нормальный объем жидкости, м3	1,90

Внешний контур (или основной)

Название контура	Дизельное топливо
Давление, атм	12,00
Температура, С	155,0
Жидкая фаза, название	дизельное топл
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	15,170
Плотность жидкости, кг/м3	830
Масса жидкости в контуре, кг	1 430,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Нефть
Давление, атм	21,00
Температура, атм	88,0
Жидкая фаза, название	нефть
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	47,780
Плотность жидкости, кг/м3	860
Масса жидкости в контуре, кг	440,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-3_1_2
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-3_1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	142 250
Координата Y, мм	105 600
Координата Z, мм	1 000
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7000
Ширина, мм	600
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	1,90
Нормальный объем жидкости, м3	1,90

Внешний контур (или основной)

Название контура	Дизельное топливо
Давление, атм	12,00
Температура, C	155,0
Жидкая фаза, название	дизельное топл
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	15,170
Плотность жидкости, кг/м3	830
Масса жидкости в контуре, кг	1 430,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Нефть
Давление, атм	21,00
Температура, атм	88,0
Жидкая фаза, название	нефть
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	47,780
Плотность жидкости, кг/м3	860
Масса жидкости в контуре, кг	440,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-3_2_1
Название по-английски	

Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-3_2
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	143 850
Координата Y, мм	105 600
Координата Z, мм	2 000
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7000
Ширина, мм	600
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	1,90
Нормальный объем жидкости, м3	0,00

Внешний контур (или основной)

Название контура	Дизельное топливо
Давление, атм	12,00
Температура, C	220,0
Жидкая фаза, название	дизельное топл
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	15,170
Плотность жидкости, кг/м3	830
Масса жидкости в контуре, кг	1 430,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Нефть
Давление, атм	21,00
Температура, атм	126,0
Жидкая фаза, название	нефть
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	47,780
Плотность жидкости, кг/м3	860
Масса жидкости в контуре, кг	440,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-3_2_2
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник T-3_2
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	143 850
Координата Y, мм	105 600
Координата Z, мм	1 000
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7000
Ширина, мм	600
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	1,90
Нормальный объем жидкости, м3	1,90

Внешний контур (или основной)

Название контура	Дизельное топливо
Давление, атм	12,00
Температура, C	220,0
Жидкая фаза, название	дизельное топл
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	15,170
Плотность жидкости, кг/м3	830
Масса жидкости в контуре, кг	1 430,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Нефть
Давление, атм	21,00
Температура, атм	126,0
Жидкая фаза, название	нефть
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	47,780
Плотность жидкости, кг/м3	860
Масса жидкости в контуре, кг	440,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-4_1
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-4
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	145 650
Координата Y, мм	105 200
Координата Z, мм	2 800
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7800
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,27
Нормальный объем жидкости, м3	5,27

Внешний контур (или основной)

Название контура	Мазут
Давление, атм	12,00
Температура, С	360,0
Жидкая фаза, название	мазут
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	30,670
Плотность жидкости, кг/м3	960
Масса жидкости в контуре, кг	2 670,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Нефть
Давление, атм	21,00
Температура, атм	164,0
Жидкая фаза, название	нефть
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	47,780
Плотность жидкости, кг/м3	860
Масса жидкости в контуре, кг	1 460,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-4_2
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-4
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	145 650
Координата Y, мм	105 200
Координата Z, мм	1 300
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7800
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,27
Нормальный объем жидкости, м3	5,27

Внешний контур (или основной)

Название контура	Мазут
Давление, атм	12,00
Температура, С	360,0
Жидкая фаза, название	мазут
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	30,670
Плотность жидкости, кг/м3	960
Масса жидкости в контуре, кг	2 670,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Нефть
Давление, атм	21,00
Температура, атм	164,0
Жидкая фаза, название	нефть
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	47,780
Плотность жидкости, кг/м3	860
Масса жидкости в контуре, кг	1 460,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-5_1_1
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-5_1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	147 850
Координата Y, мм	105 200
Координата Z, мм	2 800
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7800
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,27
Нормальный объем жидкости, м3	5,27

Внешний контур (или основной)

Название контура	Нефть
Давление, атм	21,00
Температура, C	202,0
Жидкая фаза, название	нефть
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	8,700
Плотность жидкости, кг/м3	860
Масса жидкости в контуре, кг	1 460,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Мазут
Давление, атм	21,00
Температура, атм	310,0
Жидкая фаза, название	крекинг-остаток
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	29,860
Плотность жидкости, кг/м3	960
Масса жидкости в контуре, кг	2 670,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-5_1_2
Название по-английски	

Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-5_1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	147 850
Координата Y, мм	105 200
Координата Z, мм	1 300
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7800
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,27
Нормальный объем жидкости, м3	5,27

Внешний контур (или основной)

Название контура	Нефть
Давление, атм	21,00
Температура, C	202,0
Жидкая фаза, название	нефть
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	8,700
Плотность жидкости, кг/м3	860
Масса жидкости в контуре, кг	1 460,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Мазут
Давление, атм	21,00
Температура, атм	310,0
Жидкая фаза, название	крекинг-остаток
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	29,860
Плотность жидкости, кг/м3	960
Масса жидкости в контуре, кг	2 670,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-5_2_1
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник T-5_2
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	149 650
Координата Y, мм	105 375
Координата Z, мм	2 450
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7450
Ширина, мм	600
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	1,96
Нормальный объем жидкости, м3	1,96

Внешний контур (или основной)

Название контура	Нефть
Давление, атм	21,00
Температура, C	240,0
Жидкая фаза, название	нефть
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	8,700
Плотность жидкости, кг/м3	860
Масса жидкости в контуре, кг	1 460,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Мазут
Давление, атм	21,00
Температура, атм	370,0
Жидкая фаза, название	крекинг-остаток
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	29,860
Плотность жидкости, кг/м3	960
Масса жидкости в контуре, кг	2 670,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-5_2_2
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-5_2
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	149 650
Координата Y, мм	105 375
Координата Z, мм	1 150
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7450
Ширина, мм	600
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	1,96
Нормальный объем жидкости, м3	1,96

Внешний контур (или основной)

Название контура	Нефть
Давление, атм	21,00
Температура, С	240,0
Жидкая фаза, название	нефть
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	8,700
Плотность жидкости, кг/м3	860
Масса жидкости в контуре, кг	1 460,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Мазут
Давление, атм	21,00
Температура, атм	370,0
Жидкая фаза, название	крекинг-остаток
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	29,860
Плотность жидкости, кг/м3	960
Масса жидкости в контуре, кг	2 670,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-6_1_1
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник T-6_1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	152 150
Координата Y, мм	105 375
Координата Z, мм	2 450
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7450
Ширина, мм	600
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	1,96
Нормальный объем жидкости, м3	1,96

Внешний контур (или основной)

Название контура	мазут + гудрон
Давление, атм	12,00
Температура, С	340,0
Жидкая фаза, название	гудрон
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	26,380
Плотность жидкости, кг/м3	950
Масса жидкости в контуре, кг	960,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Висбрекинг остаток
Давление, атм	21,00
Температура, атм	400,0
Жидкая фаза, название	крекинг-остаток
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	24,150
Плотность жидкости, кг/м3	970
Масса жидкости в контуре, кг	6 270,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-6_1_2
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-6_1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	152 150
Координата Y, мм	105 375
Координата Z, мм	1 150
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7450
Ширина, мм	600
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	1,96
Нормальный объем жидкости, м3	1,96

Внешний контур (или основной)

Название контура	мазут + гудрон
Давление, атм	12,00
Температура, С	340,0
Жидкая фаза, название	гудрон
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	26,380
Плотность жидкости, кг/м3	950
Масса жидкости в контуре, кг	960,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Висбрекинг остаток
Давление, атм	21,00
Температура, атм	400,0
Жидкая фаза, название	крекинг-остаток
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	24,150
Плотность жидкости, кг/м3	970
Масса жидкости в контуре, кг	6 270,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-6_2_1
Название по-английски	

Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-6_2
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	153 750
Координата Y, мм	105 375
Координата Z, мм	2 450
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7450
Ширина, мм	600
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	1,96
Нормальный объем жидкости, м3	1,96

Внешний контур (или основной)

Название контура	мазут + гудрон
Давление, атм	12,00
Температура, С	270,0
Жидкая фаза, название	гудрон
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	26,380
Плотность жидкости, кг/м3	950
Масса жидкости в контуре, кг	960,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Висбрекинг остаток
Давление, атм	21,00
Температура, атм	340,0
Жидкая фаза, название	крекинг-остаток
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	24,150
Плотность жидкости, кг/м3	970
Масса жидкости в контуре, кг	6 270,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-6_2_2
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник T-6_2
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	153 750
Координата Y, мм	105 375
Координата Z, мм	1 150
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7450
Ширина, мм	600
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	1,96
Нормальный объем жидкости, м3	1,96

Внешний контур (или основной)

Название контура	мазут + гудрон
Давление, атм	12,00
Температура, C	270,0
Жидкая фаза, название	гудрон
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	26,380
Плотность жидкости, кг/м3	950
Масса жидкости в контуре, кг	960,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Висбрекинг остаток
Давление, атм	21,00
Температура, атм	340,0
Жидкая фаза, название	крекинг-остаток
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	24,150
Плотность жидкости, кг/м3	970
Масса жидкости в контуре, кг	6 270,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-6_3_1
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-6_3
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	155 550
Координата Y, мм	105 200
Координата Z, мм	2 800
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7800
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,27
Нормальный объем жидкости, м3	5,27

Внешний контур (или основной)

Название контура	мазут + гудрон
Давление, атм	12,00
Температура, С	230,0
Жидкая фаза, название	гудрон
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	26,380
Плотность жидкости, кг/м3	950
Масса жидкости в контуре, кг	960,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Висбрекинг остаток
Давление, атм	21,00
Температура, атм	300,0
Жидкая фаза, название	крекинг-остаток
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	24,150
Плотность жидкости, кг/м3	970
Масса жидкости в контуре, кг	6 270,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-6_3_2
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-6_3
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	155 550
Координата Y, мм	105 200
Координата Z, мм	1 300
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7800
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,27
Нормальный объем жидкости, м3	5,27

Внешний контур (или основной)

Название контура	мазут + гудрон
Давление, атм	12,00
Температура, С	230,0
Жидкая фаза, название	гудрон
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	26,380
Плотность жидкости, кг/м3	950
Масса жидкости в контуре, кг	960,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Висбрекинг остаток
Давление, атм	21,00
Температура, атм	300,0
Жидкая фаза, название	крекинг-остаток
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	24,150
Плотность жидкости, кг/м3	970
Масса жидкости в контуре, кг	6 270,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-6_4_1
Название по-английски	
Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-6_4
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	157 550
Координата Y, мм	105 200
Координата Z, мм	2 800
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7800
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,27
Нормальный объем жидкости, м3	5,27

Внешний контур (или основной)

Название контура	мазут + гудрон
Давление, атм	12,00
Температура, С	200,0
Жидкая фаза, название	гудрон
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	26,380
Плотность жидкости, кг/м3	950
Масса жидкости в контуре, кг	960,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Висбрекинг остаток
Давление, атм	21,00
Температура, атм	260,0
Жидкая фаза, название	крекинг-остаток
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	24,150
Плотность жидкости, кг/м3	970
Масса жидкости в контуре, кг	627,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-6_4_2
Название по-английски	

Название по-русски	Сдвоенный теплообменник Т-6_4
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	157 550
Координата Y, мм	105 200
Координата Z, мм	1 300
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7800
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,27
Нормальный объем жидкости, м3	5,27

Внешний контур (или основной)

Название контура	мазут + гудрон
Давление, атм	12,00
Температура, С	200,0
Жидкая фаза, название	гудрон
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	26,380
Плотность жидкости, кг/м3	950
Масса жидкости в контуре, кг	960,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Висбрекинг остаток
Давление, атм	21,00
Температура, атм	260,0
Жидкая фаза, название	крекинг-остаток
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	24,150
Плотность жидкости, кг/м3	970
Масса жидкости в контуре, кг	627,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	T-7
Название по-английски	
Название по-русски	Теплообменник T-7
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	102 000
Координата Y, мм	68 850
Координата Z, мм	1 000
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	6900
Ширина, мм	610
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Горючий газ
- [ ] Горючая жидкость
- [ ] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	1,65
Нормальный объем жидкости, м3	1,65

Внешний контур (или основной)

Название контура	Топливный газ
Давление, атм	6,00
Температура, C	80,0
Жидкая фаза, название	
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	0,000
Плотность жидкости, кг/м3	0
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	топливный газ
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	6,700
Плотность газовой фазы, кг/м3	9,2
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	18
Масса газа в контуре, кг	9,60

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Водяной пар
Давление, атм	7,00
Температура, атм	150,0
Жидкая фаза, название	
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	0,000
Плотность жидкости, кг/м3	0
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	водяной пар
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	X-1_1
Название по-английски	
Название по-русски	Холодильник X_1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	94 200
Координата Y, мм	68 850
Координата Z, мм	3 000
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7300
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,00
Нормальный объем жидкости, м3	5,00

Внешний контур (или основной)

Название контура	Бензин
Давление, атм	3,50
Температура, С	70,0
Жидкая фаза, название	бензин
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	8,500
Плотность жидкости, кг/м3	750
Масса жидкости в контуре, кг	500,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Оборотная вода
Давление, атм	4,00
Температура, атм	40,0
Жидкая фаза, название	вода
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	7,500
Плотность жидкости, кг/м3	1 000
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	X-1_2
Название по-английски	
Название по-русски	Холодильник X_1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	94 200
Координата Y, мм	68 850
Координата Z, мм	1 000
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7300
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,00
Нормальный объем жидкости, м3	5,00

Внешний контур (или основной)

Название контура	Бензин
Давление, атм	3,50
Температура, С	70,0
Жидкая фаза, название	бензин
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	8,500
Плотность жидкости, кг/м3	750
Масса жидкости в контуре, кг	500,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Оборотная вода
Давление, атм	4,00
Температура, атм	40,0
Жидкая фаза, название	вода
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	7,500
Плотность жидкости, кг/м3	1 000
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	X-2_1
Название по-английски	
Название по-русски	Холодильник X_2
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	92 100
Координата Y, мм	68 850
Координата Z, мм	3 000
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7300
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,00
Нормальный объем жидкости, м3	5,00

Внешний контур (или основной)

Название контура	Бензин
Давление, атм	3,50
Температура, C	70,0
Жидкая фаза, название	бензин
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	6,400
Плотность жидкости, кг/м3	750
Масса жидкости в контуре, кг	500,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Оборотная вода
Давление, атм	4,00
Температура, атм	40,0
Жидкая фаза, название	вода
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	6,100
Плотность жидкости, кг/м3	1 000
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	X-2_2
Название по-английски	

Название по-русски	Холодильник X_2
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	92 100
Координата Y, мм	68 850
Координата Z, мм	1 000
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7300
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	5,00
Нормальный объем жидкости, м3	5,00

Внешний контур (или основной)

Название контура	Бензин
Давление, атм	3,50
Температура, C	70,0
Жидкая фаза, название	бензин
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	6,400
Плотность жидкости, кг/м3	750
Масса жидкости в контуре, кг	500,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Оборотная вода
Давление, атм	4,00
Температура, атм	40,0
Жидкая фаза, название	вода
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	6,100
Плотность жидкости, кг/м3	1 000
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	X-3_1
Название по-английски	
Название по-русски	Хлолдильник X-3
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	194 675
Координата Y, мм	73 150
Координата Z, мм	2 000
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	6900
Ширина, мм	600
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	1,65
Нормальный объем жидкости, м3	1,65

Внешний контур (или основной)

Название контура	Зимнее дизельное топливо
Давление, атм	12,00
Температура, C	70,0
Жидкая фаза, название	зимнее дизельн
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	15,170
Плотность жидкости, кг/м3	840
Масса жидкости в контуре, кг	500,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Оборотная вода
Давление, атм	4,00
Температура, атм	40,0
Жидкая фаза, название	вода
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	11,200
Плотность жидкости, кг/м3	0
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	X-3_2
Название по-английски	
Название по-русски	Хлолдильник X-3
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	194 675
Координата Y, мм	73 150
Координата Z, мм	500
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	6900
Ширина, мм	600
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	90

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	1,65
Нормальный объем жидкости, м3	1,65

Внешний контур (или основной)

Название контура	Зимнее дизельное топливо
Давление, атм	12,00
Температура, С	70,0
Жидкая фаза, название	зимнее дизельн
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	15,170
Плотность жидкости, кг/м3	840
Масса жидкости в контуре, кг	500,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Оборотная вода
Давление, атм	4,00
Температура, атм	40,0
Жидкая фаза, название	вода
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	11,200
Плотность жидкости, кг/м3	0
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	X-5_1_1
Название по-английски	
Название по-русски	Холодильник X-5_1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	125 900
Координата Y, мм	62 850
Координата Z, мм	6 750
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7265
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	7,00
Нормальный объем жидкости, м3	7,00

Внешний контур (или основной)

Название контура	Бензин
Давление, атм	3,50
Температура, С	70,0
Жидкая фаза, название	бензин
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	8,700
Плотность жидкости, кг/м3	750
Масса жидкости в контуре, кг	500,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Вода оборотная
Давление, атм	4,00
Температура, атм	40,0
Жидкая фаза, название	вода
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	6,500
Плотность жидкости, кг/м3	1 000
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	X-5_1_2
Название по-английски	
Название по-русски	Холодильник X-5_1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	125 900
Координата Y, мм	62 850
Координата Z, мм	5 250
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7265
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	7,00
Нормальный объем жидкости, м3	7,00

Внешний контур (или основной)

Название контура	Бензин
Давление, атм	3,50
Температура, С	70,0
Жидкая фаза, название	бензин
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	8,700
Плотность жидкости, кг/м3	750
Масса жидкости в контуре, кг	500,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Вода оборотная
Давление, атм	4,00
Температура, атм	40,0
Жидкая фаза, название	вода
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	6,500
Плотность жидкости, кг/м3	1 000
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	X-5_2_1
Название по-английски	

Название по-русски	Холодильник X-5_2
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	125 900
Координата Y, мм	64 600
Координата Z, мм	6 750
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7265
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	7,00
Нормальный объем жидкости, м3	7,00

Внешний контур (или основной)

Название контура	Бензин
Давление, атм	3,50
Температура, C	70,0
Жидкая фаза, название	бензин
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	8,700
Плотность жидкости, кг/м3	750
Масса жидкости в контуре, кг	500,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Вода оборотная
Давление, атм	4,00
Температура, атм	40,0
Жидкая фаза, название	вода
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	6,500
Плотность жидкости, кг/м3	1 000
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	X-5_2_2
Название по-английски	
Название по-русски	Холодильник X-5_2
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Shell and Tube
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	125 900
Координата Y, мм	64 600
Координата Z, мм	5 250
Тип (внешний вид для отрисовки)	Vessel
Длина, мм	7265
Ширина, мм	1000
Глубина, мм (только для типа Cube)	0
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	1
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	7,00
Нормальный объем жидкости, м3	7,00

Внешний контур (или основной)

Название контура	Бензин
Давление, атм	3,50
Температура, C	70,0
Жидкая фаза, название	бензин
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	8,700
Плотность жидкости, кг/м3	750
Масса жидкости в контуре, кг	500,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Вода оборотная
Давление, атм	4,00
Температура, атм	40,0
Жидкая фаза, название	вода
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	6,500
Плотность жидкости, кг/м3	1 000
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	X-6_1
Название по-английски	
Название по-русски	Погружной холодильник X-6
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Air Coolers
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	177 250
Координата Y, мм	107 850
Координата Z, мм	0
Тип (внешний вид для отрисовки)	Cube
Длина, мм	2500
Ширина, мм	5000
Глубина, мм (только для типа Cube)	7 500
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	4,58
Нормальный объем жидкости, м3	4,58

Внешний контур (или основной)

Название контура	Мазут
Давление, атм	20,00
Температура, С	260,0
Жидкая фаза, название	мазут, крекинг-о
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	24,000
Плотность жидкости, кг/м3	960
Масса жидкости в контуре, кг	500,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	Вода
Давление, атм	1,00
Температура, атм	70,0
Жидкая фаза, название	вода
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	21,000
Плотность жидкости, кг/м3	1 000
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	X-6_2
Название по-английски	
Название по-русски	Погружной холодильник X-6
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Air Coolers
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	182 450
Координата Y, мм	107 850
Координата Z, мм	0
Тип (внешний вид для отрисовки)	Cube
Длина, мм	2500
Ширина, мм	5000
Глубина, мм (только для типа Cube)	7 500
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры	
Полный объем, м3	4,58
Нормальный объем жидкости, м3	4,58

Внешний контур (или основной)	
Название контура	Мазут
Давление, атм	20,00
Температура, С	260,0
Жидкая фаза, название	мазут, крекинг-о
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	24,000
Плотность жидкости, кг/м3	960
Масса жидкости в контуре, кг	500,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)	
Название контура	Вода
Давление, атм	1,00
Температура, атм	70,0
Жидкая фаза, название	вода
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	21,000
Плотность жидкости, кг/м3	1 000
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	ХВ-1
Название по-английски	
Название по-русски	Аппарат воздушного охлаждения ХВ-1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Air Coolers
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	55 500
Координата Y, мм	56 000
Координата Z, мм	8 750
Тип (внешний вид для отрисовки)	Cube
Длина, мм	1500
Ширина, мм	6600
Глубина, мм (только для типа Cube)	6 550
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	2,70
Нормальный объем жидкости, м3	2,70

Внешний контур (или основной)

Название контура	Бензин
Давление, атм	3,50
Температура, C	140,0
Жидкая фаза, название	бензин
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	7,300
Плотность жидкости, кг/м3	750
Масса жидкости в контуре, кг	300,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	
Давление, атм	0,00
Температура, атм	0,0
Жидкая фаза, название	
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	0,000
Плотность жидкости, кг/м3	0
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	XB-2_1
Название по-английски	

Название по-русски	Аппарат воздушного охлаждения ХВ-2_1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Air Coolers
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	95 000
Координата Y, мм	51 000
Координата Z, мм	4 250
Тип (внешний вид для отрисовки)	Cube
Длина, мм	1500
Ширина, мм	6600
Глубина, мм (только для типа Cube)	6 550
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	2,70
Нормальный объем жидкости, м3	2,70

Внешний контур (или основной)

Название контура	Бензин
Давление, атм	2,50
Температура, С	150,0
Жидкая фаза, название	бензин
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	6,400
Плотность жидкости, кг/м3	750
Масса жидкости в контуре, кг	300,00
Газовая фаза, название	пары бензина
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	
Давление, атм	0,00
Температура, атм	0,0
Жидкая фаза, название	
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	0,000
Плотность жидкости, кг/м3	0
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	XB-2_2
Название по-английски	
Название по-русски	Аппарат воздушного охлаждения XB-2_2
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Air Coolers
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	101 600
Координата Y, мм	51 000
Координата Z, мм	4 250
Тип (внешний вид для отрисовки)	Cube
Длина, мм	1500
Ширина, мм	6600
Глубина, мм (только для типа Cube)	6 550
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	2,70
Нормальный объем жидкости, м3	2,70

Внешний контур (или основной)

Название контура	Бензин
Давление, атм	2,50
Температура, C	150,0
Жидкая фаза, название	бензин
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	6,400
Плотность жидкости, кг/м3	750
Масса жидкости в контуре, кг	300,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	
Давление, атм	0,00
Температура, атм	0,0
Жидкая фаза, название	
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	0,000
Плотность жидкости, кг/м3	0
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	XB-3_1
Название по-английски	
Название по-русски	Воздушный холодильник XB-3_1
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Air Coolers
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	182 000
Координата Y, мм	76 700
Координата Z, мм	3 600
Тип (внешний вид для отрисовки)	Cube
Длина, мм	460
Ширина, мм	2850
Глубина, мм (только для типа Cube)	6 500
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	0,86
Нормальный объем жидкости, м3	0,86

Внешний контур (или основной)

Название контура	Циркуляционное орошение (па
Давление, атм	12,00
Температура, С	130,0
Жидкая фаза, название	отбензиненая н
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	15,250
Плотность жидкости, кг/м3	850
Масса жидкости в контуре, кг	300,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	
Давление, атм	0,00
Температура, атм	0,0
Жидкая фаза, название	
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	0,000
Плотность жидкости, кг/м3	0
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	XB-3_2
Название по-английски	
Название по-русски	Воздушный холодильник XB-3_2
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Air Coolers
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	186 275
Координата Y, мм	76 700
Координата Z, мм	3 600
Тип (внешний вид для отрисовки)	Cube
Длина, мм	460
Ширина, мм	5700
Глубина, мм (только для типа Cube)	6 500
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	1,72
Нормальный объем жидкости, м3	1,72

Внешний контур (или основной)

Название контура	Летнее дизельное топливо
Давление, атм	12,00
Температура, С	150,0
Жидкая фаза, название	летнее дизельн
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	19,340
Плотность жидкости, кг/м3	870
Масса жидкости в контуре, кг	300,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	
Давление, атм	0,00
Температура, атм	0,0
Жидкая фаза, название	
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	0,000
Плотность жидкости, кг/м3	0
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	ХВ-3_3
Название по-английски	
Название по-русски	Воздушный холодильник ХВ-3_3
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Air Coolers
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	190 550
Координата Y, мм	76 700
Координата Z, мм	3 600
Тип (внешний вид для отрисовки)	Cube
Длина, мм	460
Ширина, мм	2850
Глубина, мм (только для типа Cube)	6 500
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	0,86
Нормальный объем жидкости, м3	0,86

Внешний контур (или основной)

Название контура	Зимнее дизельное топливо
Давление, атм	12,00
Температура, C	90,0
Жидкая фаза, название	зимнее дизельн
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	15,170
Плотность жидкости, кг/м3	840
Масса жидкости в контуре, кг	300,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	
Давление, атм	0,00
Температура, атм	0,0
Жидкая фаза, название	
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	0,000
Плотность жидкости, кг/м3	0
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	ХВ-4
Название по-английски	

Название по-русски	Воздушный холодильник ХВ-4
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Air Coolers
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	166 000
Координата Y, мм	109 500
Координата Z, мм	3 100
Тип (внешний вид для отрисовки)	Cube
Длина, мм	1300
Ширина, мм	4500
Глубина, мм (только для типа Cube)	8 600
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	1,73
Нормальный объем жидкости, м3	1,73

Внешний контур (или основной)

Название контура	Мазут
Давление, атм	12,00
Температура, C	150,0
Жидкая фаза, название	мазут
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	30,670
Плотность жидкости, кг/м3	960
Масса жидкости в контуре, кг	300,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	
Давление, атм	0,00
Температура, атм	0,0
Жидкая фаза, название	
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	0,000
Плотность жидкости, кг/м3	0
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	XB-5
Название по-английски	
Название по-русски	Воздушный холодильник XB-5
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Air Coolers
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	130 000
Координата Y, мм	56 000
Координата Z, мм	8 700
Тип (внешний вид для отрисовки)	Cube
Длина, мм	1500
Ширина, мм	6500
Глубина, мм (только для типа Cube)	6 600
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	2,70
Нормальный объем жидкости, м3	2,70

Внешний контур (или основной)

Название контура	Бензин
Давление, атм	5,00
Температура, C	160,0
Жидкая фаза, название	бензин
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	8,700
Плотность жидкости, кг/м3	750
Масса жидкости в контуре, кг	300,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	
Давление, атм	0,00
Температура, атм	0,0
Жидкая фаза, название	
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	0,000
Плотность жидкости, кг/м3	0
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Стационарный элемент - теплообменник

Условное обозначение	XB-6
Название по-английски	
Название по-русски	Воздушный холодильник XB-6
Тип единицы оборудования	Heat Exchangers - Air Coolers
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	170 500
Координата Y, мм	109 500
Координата Z, мм	3 100
Тип (внешний вид для отрисовки)	Cube
Длина, мм	1300
Ширина, мм	4500
Глубина, мм (только для типа Cube)	8 600
Скругление (для типа Vessel), (0-1)	
Угол к оси X в горизонтальной плоскости, градусы	

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [ ] Горючий газ
- [x] Горючая жидкость
- [x] Горючие пары жидкости

Технологические параметры

Полный объем, м3	1,73
Нормальный объем жидкости, м3	1,73

Внешний контур (или основной)

Название контура	Мазут
Давление, атм	12,00
Температура, С	150,0
Жидкая фаза, название	мазут
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	30,670
Плотность жидкости, кг/м3	960
Масса жидкости в контуре, кг	300,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

Внутренний контур (если есть)

Название контура	
Давление, атм	0,00
Температура, атм	0,0
Жидкая фаза, название	
Жидкая фаза, массовая скорость, кг/с	0,000
Плотность жидкости, кг/м3	0
Масса жидкости в контуре, кг	0,00
Газовая фаза, название	
Массовая скорость газовой фазы, кг/с	0,000
Плотность газовой фазы, кг/м3	0,0
Молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	0
Масса газа в контуре, кг	0,00

П2.2.6. ОБОРУДОВАНИЕ - ПЕЧИ

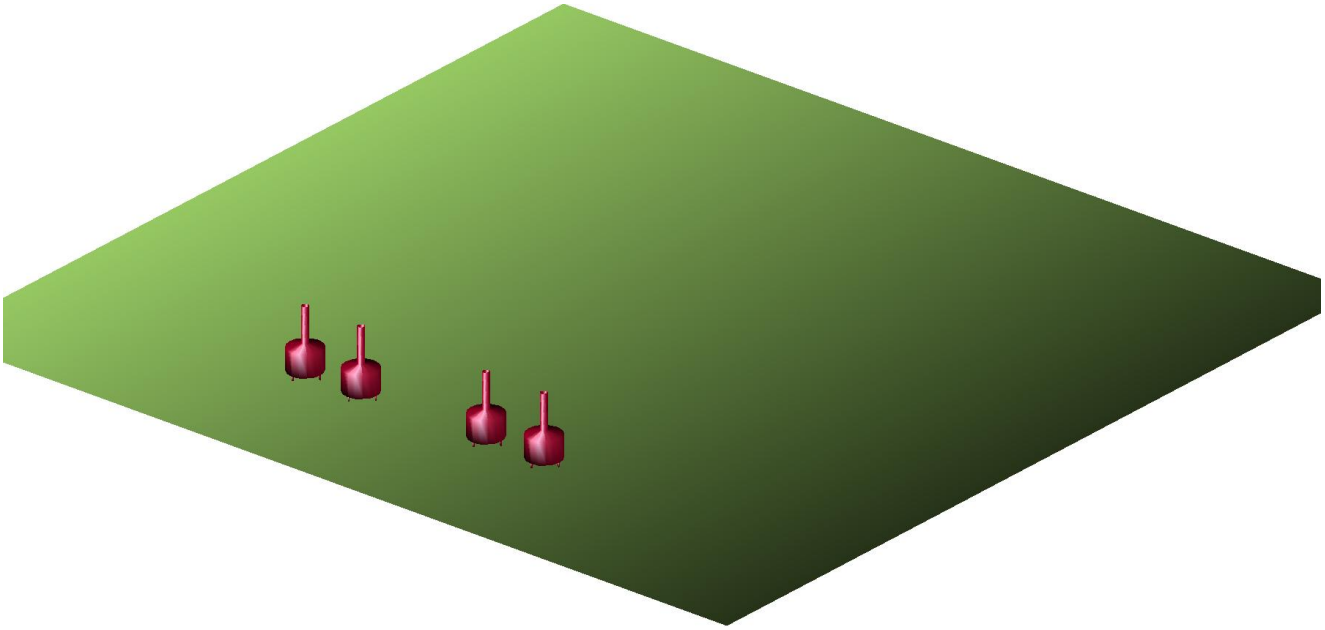


Рисунок П2.2.6-1. Расположение печей на территории установки АТ-ВБ.

Стационарный элемент - печь

Условное обозначение	П-1
Название по-английски	
Название по-русски	Радиантно-конвекционная трубчатая печь П-1
Тип единицы оборудования	Furnace
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	63 000
Координата Y, мм	26 500
Координата Z, мм	0
Диаметр печи, мм	8600
Высота, мм	16250

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Присутствуют горючие газы
- [x] Присутствуют горючие жидкости
- [x] Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	15,46
Нормальный объем жидкой фазы, м3	15,46
Давление, атм	15
Температура, С	400
Газовая фаза	топливный газ
Средняя плотность газовой фазы, кг/м3	9,2
Средний молекулярный вес газовой фазы, кг/кмоль	18
Жидкая фаза	отбензиненая нефть
Плотность жидкой фазы, кг/м3	860

Стационарный элемент - печь

Условное обозначение	П-2
Название по-английски	
Название по-русски	Радиантно-конвекционная трубчатая печь П-2
Тип единицы оборудования	Furnace
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	78 500
Координата Y, мм	26 500
Координата Z, мм	0
Диаметр печи, мм	8600
Высота, мм	16250

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Присутствуют горючие газы
- [x] Присутствуют горючие жидкости
- [x] Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	15,46
Нормальный объем жидкой фазы, м3	15,46
Давление, атм	15
Температура, С	400
Газовая фаза	топливный газ
Средняя плотность газовой фазы, кг/м3	9,2
Средний молекулярный вес газовой фазы, кг/кмоль	18
Жидкая фаза	отбензиненая нефть
Плотность жидкой фазы, кг/м3	860

Стационарный элемент - печь

Условное обозначение	П-3
Название по-английски	
Название по-русски	Радиантно-конвекционная трубчатая печь П-3
Тип единицы оборудования	Furnace
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	113 000
Координата Y, мм	26 500
Координата Z, мм	0
Диаметр печи, мм	8600
Высота, мм	16250

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Присутствуют горючие газы
- [x] Присутствуют горючие жидкости
- [x] Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	16,56
Нормальный объем жидкой фазы, м3	16,56
Давление, атм	35
Температура, С	475
Газовая фаза	топливный газ
Средняя плотность газовой фазы, кг/м3	9,2
Средний молекулярный вес газовой фазы, кг/кмоль	18
Жидкая фаза	гудрон, мазут
Плотность жидкой фазы, кг/м3	960

Стационарный элемент - печь

Условное обозначение	П-4
Название по-английски	
Название по-русски	Радиантно-конвекционная трубчатая печь П-4
Тип единицы оборудования	Furnace
Блок	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	129 000
Координата Y, мм	26 500
Координата Z, мм	0
Диаметр печи, мм	8600
Высота, мм	16250

Характеристика среды в оборудовании

- [x] Опасная единица оборудования
- [x] Присутствуют горючие газы
- [x] Присутствуют горючие жидкости
- [x] Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	16,56
Нормальный объем жидкой фазы, м3	16,56
Давление, атм	35
Температура, С	475
Газовая фаза	топливный газ
Средняя плотность газовой фазы, кг/м3	9,2
Средний молекулярный вес газовой фазы, кг/кмоль	18
Жидкая фаза	гудрон, мазут
Плотность жидкой фазы, кг/м3	960

П2.2.7. ОБОРУДОВАНИЕ - СОСУДЫ, РАБОТАЮЩИЕ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

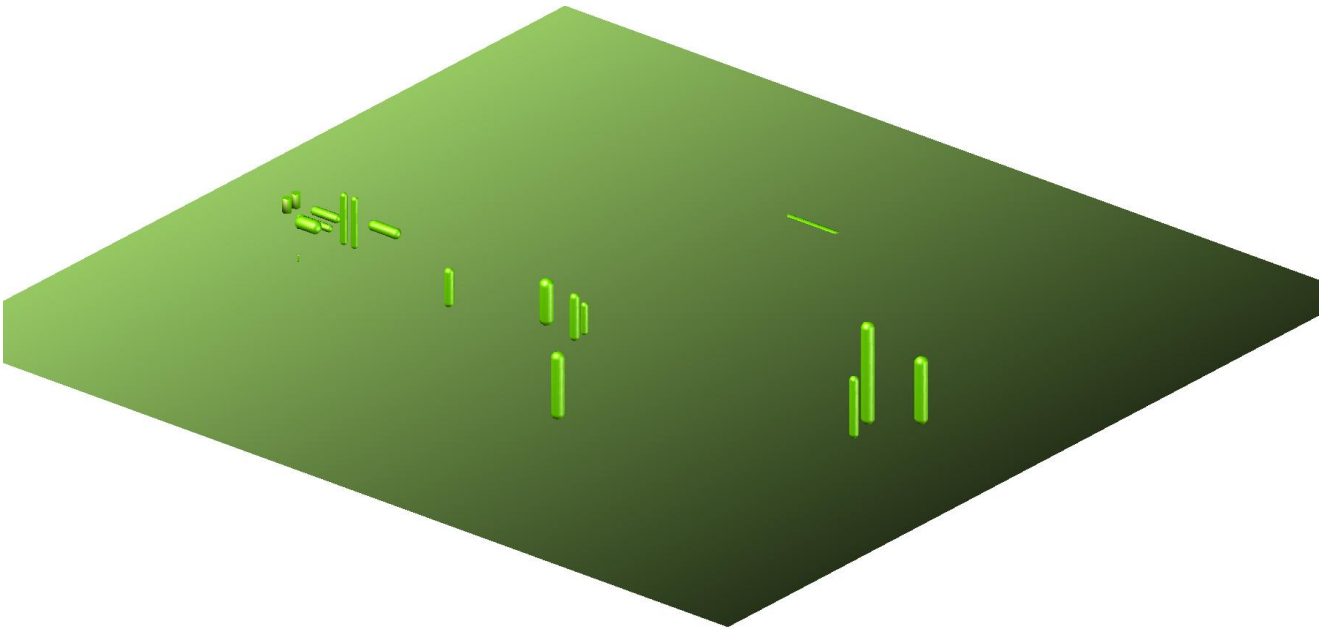


Рисунок П2.2.7-1. Расположение сосудов, работающих под давлением, на территории установки АТ-ВБ.

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	E-14
Название по-английски	
Название по-русски	Ресивер сжатого воздуха КИП
Блок	
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - gas only

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	173 000
Координата Y, мм	81 000
Координата Z, мм	2 500
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☑
Внутренний диаметр, мм	3000
Длина обечайки, мм	21081
Скругление, (0-1)	1

Характеристика среды в оборудовании

- ☐ Опасная единица оборудования
- ☐ Присутствуют горючие газы
- ☐ Присутствуют горючие жидкости
- ☐ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	161
Нормальная температура, C	20
Нормальное давление, атм	6
Жидкая фаза, название	
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	
Нормальный объем жидкости, м3	
Плотность жидкой фазы, кг/м3	
Газовая фаза, название	Сжатый воздух
Плотность газовой фазы, кг/м3	
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	E-4
Название по-английски	
Название по-русски	Сырьевая емкость E-4 блока висбрекинга
Блок	
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid and gas

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	120 000
Координата Y, мм	41 500
Координата Z, мм	2 000
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☑
Внутренний диаметр, мм	3024
Длина обечайки, мм	12790
Скругление, (0-1)	1

Характеристика среды в оборудовании

- ☑ Опасная единица оборудования
- ☑ Присутствуют горючие газы
- ☑ Присутствуют горючие жидкости
- ☑ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	99
Нормальная температура, C	340
Нормальное давление, атм	7,8
Жидкая фаза, название	гудрон, мазут
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	9 500
Нормальный объем жидкости, м3	72,9
Плотность жидкой фазы, кг/м3	960
Газовая фаза, название	паровая фаза
Плотность газовой фазы, кг/м3	23,00
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	98

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	Г-1
Название по-английски	
Название по-русски	Газоотбойник Г-1
Блок	
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid and gas

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	99 500
Координата Y, мм	75 000
Координата Z, мм	3 000
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☑
Внутренний диаметр, мм	1600
Длина обечайки, мм	6000
Скругление, (0-1)	1

Характеристика среды в оборудовании

- ☑ Опасная единица оборудования
- ☑ Присутствуют горючие газы
- ☑ Присутствуют горючие жидкости
- ☑ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	14
Нормальная температура, C	60
Нормальное давление, атм	7
Жидкая фаза, название	газовый конденсат, нестабильный б
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	110
Нормальный объем жидкости, м3	0,25
Плотность жидкой фазы, кг/м3	820
Газовая фаза, название	топливный газ
Плотность газовой фазы, кг/м3	9,20
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	18

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	Г-2
Название по-английски	
Название по-русски	Газоотбойник топливного газа Г-2

Блок	
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid and gas

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	173 000
Координата Y, мм	76 400
Координата Z, мм	1 000
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☑
Внутренний диаметр, мм	2000
Длина обечайки, мм	12510
Скругление, (0-1)	1

Характеристика среды в оборудовании

- ☑ Опасная единица оборудования
- ☑ Присутствуют горючие газы
- ☑ Присутствуют горючие жидкости
- ☑ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	39,3
Нормальная температура, C	60
Нормальное давление, атм	7
Жидкая фаза, название	газоконденсат
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	110
Нормальный объем жидкости, м3	0,25
Плотность жидкой фазы, кг/м3	820
Газовая фаза, название	топливный газ
Плотность газовой фазы, кг/м3	9,20
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	18

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	E-1
Название по-английски	
Название по-русски	Рефлюксная емкость колонны К-1
Блок	
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid and gas

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	96 800
Координата Y, мм	75 000
Координата Z, мм	800
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☑
Внутренний диаметр, мм	2212
Длина обечайки, мм	8904
Скругление, (0-1)	1

Характеристика среды в оборудовании

- ☑ Опасная единица оборудования
- ☑ Присутствуют горючие газы
- ☑ Присутствуют горючие жидкости
- ☑ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	35
Нормальная температура, C	60
Нормальное давление, атм	3,5
Жидкая фаза, название	нестабильный бензин, вода
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	3 100
Нормальный объем жидкости, м3	12,1
Плотность жидкой фазы, кг/м3	880
Газовая фаза, название	жирный газ
Плотность газовой фазы, кг/м3	5,25
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	98

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	E-10
Название по-английски	
Название по-русски	Емкость E-10 для приготовления 10% щелочного раст
Блок	
Тип единицы оборудования	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	10 000
Координата Y, мм	86 500
Координата Z, мм	1 000
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☑
Внутренний диаметр, мм	2000
Длина обечайки, мм	3350
Скругление, (0-1)	0

Характеристика среды в оборудовании

- ☑ Опасная единица оборудования
- ☐ Присутствуют горючие газы
- ☐ Присутствуют горючие жидкости
- ☐ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	8
Нормальная температура, C	50
Нормальное давление, атм	1
Жидкая фаза, название	10% раствор щелочи
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	3 000
Нормальный объем жидкости, м3	7
Плотность жидкой фазы, кг/м3	1200
Газовая фаза, название	
Плотность газовой фазы, кг/м3	
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	E-11
Название по-английски	
Название по-русски	Емкость E-11 для приготовления 2.5% щелочного рас

Блок	
Тип единицы оборудования	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	10 000
Координата Y, мм	83 500
Координата Z, мм	1 000
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☑
Внутренний диаметр, мм	2000
Длина обечайки, мм	3350
Скругление, (0-1)	0

Характеристика среды в оборудовании

- ☑ Опасная единица оборудования
- ☐ Присутствуют горючие газы
- ☐ Присутствуют горючие жидкости
- ☐ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	8
Нормальная температура, C	50
Нормальное давление, атм	1
Жидкая фаза, название	10% раствор щелочи
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	3 000
Нормальный объем жидкости, м3	7
Плотность жидкой фазы, кг/м3	1200
Газовая фаза, название	
Плотность газовой фазы, кг/м3	
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	E-12
Название по-английски	
Название по-русски	Емкость E-12 поглотителя сероводорода
Блок	
Тип единицы оборудования	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	30 000
Координата Y, мм	87 000
Координата Z, мм	1 800
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☐
Внутренний диаметр, мм	2384
Длина обечайки, мм	6000
Скругление, (0-1)	1

Характеристика среды в оборудовании

- ☑ Опасная единица оборудования
- ☐ Присутствуют горючие газы
- ☑ Присутствуют горючие жидкости
- ☐ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	32
Нормальная температура, C	40
Нормальное давление, атм	0,7
Жидкая фаза, название	поглотитель сероводорода "Nalco E
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	2 000
Нормальный объем жидкости, м3	26
Плотность жидкой фазы, кг/м3	1300
Газовая фаза, название	
Плотность газовой фазы, кг/м3	
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	E-13
Название по-английски	
Название по-русски	Заглубленная дренажная емкость E-13
Блок	
Тип единицы оборудования	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	90 700
Координата Y, мм	152 000
Координата Z, мм	-2 800
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☐
Внутренний диаметр, мм	3000
Длина обечайки, мм	12790
Скругление, (0-1)	1

Характеристика среды в оборудовании

- ☑ Опасная единица оборудования
- ☐ Присутствуют горючие газы
- ☑ Присутствуют горючие жидкости
- ☑ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	99
Нормальная температура, C	100
Нормальное давление, атм	1
Жидкая фаза, название	нефтепродукты, вода
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	2 600
Нормальный объем жидкости, м3	90
Плотность жидкой фазы, кг/м3	980
Газовая фаза, название	углеводородный газ
Плотность газовой фазы, кг/м3	9,00
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	98

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	E-15
Название по-английски	
Название по-русски	Емкость E-15 сбора конденсата из рабочих ПК

Блок	
Тип единицы оборудования	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	18 000
Координата Y, мм	77 100
Координата Z, мм	2 250
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☐
Внутренний диаметр, мм	3000
Длина обечайки, мм	3500
Скругление, (0-1)	1

Характеристика среды в оборудовании

- ☑ Опасная единица оборудования
- ☑ Присутствуют горючие газы
- ☑ Присутствуют горючие жидкости
- ☑ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	32
Нормальная температура, C	200
Нормальное давление, атм	5
Жидкая фаза, название	бензин, 10% раствор щелочи
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	2 700
Нормальный объем жидкости, м3	28
Плотность жидкой фазы, кг/м3	1150
Газовая фаза, название	углеводородный газ, сероводород
Плотность газовой фазы, кг/м3	9,00
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	98

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	E-2
Название по-английски	
Название по-русски	Рефлюксная емкость E-2
Блок	
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid and gas

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	89 000
Координата Y, мм	75 000
Координата Z, мм	2 000
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☑
Внутренний диаметр, мм	3200
Длина обечайки, мм	7785
Скругление, (0-1)	1

Характеристика среды в оборудовании

- ☑ Опасная единица оборудования
- ☑ Присутствуют горючие газы
- ☑ Присутствуют горючие жидкости
- ☑ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	96
Нормальная температура, C	60
Нормальное давление, атм	3
Жидкая фаза, название	бензин
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	7 000
Нормальный объем жидкости, м3	37
Плотность жидкой фазы, кг/м3	750
Газовая фаза, название	угдеводородные газы
Плотность газовой фазы, кг/м3	9,00
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	98

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	E-3
Название по-английски	
Название по-русски	Емкость химически очищенной воды E-3
Блок	
Тип единицы оборудования	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	65 500
Координата Y, мм	70 800
Координата Z, мм	600
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☑
Внутренний диаметр, мм	2200
Длина обечайки, мм	7000
Скругление, (0-1)	1

Характеристика среды в оборудовании

- ☐ Опасная единица оборудования
- ☐ Присутствуют горючие газы
- ☐ Присутствуют горючие жидкости
- ☐ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	30
Нормальная температура, C	100
Нормальное давление, атм	0,7
Жидкая фаза, название	Оборотная вода
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	
Нормальный объем жидкости, м3	
Плотность жидкой фазы, кг/м3	1000
Газовая фаза, название	
Плотность газовой фазы, кг/м3	
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	E-5
Название по-английски	
Название по-русски	Рефлюксная емкость E-5

Блок	
Тип единицы оборудования	Pipe - liquid and gas

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	183 400
Координата Y, мм	86 300
Координата Z, мм	3 800
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☑
Внутренний диаметр, мм	3000
Длина обечайки, мм	12855
Скругление, (0-1)	1

Характеристика среды в оборудовании

- ☑ Опасная единица оборудования
- ☑ Присутствуют горючие газы
- ☑ Присутствуют горючие жидкости
- ☑ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	100
Нормальная температура, C	60
Нормальное давление, атм	3,5
Жидкая фаза, название	бензин
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	5 500
Нормальный объем жидкости, м3	37
Плотность жидкой фазы, кг/м3	750
Газовая фаза, название	углеводородные газы
Плотность газовой фазы, кг/м3	10,50
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	98

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	E-6
Название по-английски	
Название по-русски	Емкость E-6 сбора конденсата факельной линии с уст
Блок	
Тип единицы оборудования	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	15 000
Координата Y, мм	80 900
Координата Z, мм	1 500
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☐
Внутренний диаметр, мм	1600
Длина обечайки, мм	8000
Скругление, (0-1)	1

Характеристика среды в оборудовании

- ☑ Опасная единица оборудования
- ☑ Присутствуют горючие газы
- ☑ Присутствуют горючие жидкости
- ☑ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	17
Нормальная температура, C	200
Нормальное давление, атм	0,5
Жидкая фаза, название	факельный конденсат
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	2 000
Нормальный объем жидкости, м3	400
Плотность жидкой фазы, кг/м3	650
Газовая фаза, название	углеводородный газ
Плотность газовой фазы, кг/м3	1,30
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	29

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	E-7
Название по-английски	
Название по-русски	Емкость E-7 поглотителя сероводорода
Блок	
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid only

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	29 500
Координата Y, мм	79 000
Координата Z, мм	1 000
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☑
Внутренний диаметр, мм	1600
Длина обечайки, мм	10666
Скругление, (0-1)	1

Характеристика среды в оборудовании

- ☑ Опасная единица оборудования
- ☐ Присутствуют горючие газы
- ☑ Присутствуют горючие жидкости
- ☐ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	25,4
Нормальная температура, C	40
Нормальное давление, атм	1
Жидкая фаза, название	поглотитель сероводорода
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	8 000
Нормальный объем жидкости, м3	20
Плотность жидкой фазы, кг/м3	1300
Газовая фаза, название	
Плотность газовой фазы, кг/м3	
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	E-8
Название по-английски	
Название по-русски	Емкость E-8 поглотителя сероводорода

Блок	
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid only

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	32 500
Координата Y, мм	79 000
Координата Z, мм	1 000
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☑
Внутренний диаметр, мм	1600
Длина обечайки, мм	10666
Скругление, (0-1)	1

Характеристика среды в оборудовании

- ☑ Опасная единица оборудования
- ☐ Присутствуют горючие газы
- ☑ Присутствуют горючие жидкости
- ☐ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	25,4
Нормальная температура, C	40
Нормальное давление, атм	1
Жидкая фаза, название	поглотитель сероводорода
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	8 000
Нормальный объем жидкости, м3	20
Плотность жидкой фазы, кг/м3	1300
Газовая фаза, название	
Плотность газовой фазы, кг/м3	
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	E-9
Название по-английски	
Название по-русски	Сборник разделочной воды E-9
Блок	
Тип единицы оборудования	

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	16 000
Координата Y, мм	84 500
Координата Z, мм	2 000
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☐
Внутренний диаметр, мм	2000
Длина обечайки, мм	5800
Скругление, (0-1)	1

Характеристика среды в оборудовании

- ☐ Опасная единица оборудования
- ☐ Присутствуют горючие газы
- ☐ Присутствуют горючие жидкости
- ☐ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	20,5
Нормальная температура, C	60
Нормальное давление, атм	1
Жидкая фаза, название	разделочная вода
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	
Нормальный объем жидкости, м3	
Плотность жидкой фазы, кг/м3	1000
Газовая фаза, название	
Плотность газовой фазы, кг/м3	
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	

Стационарный элемент - сосуд, работающий под давлением

Условное обозначение	M-1
Название по-английски	
Название по-русски	Мерник М-1
Блок	
Тип единицы оборудования	Pressure Vessel - liquid only

Геометрия и привязка на местности

Координата X, мм	26 600
Координата Y, мм	67 400
Координата Z, мм	400
Угол к оси X в горизонтальной плоскости	
Вертикальный? (да/нет)	☑
Внутренний диаметр, мм	426
Длина обечайки, мм	1190
Скругление, (0-1)	1

Характеристика среды в оборудовании

- ☑ Опасная единица оборудования
- ☐ Присутствуют горючие газы
- ☑ Присутствуют горючие жидкости
- ☐ Легкокипящие жидкости

Технологические параметры

Полезный объем, м3	0,18
Нормальная температура, C	40
Нормальное давление, атм	1
Жидкая фаза, название	Поглотитель сероводорода
Нормальный уровень жидкости (NLL), мм	800
Нормальный объем жидкости, м3	0,14
Плотность жидкой фазы, кг/м3	1300
Газовая фаза, название	
Плотность газовой фазы, кг/м3	
Средний молярный вес газовой фазы, кг/кмоль	

Конфиденциально
МЦАИ РАН
119333 г. Москва,
ул. Вавилова, д.44, корпус 2

Российская академия наук

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Межведомственный центр аналитических исследований
в области физики, химии и биологии
при Президиуме Российской академии наук
(МЦАИ РАН)

УТВЕРЖДАЮ
Директор
д.т.н., профессор
Н.В. Прудников
«24» июня 2012 г.

ОТЧЕТ

по проведению пилотной количественной оценки риска установки АТ-ВБ
на ОАО «Газпромнефть-МНПЗ»

«Модель безопасности установки АТ-ВБ МНПЗ»

Договор № ГПН-12/09000/00844/Р от 01.05.2012

Этап 2.
Изучение влияния нарушений и защитных мероприятий
на риск установки АТ-ВБ

Научный руководитель работы
Главный научный сотрудник МЦАИ РАН
член-корреспондент РАН
Н.А. Махутов

Москва – 2012

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель разработки Г.н.с. МЦАИ РАН, Начальник отдела ИМАШ РАН, член-корр. РАН, профессор	Н.А. Махутов
В.н.с. МЦАИ РАН, Г.н.с. ИМАШ РАН, д.т.н.	Р.С. Ахметханов
Г.н.с. МЦАИ РАН, Зав. лабораторией ИПМех РАН, член-корр. РАН, профессор	Р.В. Гольдштейн
С.н.с. МЦАИ РАН	Е.А. Леонова
С.н.с. МЦАИ РАН, начальник отдела ООО «Эколого-аналитический центр газовой промышленности» (ЭАЦГП), к.т.н.	А.А. Ляпин
Г.н.с. МЦАИ РАН, д.т.н., профессор	А.А. Макоско
Зам. дир. МЦАИ РАН, к.х.н.	В.Ф. Стенин
М.н.с. МЦАИ РАН, преподаватель НОУ «Учебный центр ОАО «Газпром»	А.В. Унковский
Эксперт ОАО «Газпром нефть», эксперт высшей квалификации РТН, к.ф.-м.н.	А.Н. Черноплёков
М.н.с. МЦАИ РАН, зам. начальника отдела НИЦ «Курчатовский институт»	С.В. Шавкин
В.н.с. МЦАИ РАН, Г.н.с. ФГБУ ВНИИПО МЧС России, д.т.н.	Ю.Н. Шебеко

РЕФЕРАТ

Отчет 67 с., 6 рис., 35 табл., 3 прил.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: РИСК, АВАРИИ, МЕТОДЫ АНАЛИЗА РИСКА, УЩЕРБ, ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОПАСНОСТЕЙ ПРОИЗВОДСТВА, ДЕРЕВЬЯ СОБЫТИЙ, СЦЕНАРИИ АВАРИЙ, МОДЕЛЬ БЕЗОПАСНОСТИ, НАРУШЕНИЯ.

Объектом исследования является установка АТ-ВБ Цеха №1 Московского нефтеперерабатывающего завода.

Целью настоящей пилотной количественной оценки риска является:

- выполнение поручения НТС Ростехнадзора (далее – РТН) по практическому применению методики количественной оценки риска на примере действующей установки ОАО «Газпромнефть-МНПЗ»;
- апробирование методики оценки риска с привлечением ведущих экспертов и компаний в области оценки риска.

В результате выполнения этапа 2 работы в соответствии с Техническим заданием:

- нарушения, указанные в Акте проверки Ростехнадзора, представлены как изменения в описании (системе исходных данных) установки (модели) АТ-ВБ;
- произведена количественная оценка воздействия на безопасность (изменение риска) установки АТ-ВБ для каждого нарушения, их комбинаций и всех в совокупности;
- собраны перспективные предложения работников установки АТ-ВБ, ОАО «Газпромнефть МНПЗ», отечественных и иностранных специалистов (лучший мировой опыт), и материнской компании (корпоративная политика) по повышению безопасности установки АТ-ВБ;
- произведен расчет риска установки АТ-ВБ для каждого перспективного предложения, их комбинации и совокупности, с расчетом экономического эффекта затрат (прибылей / убытков) на их реализацию;
- сформирована и обоснована программа повышения безопасности установки АТ-ВБ

Полученные результаты предназначены для использования при изучении влияния нарушений и защитных мероприятий на риск установки АТ-ВБ Цеха №1 Московского нефтеперерабатывающего завода.

СОДЕРЖАНИЕ

Содержание....4
1. Введение....6
2. Модель нарушений требований безопасности....7
2.1. Нарушения требований безопасности на установке АТ-ВБ МНПЗ....7
2.2. Описание нарушений требований безопасности....7
2.3. Представление результатов расчетов влияния нарушения на безопасность....15
3. Изменения базовой модели безопасности для учета нарушений....16
3.1. Нарушение №39....16
3.1.1. Описание нарушения....16
3.1.2. Механизм влияния нарушения на безопасность....16
3.1.3. Учет нарушения в модели безопасности....16
3.1.4. Изменения в модели безопасности....17
3.1.5. Результаты расчетов изменения безопасности....18
3.2. Нарушение №40....19
3.2.1. Описание нарушения....19
3.2.2. Механизм влияния нарушения на безопасность....19
3.3. Нарушение №41....19
3.3.1. Описание нарушения....19
3.3.2. Механизм влияния нарушения на безопасность....19
3.4. Нарушение №42....19
3.4.1. Описание нарушения....19
3.4.2. Механизм влияния нарушения на безопасность....19
3.5. Нарушение №43....20
3.5.1. Описание нарушения....20
3.5.2. Механизм влияния нарушения на безопасность....20
3.6. Нарушение №44....20
3.6.1. Описание нарушения....20
3.6.2. Механизм влияния нарушения на безопасность....20
3.7. Нарушение №45....20
3.7.1. Описание нарушения....20
3.7.2. Механизм влияния нарушения на безопасность....20
3.7.3. Учет нарушения в модели безопасности....21
3.7.4. Изменения в модели безопасности....21
3.7.5. Результаты расчетов изменения безопасности....26
3.8. Нарушение № 46....27
3.8.1. Описание нарушения....27
3.8.2. Механизм влияния нарушения на безопасность....27
3.8.3. Учет нарушения в модели безопасности....27
3.8.4. Изменения в модели безопасности....27
3.8.5. Результаты расчетов изменения безопасности....28
3.9. Нарушение №47....29
3.9.1. Описание нарушения....29
3.9.2. Механизм влияния нарушения на безопасность....29
3.9.3. Учет нарушения в модели безопасности....29
3.9.4. Результаты расчетов изменения безопасности....29
3.10. Нарушение №48....30
3.10.1. Описание нарушения....30
3.10.2. Механизм влияния нарушения на безопасность....30
3.10.3. Учет нарушения в модели безопасности....30
3.10.4. Результаты расчетов изменения безопасности....31
3.11. Нарушение № 49....31
3.11.1. Описание нарушения....31
3.11.2. Механизм влияния нарушения на безопасность....32
3.11.3. Учет нарушения в модели безопасности....32
3.11.4. Изменения в модели безопасности....32
3.11.5. Результаты расчетов изменения безопасности....36
3.12. Нарушение №50....37
3.12.1. Описание нарушения....37
3.12.2. Механизм влияния нарушения на безопасность....37
3.12.3. Учет нарушения в модели безопасности....37

3.12.4. Результаты расчетов изменения безопасности 37
3.13. Все нарушения в совокупности 38
3.14. Выводы 39
4. Сравнительный анализ существующего уровня безопасности 40
4.1. Фоновые значения риска 40
4.2. Критерии приемлемости риска (проект ФНиП) 40
4.3. Выводы 41
5. Перспективные мероприятия 42
5.1. Общие закономерности снижения затрат 42
5.1.1. Режим эксплуатации 43
5.1.2. Управление безопасностью эксплуатации 44
5.2. Краткое описание перспективных мероприятий 45
5.2.1. Интегрированная система обеспечения безопасности (работ) – ИСОБР 45
5.2.2. Система управления работоспособностью основных фондов – СУРОФ 45
5.2.3. Интегрированная система производственного контроля – ИСПК 46
5.2.4. Интергированная система чрезвычайного реагирования – ИСЧР 46
5.3. Анализ эффективности перспективных мероприятий 46
5.3.1. Механизм реализации влияния ИСОБР на безопасность, включая модель эффективности 46
5.3.2. Механизм влияния СУРОФ на безопасность, включая моедль эффективности 49
5.3.3. Механизм влияния ИСПК на безопасность, включая модель эффективности 50
5.3.4. Механизм влияния ИСЧР на безопасность, включая модель эффективности 51
5.4. Затраты на внедрение перспективных мероприятий 52
5.4.1. Капитальные затраты на внедрение ИСОБР 52
5.4.2. Капитальные затраты на внедрение СУРОФ 53
5.4.3. Капитальные затраты на внедрение ИСПК 54
5.4.4. Капитальные затраты на внедрение ИСЧР 54
5.4.5. Анализ экономической эффективности перспективных мероприятий 55
5.4.6. Результаты оценки эффективности внедрения ИСОБР 56
Результаты оценки эффективности внедрения СУРОФ 56
5.4.7. 56
5.4.8. Результаты оценки эффективности внедрения ИСПК 58
5.4.9. Результаты оценки эффективности внедрени ИСЧР 58
5.5. Выводы 59
6. Заключение 60
7. Список литературы 61
Приложение 1. Блоки установки АТ-ВБ и основные типы оборудования 62
Приложение 2 Базовые частоты утечек из оборудования установки АТ-ВБ 66
Приложение 3. Распределение персонала по территории установки АТ-ВБ 68

1. ВВЕДЕНИЕ

В рамках второго этапа пилотной количественной оценки риска (далее – КОР), целью которого является получение оценок влияния на безопасность установки АТ-ВБ Московского нефтеперерабатывающего завода (далее – МНПЗ) различного рода нарушений действующих норм и правил в области промышленной безопасности, выявленных в ходе выездной проверки Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору и зафиксированных в акте проверки от 5 июля 2011 года, решались следующие задачи:

- выполнение поручения НТС Ростехнадзора (далее – РТН) по практическому применению методики количественной оценки риска на примере действующей установки ОАО «Газпромнефть-МНПЗ» (далее – КОР),
- апробирование методики оценки риска с привлечением ведущих экспертов и компаний в области оценки риска,
- описание в формализованном виде механизмов влияния на безопасности всех зафиксированных в вышеупомянутом акте предписаний как по отдельности, так и всех в совокупности,
- сбор и анализ эффективности перспективных предложений по повышению безопасности установки АТ-ВБ.

Методология проведения работ: анализ литературных источников и доступных данных измерений, результатов натурных экспериментов и математического моделирования.

Общие методы исследования: методы количественного анализа рисков, использующие математическое моделирование, экспериментальные исследования (модели поражения) статистические данные и т.д., – были выбраны в рамках первого этапа пилотной КОР (см. отчет по Этапу I).

Нумерация ссылок, формул, таблиц дана по каждому разделу отдельно.

2. МОДЕЛЬ НАРУШЕНИЙ ТРЕБОВАНИЙ БЕЗОПАСНОСТИ

2.1. НАРУШЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА УСТАНОВКЕ АТ-ВБ МНПЗ

Проверка МНПЗ производилась Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору на основании распоряжения Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 июня 2011 №71-рп «О проведении внеплановой выездной проверки ОАО «Московский нефтеперерабатывающий завод» (в редакции распоряжения от 28 июня 2011 №95-рп, распоряжения от 4 июля 2011 №100-рп).

Выездная проверка группой из 15 человек под председательством заместителя руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Радионовой С.Г. проводилась в период с 9 июня 2011 по 5 июля 2011 года.

Установка висбрекинг с блоком подготовки сырья АТ-ВБ (АТ – блок подготовки сырья, неглубокая перегонка нефти с получением бензиновой и дизельной фракции и мазута, ВБ – висбрекинг, блок термического крекинга «легкий крекинг», превращение гудрона в котельное топливо) – предназначена для перегонки нефти с получением бензиновой, дизельной фракции и компонентами мазута – блок АТ, а также превращения гудрона в котельное топливо с низкой вязкостью и температурой застывания – блок ВБ.

Установка состоит из 2-х блоков:

- блок подготовки сырья (блок АТ);
- блок висбрекинга (блок ВБ).

Установка построена на площадях демонтированных установок ТК-1 и ТК-2, эксплуатируемых в период с 1938 по 1990 гг. Установка введена в эксплуатацию в 1993 году по проекту, разработанному ПКО ОАО «Московский НПЗ» (I-I-МТ-645). Проектная мощность – 1000 тыс. тонн в год по сырью.

В ходе осмотра установки АТ-ВБ 24.06.2011 выявлены нарушения требований промышленной безопасности, отмеченные в общем Акте под номерами (№№ 39 – 50), включающие в себя

- обстоятельства, связанные с отключением и остановкой на длительный период блока АТ (нарушения №№ 39-44),
- отсутствие теплоизоляции на технологических трубопроводах обвязки блока теплообменников (нарушение № 45).
- нарушения герметичности на запорной арматуре технологических трубопроводов, следы проливов нефтепродуктов на колонне поз. К-5 и под насосными агрегатами насосных 1, 2, 4 (нарушение № 46)
- Отсутствие пилотных (дежурных) горелок печей П-1, П-2, П-3, П-4 (нарушение № 47)
- Отсутствие сигнализаторов погасания пламени рабочих горелок печей П-1, П-2, П-3, П-4 (нарушение № 48)
- Отсутствие средств автоматической подачи водяного пара в топочное пространство и в змеевики при прогаре труб печей П-1, П-2, П-3, П-4 (нарушение № 49)
- Отсутствие подогрева полов в открытых насосных №№ 1, 2 и 4 (нарушение № 50)

Подробное описание существ выявленных нарушений дано ниже, в таблице 2.2.-1.

2.2. ОПИСАНИЕ НАРУШЕНИЙ ТРЕБОВАНИЙ БЕЗОПАСНОСТИ

При проведении анализа риска установки рассматриваемые нарушения требований безопасности представляются в модели безопасности установки изменениями исходных данных и/или элементов модели (см. отчет по Этапу I). Базовая модель безопасности представляет собой математическую модель, алгоритм расчета и компьютерный код (программу), когда блок АТ на 70% времени выводится из эксплуатации в установленном порядке: отсекается от технологической схемы завода, консервируется. В оставшиеся 30 % времени установка АТ-ВБ эксплуатируется в соответствии с технологическим регламентом, но с учетом отсутствия средств автоматической подачи водяного пара в топочное пространство и в змеевики при прогаре труб, а также средств автоматического отключения подачи сырья и топлива при

авариях в системах змеевиков печей, поскольку до 1997 года это не являлось нарушением правил безопасности, и это соответствует изначальным проектным решениям.

Любая модель, сколь совершенна бы она не была, является только приближением к реальности. Поэтому выразить, описать нарушения возможно лишь через изменения элементов модели.

Последнее означает, в частности, что при проведении анализа риска каждое предписание о нарушении подвергается серьезному рассмотрению, и нарушение формализуется (представляется в модели) изменением системы исходных данных базовой компьютерной модели безопасности установки. Таким образом, для каждого нарушения или любой их совокупности составляется отдельный компьютерный код (компьютерная программа), являющаяся «электронным» эквивалентом установки с соответствующими нарушениями требований промышленной безопасности, которая используется для расчета сценариев аварий и расчета показателей безопасности именно на этой, с заданными нарушениями, установке. Таких компьютерных эквивалентов построено столько, сколько было выявлено нарушений и дополнительно построен еще один, для всех нарушений «сразу». Последний компьютерный код, или «электронный» эквивалент, отражает в математической форме важнейшие свойства безопасности реальной установки АТ-ВБ на МНПЗ.

Результат компьютерных экспериментов – показатели безопасности, - зависят и от исходных данных, и от моделей явлений аварии и моделей действия поражающих факторов. Последние опубликованы, апробированы и используются без изменений после верификации. Именно по этой причине модели нарушений представлены в данном отчете максимально подробно, для обеспечения аудируемости зависимыми и независимыми сторонами.

К числу составляющих модели установки, системе исходных данных, существенных для безопасности, относятся:

- **технологическое оборудование установки**, его размещение и технологические параметры, при всех возможных режимах эксплуатации. Последнее обстоятельство, с учетом обсуждаемых далее нарушений №№ 39-44, является весьма существенным и на него должно быть обращено особое внимание.
  Например, если часть установки выведена из эксплуатации, допустим в ремонт, и это сделано грамотно, в соответствии с планом консервации (см РД 09-390-00) , в соответствии с установленными процедурами на МНПЗ, а выведенное в ремонт оборудование освобождено от продукта, пропарено и дегазировано (законсервировано), то в рамках модели безопасности установки это означает, что целый ряд инициирующих аварию событий исключен..
  Если же, как это случилось на платформе Пайпер Альфа в Северном море в июле 1988 года, набор элементов оборудования был выведен из технологической схемы временно, а при передаче смены об этом не было сообщено, то действия по технологическому регламенту / наряд–допуску на ведение работ с повышенной опасностью (далее – РПО) привели к крупнейшей в истории нефтегазовой отрасли аварии.
  Таким образом, не только расположение оборудование и его размеры, но и режимы его работы существенно определяют характер и масштабы опасности на установке..
- **процедура эксплуатации**, то есть технологический регламент (для нормальной эксплуатации) или наряд – допуск (для случая ведения на установке РПО).

С технической точки зрения изменения в оборудовании или процедурах эксплуатации выражаются в:

  - появлении новых инициирующих событий;
  - изменении ожидаемой частоты реализации ожидаемых инициирующих событий;
  - изменении базового дерева событий (постулируемых сценариев развития аварии из определённого инициирующего события);
  - изменении механизма поражения (действия поражающих факторов аварии);
  - изменении вероятности ветвления базового дерева событий, в том числе условной вероятности воспламенения, самоускорения пламени;
  - изменении времени аварийного отключения;
  - изменении времени аварийного реагирования (силы и средства);

- **распределение персонала**. В рассматриваемой модели безопасности установки персонал является пассивным получателем (реципиентом) поражающих факторов аварии, и существенное влияние на безопасность оказывают, прежде всего, его местонахождение и способность к перемещениям, эвакуации и спасению, а не только его действия в соответствии с планами ликвидации аварийных ситуаций (ПЛАС), действий в ЧС, тушения пожаров и ликвидации выбросов АХОВ на этапе аварии.

С технической точки зрения изменения в распределении персонала выражаются в:

  - Изменении количества смен, групп персонала;
  - Изменении характера перемещения персонала по территории установки.

Каждое изменение модели безопасности, связанное с учитываемым нарушением, представляется отдельно, с указанием изменений самой модели безопасности, а также описанием механизма влияния на результирующие значения индивидуального риска.

Описание нарушений, представленных в акте, сведено в таблицу. Нарушения, относящиеся непосредственно к установке АТ-ВБ, в данной таблице представлены под номерами с 39 по 50. Текст описания нарушений представлен ниже в Таблице 2.2-1. В этой же таблице дано краткое описание изменений базовой модели безопасности установки АТ-ВБ МНПЗ.

Для каждого нарушения или любой их совокупности составляется отдельный компьютерный код (компьютерная программа), являющаяся «электронным» эквивалентом установки с соответствующими нарушениями требований промышленной безопасности, которая используется для расчета сценариев аварий и расчета показателей безопасности именно на этой, с заданными нарушениями, установке.

Таких компьютерных эквивалентов построено столько, сколько было выявлено нарушений и дополнительно построен еще один, для всех нарушений «сразу». Последний компьютерный код, или «электронный» эквивалент, отражает в математической форме важнейшие свойства безопасности реальной установки АТ-ВБ на МНПЗ.

Для каждого «электронного» эквивалента установки с определённым нарушением / нарушениями проводится вычислительный эксперимент – компьютерный код генерирует сценарии возможных аварий на установке (с соответствующим нарушением) и на основании полученного файла сценариев рассчитываются показатели безопасности.

Главным показателем безопасности, в соответствии с проектом новых Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих комплексов» является **индивидуальный риск**.

Индивидуальный риск. В международной практике – Individual Risk per annum (IRPA). Ожидаемая частота гибели человека от происшествий, 1/год. ФНиП предлагает установить критерий приемлемости производственного риска равным 5×10^{-4} 1/год для персонала

Другими показателями безопасности, необходимыми для целей регулирования и надзора в области промышленной безопасности, являются:

- Смертность. В международной практике - Fatal Accident Rate (FAR). Число случаев гибели на 100 млн. часов работы. Средняя по отрасли в России смертность – 9,7
- Травматизм. В международной практике – Lost Time Injury Frequency Rate (LTIFR). Число случаев нетрудоспособности на 1 млн. часов работы. Средний по отрасли в России травматизм – 0,45.
- Социальный риск. В международной практике – Societal Risk (SR). В России определяется как ожидаемая частота одновременной гибели 10 и более человек от происшествий, 1/год. 123-ФЗ устанавливает критерий приемлемости социального пожарного риска равным 10^{-7} 1/год для населения.
- Аварийность. В международной практике - Loss Of Primary Containment (LOPC). Число случаев незапланированного и неконтролируемого выброса опасных материалов из технологической системы установки за год. Не позволяет осуществлять сравнение различных производств.

- Потенциальный риск. В международной практике – Risk Contours (Контуры риска). Ожидаемая частота возникновения смертельных поражающих факторов происшествий в конкретной точке пространства.

Получаемое в результате проведения «вычислительных» экспериментов с компьютерной моделью установки АТ-ВБ с конкретным нарушениям требований промышленной безопасности детальное описание влияния этого нарушения на безопасность (изменение показателей индивидуального риска; смертности; травматизма; социального риска; аварийности; потенциального риска) установки АТ-ВБ представлено ниже, в Разделе 3.

Таблица 2.2-1. Описание изменений в базовой модели безопасности установки АТ-ВБ для учета нарушений

#	Нарушение	Механизм влияния на безопасность	Модель нарушений требований безопасности
39	Осуществляется эксплуатация установки с отключением и остановкой на длительный период блока АТ. В 2010 году блок АТ остановлен с 30.09.2010 распоряжение от 27.09.2010 №239 по май 2011	В случае, если установка отключена, но не законсервирована, в технологической системе остаются продукты, при этом давление сброшено и нагрева нет (печи выключены). Возможное влияние на безопасность (консервативная оценка): 1. Наличие продукта в технологической системе может привести к утечке горючих жидкостей и паров в случае различного рода внешних воздействий, нештатных ситуаций при проведении ремонтных работ (РПО). По консервативной оценке расчетная частота аварий (утечек) не превысит 31% от исходной (базовой). 2. Повышение интенсивности коррозии (по сравнению с опорожненным и пропаренным оборудованием) из-за наличия продукта влечет повышение частоты аварий при повторном пуске установки (общая частота повышается на 10% из-за повышенной коррозии в аппаратах и трубопроводах). Оценка основана на консервативном предположении об удвоении частоты отказов, вызываемых внутренней коррозией на типовом оборудовании нефтегазовой отрасли.	1. Увеличивается частота аварий в период бездействия установки. Для базовой модели безопасности частоты возникновения инициирующих событий были следующими: $F_{разгерм} = F_{баз} * T_{эксплуатации} + 0*(1- T_{эксплуатации})$ Где: $F_{разгерм}$ – расчетная частота возникновения инициирующих событий, $F_{баз}$ – исходная частота возникновения инициирующих событий, $T_{эксплуатации}$ – доля времени, в течение которого установка эксплуатируется (в проектном режиме нормальной эксплуатации), $T_{эксплуатации} = 0,3$ Для модели безопасности с учетом данного нарушения: $F_{разгерм} = F_{баз} * T_{эксплуатации} *1,1 + F_{баз} *(1- T_{эксплуатации}) *0,31$ Где: *Частота инициирующих событий от базовых причин снижается на неработающей установке до 31% (за счет исключения причин аварий, связанных с технологическим процессом) от исходной частоты.* *При запуске установки после останова без надлежащей консервации из-за имевшей место возможной внутренней коррозии базовая частота аварий повышается в 1.1 раза.*
40	Организационно распорядительным документом по предприятию не определен срок длительности остановки блока АТ (распоряжения от 18.09.2006 №101, от 22.10.2007 №118, 24.09.2008 №117,	см. п.39	Корректировка модели не требуется

#	Нарушение	Механизм влияния на безопасность	Модель нарушений требований безопасности
	от 22.10.2009 №163, от 27.09.2010 №239)		
41	Не определен комплекс мероприятий по длительной остановке блока АТ.	см. п.39	Корректировка модели не требуется
42	Не представлены сметы на содержание остановленного блока АТ и акты периодического контроля за состоянием оборудования.	см. п.39	Корректировка модели не требуется
43	Не уведомлено, в установленном порядке Московское управление Ростехнадзора об остановке блока АТ	см. п.39	Корректировка модели не требуется
44	Не оформлен акт, утвержденный техническим руководителем организации (подразделения), после проведения организационно-технических мероприятий по остановке блока АТ.	см. п.39 Можно предположить, что если акт отсутствует, то есть определенная вероятность того, что приемки качества выполненных работ по останову и консервации установки, не проводилось. Это в конечном итоге может привести к тому, что какие-либо отклонения от заданных параметров в проделанной работе были допущены и не выявлены в процессе приемки работ. Однако, данное негативное влияние на аварийность и риск уже учтено в рамках модели учета нарушения №39.	Корректировка модели не требуется.
45	Нарушена теплоизоляция технологических трубопроводов обвязки теплообменников (Фото №35, 37, 50, 53, 70, 71)	Возможное влияние на безопасность: 1. За счет больших теплопотерь из-за нарушенной теплоизоляции вырастает расход топливного газа, следовательно, повышаются давление / расход в системе топливного газа, повышается нагрузка на теплообменное / нагревательное оборудование, что в конечном итоге приводит к увеличению износа и	Повышение частот отказов (утечек из подводящих трубопроводов топливного газа) на 30% (консервативная экспертная оценка, основанная на статистике отказов типового оборудования по причинам: • повышенная коррозия (из-за отсутствия дополнительной защиты, предоставляемой теплоизоляцией), • повышенная уязвимость к внешним механическим воздействиям (по сравнению с теплоизолированным трубопроводом),

#	Нарушение	Механизм влияния на безопасность	Модель нарушений требований безопасности
		снижению надежности оборудования, а значит, и повышению частоты отказов 2. Повышение травматизма (ожоги при касании)	• работа под более высоким давлением из-за отклонения от технологического (теплового) режима транспортировки продукта.
46	Не обеспечена герметичность фланцевых соединений технологических трубопроводов в открытых насосных №1, 2, 4, обвязки теплообменников поз. 1/4, 1/7, 1/11, 40/12, 9/3, 35/8, 40/1, 22/5, 2/2, 3/6, 3/5, 4/5, 4/6, Г-2, 10/5, 8/6, 40/15, 9/6 Фото №51, 52, 54, 56-62, 64-66, 68, 69, 73, 74, 77, 81, 82, 83, 85-94, 96-107	Возможное влияние на безопасность: 1. Повышение частоты разгерметизации фланцев до 50%, т.к. оператор может не отличить старые пятна от новых (свежих), являющихся предвестником серьезной разгерметизации! Оценка основана на статистике причин отказов типового оборудования, вызываемых ошибкой оператора.	1. Повышение частоты образования мелких утечек (до 12,5 мм эквивалентного диаметра) на 50%. Причина – повышенная сложность обнаружения из-за наличия остаточных пятен рабочей среды, затрудняющих обнаружение появления новых пятен.
47	Не оборудованы дежурными (пилотными) горелками печи. П-1, П-2, П-3, П-4	Возможное влияние на безопасность: 1. В отсутствии пилотных горелок кратковременное нарушение подачи газа в рабочие горелки приводит к погасанию пламени натеканию в топочный отсек топливного газа (возможно, остаточного в подводящих трубопроводах) с концентрацией выше НПВ (концентрация 5% об.), что в свою очередь приводит к воспламенению газовоздушной смеси и последующему взрыву (экспертная оценка возможных последствий основанная на наличии в печи разогретых поверхностей, служащих источником воспламенения газовоздушной смеси: 10% случаев – без последствий, 90% – дефлаграция), дальнейшее возникновение пожара пролива жидкости из печного змеевика и эскалация аварии. 2. Частота инициирующих событий определяется частотой погасания пламени, независимо от причины, вызвав-	1. Дополнительное инициирующее событие со своим деревом событий. Инициирующее событие – кратковременное погасание пламени. Дерево событий содержит одно ветвление: 10% - без опасных последствий, 90% - сгорание топливо-воздушной смеси в объеме печи. **Примечания:** 1. Относительно высокая относительная вероятность воспламенения в 90% определяется сильным разогревом элементов печи. Кроме того, сама конструкция печи предусматривает подачу воздуха к горелкам.

#	Нарушение	Механизм влияния на безопасность	Модель нарушений требований безопасности
		шей погасание.	
48	Не оборудованы рабочие горелки печей поз. П-1, П-2, П-3, П-4 сигнализаторами погасания пламени	см. п. 47	Дополнительной корректировки модели не требуется, влияние учтено в п.47.
49	Отсутствуют средства автоматической подачи водяного пара в топочное пространство и в змеевики при прогаре труб; а также средства автоматического отключения подачи сырья и топлива при авариях в системах змеевиков печей, чем не обеспечена в полном объеме противоаварийная защита печей поз. П-1, П-2,п-3, П-4	Установка была запушена в эксплуатацию в 1993 году, и до 1997 года было обеспечено надлежащее соблюдение требований промышленной безопасности. В 1997 году требования изменились – ПБ 09-170-97 (п. 3.5.8.1) и далее в 2003 году вышли ПБ 09-563-03 (п. 5.3.14), - и ранее принятые безопасные решения стали нарушением. Возможное влияние на безопасность: 1.Прогар змеевика приводит к попаданию горючей жидкости в рабочее пространство. Повышенная тепловая нагрузка приводит к прогару печи. Последствия аварии моделируются как пожар пролива с расчетным размером, равным площади печи (расчет ведется в предположении расположения зоны разлива «на земле», без учета стенок печи), с учетом возможной эскалации за счет теплового воздействия на соседние установки.	1. Значительно увеличивается вероятность возникновения пожара пролива (воспламенения пролива), в частности, за счет повышения вероятности воспламенения. Вероятность воспламенения при утечке становится равной – 100%. Т.е. все утечки воспламеняются, а горение этих утечек (если они воспламенились до подачи водяного пара) тушится этим паром.
50	В открытых насосных №1, 2, 3, 4 не предусмотрен обогрев полов	Возможное влияние на безопасность: Обогрев полов никаким образом не изменяет процессов возникновения инициирующих событий, развития обусловленных ими сценариев аварий, ожидаемой частоты реализации этих сценариев и последствий развития аварий по этим сценариям. 2. Повышенный травматизм при падении человека	Математическая модель безопасности установки не меняется, воздаваемые нарушением № 50 изменения не могут быть учтены в рамках модели. Алгоритм расчета показателей безопасности и программный код составляют базовую компьютерную модель установки.

2.3. ПРЕДСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ ВЛИЯНИЯ НАРУШЕНИЯ НА БЕЗОПАСНОСТЬ

Результаты расчетов показателей безопасности, иллюстрирующих количественно изменения в безопасности установки при различных нарушениях, представляются отдельно по каждому нарушению.

Главным показателем безопасности, в соответствии с проектом новых Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих комплексов» является **индивидуальный риск**.

Индивидуальный риск. В международной практике – Individual Risk per annum (IRPA). Ожидаемая частота гибели человека от происшествий, 1/год. ФНиП предлагает установить критерий приемлемости производственного риска равным 5×10^{-4} 1/год для персонала

Другими показателями безопасности, необходимыми для целей регулирования и надзора в области промышленной безопасности, являются:

- Смертность. В международной практике - Fatal Accident Rate (FAR). Число случаев гибели на 100 млн. часов работы. Средняя по отрасли в России смертность – 9,7
- Травматизм. В международной практике – Lost Time Injury Frequency Rate (LTIFR). Число случаев нетрудоспособности на 1 млн. часов работы. Средний по отрасли в России травматизм – 0,45.
- Социальный риск. В международной практике – Societal Risk (SR). В России определяется как ожидаемая частота одновременной гибели 10 и более человек от происшествий, 1/год. 123-ФЗ устанавливает критерий приемлемости социального пожарного риска равным 10^{-7} 1/год для населения.
- Аварийность. В международной практике - Loss Of Primary Containment (LOPC). Число случаев незапланированного и неконтролируемого выброса опасных материалов из технологической системы установки за год. Не позволяет осуществлять сравнение различных производств.
- Потенциальный риск. В международной практике – Risk Contours (Контуры риска). Ожидаемая частота возникновения смертельных поражающих факторов происшествий в конкретной точке пространства.

Для каждого нарушения или любой их совокупности был составлен отдельный компьютерный код (компьютерная программа), являющаяся «электронным» эквивалентом установки с соответствующими нарушениями требований промышленной безопасности, которая использовалась для расчета сценариев аварий и расчета показателей безопасности именно на этой, с заданными нарушениями, установке.

Таких компьютерных эквивалентов построено столько, сколько было выявлено нарушений и дополнительно построен еще один, для всех нарушений «сразу». Последний компьютерный код, или «электронный» эквивалент, отражает в математической форме важнейшие свойства безопасности реальной установки АТ-ВБ на МНПЗ.

Для каждого «электронного» эквивалента установки с определённым нарушением / нарушениями приводился вычислительный эксперимент – компьютерный код генерировал сценарии возможных аварий на установке (с соответствующим нарушением) и на основании полученного файла сценариев были рассчитаны показатели безопасности.

Кратко исходные данные, используемые в модели безопасности установки АТ-ВБ, представлены в Приложениях 1-3. Более полное описание исходных данных представлено в тексте отчета по Этапу I. Сами результаты расчетов представлены и обсуждаются ниже.

3. ИЗМЕНЕНИЯ БАЗОВОЙ МОДЕЛИ БЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ УЧЕТА НАРУШЕНИЙ

3.1. НАРУШЕНИЕ №39

3.1.1. ОПИСАНИЕ НАРУШЕНИЯ

Осуществляется эксплуатация установки с отключением и остановкой на длительный период блока АТ. В 2010 году блок АТ остановлен с 30.09.2010 распоряжение от 27.09.2010 №239 по май 2011.

3.1.2. МЕХАНИЗМ ВЛИЯНИЯ НАРУШЕНИЯ НА БЕЗОПАСНОСТЬ

Сама по себе эксплуатация установки АТ-ВБ с отключенным блоком АТ является штатным режимом работы, поскольку проект предусматривает эксплуатацию установки АТ-ВБ по следующей схеме:

- отдельная эксплуатация блока АТ без блока ВБ;
- отдельная эксплуатация блока ВБ без блока АТ;
- одновременная эксплуатация блоков АТ и ВБ.

Анализ влияния указанного фактора (отмеченного в качестве нарушения) на безопасность в рамках базовой модели количественной оценки риска установки АТ-ВБ позволяет утверждать следующее:

1) При перерывах (как краткосрочных, так и среднесрочных и долгосрочных) продукт остается в аппаратах/трубопроводах в нерабочем блоке АТ установки. Технологический регламент предполагает отключение печей и сброс давления и температуры продукта. С учетом этого следует понимать, что по сравнению с базовой моделью безопасности, разработанной для нормального режима эксплуатации, эксплуатация блоков АТ и ВБ:
    - отключенный блок АТ продолжает оставаться источником инициирующих событий со сниженной (в среднем до 31%) частотой и меньшими дистанциями поражения, по сравнению с состоянием нормальной работы, вследствие отсутствия внутреннего воздействия высоких рабочих температур и давления продукта; При компьютерном моделировании это учитывается соответствующим (см. таблицу 2.2.-1) «ручным» изменением системы исходных данных.
    - поля поражающих факторов, создаваемые в случае аварии (разгерметизации) на отключенном блоке АТ меньше, чем на нормально работающем (нет повышенных давления и температур, размеры проливов при утечке и объемы выбросов газов сокращаются). Это не требует «ручного» учета при компьютерном моделировании, так как математическая модель и соответствующий алгоритм расчёта «автоматически» учитывает соответствующие изменения в системе исходных данных;
    - распределение персонала, обслуживающего установку АТ-ВБ сохраняется.
2) Дополнительным источником опасности является повышенная внутренняя коррозия аппаратов и трубопроводов, вызванная воздействием остаточного продукта. Количественно такое влияние можно учесть за счет повышения частоты инициирующих событий при будущей эксплуатации блока АТ в нормальном (рабочем) режиме. Экспертные оценки дают приблизительно 10% рост частоты инициирующих событий в рабочем режиме блока АТ.

3.1.3. УЧЕТ НАРУШЕНИЯ В МОДЕЛИ БЕЗОПАСНОСТИ

В результате, изменение базовой модели для учета данного нарушения заключается в корректировки («ручном» изменении системы исходных данных в части ожидаемой частоты реализации инициирующих событий):

1) частот инициирующих событий для единиц оборудования блока АТ в соответствии с формулой:

$$F_{разгерм} = F_{баз} \times T_{эксплуатации} \times 1{,}1 + F_{баз} \times (1 - Тэксплуатации) \times 0{,}31+$$

где:

Fразгерм – расчетная частота разгерметизации;

$F_{баз}$ – исходная частота разгерметизации;

$T_{эксплуатации}$ – доля времени, в течение которого установка эксплуатируется (в проектном режиме).

2) Изменения дистанций поражения от опасных факторов аварий на оборудовании блока АТ в режиме отключения, которая компьютерная модель безопасности установки рассчитывает «автоматически», на основании изменения системы исходных данных в части состояния технологических продуктов (давления, температура)

3.1.4. ИЗМЕНЕНИЯ В МОДЕЛИ БЕЗОПАСНОСТИ

В базовом варианте модели для полностью функциональной установки, эксплуатируемой в режиме 100% времени эксплуатируется блок АТ и 100% времени эксплуатируется блок ВБ, частоты утечек составляют (в соответствии с проектом ФНиП):

Таблица 3.1.4-1. Суммарные частоты утечек для блоков установки АТ-ВБ

Тип единицы оборудования	Количество единиц оборудования	Масштаб разгерметизации (условный диаметр отверстия)					Всего
		12,5 мм	25 мм	50 мм	100 мм	Полное разрушение	
Сосуд, работающий под давлением	18	$1.84x10^{-3}$	$8.06x10^{-4}$	$2.54x10^{-4}$	$6.91x10^{-5}$	$3.60\ x10^{-5}$	$3.00x10^{-3}$
Теплообменник	26	$2.33x10^{-4}$	$1.35x10^{-4}$	$6.14x10^{-5}$	0,00	$7.02x10^{-7}$	$4.30x10^{-4}$
Насос	33	$1.62x10^{-1}$	$1.68x10^{-2}$	$6.60x10^{-3}$	0,00	$3.30x10^{-3}$	$1.89x10^{-1}$
Печи	4	$5.48x10^{-6}$	$2.08x10^{-6}$	$1.24x10^{-6}$	$4.80x10^{-7}$	$1.88x10^{-7}$	$9.47x10^{-6}$
Трубопроводы	4394 м	$6.02x10^{-3}$	$2.28x10^{-3}$	$1.36x10^{-3}$	$5.27x10^{-4}$	$2.07x10^{-4}$	$1.04x10^{-2}$
							$2.03x10^{-1}$

Для полностью остановленной, заглушенной и опорожненной установки (т.е. при осуществлении действий по остановке в соответствии с технологическим регламентом) суммарная частота утечек, а также распределение частот утечек по их масштабу даны ниже в таблице 3.1.4-2. Как было отмечено выше, отключенный блок АТ, но не законсервированный, является источником инициирующих событий со сниженной в среднем до 31% от исходной частотой, по сравнению с состоянием нормальной работы, вследствие отсутствия внутреннего воздействия высоких рабочих температур и давления продукта.

Таблица 3.1.4-2. Частоты утечек для базовой модели (блок АТ 33% и блок ВБ 100%)

Тип единицы оборудования	Количество единиц оборудования	Масштаб разгерметизации (условный диаметр отверстия)					Всего
		12,5 мм	25 мм	50 мм	100 мм	Полное разрушение	
Сосуды, работающие под давлением	18	$1.22x10^{-3}$	$5.36x10^{-4}$	$1.69x10^{-4}$	$4.60x10^{-5}$	$2.39x10^{-5}$	$2.00x10^{-3}$
Теплообменник	26	$1.19x10^{-4}$	$6.89x10^{-5}$	$3.13x10^{-5}$	0,00	$3.58x10^{-7}$	$2.19x10^{-4}$
Насос	33	$1.09x10^{-1}$	$1.14x10^{-2}$	$4.46x10^{-3}$	0,00	$2.23x10^{-3}$	$1.27x10^{-1}$
Печи	4	$3.64x10^{-6}$	$1.38x10^{-6}$	$8.25x10^{-7}$	$3.19x10^{-7}$	$1.25x10^{-7}$	$6.30x10^{-6}$
Трубопроводы	4394 м	$3.69x10^{-3}$	$1.40x10^{-3}$	$8.36x10^{-4}$	$3.24x10^{-4}$	$1.27x10^{-4}$	$6.38x10^{-3}$
							$1.36x10^{-1}$

Для остановленной установки АТ-ВБ с отклонениями от технологического регламента (т.е. при реализации нарушения №39) частоты утечек (разгерметизации) по их масштабу рассчитывались с учетом условий, изложенных в разделе 3.1.3, и представлены далее в таблице 3.1.4-3.

Таблица 3.1.4-3. Частоты утечек для Нарушения №39

Тип единицы оборудования	Количество единиц оборудования	Масштаб разгерметизации (условный диаметр отверстия)					Всего
		12,5 мм	25 мм	50 мм	100 мм	Полное разрушение	
Сосуды, работающие под давлением	18	$1.34x10^{-3}$	$5.89x10^{-4}$	$1.86x10^{-4}$	$5.05x10^{-5}$	$2.63x10^{-5}$	$2.19x10^{-3}$
Теплообменник	26	$1.41x10^{-4}$	$8.19x10^{-5}$	$3.72x10^{-5}$	0.00	$4.26x10^{-7}$	$2.61x10^{-4}$
Насос	33	$1.20x10^{-1}$	$1.24x10^{-2}$	$4.88x10^{-3}$	0.00	$2.44x10^{-3}$	$1.40x10^{-1}$
Печи	4	$4.01x10^{-6}$	$1.52x10^{-6}$	$9.06x10^{-7}$	$3.51x10^{-7}$	$1.37x10^{-7}$	$6.92x10^{-6}$
Трубопроводы	4.394	$4.15x10^{-3}$	$1.58x10^{-3}$	$9.40x10^{-4}$	$3.64x10^{-4}$	$1.42x10^{-4}$	$7.17x10^{-3}$
							$1.49x10^{-1}$

3.1.5. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ИЗМЕНЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Результаты расчетов изменения безопасности представлены ниже в Таблице 3.1.5-1.

Таблица 3.1.5-1. Результаты расчетов изменения безопасности для Нарушения №39

Показатель безопасности	Базовое значение	С учетом нарушения №39	Критерий приемлемости риска	Комментарий
Максимальный индивидуальный риск (IRPA), год$^{-1}$	$7,90\times10^{-5}$	$8,66\times10^{-5}$	5×10^{-4}	Индивидуальный риск увеличивается на 9%, но остается приемлемым

В таблице 3.1.5-1 «базовые значения» соответствуют значениям, полученным в результате расчетов по базовой модели безопасности установки АТ-ВБ. Указанные расчетные значения показателей безопасности «с учетом нарушения №39» были получены в результате расчетов по скорректированной базовой модели безопасности установки АТ-ВБ в соответствии с условиями, представленными в разделах 3.1.2 и 3.1.3.

Главный вывод: расчетное значение индивидуального риска с учетом нарушения №39 составляет $8,66\times10^{-5}$ увеличивается по сравнению с базовым на 9%, но приемлемость индивидуального риска сохраняется, его значение меньше чем критерий приемлемости риска, который установлен проектом ФНиП и составляет 5×10^{-4}.

Компьютерная модель позволяет также рассчитать и другие показатели безопасности на установке АТ-ВБ с нарушением № 39.

- Смертность (FAR), количество смертельных случаев на 100 млн. рабочих часов, повышается на 4% от базового значения 2,54 до 2,65.
- Травматизм (LTIFR), количество травм на 200 тыс. рабочих часов, возрастает на 5% от базового значения 0,38 до 0,4.
- Социальный риск SR, который в России определяется как ожидаемая частота одновременной гибели 10 и более человек от происшествий, 1/год, не изменяется, продолжая оставаться пренебрежимо малым. Справка - 123-ФЗ устанавливает критерий приемлемости социального пожарного риска равным 10^{-7} 1/год для населения.
- Аварийность, число случаев незапланированного и неконтролируемого выброса опасных материалов из технологической системы установки за год, незначительно увеличивается на 10% от базового значения $1,36\times10^{-1}$ до величины $1,49\times10^{-1}$

3.2. НАРУШЕНИЕ №40

3.2.1. ОПИСАНИЕ НАРУШЕНИЯ

Организационно-распорядительным документом по предприятию не определен срок длительности остановки блока АТ (распоряжения от 18.09.2006 №101, от 22.10.2007 №118, 24.09.2008 №117, от 22.10.2009 №163, от 27.09.2010 №239).

3.2.2. МЕХАНИЗМ ВЛИЯНИЯ НАРУШЕНИЯ НА БЕЗОПАСНОСТЬ

Дополнительная корректировка модели не требуется, механизм воздействия на безопасность аналогичен механизму по нарушению №39 и описан в разделе 3.1. Таким образом, для нарушения №40 результатами расчетов будут являться результаты, представленные в таблице 3.1.5-1.

Соответствующие выводы по указанной таблице также являются актуальными: индивидуальный риск [частота поражения отдельного человека в результате воздействия исследуемых факторов опасности аварий] – является приемлемым (допустимым), поскольку его значение не превышает значения критерия приемлемости риска установленного проектом ФНиП равным 5×10^{-4} случаев в год.

3.3. НАРУШЕНИЕ №41

3.3.1. ОПИСАНИЕ НАРУШЕНИЯ

Не определен комплекс мероприятий по длительной остановке блока АТ.

3.3.2. МЕХАНИЗМ ВЛИЯНИЯ НАРУШЕНИЯ НА БЕЗОПАСНОСТЬ

Дополнительная корректировка модели не требуется, механизм воздействия на безопасность аналогичен механизму по нарушению №39 и описан в разделе 3.1. Таким образом, для нарушения №41 результатами расчетов будут являться результаты, представленные в таблице 3.1.5-1.

Соответствующие выводы по указанной таблице также являются актуальными: индивидуальный риск [частота поражения отдельного человека в результате воздействия исследуемых факторов опасности аварий] – является приемлемым (допустимым), поскольку его значение соответствует критерию приемлемости риска и не превышает для персонала установки АТ-ВБ значение 5×10^{-4} случаев в год.

3.4. НАРУШЕНИЕ №42

3.4.1. ОПИСАНИЕ НАРУШЕНИЯ

Не представлены сметы на содержание остановленного блока АТ и акты периодического контроля за состоянием оборудования.

3.4.2. МЕХАНИЗМ ВЛИЯНИЯ НАРУШЕНИЯ НА БЕЗОПАСНОСТЬ

Дополнительная корректировка модели не требуется, механизм воздействия на безопасность аналогичен механизму по нарушению №39 и описан в разделе 3.1. Таким образом, для нарушения №42 результатами расчетов будут являться результаты, представленные в таблице 3.1.5-1. Соответствующие выводы по указанной таблице также являются актуальными: индивидуальный риск [частота поражения отдельного человека в результате воздействия исследуемых факторов опасности аварий] – является приемлемым (допустимым), поскольку его значение соответствует критерию приемлемости риска и не превышает для персонала установки АТ-ВБ значение 5×10^{-4} случаев в год. При этом необходимо обратить внимание на то, что фактически расчетное значение индивидуального риска с учетом нарушения №42 увеличивается, но приемлемость индивидуального риска сохраняется.

3.5. НАРУШЕНИЕ №43

3.5.1. ОПИСАНИЕ НАРУШЕНИЯ

Не уведомлено, в установленном порядке Московское управление Ростехнадзора об остановке блока АТ.

3.5.2. МЕХАНИЗМ ВЛИЯНИЯ НАРУШЕНИЯ НА БЕЗОПАСНОСТЬ

Дополнительная корректировка модели не требуется, механизм воздействия на безопасность аналогичен механизму по нарушению №39 и описан в разделе 3.1. Таким образом, для нарушения №43 результатами расчетов будут являться результаты, представленные в таблице 3.1.5-1. Соответствующие выводы по указанной таблице также являются актуальными: индивидуальный риск [частота поражения отдельного человека в результате воздействия исследуемых факторов опасности аварий] – является приемлемым (допустимым), поскольку его значение соответствует критерию приемлемости риска и не превышает для персонала установки АТ-ВБ значение 5×10^{-4} случаев в год. При этом необходимо обратить внимание на то, что фактически расчетное значение индивидуального риска с учетом нарушения №43 увеличивается, но приемлемость индивидуального риска сохраняется.

3.6. НАРУШЕНИЕ №44

3.6.1. ОПИСАНИЕ НАРУШЕНИЯ

Не оформлен акт, утвержденный техническим руководителем организации (подразделения), после проведения организационно-технических мероприятий по остановке блока АТ.

3.6.2. МЕХАНИЗМ ВЛИЯНИЯ НАРУШЕНИЯ НА БЕЗОПАСНОСТЬ

Дополнительная корректировка модели не требуется, механизм воздействия на безопасность аналогичен механизму по нарушению №39 и описан в разделе 3.1. Таким образом, для нарушения №44 результатами расчетов будут являться результаты, представленные в таблице 3.1.5-1. Соответствующие выводы по указанной таблице также являются актуальными: индивидуальный риск [частота поражения отдельного человека в результате воздействия исследуемых факторов опасности аварий] – является приемлемым (допустимым), поскольку его значение соответствует критерию приемлемости риска и не превышает для персонала установки АТ-ВБ значение 5×10^{-4} случаев в год. При этом необходимо обратить внимание на то, что фактически расчетное значение индивидуального риска с учетом нарушения №44 увеличивается, но приемлемость индивидуального риска сохраняется.

3.7. НАРУШЕНИЕ №45

3.7.1. ОПИСАНИЕ НАРУШЕНИЯ

Нарушена теплоизоляция технологических трубопроводов обвязки теплообменников (Фото №35, 37, 50, 53, 70, 71).

3.7.2. МЕХАНИЗМ ВЛИЯНИЯ НАРУШЕНИЯ НА БЕЗОПАСНОСТЬ

Отмеченное нарушение оказывает влияние на безопасность в соответствии со следующим механизмом:

1) Нештатное разрушение теплоизоляции приводит к изменению технологических режимов за счет повышенного паразитного теплообмена с окружающей средой. Это, в свою очередь, приводит к необходимости коррекции (повышения) расхода топливного газа, что, в свою очередь, приводит к повышению частоты отказов (инициирующих событий) всего теплообменного / нагревательного оборудования установки АТ-ВБ за счет увеличения нагрузки на оборудование, повышенной коррозии оголенных частей трубопроводов и повышенной уязвимости оголенных частей к внешним воздействиям. Рост частоты (инициирующих событий) может составить до 30% от базовой.
2) С ростом давления и расхода в системе топливного газа возрастают дистанции поражения от опасных факторов аварий (дистанции факельного горения, увеличение размера облака топливно-воздушной смеси). Эти изменения не требуют «ручной» настройки, ал-

горитм расчёта предусматривает соответствующие зависимости серьёзности (масштаба) поражающих факторов аварии от исходных технологических параметров установки.

3) Разрушение теплоизоляции ведет также к повышенному травматизму (риски ожогов при случайном касании горячих поверхностей). Предмет профессиональных рисков не входит в модель безопасности и не учитывается (см. отчет по Этапу I).

Распределение персонала, обслуживающего установку АТ-ВБ, сохраняется без изменений.

3.7.3. УЧЕТ НАРУШЕНИЯ В МОДЕЛИ БЕЗОПАСНОСТИ

В результате, изменение базовой модели для учета данного нарушения заключается в корректировки:

1) частот инициирующих событий для единиц оборудования в системе топливного газа и в теплообменниках с поврежденной теплоизоляцией в соответствии с формулой:

$F_{разгерм} = F_{баз} * T_{эксплуатации} *1,3$

где:

$F_{разгерм}$ – расчетная частота разгерметизации;

$F_{баз}$ – исходная частота разгерметизации;

$T_{эксплуатации}$ – доля времени, в течение которого установка эксплуатируется (в проектном режиме).

2) изменении дистанций поражения от опасных факторов аварий в системе топливного газа.

3.7.4. ИЗМЕНЕНИЯ В МОДЕЛИ БЕЗОПАСНОСТИ

Ниже, в таблице 3.7.4-1 желтым выделено оборудование, идентифицированное как имеющее отношение к системе топливного газа или теплообменник, на котором может быть повреждена теплоизоляция.

Таблица 3.7.4-1. Оборудование, на частоты утечек которого оказывает влияние Нарушение №45

Блок	Единица оборудования	Сосуды, работающие под давлением	Теплообменник кожухотрубный	Насос	Печь	Трубопроводы, м[1]
Блок АТ						
Блок № 1 – Нагрев нефти	Т1		1			60
	Т-2/1		1			60
	Т-2/2		1			60
	Т-3/1		1			60
	Т-3/2		1			60
	Т-4		1			60
	Т-5/1		1			60
	Т-5/2		1			60
	Н-1			1		48
	Н-2			1		48
Блок №2 - Предварительное испарение	К-1	1				55
	Е-1	1				55
	Х-1		1			60
	ХВ-1		1			60
	Н-9			1		48
	Н-10			1		48
Блок № 3 – Атмосферная ректификация	К-2	1				55
	К-2а	1				55
	К-3	1				55
	К-3а	1				55

[1] В таблице приведены усредненные длины трубопроводов

Блок	Единица оборудо-вания	Сосуды, работающие под давлением	Теплообменник кожухотрубный	Насос	Печь	Трубопроводы, м[1]
	Е-2	1				55
	Н-11			1		48
	Н-13			1		48
	Н-14			1		48
	Н-15			1		48
	Н-16			1		48
	Н-17			1		48
	Н-18			1		48
	Н-19			1		48
	Х-2		1			60
	Х-3		1			60
	ХВ-2/1		1			60
	ХВ-2/2		1			60
	ХВ-3/1		1			60
	ХВ-3/2		1			60
	ХВ-3/3		1			60
	ХВ-4		1			60
	ХВ-6		1			60
Блок № 4 – Печи П-1, П-2	П-1				1	65
	П-2				1	65
	Г-1	1				55
	Г-2	1				55
	Н-5			1		48
	Н-6			1		48
	Н-7			1		48
	Н-8			1		48

Блок	Единица оборудования	Сосуды, работающие под давлением	Теплообменник кожухотрубный	Насос	Печь	Трубопроводы, м[1]
Блок ВБ						
Блок № 5– Печи П-3, П-4	П-3				1	65
	П-4				1	65
	Е-4	1				55
	Н-20			1		48
	Н-21			1		48
	Н-22			1		48
	Н-42			1		48
	Н-43			1		48
Блок № 6 – Теплообменники Т-6/1 - 4	Т-6/1		1			60
	Т-6/2		1			60
	Т-6/3		1			60
	Н-3			1		48
	Н-4			1		48
Блок № 7 – Висбрекинг. Разделение продуктов висбрекинга	К-5	1				55
	К-6	1				55
	Е-5	1				55
	РК-1	1				55
	РК-2	1				55
	Х-5/1		1			60
	Х-5/2		1			60
	ХВ-5		1			60
	Х-6		1			60
	Н-24			1		48

Блок	Единица оборудования	Сосуды, работающие под давлением	Теплообменник кожухотрубный	Насос	Печь	Трубопроводы, м[1]
	Н-25			1		48
	Н-26			1		48
	Н-27			1		48
	Н-28			1		48
	Н-29			1		48
	Н-40			1		48
	Н-41			1		48
Блок № 8 – блок ввода поглотителя	Е-7	1				55
	Е-8	1				55
	Е-12	1				55
	Н-48			1		48
	Н-49			1		48
		18	26	33	4	4394

Результирующие частоты разгерметизации (утечек) для всего теплообменного / нагревательного оборудования установки АТ-ВБ рассчитывались с учетом условий, изложенных в разделе 3.7.3, и представлены ниже в Таблице 3.7.4-2.

Таблица 3.7.4-2. Частоты утечек для Нарушения №45

Тип единицы оборудования	Количество единиц оборудования	Масштаб разгерметизации (условный диаметр отверстия)					Всего
		12,5 мм	25 мм	50 мм	100 мм	Полное разрушение	
Сосуды, работающие под давлением	18	$1.24x10^{-3}$	$5.45x10^{-4}$	$1.72x10^{-4}$	$4.67x10^{-5}$	$2.43x10^{-5}$	$2.03x10^{-3}$
Теплообменник	26	$1.55x10^{-4}$	$8.95x10^{-5}$	$4.07x10^{-5}$	0,00	$4.66x10^{-7}$	$2.85x10^{-4}$
Насос	33	$1.09x10^{-1}$	$1.14x10^{-2}$	$4.46x10^{-3}$	0,00	$2.23x10^{-3}$	$1.27x10^{-1}$
Печи	4	$3.64x10^{-6}$	$1.38x10^{-6}$	$8.25x10^{-7}$	$3.19x10^{-7}$	$1.25x10^{-7}$	$6.30x10^{-6}$
Трубопроводы	4394 м	$4.11x10^{-3}$	$1.56x10^{-3}$	$9.30x10^{-4}$	$3.60x10^{-4}$	$1.41x10^{-4}$	$7.10x10^{-3}$
							$1.37x10^{-1}$

3.7.5. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ИЗМЕНЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Результаты расчетов изменения безопасности представлены ниже в Таблице 3.7.5-1.

Таблица 3.7.5-1. Результаты расчетов изменения безопасности для Нарушения №45

Показатель безопасности	Базовое значение	С учетом нарушения №45	Критерий приемлемости риска	Комментарий
Максимальный индивидуальный риск (IRPA), год$^{-1}$	$7,90\times10^{-5}$	$7,95\times10^{-5}$	5×10^{-4}	Индивидуальный риск увеличивается менее чем на 1%, и остается приемлемым

В таблице 3.7.5-1 «базовые значения» соответствуют значениям, полученным в результате расчетов по базовой модели безопасности установки АТ-ВБ. Указанные расчетные значения показателей безопасности «с учетом нарушения №45» были получены в результате расчетов по скорректированной базовой модели безопасности установки АТ-ВБ в соответствии с условиями, представленными в разделах 3.7.2 и 3.7.3.

Главный вывод: расчетное значение индивидуального риска с учетом нарушения № 45 составляет $7,95\times10^{-5}$ увеличивается по сравнению с базовым менее чем на 1%, и приемлемость индивидуального риска сохраняется, его значение меньше чем критерий приемлемости риска, который установлен проектом ФНиП и составляет 5×10^{-4}.

Компьютерная модель позволяет также рассчитать и другие показатели безопасности на установке АТ-ВБ с нарушением № 45.

- Смертность (FAR), количество смертельных случаев на 100 млн. рабочих часов, повышается на 1% от базового значения 2,54 до 2,57.
- Травматизм (LTIFR), количество травм на 200 тыс. рабочих часов, возрастает на 4% от базового значения 0,38 до 0,39.
- Социальный риск SR, который в России определяется как ожидаемая частота одновременной гибели 10 и более человек от происшествий, 1/год, не изменяется, продолжая оставаться пренебрежимо малым. Справка - 123-ФЗ устанавливает критерий приемлемости социального пожарного риска равным 10^{-7} 1/год для населения.
- Аварийность, число случаев незапланированного и неконтролируемого выброса опасных материалов из технологической системы установки за год, незначительно увеличивается менее чем на 1% от базового значения $1,36\times10^{-1}$ до величины $1,37\times10^{-1}$

3.8. НАРУШЕНИЕ № 46

3.8.1. ОПИСАНИЕ НАРУШЕНИЯ

Не обеспечена герметичность фланцевых соединений технологических трубопроводов в открытых насосных №1, 2, 4, обвязки теплообменников поз. 1/4, 1/7, 1/11, 40/12, 9/3, 35/8, 40/1, 22/5, 2/2, 3/6, 3/5, 4/5, 4/6, Г-2, 10/5, 8/6, 40/15, 9/6 (Фото №51, 52, 54, 56-62, 64-66, 68, 69, 73, 74, 77, 81, 82, 83, 85-94, 96-107)

3.8.2. МЕХАНИЗМ ВЛИЯНИЯ НАРУШЕНИЯ НА БЕЗОПАСНОСТЬ

Отмеченные в описании нарушения герметичности выявлены по пятнам продукта, расположенным под соответствующими фланцами. Появление данных пятен может быть также вызвано проведенными работами по обслуживанию фланцевых соединений, в результате чего небольшая часть продукта, как правило, проливается на пол. Таким образом, нет очевидного указания именно на аварийную негерметичность фланцевых соединений.

Тем не менее, наличие подобных неубранных застарелых пятен может маскировать реальные утечки из фланцевых соединений, поскольку повышается вероятность ошибочного пропуска таких ситуаций оператором при обходе (оператор может не обратить внимание на появление свежих пятен).

Таким образом, указанное нарушение маскирует образование небольших утечек из фланцев. Количественно это выражается в росте до 50% частоты мелких утечек (инициирующих событий разгерметизации с диаметром эквивалентного отверстия до 12.5 мм включительно), по сравнению с базовой моделью безопасности установки.

Ни поля поражения опасными факторами аварий, ни распределение персонала не изменяются.

3.8.3. УЧЕТ НАРУШЕНИЯ В МОДЕЛИ БЕЗОПАСНОСТИ

В результате, изменение базовой модели для учета данного нарушения заключается в корректировке:

1) частоты инициирующих событий для отмеченных фланцевых соединений в соответствии с формулой:

$F_{разгерм.мал} = F_{баз\ мал} * T_{эксплуатации} *1,5$

где:

$F_{разгерм.мал}$ – расчетная частота разгерметизации малых размеров (до 12.5 мм включительно);

$F_{баз.мал}$ – исходная частота разгерметизации малых размеров (до 12.5 мм включительно);

$T_{эксплуатации}$ – доля времени, в течении которого установка эксплуатируется (в проектном режиме).

3.8.4. ИЗМЕНЕНИЯ В МОДЕЛИ БЕЗОПАСНОСТИ

Результирующие частоты разгерметизации (утечек) для оборудования установки АТ-ВБ рассчитывались с учетом условий, изложенных в разделе 3.8.3, и представлены ниже в Таблице 3.8.4-1.

Таблица 3.8.4-1. Частоты утечек для Нарушения №46

Тип единицы оборудования	Количество единиц оборудования	Масштаб разгерметизации (условный диаметр отверстия)					Всего
		12,5 мм	25 мм	50 мм	100 мм	Полное разрушение	
Сосуды, работающие под давлением	18	$1.83x10^{-3}$	$5.36x10^{-4}$	$1.69x10^{-4}$	$4.60x10^{-5}$	$2.39x10^{-5}$	$2.61x10^{-3}$
Теплообменник	26	$1.78x10^{-4}$	$6.89x10^{-5}$	$3.13x10^{-5}$	0.00	$3.58x10^{-7}$	$2.79x10^{-4}$
Насос	33	$1.64x10^{-1}$	$1.14x10^{-2}$	$4.46x10^{-3}$	0.00	$2.23x10^{-3}$	$1.82x10^{-1}$

Тип единицы оборудования	Количество единиц оборудования	Масштаб разгерметизации (условный диаметр отверстия)					Всего
		12,5 мм	25 мм	50 мм	100 мм	Полное разрушение	
Печи	4	$5.47x10^{-6}$	$1.38x10^{-6}$	$8.25x10^{-7}$	$3.19x10^{-7}$	$1.25x10^{-7}$	$8.12x10^{-6}$
Трубопроводы	4.394	$5.54x10^{-3}$	$1.40x10^{-3}$	$8.36x10^{-4}$	$3.24x10^{-4}$	$1.27x10^{-4}$	$8.23x10^{-3}$
							$1.93x10^{-1}$

3.8.5. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ИЗМЕНЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Результаты расчетов изменения безопасности представлены ниже в Таблице 3.8.5-1.

Таблица 3.8.5-1. Результаты расчетов изменения безопасности для Нарушения № 46

Показатель безопасности	Базовое значение	С учетом нарушения №46	Критерий приемлемости риска	Комментарий
Максимальный индивидуальный риск (IRPA), год$^{-1}$	$7{,}90\times10^{-5}$	$8{,}03\times10^{-5}$	5×10^{-4}	Индивидуальный риск увеличивается менее чем на 2%, и остается приемлемым

В таблице 3.8.5-1 «базовые значения» соответствуют значениям, полученным в результате расчетов по базовой модели безопасности установки АТ-ВБ. Указанные расчетные значения показателей безопасности «с учетом нарушения №46» были получены в результате расчетов по скорректированной базовой модели безопасности установки АТ-ВБ в соответствии с условиями, представленными в разделах 3.8.2 и 3.8.3.

Главный вывод: расчетное значение индивидуального риска с учетом нарушения № 46 составляет $8{,}03\times10^{-5}$ увеличивается по сравнению с базовым менее чем на 2%, и приемлемость индивидуального риска сохраняется, его значение меньше чем критерий приемлемости риска, который установлен проектом ФНиП и составляет 5×10^{-4}.

Компьютерная модель позволяет также рассчитать и другие показатели безопасности на установке АТ-ВБ с нарушением № 45.

- Смертность (FAR), количество смертельных случаев на 100 млн. рабочих часов, повышается на 2% от базового значения 2,54 до 2,58.
- Травматизм (LTIFR), количество травм на 200 тыс. рабочих часов, возрастает на 3% от базового значения 0,38 до 0,39.
- Социальный риск SR, который в России определяется как ожидаемая частота одновременной гибели 10 и более человек от происшествий, 1/год, не изменяется, продолжая оставаться пренебрежимо малым. Справка - 123-ФЗ устанавливает критерий приемлемости социального пожарного риска равным 10^{-7} 1/год для населения.
- Аварийность, число случаев незапланированного и неконтролируемого выброса опасных материалов из технологической системы установки за год существенно увеличивается на 42% от базового значения $1{,}36\times10^{-1}$ до величины $1{,}93\times10^{-1.}$ Несмотря на предположение модели о существенном увеличении ожидаемой частоты разгерметизации фланцевых соединений технологических трубопроводов, результаты расчетов показывают, что на показатели безопасности установки (смертность, травматизм, индивидуальный риск) существенного влияния это обстоятельство не оказывает.

Очевидно, что повышенная аварийность (в том смысле этого термина, как он используется в данном отчете) ухудшает экономику производства – утечки вызывают необходимость остановок и ремонтов, приводят к потере продукта, потере запланированной выручки. При этом, согласно расчетных данных модели установки, индивидуальный риск при наличии этого нарушения для работников остается в допустимых пределах. Исходя из этого, при планировании мероприятий по устранению нарушений и повышению безопасности установки приоритетность должна отдаваться мероприятиям, направленным на более высокие риски и ме-

роприятия, повышающие эффективность системы управления промышленной безопасностью.

3.9. НАРУШЕНИЕ №47

3.9.1. ОПИСАНИЕ НАРУШЕНИЯ

Не оборудованы дежурными (пилотными) горелками печи. П-1, П-2, П-3, П-4.

3.9.2. МЕХАНИЗМ ВЛИЯНИЯ НАРУШЕНИЯ НА БЕЗОПАСНОСТЬ

Отсутствие дежурных горелок в отдельных случаях при кратковременном прекращении подачи топливного газа к горелкам может привести к накоплению взрывоопасной смеси в топочном пространстве печи. При достижении взрывоопасной концентрации существует очень высокая вероятность воспламенения образовавшейся смеси из-за высокой температуры нагрева элементов печи.

Для учета данного нарушения при расчетах для печей добавлено новое инициирующее событие со своим деревом событий – в 90% случаев происходит воспламенение топливо-воздушной смеси, и в 10% случаев – без опасных последствий. Исходная частота возникновения краткосрочного перебоя в подаче топливного газа оценена равной $2x10^{-2}$.

3.9.3. УЧЕТ НАРУШЕНИЯ В МОДЕЛИ БЕЗОПАСНОСТИ

Таким образом, для учета данного нарушения в базовой модели требуется дополнительно рассмотреть новый сценарий аварии:

Погасание горелок из-за перебоя поступления топливного газа -> возобновление подачи газа[2] -> отсутствие зажигания поступающего газа -> накопление газа в топочном пространстве -> воспламенение облака топливо-воздушной смеси -> взрыв в топочной пространстве печи.

1) Вероятность воспламенения при взрывоопасной концентрации газа =90%.

2) Дистанция поражения от опасных факторов аварий (взрыв) определяется объемом топочного пространства, заполненного газом в концентрации выше НКПВ. Тип взрыва – дефлаграционный.

3) распределение людей не изменяется.

3.9.4. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ИЗМЕНЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Результаты расчетов изменения безопасности представлены ниже в Таблице 3.9.4-1.

Таблица 3.9.4-1. Результаты расчетов изменения безопасности для Нарушения № 47

Показатель безопасности	Базовое значение	С учетом нарушения №47	Критерий приемлемости риска	Комментарий
Максимальный индивидуальный риск (IRPA), год$^{-1}$	$7{,}90\times10^{-5}$	$7{,}90\times10^{-5}$	5×10^{-4}	Не изменяется

В таблице 3.9.4-1 «базовые значения» соответствуют значениям, полученным в результате расчетов по базовой модели безопасности установки АТ-ВБ. Указанные расчетные значения показателей безопасности «с учетом нарушения №47» были получены в результате расчетов по скорректированной базовой модели безопасности установки АТ-ВБ в соответствии с условиями, представленными в разделах 3.9.2 и 3.9.3.

Главный вывод: расчетное значение индивидуального риска с учетом нарушения № 47 составляет $8{,}03\times10^{-5}$ и не изменяется по сравнению с базовым, приемлемость индивидуально-

[2] Согласно данным из Технологического регламента и ПЛАС установки АТ-ВБ печи не оборудованы аварийной автоматической блокировкой подачи топливного газа

го риска сохраняется, его значение меньше чем критерий приемлемости риска, который установлен проектом ФНиП и составляет 5×10^{-4}.

Компьютерная модель позволяет также рассчитать и другие показатели безопасности на установке АТ-ВБ с нарушением № 47.

- Смертность (FAR), количество смертельных случаев на 100 млн. рабочих часов, не изменяется по сравнению с базовым значением 2,54.
- Травматизм (LTIFR), количество травм на 200 тыс. рабочих часов, возрастает на 1% от базового значения 0,38 до 0,38.
- Социальный риск SR, который в России определяется как ожидаемая частота одновременной гибели 10 и более человек от происшествий, 1/год, не изменяется, продолжая оставаться пренебрежимо малым. Справка - 123-ФЗ устанавливает критерий приемлемости социального пожарного риска равным 10^{-7} 1/год для населения.
- Аварийность, число случаев незапланированного и неконтролируемого выброса опасных материалов из технологической системы установки за год существенно увеличивается на 42% от базового значения $1,36\times10^{-1}$ до величины $1,54\times10^{-1.}$ Несмотря на предположение модели о некотором увеличении ожидаемой частоты хлопков в результате кратковременного прекращения подачи топливного газа к горелкам, результаты расчетов показывают, что на показатели безопасности установки (смертность, травматизм, индивидуальный риск) существенного влияния это обстоятельство не оказывает.

Очевидно, что повышенная аварийность (в том смысле этого термина, как он используется в данном отчете) ухудшает экономику производства – хлопки в печах приводят к разрушению оборудования, вызывают необходимость остановок и ремонтов, потере продукта, потере запланированной выручки. При этом, согласно расчетных данных модели установки, индивидуальный риск при наличии этого нарушения для работников остается в допустимых пределах. Исходя из этого, при планировании мероприятий по устранению нарушений и повышению безопасности установки приоритетность должна отдаваться мероприятиям, направленным на более высокие риски и мероприятия, повышающие эффективность системы управления промышленной безопасностью.

3.10. НАРУШЕНИЕ №48

3.10.1. ОПИСАНИЕ НАРУШЕНИЯ

Не оборудованы рабочие горелки печей поз. П-1, П-2, П-3, П-4 сигнализаторами погасания пламени.

3.10.2. МЕХАНИЗМ ВЛИЯНИЯ НАРУШЕНИЯ НА БЕЗОПАСНОСТЬ

Механизм влияния на нарушение безопасности определяется тем, что печи установки АТ-ВБ не оборудованы автоматическими системами прекращения подачи топливного газа (см. Нарушение №49), поэтому наличие или отсутствие сигнализаторов погасания пламени не влияет значительно на скорость аварийного отключения подачи топливного газа в печи (с помощью ручных задвижек).

3.10.3. УЧЕТ НАРУШЕНИЯ В МОДЕЛИ БЕЗОПАСНОСТИ

Таким образом, учет данного нарушения аналогичен нарушению №48:

Погасание горелок из-за перебоя поступления топливного газа -> возобновление подачи газа -> отсутствие зажигания поступающего газа -> накопление газа в топочном пространстве -> воспламенение облака топливо-воздушной смеси -> взрыв в топочной пространстве печи.

1) Вероятность воспламенения при взрывоопасной концентрации газа =90%.

2) дистанция поражения от опасных факторов аварий (взрыв) определяется объемом топочного пространства, заполненного газом в концентрации выше НКПВ. Тип взрыва – дефлаграционный.

3) распределение людей не изменяется.

3.10.4. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ИЗМЕНЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Результаты расчетов изменения безопасности представлены ниже в Таблице 3.10.4-1.

Таблица 3.10.4-1. Результаты расчетов изменения безопасности для нарушения № 48

Показатель безопасности	Базовое значение	С учетом нарушения №48	Критерий приемлемости риска	Комментарий
Максимальный индивидуальный риск (IRPA), год$^{-1}$	$7{,}90\times10^{-5}$	$7{,}90\times10^{-5}$	5×10^{-4}	Не изменяется

В таблице 3.10.4-1 «базовые значения» соответствуют значениям, полученным в результате расчетов по базовой модели безопасности установки АТ-ВБ. Указанные расчетные значения показателей безопасности «с учетом нарушения № 48» были получены в результате расчетов по скорректированной базовой модели безопасности установки АТ-ВБ в соответствии с условиями, представленными в разделах 3.10.2 и 3.10.3.

Главный вывод: расчетное значение индивидуального риска с учетом нарушения № 45 составляет $7{,}90\times10^{-5}$ и не сменяется по сравнению с базовым. Приемлемость индивидуального риска сохраняется, его значение меньше чем критерий приемлемости риска, который установлен проектом ФНиП и составляет 5×10^{-4}.

Компьютерная модель позволяет также рассчитать и другие показатели безопасности на установке АТ-ВБ с нарушением № 48.

- Смертность (FAR), количество смертельных случаев на 100 млн. рабочих часов, не меняется по сравнению с базовым значением, составляющим 2,54.
- Травматизм (LTIFR), количество травм на 200 тыс. рабочих часов, незначительно возрастает на 1% от базового значения 0,38 до 0,38.
- Социальный риск SR, который в России определяется как ожидаемая частота одновременной гибели 10 и более человек от происшествий, 1/год, не изменяется, продолжая оставаться пренебрежимо малым. Справка - 123-ФЗ устанавливает критерий приемлемости социального пожарного риска равным 10^{-7} 1/год для населения.
- Аварийность, число случаев незапланированного и неконтролируемого выброса опасных материалов из технологической системы установки за год, заметно увеличивается на 12% от базового значения $1{,}36\times10^{-1}$ до величины $1{,}52\times10^{-1}$

Очевидно, что повышенная аварийность (в том смысле этого термина, как он используется в данном отчете) ухудшает экономику производства – хлопки в печах приводят к разрушению оборудования, вызывают необходимость остановок и ремонтов, потере продукта, потере запланированной выручки. При этом, согласно расчетных данных модели установки, индивидуальный риск при наличии этого нарушения для работников остается в допустимых пределах. Исходя из этого, при планировании мероприятий по устранению нарушений и повышению безопасности установки приоритетность должна отдаваться мероприятиям, направленным на более высокие риски и мероприятия, повышающие эффективность системы управления промышленной безопасностью.

3.11. НАРУШЕНИЕ № 49

3.11.1. ОПИСАНИЕ НАРУШЕНИЯ

Отсутствуют средства автоматической подачи водяного пара в топочное пространство и в змеевики при прогаре труб; а также средства автоматического отключения подачи сырья и топлива при авариях в системах змеевиков печей, чем не обеспечена в полном объеме противоаварийная защита печей поз. П-1, П-2, П-3, П-4.

Следует помнить, что до 1997 года, когда уполномоченным в области промышленной безопасности надзорным органом было введено новое требование промышленной безопасности ПБ 09-170-97 (пункт 3.5.8.1):

3.5.8.1. Противоаварийная автоматическая защита топочного пространства нагревательных печей обеспечивается:…

средствами автоматической подачи водяного пара в топочное пространство и в змеевики при прогаре труб.

Затем в 2003 году в ПБ 09-563-03 (пункт 5.3.14):

5.3.14. Печи должны быть оборудованы средствами автоматической подачи водяного пара в топочное пространство и в змеевики при прогаре труб, а также средствами автоматического отключения подачи сырья и топлива при авариях в системах змеевиков.

То состояние печей, в котором они находятся сегодня, было предусмотрено проектом, который прошел государственную экспертизу, и в течение многих лет такое состояние печей расценивалось надзорным органом (Госгортехнадзором СССР, Госгортехнадзором России) как надлежащее соблюдение требований промышленной безопасности.

Поэтому данное нарушение рассматривалось при анализе не как нарушение, а как мероприятие по повышению безопасности.

3.11.2. МЕХАНИЗМ ВЛИЯНИЯ НАРУШЕНИЯ НА БЕЗОПАСНОСТЬ

Механизм влияния нарушения на безопасность любых автоматических систем сложный и определяется конкретными проектными решениями и практикой эксплуатации установки, действия систем ПАЗ. Все зависит от конкретных условий. Наличие системы автоматической подачи пара в змеевики, при одновременном автоматическом отключении подачи сырья при помощи аварийных отсекателей, может являться не средством повышения безопасности оборудования, а наоборот, способствовать эскалации аварии. В случае аварийного перекрытия потока продукта через поврежденные змеевики, при подаче в них пара практически весь продукт будет под давлением пара вброшен в топочное пространство печи и воспламенится. Таким образом, в данном случае формальное выполнение требования Правил, без учета логики срабатывания защиты на конкретной установке, способно не смягчить, а усугубить последствия аварии.

3.11.3. УЧЕТ НАРУШЕНИЯ В МОДЕЛИ БЕЗОПАСНОСТИ

Для учета данного нарушения в базовой модели конкретной установки АТ-ВБ на МНПЗ с учетом ее фактической технологической схемы требуется дополнительно рассмотреть новый сценарий аварии:

Мгновенный вброс продукта в объеме трубопроводов между аварийными отсекателями в топочное пространство → пожар в печи.

1) Вероятность воспламенения = 100%. Частота случаев пожара равна частоте инициирующих случаев прогара змеевика.

2) Изменение (увеличение) дистанций поражения от опасных факторов аварий в системе нагрева продукта за счет выброса всего продукта в змеевике между аварийными отсекателями.

3) Распределение людей не изменяется.

3.11.4. ИЗМЕНЕНИЯ В МОДЕЛИ БЕЗОПАСНОСТИ

В результате изменения модели изменяются значения вероятности ветвления дерева событий, а именно – вероятностей мгновенного воспламенения для различных массовых скоростей истечения. Изменение вероятностей мгновенного воспламенения представлено в Таблице 3.11.4-1.

Таблица 3.11.4-1. Изменения вероятностей мгновенного воспламенения

Массовая скорость истечения, кг/с		Вероятность мгновенного воспламенения	
Диапазон	Номинальное среднее значение	P1	
		Базовая	При нарушении №49
Малая (<1.0)	0,5	0,005	1,0
Средняя (1 - 50)	10	0,015	1,0
Большая (>50)	100	0,040	1,0

Массовая скорость истечения, кг/с		Вероятность мгновенного воспламенения	
Диапазон	Номинальное среднее значение	P1	
		Базовая	При нарушении №49
Полный разрыв	Не определено	0,050	1,0

В результате данных изменений меняется вклад в потенциальный риск [частота реализации поражающих факторов аварии в рассматриваемой точке территории] от всех печей. В графическом виде изменения можно проиллюстрировать следующим образом – на Рис. 3.11.4-1 показаны контуры потенциального риска для печей в базовом варианте и на Рис. 3.11.4-2 показаны контуры потенциального риска для печей с устранением нарушения №49.

Представленная легенда (в правом нижнем углу рис. 3.11.4-1 и 3.11.4-2) позволяет по цветам понять значения потенциального риска в каждой точке промышленной площадки установки в районе размещения печей.

По рис. 3.11.4-1 видно, что наихудшие значения потенциального риска (см. легенду к рисунку) в районе размещения печей соответствуют значениям порядка 10^{-5} случаев в год. Тогда как на рис. 3.11.4-2 наихудшие значения потенциального риска (см. легенду к рисунку) в случае устранения нарушения №49 соответствуют значениям порядка 10^{-6} случаев в год.

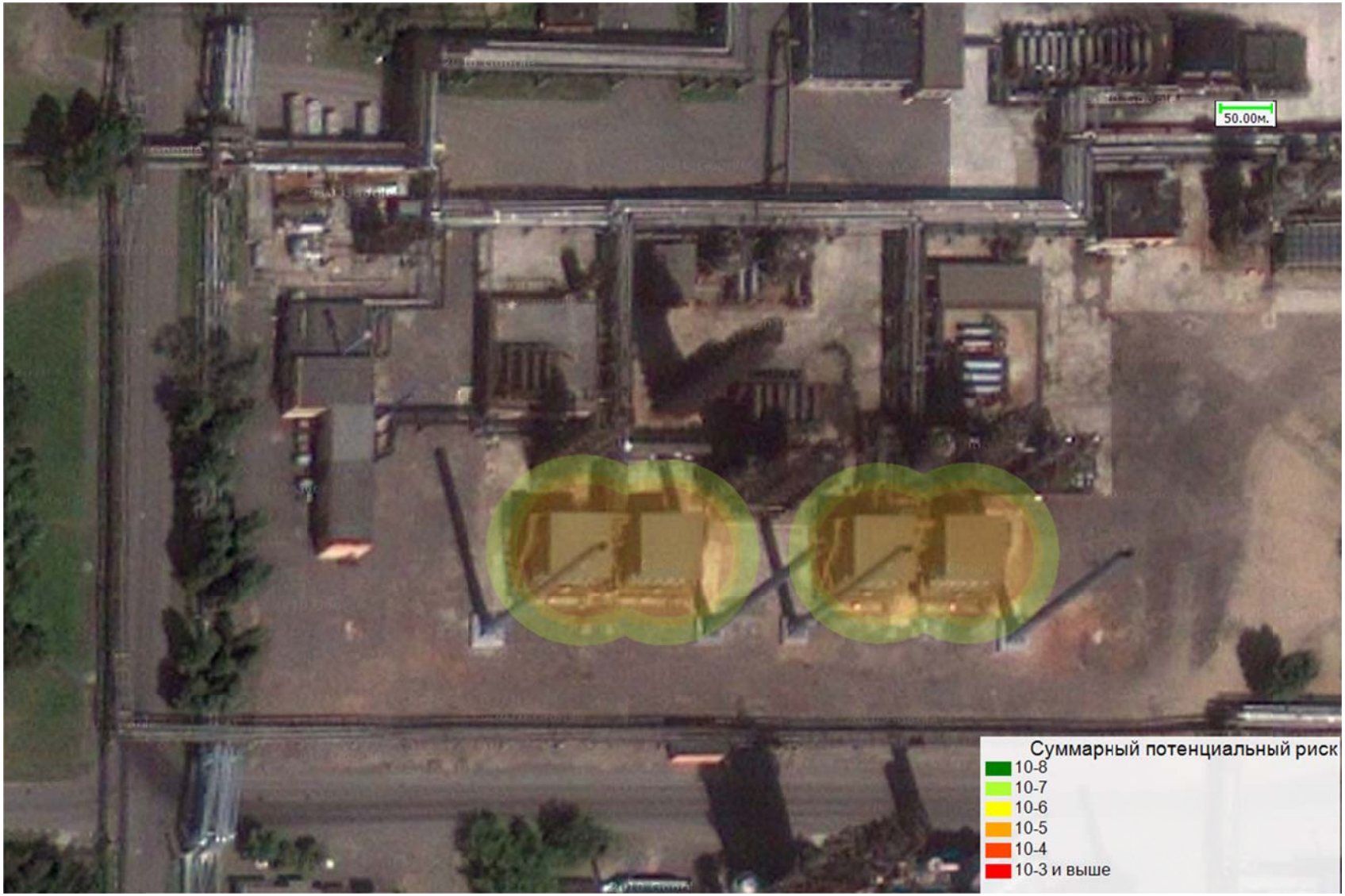


Рисунок 3.11.4-1. Контуры потенциального риска от печей в базовом варианте

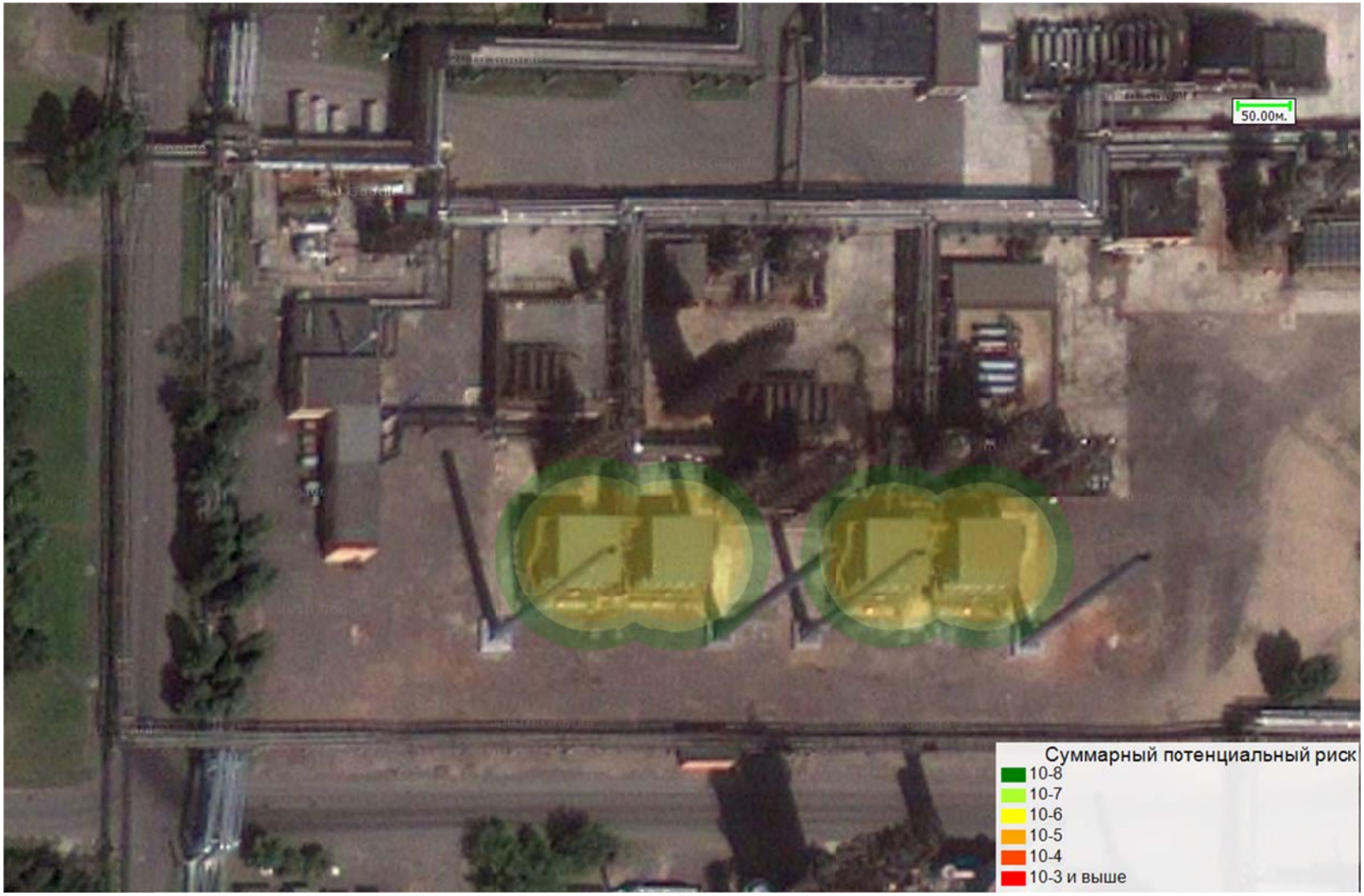


Рисунок 3.11.4-2. Контуры потенциального риска от печей в случае устранения нарушения №49

3.11.5. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ИЗМЕНЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Результаты расчетов изменения безопасности представлены ниже в Таблице 3.11.5-1.

Таблица 3.11.5-1. Результаты расчетов изменения безопасности при **устранении нарушения** №49 (введение средств автоматической подачи водяного пара и автоматического отключения подачи сырья и топлива рассматривается как устранение нарушения; базовый вариант модели установки основывается на первоначальном проекте; нарушение как таковое возникло в результате введения нового предписывающего требования промышленной безопасности – смотри объяснение выше)

Показатель безопасности	Базовое значение	С учетом нарушения №49	Критерий приемлемости риска	Комментарий
Максимальный индивидуальный риск (IRPA), год$^{-1}$	$7{,}90\times10^{-5}$	$7{,}60\times10^{-5}$	5×10^{-4}	Индивидуальный риск снижается на 3%

В таблице 3.11.5-1 «базовые значения» соответствуют значениям, полученным в результате расчетов по базовой модели безопасности установки АТ-ВБ. Указанные расчетные значения показателей безопасности «с учетом нарушения №49» были получены в результате расчетов по скорректированной базовой модели безопасности установки АТ-ВБ в соответствии с условиями, представленными в разделах 3.11.2, 3.8.3 и 3.11.4.

Главный вывод: расчетное значение индивидуального риска при устранении нарушения № 49 составляет $7{,}60\times10^{-5}$ и снижается по сравнению с базовым не менее чем на 3%, приемлемость индивидуального риска, естественно, сохраняется, его значение меньше чем критерий приемлемости риска, который установлен проектом ФНиП и составляет 5×10^{-4}.

Компьютерная модель позволяет также рассчитать и другие показатели безопасности на установке АТ-ВБ с нарушением № 49.

- Смертность (FAR), количество смертельных случаев на 100 млн. рабочих часов, снижается на 3% от базового значения 2,54 до 2,46.
- Травматизм (LTIFR), количество травм на 200 тыс. рабочих часов, снижается на 3% от базового значения 0,38 до 0,37.
- Социальный риск SR, который в России определяется как ожидаемая частота одновременной гибели 10 и более человек от происшествий, 1/год, не изменяется, продолжая оставаться пренебрежимо малым. Справка - 123-ФЗ устанавливает критерий приемлемости социального пожарного риска равным 10^{-7} 1/год для населения.
- Аварийность, число случаев незапланированного и неконтролируемого выброса опасных материалов из технологической системы установки за год, не изменяется по сравнению с базовым значением $1{,}36\times10^{-1}$. Этот случай хорошо иллюстрирует природу безопасности, отражаемую моделью. Указанное нарушение (мера по снижению риска) не затрагивает возникновение аварий, не влияет на ожидаемую частоту разгерметизации печей. Она способна повлиять на последствия, смягчить их.

Безусловно, устранение нарушения снизит риск аварий и повысит безопасность установки АТ-ВБ МНПЗ. Однако этот случай также подходит, чтобы задаться вопросом – а является ли реализация данного мероприятия самым целесообразным? Существуют ведь и другие возможности для повышения безопасности. Какие мероприятия следует реализовать в первую очередь, какие действия будут наиболее эффективны с точки зрения снижения риска пропорционально совершаемым затратам? Хорошо известно, что ресурс всегда ограничен, и постановка задачи его оптимального, наиболее рационального расходования является обоснованной. Такая постановка требует рассмотрения и других возможностей для повышения безопасности, отличных от только устранения нарушений требований, указанных в Акте Ростехнадзора. Ниже будут представлены перспективные предложения по повышению безопасности, эффективность которых значительно превышает указанные. Так что постановка такого вопроса представляется обоснованной.

3.12. НАРУШЕНИЕ №50

3.12.1. ОПИСАНИЕ НАРУШЕНИЯ

В открытых насосных №1, 2, 3, 4 не предусмотрен обогрев полов.

3.12.2. МЕХАНИЗМ ВЛИЯНИЯ НАРУШЕНИЯ НА БЕЗОПАСНОСТЬ

Указанные насосы осуществляют перекачку нагретых до высоких температур (300°С и более) сред, что в значительной степени нивелирует отсутствие специального подогрева полов в насосных, поскольку паразитный тепловой поток от трубопроводов и насосов нагревает непосредственно прилегающий к рассматриваемым задвижкам участки пола.

В указанных обстоятельствах нет никаких оснований считать, что нарушение изменяет перечень и состав возможных инициирующих событий, ожидаемую частоту и последствия возникающих сценариев.

Данное нарушение оказывает, возможно, влияние на травматизм персонала, выполняющего работы в открытых насосных, но в настоящем отчете профессиональные риски травматизма не оцениваются..

3.12.3. УЧЕТ НАРУШЕНИЯ В МОДЕЛИ БЕЗОПАСНОСТИ

1) Распределение людей не изменяется.

2) Корректировки параметров модели безопасности не требуется.

3.12.4. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ИЗМЕНЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Результаты расчетов изменения безопасности представлены ниже в Таблице 3.12.4-1.

Таблица 3.12.4-1. Результаты расчетов изменения безопасности для нарушения № 50

Показатель безопасности	Базовое значение	С учетом нарушения №50	Критерий приемлемости риска	Комментарий
Максимальный индивидуальный риск (IRPA), год$^{-1}$	$7{,}90\times10^{-5}$	$7{,}90\times10^{-5}$	5×10^{-4}	Индивидуальный риск не меняется и остается приемлемым

В таблице 3.12.4-1 «базовые значения» соответствуют значениям, полученным в результате расчетов по базовой модели безопасности установки АТ-ВБ. Указанные расчетные значения показателей безопасности «с учетом нарушения №50» были получены в результате расчетов по скорректированной базовой модели безопасности установки АТ-ВБ в соответствии с условиями, представленными в разделах 3.10.2 и 3.10.3.

Главный вывод: расчетное значение индивидуального риска при нарушении № 50 составляет $7{,}90\times10^{-5}$ и не меняется по сравнению с базовым. Приемлемость индивидуального риска, естественно, сохраняется, его значение меньше чем критерий приемлемости риска, который установлен проектом ФНиП и составляет 5×10^{-4}.

Компьютерная модель позволяет также рассчитать и другие показатели безопасности на установке АТ-ВБ с нарушением № 50.

- Смертность (FAR), количество смертельных случаев на 100 млн. рабочих часов, не изменяется по сравнению с базовым значением 2,54.
- **Травматизм** (LTIFR), количество травм на 200 тыс. рабочих часов, не отличается от базового значения 0,38.
- Социальный риск SR, который в России определяется как ожидаемая частота одновременной гибели 10 и более человек от происшествий, 1/год, не изменяется, продолжая оставаться пренебрежимо малым. Справка - 123-ФЗ устанавливает критерий приемлемости социального пожарного риска равным 10^{-7} 1/год для населения.

- Аварийность, число случаев незапланированного и неконтролируемого выброса опасных материалов из технологической системы установки за год, не изменяется и остается на уровне $1{,}36\times10^{-1}$ случаев разгерметизации в год.

Наличие нарушения не ухудшает показатели безопасности, риск остается приемлемым

3.13. ВСЕ НАРУШЕНИЯ В СОВОКУПНОСТИ

Для установки АТ-ВБ была разработана базовая модель безопасности, которая представляет собой математическую модель, алгоритм расчета и компьютерный код (программу), когда блок АТ на 70% времени выводится из эксплуатации в установленном порядке: отсекается от технологической схемы завода, консервируется. В оставшиеся 30 % времени установка АТ-ВБ эксплуатируется в соответствии с технологическим регламентом, но с учетом отсутствия средств автоматической подачи водяного пара в топочное пространство и в змеевики при прогаре труб, а также средств автоматического отключения подачи сырья и топлива при авариях в системах змеевиков печей, поскольку до 1997 года это не являлось нарушением правил безопасности, и это соответствует изначальным проектным решениям. Нарушение № 49, таким образом, является «по существу» мерой повышения безопасности, и лишь с недавнего времени отсутствие этой добровольной меры рассматривается как нарушение. При оценке безопасности введение этой меры рассматривается как новое дополнительное мероприятие, хотя и называется устранением нарушения требования безопасности.

Для совокупности нарушений был составлен отдельный компьютерный код (компьютерная программа), являющаяся «электронным» эквивалентом установки с соответствующими нарушениями требований промышленной безопасности, которая использовалась для расчета сценариев аварий и расчета показателей безопасности именно на этой, с заданными нарушениями, установке. Следует понимать, что модель безопасности не является линейной, и изменение риска от «сложения» всех нарушений не является суммой изменений риска от каждого нарушения в отдельности.

Этот компьютерный код, или «электронный» эквивалент, отражает в математической форме важнейшие свойства безопасности реальной установки АТ-ВБ на МНПЗ, поскольку «охватывает» все нарушения, которые были выявлены в ходе проверки.

Для этого «электронного» эквивалента установки с определённым нарушениями приводился вычислительный эксперимент – компьютерный код генерировал сценарии возможных аварий на установке (с соответствующими нарушениями) и на основании полученного файла сценариев были рассчитаны показатели безопасности.

Результаты расчетов изменения безопасности для всех рассматриваемых нарушений (см. разделы 3.1 – 3.12 настоящего отчета) в совокупности представлены ниже в Таблице 3.13-1.

Таблица 3.13-1. Результаты расчетов изменения безопасности для всех нарушений в совокупности

Показатель безопасности	Базовое значение	С учетом всех нарушения	Критерий приемлемости риска	Комментарий
Максимальный индивидуальный риск (IRPA), год$^{-1}$	$7{,}90\times10^{-5}$	$8{,}85\times10^{-5}$	5×10^{-4}	Индивидуальный риск увеличивается на 12%, и остается приемлемым

В таблице 3.13-1 «Базовые значения» соответствуют значениям, полученным в результате расчетов по базовой модели безопасности установки АТ-ВБ. Указанные расчетные значения показателей безопасности «с учетом всех нарушений в совокупности» были получены в результате расчетов по скорректированной базовой модели безопасности установки АТ-ВБ в соответствии с условиями, представленными в разделах 3.1 - 3.12.

Главный вывод: расчетное значение индивидуального риска с учетом всех нарушений в совокупности составляет $8{,}85\times10^{-5}$ и увеличивается по сравнению с базовым на 12%, и приемлемость индивидуального риска сохраняется, его значение меньше чем критерий приемлемости риска, который установлен проектом ФНиП и составляет 5×10^{-4}.

Компьютерная модель позволяет также рассчитать и другие показатели безопасности на установке АТ-ВБ со всеми нарушениями.

- Смертность (FAR), количество смертельных случаев на 100 млн. рабочих часов, повышается на 12% от базового значения 2,54 до 2,85.
- Травматизм (LTIFR), количество травм на 200 тыс. рабочих часов, возрастает на 10% от базового значения 0,38 до 0,42.
- Социальный риск SR, который в России определяется как ожидаемая частота одновременной гибели 10 и более человек от происшествий, 1/год, не изменяется, продолжая оставаться пренебрежимо малым. Справка - 123-ФЗ устанавливает критерий приемлемости социального пожарного риска равным 10^{-7} 1/год для населения.
- Аварийность, число случаев незапланированного и неконтролируемого выброса опасных материалов из технологической системы установки за год, существенно увеличивается на 91% от базового значения $1{,}36\times10^{-1}$ до величины $2{,}60\times10^{-1}$. Как и следовало ожидать, такие нарушения как № 46 (особенно), №№ 47, 48 дают серьезный независимый вклад в ожидаемую интенсивность утечек, однако их последствия, так как значительно увеличивается в первую очередь частота мелких утечек, не дают пропорционального вклада в риск. Это связано с малой экспозицией персонала в отношении последствий таких утечек.

3.14. ВЫВОДЫ

Таким образом, учитывая вышеизложенное в разделах 3.1 – 3.12, можно сделать следующие выводы:

- Требования законодательства в области промышленной безопасности обязательны к исполнению. МНПЗ устраняет нарушения в установленном порядке.
- Реализация корректирующих мероприятий, направленных на устранение нарушений применимых требований промышленной безопасности в большинстве случаев улучшает показатели безопасности рассматриваемой установки АТ-ВБ, ведет к снижению риска (повышению безопасности установки).
- В то же время, следует учитывать, что основной нормируемый параметр – индивидуальный риск [частота поражения отдельного человека в результате воздействия опасностей] – является приемлемым (допустимым), поскольку его значение для каждого отдельного нарушения и всех нарушений в совокупности, - удовлетворяет критерию приемлемости риска и соответствующие значения риска не превышает для персонала установки АТ-ВБ величины 5×10^{-4} случаев в год, даже в случае нарушения применимых требований промышленной безопасности. Другими словами – установка АТ-ВБ достаточно безопасна, и выявленные нарушения требований промышленной безопасности не делают риск ее эксплуатации неприемлемым.
- Согласно политике в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды компания привержена постоянному повышению безопасности производства. Поэтому даже если риск является допустимым, но имеется возможность его дальнейшего снижения, мероприятия, направленные на такое снижения будут реализовываться. При этом приоритетность мероприятий будет определяться уровнем риска – чем выше уровень риска, тем мероприятия являются более приоритетными.
- Реализация корректирующих мероприятий, направленных на устранение выявленных Ростехнадзором нарушений применимых требований промышленной безопасности, безусловно, будет способствовать повышению уровня безопасности рассматриваемой установки АТ-ВБ. Однако, правомочна постановка вопроса – какие мероприятия следует реализовать в первую очередь, какие действия будут наиболее эффективны с точки зрения снижения риска пропорционально совершаемым затратам? Хорошо известно, что ресурс всегда ограничен, и постановка задачи его оптимального, наиболее рационального расходования является обоснованной. Такая постановка требует рассмотрения и других возможностей для повышения безопасности, отличных от только устранения нарушений требований, указанных в Акте Ростехнадзора.

Альтернативные возможности повышения безопасности представлены ниже.

4. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО УРОВНЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1. ФОНОВЫЕ ЗНАЧЕНИЯ РИСКА

По статистике ежегодно из-за "неестественных причин" население России сокращается на примерно четверть миллиона человек. Под "смертностью от "неестественных причин" понимается смертность, обусловленная не болезнями, а различными внешними воздействиями – умышленными (убийства и самоубийства) или неумышленными (всякого рода несчастные случаи).

Число смертей от внешних причин и их доля среди всех причин смерти в России весьма высоки в сравнении с другими развитыми странами, и их вклад в общую смертность все время растет. Если в начале 20 века в России на сто миллионов населения от внешних причин ежегодно умирало около 40 тысяч человек (или 40 на 100 тысяч населения) и это составляло чуть больше 1% всех умерших, то сейчас в России, где живет менее 150 миллионов, ежегодно от внешних причин умирает около 300 тысяч человек (или свыше 200 на 100 тысяч населения), и это составляет почти 15% всех умерших, а в некоторые годы и более. В европейских странах доля смертей от внешних причин принципиально не менялась, составляя в мирное время 6-8%. В США с населением почти вдвое большим, чем в России, эти причины уносят почти в 2,5 раза меньше жизней (148 тысяч против 359 в 1995 году) и также составляют всего 6% всех смертей.

Количество утонувших в водоемах людей примерно равно количеству сгоревших при пожарах. Особенно показательно число утонувших на 100 тысяч жителей – у нас оно самое высокое в мире – более 7 человек на 100 тыс. (Для сравнения в разные годы эта цифра была в Никарагуа – 6,3; Германии – 0,5; во Франции – 2,1; в Австралии – 1,1.) 40 процентов утонувших – дети. 1/3 утонувших – в состоянии алкогольного опьянения.

Значения индивидуального риска, связанного с гибелью от "неестественных причин" [1] показаны в табл. 4.1-1.

Таблица 4.1-1. Значения индивидуального риска, связанного с гибелью от "неестественных причин"

Причина гибели	Число погибших, чел/год	Индивидуальный риск, случаев гибели в год на человека
Самоубийства	до 55 000	3.7×10^{-4}
Наркотики	до 50 000 (как минимум 75% из них - молодые люди в возрасте до 30 лет)	3.4×10^{-4}
ДТП	более 33 000	2.2×10^{-4}
Отравление некачественным алкоголем	33 000 (порядка 40-50 тыс.)	2.2×10^{-4}
Убийства	более 32 000 (30-40 тыс.)	2.1×10^{-4}
Гибель на воде	20000 – 25000	1.4×10^{-4}
Пожары	до 19 000 (80% в жилом секторе)	1.3×10^{-4}
Несчастные случаи на производстве	5000-6000	3.4×10^{-5}
Природные ЧС	2000 – 2500	1.4×10^{-5}
Техногенные ЧС	до 1500	1.02×10^{-5}
Всего	250 000 – 257 000	1.68×10^{-3}

4.2. КРИТЕРИИ ПРИЕМЛЕМОСТИ РИСКА (ПРОЕКТ ФНИП)

Проектом ФНиП «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих производств» предлагаются следующие критерии допустимого риска:

5.4. Индивидуальный риск является допустимым риском, если не превышает следующих значений:

- для работников производства – $5 \cdot 10^{-4}$ случаев в год;

- для населения – $5 \cdot 10^{-6}$ случаев в год.

Таким образом, если значения фактически рассчитанного индивидуального риска для работников производства и населения превышают указанные выше значения, то риск считается неприемлемым (т.е. недопустимым).

Если значения фактически рассчитанного индивидуального риска для работников производства и населения не превышают указанные выше значения, то риск считается приемлемым (т.е. допустимым).

4.3. ВЫВОДЫ

На основании приведенных в таблице 4.2-1 статистических данных по фоновым значениям индивидуального риска и предлагаемых в проекте ФНиП «Правила обеспечения промышленной безопасности нефтеперерабатывающих, нефтегазохимических и газоперерабатывающих производств» значениях допустимого индивидуального риска можно сделать вывод, что **в среднем и максимальные значения риска гибели персонала установки АТ-ВБ** (см. табл. 3.1.5-1, 3.7.5-1, 3.8.5-1, 3.9.4-1, 3.10.4-1, 3.11.5-1, 3.12.4-1), от аварий на ее территории при учете негативного влияния всех нарушений, выявленных в ходе проверки Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, **ниже критериев допустимого риска,** предложенных проектом ФНиП, и порядка в 2-4 раза ниже вероятности гибели в дорожно-транспортных происшествиях или при пожаре в жилом секторе, а, следовательно, не представляет значительной угрозы безопасности для работающего на установке АТ-ВБ персонала. Таким образом, индивидуальный риск для персонала установки АТ-ВБ **следует** считать допустимым.

В то же время возможная реализация корректирующих мероприятий, направленных на устранение выявленных Ростехнадзором нарушений применимых требований промышленной безопасности будет способствовать повышению уровня безопасности рассматриваемой установки АТ-ВБ.

Какие из возможных корректирующих мероприятий наиболее эффективны, то есть позволяют в наибольшей степени снизить риск? Такая постановка вопроса правомочна, обоснована, поскольку отрасль является частью экономики. Однако сама такая постановка вопроса требует, чтобы набор опций для анализа был подготовлен максимально широкий, другими словами, была рассмотрена лучшая отечественная и мировая практика обеспечения безопасности.

5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Опыт мировой практики обеспечения безопасности показывает, что наибольшей эффективностью обладают комплексные решения, направленные на исключение причин возникновения аварий в целом, а не направленные на решение отдельных мелких (и не очень) аспектов проблемы обеспечения безопасности, влияющих только на малую часть причин аварий и производственного травматизма.

В ходе сбора и анализа и перспективных предложений работников установки АТ-ВБ, ОАО «Газпромнефть – МНПЗ»; западных специалистов (лучший мировой опыт) и материнской компании (корпоративная политика) по повышению безопасности установки АТ-ВБ были идентифицированы и проработаны общекорпоративные предложения (перспективные мероприятия) направленные на повышение уровня безопасности всех установок (а не только исследуемой установки АТ-ВБ) и рассчитанные на внедрение на всем МНПЗ, представленные ниже в Таблице 5-1.

Таблица 5-1. Перечень перспективных мероприятий

Краткое наименование	Полное Наименование
СУРОФ	Система управления работоспособностью основных фондов (СУРОФ)
ИСПК	Интегрированная система производственного контроля (ИСПК)
ИСОБР	Интегрированная система обеспечения безопасности работ (ИСОБР)
ИСЧР	Интегрированная система чрезвычайного реагирования (ИСЧР)

5.1. ОБЩИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ

Интегрированные общекорпоративные системы обеспечения промышленной безопасности, перечисленные выше, предназначены для систематического, последовательного устранения недостатков, выявленных в ходе проведенного аудита безопасности на уровне МНПЗ в целом и на отдельных объектах.

Каждая интегрированная система ориентирована на повышение уровня безопасности сегменте своего воздействия за счет устранения (снижения) частоты аварий (СУРОФ, ИСПК, ИСОБР) и/или смягчения их последствий (ИСЧР).

Интегрированные системы аккумулируют лучший мировой опыт (лучшую практику) в области промышленной безопасности и становятся фактически стандартом для современных объектов.

Источник эффективности интегрированных систем основан на закономерностях при возникновении аварий. Анализ статистических данных, представленный в документе СТУП АР [2] (см. Таблицу 5.1-1) показывает, что значительная часть аварий (около 50% от общего числа) вызвана «человеческими» ошибками, т.е. недостатками при организации и выполнении работ по эксплуатации опасных производств (см. строки «Ошибки эксплуатации» и «Процедурные ошибки»). Значительная часть (около 40%) аварий происходит из-за отказа оборудования в результате дефектов или износа и коррозии в процессе эксплуатации. Около 10% аварий обусловлены неправильным проектированием.

Таблица 5.1-1. Распределение инициирующих событий аварий по различным причинам

Причины аварий		Доля аварий
Ошибки при проектировании		9.29%
Отказ оборудования	Коррозия / эррозия	8.38%
	Механические дефекты	27.60%
	Дефекты материалов	2.14%
	отказы по другим причинам	2.78%
Ошибки эксплуатации	неправильная установка / подключение	7.85%
	неправильная эксплуатация	14.65%
	падающие объекты и другие внешние воздействия	1.07%
	оставлен открытым / открыт при наличии в оборудовании углеводородов	6.78%
	другие ошибки эксплуатации	2.40%

Причины аварий		Доля аварий
Процедурные ошибки	неподходящая процедура эксплуатации	6.91%
	неполная процедура	9.21%
	другие процедурные ошибки	0.96%
		100.00%

На действующем предприятии имеются все возможности для радикального снижения числа аварий за счет поддержания оборудования заведомо в работоспособном состоянии и за счет такой организации работы, которая исключает «человеческие» ошибки.

К сожалению, на действующем предприятии возможности по устранению проектных ошибок ограничены в силу того, что все проектные и строительные работы уже завершены.

Таким образом, на действующем предприятии имеется возможность сократить число всех аварий на 90%! Интегрированные системы как раз и решают данную задачу.

В нижеследующих разделах (5.2-5.5) приводится подробный анализ того, каким образом интегрированные системы достигают заданных целей снижения потерь от аварий, а также представлен расчет экономической эффективности внедрения интегрированных систем в реальных условиях эксплуатации МНПЗ.

5.1.1. РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Прежде всего, следует понимать, что при эксплуатации производства имеются три совершенно разных по своему характеру режима деятельности, и в каждом из этих режимов эксплуатация имеет дело, по сути, с разными по своим свойствам и закономерностям безопасности объектами. Традиционные названия этих режимов представлены на рисунке 5.1.1-1 ниже.

Рисунок 5.1.1-1. Режимы эксплуатации объекта

5.1.1.1. РЕЖИМ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Характеризуется тем, что при этом режиме состояние оборудования и операции, выполняемые персоналом установки, должны соответствовать положениям Технологического Регламента (далее везде – ТР). Дополнительно к нему могут быть разработаны всевозможные дополнения и расширения (например, должностные инструкции), однако всю совокупность документации по эксплуатации в нормальном режиме далее будем называть именно ТР. ТР является документом, систематически излагающим все вопросы по действиям оборудования и людей на производстве, потребных для достижения поставленных бизнес – целей:

- Общая характеристика производственного объекта;
- Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, катализаторов, полуфабрикатов, готовой продукции;
- Описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта;
- Нормы технологического режима;
- Контроль технологического процесса;
- Основные положения пуска и остановки производственного объекта при нормальных условиях. Особенности остановки и пуска в зимнее время;
- Безопасная эксплуатация производства;

- Отходы, образующиеся при производстве продукции, сточные воды, выбросы в атмосферу, методы их утилизации, переработки;
- Краткая характеристика технологического оборудования, регулирующих и предохранительных клапанов;
- Перечень обязательных инструкций, нормативной и технической документации;
- Технологическая схема производства продукции (графическая часть).

5.1.1.2. РЕЖИМ ВЕДЕНИЯ РПО – РАБОТ С ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТЬЮ

Характеризуется тем, что на отдельных участках и установках объекта проводятся особые работы, отличающиеся по составу от обычных, повседневных работ, связанных с эксплуатацией технологического оборудования (нормальной эксплуатации). Это могут быть ремонтные работы, работы по техническому обслуживанию, строительные работы и т.д. Как правило, они связаны с использованием источников огня, искусственной разгерметизацией оборудования, использованием строительной техники и т.д. В любом случае эти работы имеет признаки повышенной опасности (по сравнению с повседневными работами) как для исполнителей работ – сотрудников объекта и подрядчиков, так и для окружающего технологического оборудования. Повышенная опасность таких работ связана как с их существом (например, сварка – это открытый огонь), так и с тем, что в зоне проведения таких работ обязательно находятся люди.

5.1.1.3. РЕЖИМ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ И ЧС

Характеризуется тем, что в этом состоянии на объекте возникают явления аварии, которые не предусматривались ТР, не контролируются / весьма слабо контролируются персоналом и развиваются по своим законам.

5.1.2. УПРАВЛЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТЬЮ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В этом и нижеследующих разделах представлено обоснование «широких» мероприятий, которые следует рассматривать для наилучшего охвата всех видов инициирующих событий на производстве.

В самом общем виде влияние основных составляющих эксплуатации на безопасность производства можно представить рис. 5.1.2-1.

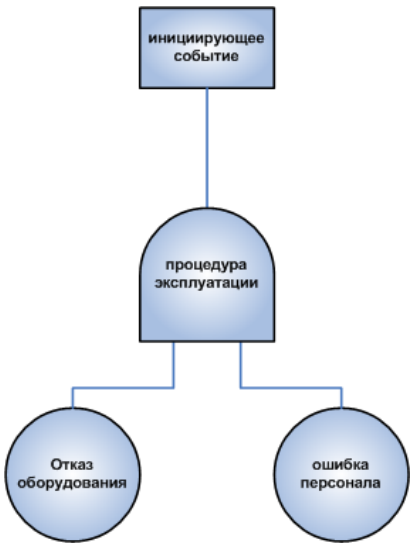


Рисунок 5.1.2-1. Влияние основных составляющих эксплуатации на безопасность

Действительно, очевидно, что любое инициирующее событие возникает при:

- Отказе оборудования, что приводит к реализации запасенной в оборудовании энергии или опасных веществ;
- Ошибке персонала, которое, либо непосредственно составляет опасность, либо вызывает реализацию опасности производства даже при оборудовании надлежащего качества;

- Неясной, ошибочной или отсутствующей процедуре, при которой даже оборудование надлежащего качества и безошибочные действия персонала приводят к реализации опасности.

Таким образом, становится ясно, что общезаводские (и общекорпоративные) процедуры должны либо предлагать способы повышения безопасности всего оборудования; либо способы контроля за ошибками персонала, работников производства.

5.2. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

5.2.1. ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ (РАБОТ) – ИСОБР

Интегрированная Система Обеспечения Безопасности Работ (ИСОБР) – Бизнес-процесс ведения работ с повышенной опасностью на опасных производственных объектах, в рамках которого единообразно планируется, исполняется, контролируется и совершенствуется ведение любых видов работ с повышенной опасностью.

Отличия от традиционного подхода:

- единая процедура и единая организация ведения работ с повышенной опасностью (далее – РПО) любых видов (единая форма наряд-допуска);
- индивидуальное формирование рационального набора компенсирующих мероприятий с учетом специфики работы и конкретного состояния объекта на основе анализа риска;
- автоматизация процесса планирования, согласования и утверждения, контроля за ведением РПО и архивирования нарядов-допусков.

Решающее преимущество ИСОБР – Колоссальное снижение времени на планирование РПО (до 80%) и существенное повышение безопасности РПО (до 70%).

Другие достоинства ИСОБР:

- автоматическое установление жесткой дисциплины ведения РПО;
- четкое распределение обязанностей, а главное – персональной ответственности каждого участника РПО;
- возможность эффективного управления параллельными/одновременными работами.

5.2.2. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТЬЮ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ – СУРОФ

Целью СУРОФ является эффективное управление основными фондами (ОФ), предупреждение инцидентов и аварий, снижение внеплановых простоев и потерь, обеспечение приемлемого уровня риска эксплуатации ОФ.

Концепция ориентирована на реализацию управления ОФ с минимальными затратами и в качестве основного принципа предусматривает принятие управленческих решений с учетом факторов риска эксплуатации ОФ.

Основные элементы (блоки) СУРОФ:

- моделирование деградации ОФ: идентификация вероятных видов деградации, прогнозирование изменения технического состояния, остаточного ресурса и риска эксплуатации ОФ с учетом данных об их конструкционно-исполнительских параметрах, текущего состояния и условиях эксплуатации;
- мониторинг фактического состояния ОФ: материально-техническое оснащение мониторинга, разработка и реализация программ мониторинга, обеспечивающих достоверность и своевременность информации по техническому состоянию ОФ и условиям эксплуатации;
- оптимизация технического обслуживание и ремонта (ТОиР) ОФ: интеграция и анализ данных по техническому состоянию ОФ, разработка управленческих решений с учетом окон возможности, планирование и оптимизация ТОиР ОФ.

С точки зрения влияния СУРОФ на промышленную безопасность можно выделить два важных аспекта:

- Сокращение числа аварий (улучшение состояние оборудования);

- Увеличение интервала необходимого обслуживания технологического оборудования, что приводит к сокращения частоты проведения вынужденных РПО в режиме регулярной эксплуатации установок за счет переноса этих РПО в период капитального ремонта (т.н. окна возможности ТОиР).

5.2.3. ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО КОНТРОЛЯ – ИСПК

Интегрированная Система Производственного Контроля (ИСПК) – Система управления безопасной эксплуатацией предприятия.

Отличия от традиционного подхода:

- независимость процедур выявления нарушений, оценки безопасности, устранения нарушений и взаимодействия с надзором от вида нарушения (интегрированность);
- единый формат записей и единая организация производственного контроля на любых объектах Компании;
- отказ от упрощенного подхода «соблюдение – нарушение» к признанию серьезности / незначительности нарушения с количественной мерой нарушения «риск»;
- установление критерия приемлемости риска, превышение которого должно влечь оперативные меры;
- введение «программы обеспечения безопасности» объекта контроля, увязывающего мероприятия и сроки в экономически целесообразном графике.

Решающее преимущество ИСПК – естественная бизнес-функция (а не внешнее административное давление), обеспечивающая экономическую эффективность производства за счет безопасности эксплуатации.

5.2.4. ИНТЕРГИРОВАННАЯ СИСТЕМА ЧРЕЗВЫЧАЙНОГО РЕАГИРОВАНИЯ – ИСЧР

Интегрированная система чрезвычайного реагирования (ИСЧР) – это комплексный подход к планированию, реализации и обеспечению готовности систем предупреждения и ликвидации (СПЛ) ЧС опасных производственных объектов (ОПО).

Отличия от традиционного подхода:

- применение единых подходов к планированию, реализации и обеспечению готовности СПЛ всех видов ЧС (включая пожары и взрывы, выбросы химических веществ, специальные виды ЧС);
- применение инженерных и научно обоснованных методик к прогнозированию возможных ЧС на ОПО, а также к определению необходимого и достаточного состава сил и средств для ликвидации ЧС, основанных главным образом на количественной оценке риска (КОР);
- применение принципа «разумной достаточности» и анализа совокупной экологической выгоды (АСЭВ);
- создание единой структуры командования ликвидацией ЧС за счет построения четкой структуры управления объектом при нормальной эксплуатации и в случае возникновения чрезвычайной ситуации;
- поддержание в готовности персонала ОПО путем проведения постоянных учений и тренировок.

5.3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

5.3.1. МЕХАНИЗМ РЕАЛИЗАЦИИ ВЛИЯНИЯ ИСОБР НА БЕЗОПАСНОСТЬ, ВКЛЮЧАЯ МОДЕЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Практика показывает, что в ходе эксплуатации (весьма интенсивной) любого промышленного объекта (предприятия) в течение существенной части времени на части оборудования установок и сооружений на площадке объекта проводятся особые работы разного рода: ремонтные, строительные, земляные работы, работы по техническому обслуживанию, возведению новых, модернизации имеющихся, демонтажу устаревших единиц оборудования, по-

грузочно-разгрузочные, пуско-наладочные и иные работы. Этот режим работы нельзя отнести к режиму обычной эксплуатации объекта, поскольку выполняемые работы весьма специфичны и связаны с повышенной опасностью. Особенностью этого состояния является обязательная активность в зоне проведения таких работ, т.е. присутствие лиц, выполняющих работы и осуществляющих контроль за выполнением работ. В этом смысле состояние установки отличается от режима полного останова (т.е. законсервированного состояния) установки (единицы оборудования).

На промышленной площадке крупного объекта могут соседствовать (даже в рамках одной установки) блоки и единицы оборудования, работающие как в обычном режиме, так и в особом состоянии (в нестандартном активном режиме).

Выполнение вышеуказанных нестандартных работ практически всегда сопряжено с повышенной (по сравнению с обычным режимом эксплуатации) опасностью для людей, окружающего оборудования, природной среды. Такими работами (работами с повышенной опасностью, РПО), в соответствии с Российской классификацией, являются:

- Огневые;
- Земляные;
- Газоопасные;
- Теплоэнергетические;
- Работы на высоте;
- Грузоподъемные;
- Работы в электроустановках;
- Работы в замкнутом пространстве;
- Водолазные (обычно не проводятся для наземных объектов и здесь не рассматриваются);
- Взрывные (весьма специфический вид работ, здесь не рассматривается).

Проведение РПО сопровождается выпуском нарядов-допусков на выполнение конкретных работ, в которых указаны мероприятия по обеспечению безопасности при проведении РПО. Некачественная или неэффективная предварительная подготовка (например, неучет некоторых опасных факторов РПО) может привести как к росту травматизма среди работников, проводящих РПО, так и к росту аварийности на объекте в целом.

Источниками опасности при РПО на опасных производственных объектах являются:

- Возможность получения травмы работниками, проводящими и контролирующими РПО (например, травмы при проведении сварки, падение груза на человека, падение человека с высоты и т.д., т.е. непосредственное воздействие РПО на исполнителей;
- Увеличение вероятности инициирования новых промышленных аварий за счет воздействия опасных факторов РПО на оборудование установок, находящихся в зоне проведения РПО, например, падение груза или крана на окружающие аппараты и трубопроводы вызывает их разгерметизацию и истечение горючих газов или жидкостей, приводящее к пожарам и взрывам. Опасность заключается в том, что в зоне воздействия пожаров и взрывов обязательно будут присутствовать люди (бригада, проводящая РПО) и ущерб от этих аварий может быть очень высоким.

Пренебрежение (недостаточное внимание) опасностями при РПО приводит к значительному росту аварийности в районе проведения РПО. Возможный пример такой аварии – падение крана на работающие в обычном режиме соседние установки приводит к пожару, потере имущества, гибели людей. Оценки экспертов показывают, что рост частоты аварий в районе проведения РПО может составить до 10 раз.

Интегрированная Система Обеспечения Безопасности Работ (ИСОБР) ориентирована на организацию такого проведения РПО, которое исключает (сводит до минимума) опасные последствия. Это достигается за счет:

- заранее продуманной системы компенсирующих мероприятий при проведении РПО;

- особых процедур допуска, когда выполнение работ не начинается, пока в зоне возможного воздействия опасных факторов РПО все оборудование не будет переведено в безопасное состояние (например, за счет опорожнения от содержащихся опасных веществ или за счет изолирования секции) и не будут обеспечены условия для безопасного ведения работ.

Внедрение ИСОБР делает, в частности, невозможной вышеуказанный пример с падением крана и аварией с пожаром в результате этого падения поскольку:

- будут предприняты исчерпывающие (подтвержденные расчетом) меры по недопущению такого падения;
- соседнее оборудование (на расстоянии возможного падения крана) будет приведено в безопасное состояние (например, изолировано).

Ниже представлены расчеты эффективности ИСОБР при проведении РПО. Фактические (базовые) данные по РПО взяты на примере Московского нефтеперерабатывающего завода (МНПЗ). Всего на МНПЗ эксплуатируются 25 производственных установок, которые занимают до 80% от общей площади завода. Площадь МНПЗ составляет около 330 Га, численность работающих – около 3000 чел. По масштабам, по производительности и по составу оборудования МНПЗ примерно вдвое превышает НПЗ в Панчево, для которого, по аналогии, приводятся данные оценки экономической эффективности внедрения.

Частота проведения РПО (поток РПО) на МНПЗ весьма высока как в периоды обычной регулярной работы (нормальной эксплуатации), так и в периоды проведения капитальных ремонтов установок, которые осуществляются на МНПЗ в среднем один раз в два года по графику.
На МНПЗ ведется учет РПО в соответствующих журналах учета нарядов-допусков по огневым и газоопасным работам, на основе которых могут быть получены сведения о количестве РПО. В самих заполненных бланках нарядов-допусков содержатся сведения о численности и составе персонала, осуществляющего РПО. К сожалению, сведения о травматизме при выполнении РПО на МНПЗ не доступны для анализа.

Сведения о количестве огневых и газоопасных РПО на МНПЗ за 30 дней (в июне-июле 2010 г.) представлены в Таблице 5.3.1-1.

Сведения о составе бригад, проводивших РПО на МНПЗ, представлены в Таблице 5.3.1-2.

Таблица 5.3.1-1. Сведения об интенсивности огневых и газоопасных РПО на МНПЗ (статистика за 30 дней в июне-июле 2010 г.)

Среднее количество огневых работ на заводе в месяц	523
Среднее количество газоопасных работ на заводе в месяц	175
Всего (огневых и газоопасных работ) на заводе в месяц	*698*
Среднее количество огневых работ на одной производственной установке в месяц	13
Среднее количество газоопасных работ на одной производственной установке в месяц	7
Всего (огневых и газоопасных работ) на одной производственной установке в месяц	*20*

Таблица 5.3.1-2. Сведения о численности группы, проводивших РПО на МНПЗ

Численный состав рабочей бригады	**Доля от общего количества бригад, %**
Бригада по 2-3 человека	44
Бригада по 4-7 человек	28
Бригада по 8-11 человек	28
Средняя численность рабочей бригады – 5 чел.	
Численность руководящего и вспомогательного персонала при проведении РПО – 2 чел.	
Всего, средняя численность группы, проводящей РПО – 7 чел.	

Влияние РПО на аварийность в модели риска рассчитывается следующим образом:

- РПО в отсутствие ИСОБР (либо в условиях неэффективной системы обеспечения безопасности работ с повышенной опасностью) ведет к значительному росту аварийности на единицах оборудования в зоне проведения РПО;

- РПО при наличии ИСОБР ведет к практически полному исключению аварийности на единицах оборудования в зоне проведения РПО.

При оценке влияния РПО на аварийность были сделаны следующие предположения:

- Расчет суммарного ущерба от аварий проводится для режима проектной загрузки;
- Численность группы, выполняющей РПО, составляет 7 чел., представленная в основном внешними подрядчиками;
- Продолжительность проведения одного РПО – 8 часов (в дневную смену);
- Зона проведения РПО – площадка 30х30 квадратных метров;
- РПО может проводиться в любом месте на территории производственных установок, резервуарного парка и трубопроводных эстакад;
- Проведение РПО при внедрении ИСОБР приводит к уменьшению частоты аварий в 1000 раз для всех единиц оборудования и трубопроводов, попадающих в зону проведения РПО (за счет изолирования этого оборудования и исчерпывающих компенсирующих мероприятий).

5.3.2. МЕХАНИЗМ ВЛИЯНИЯ СУРОФ НА БЕЗОПАСНОСТЬ, ВКЛЮЧАЯ МОЕДЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ

По статистике промышленных аварий, проанализированной в документе СТУП АР [2], инициирующие события аварий на 40% обусловлены отказом оборудования (из-за коррозии, механических дефектов, дефектов материалов и т.д.).

Одним из мощных инструментов снижения частоты аварий является постоянный контроль за состоянием и исправностью оборудования, прогнозирование динамики изменений в состоянии оборудования и проведение своевременных предупреждающих ремонтных и обслуживающих работ таким образом, что оборудование фактически никогда не находится в аварийном и предаварийном состоянии. Только за счет одного этого можно добиться 40% снижения числа аварий.

Внедрение Системы Управления Работоспособностью Основных Фондов (СУРОФ) на МНПЗ позволит комплексно решить указанные задачи.

Сокращение частоты аварий после внедрения СУРОФ осуществляется за счет:

- Постоянного мониторинга состояния оборудования и расчета ресурса безопасной эксплуатации оборудования;
- Предупреждающего ремонта (замены) оборудования, которое может находиться в предаварийном состоянии.

Как и любые другие меры обеспечения безопасности, СУРОФ не дает 100% гарантии отсутствия аварий, но позволяет существенно повысить надежность оборудования. В идеальном случае можно добиться полного исключения аварий, вызванных любыми отказами оборудования, а на практике – добиться снижения частоты отказов оборудования на несколько порядков величины.

Эффект от СУРОФ определяется долей объема оборудова6ния, включенного в систему постоянного мониторинга и эффективностью алгоритмов моделирование деградации оборудования (идентификация вероятных видов деградации, прогнозирование изменения технического состояния, остаточного ресурса и риска эксплуатации).

Количественно влияние системы мониторинга состояния оборудования на предприятии, в том числе СУРОФ, на безопасность i-ой единицы оборудования можно оценить коэффициентом K_i – коэффициент внедрения системы мониторинга, которые принимают следующие значения:
K_i= 0.1…1, если на предприятии не существует вообще или действует усредненная (характерная для отрасли) система мониторинга состояния оборудования;

K_i= 10…1000, если на предприятии действует интегрированная система мониторинга и прогнозирования состояния оборудования.

При этом, интегральная частота отказов i-ой единицы оборудования составляет:

$$f_i = f_{i0} *(0,6 + 0,4/ K_i),$$

где f_i – частота отказов оборудования, с учетом действующей системы мониторинга состояния оборудования;

f_{i0} – среднеотраслевая частота отказов оборудования.

На МНПЗ в настоящее время мониторинг состояния оборудования для различных видов оборудования реализован в рамках служб (подразделений) технического обслуживания в разных объемах. Можно считать коэффициент мониторинга для всех видов оборудования как Ki= 1 (т.е. соответствующей среднему по отрасли).

В случае, если на МНПЗ будет внедрена СУРОФ, то для всех единиц оборудования (включенных в СУРОФ) Ki=1000.

Следует отметить, что внедрение СУРОФ приводит к уменьшению частоты РПО в периоды регулярной эксплуатации. В настоящем исследовании, однако, консервативно будем предполагать, что общее число РПО на установке в среднем за год не изменится, т.к. РПО, необходимые для технического обслуживания и ремонта оборудования будут перенесены в периоды проведения капитального ремонта установки.

5.3.3. МЕХАНИЗМ ВЛИЯНИЯ ИСПК НА БЕЗОПАСНОСТЬ, ВКЛЮЧАЯ МОДЕЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ

По статистике промышленных аварий, проанализированной в документе СТУП АР [2], инициирующие события аварий на 50% обусловлены «человеческими» ошибками (см. Раздел 5.1 настоящего отчета). Основное назначение Интегрированной Системы Производственного Контроля (ИСПК) заключается в организации работы таким образом, чтобы исключить «человеческие» ошибки при выполнении любой операции при эксплуатации опасного объекта. Фактически, это позволяет добиться 50% снижения числа аварий.

Инструментом такой организации является формализм при выполнении рутинных операций, позволяющий эффективно на ранней стадии выявлять имеющиеся нарушения при эксплуатации объекта, оптимальным образом устранять эти нарушения, предотвращая таким образом создание аварийных ситуаций. В отношении промышленной безопасности это должно оказать существенное положительное влияние.

ИСПК определят нарушение как ненадлежащее соблюдение требования безопасности или процедуры корпоративного стандарта безопасности, безотносительно вида надзора или уполномоченного надзорного органа, которому данное нарушение поднадзорно. Обоснованием такого подхода является именно понимание производственного контроля как бизнес – процесса: любое нарушение характеризуется для производства, прежде всего, ожидаемыми потерями, другие параметры нарушения не существенны для бизнеса и его эффективности. Это позволяет сделать процедуры производственного контроля унифицированными, не зависящими от вида контроля.

ИСПК предлагает инструменты для:

- Выявления нарушений;
- Оценка уровня влияния данного нарушения на безопасность;
- Устранение нарушений.

ИСПК распространяется на объекты контроля. Объект контроля (ОК) – структурное подразделение Компании (в зависимости от конкретных условий это может быть участок, цех, установка, комплекс, производство), которое руководит эксплуатацией подчиненной ему части производственных мощностей и определенной деятельности, прямо участвующей в выпуске основной продукции Компании, вне зависимости от того, является ли продукция промежуточной или конечной.

Эффект от ИСПК определяется долей охваченных ИСПК объектов контроля и эффективностью алгоритмов выявления, оценки и устранения нарушений.

Количественно влияние ИСПК единицы оборудования можно оценить коэффициентом Kps – коэффициент внедрения ИСПК, которые принимают следующие значения:

K_{PS} = 0.1…1, если на предприятии не действует вообще или действует усредненная (характерная для отрасли) система производственного контроля;

K_{PS} = 10…1000, если на предприятии действует интегрированная система производственного контроля, охватывающая данный объект контроля.

При этом частота аварий единицы оборудования составляет:

$$f_{PS} = f_{PS0} *(0,5 + 0,5/ K_{PS}),$$

где f_{PS} – частота аварий, с учетом действующей системы производственного контроля;

f_0 – среднеотраслевая частота аварий.

Можно считать коэффициент производственного контроля на МНПЗ для всех единиц оборудования равным K_{PS}= 1 (т.е. соответствующей среднему по отрасли).

Если на МНПЗ будет внедрена ИСПК, то для всех единиц оборудования (включенных в объекты контроля ИСПК) K_{PS}=1000.

5.3.4. МЕХАНИЗМ ВЛИЯНИЯ ИСЧР НА БЕЗОПАСНОСТЬ, ВКЛЮЧАЯ МОДЕЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Интегрированная система чрезвычайного реагирования (ИСЧР), в отличие от других интегрированных систем (ИСПК, ИСОБР и СУРОФ) не предназначена для предупреждения аварий (т.е. снижения частоты инициирующих событий). Основное назначение ИСЧР – смягчение последствий уже совершившихся аварий.

В рамках ИСЧР решаются две взаимосвязанные задачи:

- Локализация и ликвидация последствий аварии;
- Недопущение дальнейшего неконтролируемого распространения аварии (эскалации аварии).

ИСЧР обеспечивает готовность к любым чрезвычайным ситуациям на объекте. Однако эта готовность не означает мгновенное реагирование, поскольку такая готовность не может быть обеспечена практически. К моменту вступления в действие системы ЧР первичные последствия аварии уже наступили (произошел взрыв или разлив нефти, появились пострадавшие от аварии). Поэтому наибольший эффект заключается в том, чтобы эти первичные последствия не усугубились, например, не разрушилось бы оборудование, находящееся под воздействием пламени от горящего разлива нефтепродуктов. ИСЧР способна эффективно решать эти задачи. На практике это означает следующее:

- Заранее рассчитан спектр возможных аварий на объекте и их последствия;
- Заранее выбраны оптимальные приемы и методы реагирования на ЧС;
- Заранее рассчитано и обеспечено необходимое количество и состав сил и средств для локализации и ликвидации последствий аварий;
- Заранее разработана методика взаимодействия (организация) при ЧС, с учетом обеспечения минимальных временных интервалов для эффективного реагирования;
- На регулярных учениях получены и закреплены навыки ликвидации ЧС.

Все это позволяет ограничить негативные последствия аварий только первичным их проявлением. Эскалация (неконтролируемое развитие и распространение аварии) исключается.

Анализ структуры потерь при эскалации аварии показывает, что маловероятно, что в результате эскалации дополнительно пострадают посторонние (не связанные с ликвидацией ЧС) люди, поскольку они эвакуируются из опасной зоны сразу после проявления первичных последствий аварии. Вместе с тем, оборудование, не пострадавшее сразу (или пострадавшее незначительно) от первичных явлений аварии, не может быть эвакуировано и в отсутствие необходимого реагирования (например, принудительного водяного орошения) может разрушиться.

Таким образом, в расчет эффективности от ИСЧР входит только экономия от отсутствия дополнительного разрушения оборудования, находящегося в зоне воздействия опасных факторов первичной аварии.

В настоящем отчете для учета количества поврежденного оборудования и степень повреждений использовались следующие критерии, представленные ниже в таблице 5.3.4-1. использовались следующие критерии разрушения оборудования.

Таблица 5.3.4-1. Критерии поражения оборудования, зданий и сооружений

Явление аварии	Полное разрушение (100% стоимости)	Небольшие повреждения (25% стоимости)	Небольшие повреждения (5% стоимости)
Пожар вспышка	нет	нет	нет
Струйное горение	Размер факела	нет	нет
Взрыв	53 кПа	28 кПа	13 кПа
Пожар разлива	17 кВт/м^2	нет	нет

Отсутствие системы ЧР означает, что при тех же уровнях воздействия опасных факторов аварии степень повреждения (указанная в Табл. 5.3.4-1) возрастает.

5.4. ЗАТРАТЫ НА ВНЕДРЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

5.4.1. КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ НА ВНЕДРЕНИЕ ИСОБР

Проект заключается в совершенствовании существующей на МНПЗ системы планирования и ведения РПО путем:

- внедрения единой (интегрированной) формы наряда-допуска и единой организации обеспечения безопасности планирования и ведения для любых видов РПО;
- использования оценки риска для подбора рационального состава компенсирующих мероприятий в зависимости от особенностей проводимой работы;
- применения информационной Интегрированной Системы Обеспечения Безопасности Работ (далее – ИСОБР) (компьютерной программы).

Концептуально процесс внедрения (реализации) ИСОБР должен включать следующие элементы:

- Стандартизация системы обеспечения безопасности работ в рамках МНПЗ;
- Разработка и установка на рабочих местах соответствующего программного обеспечения;
- Разработка и ввод в действие (или изменение) соответствующих эксплуатационных документов (должностных инструкций, приказов и т.д.), касающихся проведения РПО;
- Обучение руководителей и персонала приемам ведения РПО в рамках ИСОБР.

Организационно процесс внедрения (реализации) ИСОБР подразумевает решение двух связанных классов задач:

- реализация составляющих ИСОБР на корпоративном уровне (на уровне ОАО «Газпром Нефть»);
- реализация составляющих ИСОБР на каждом предприятии (объектовый уровень).

В рамках выполнения задач на **корпоративном уровне** создаются общие, единые для всей Компании компоненты ИСОБР:

- корпоративный документ (Стандарт);
- электронная программа ИСОБР;
- учебно-методические материалы и система оценки компетентности;
- механизм (концепция) перехода к ИСОБР.

Корпоративный уровень ИСОБР представляет собой законодательную, организационную и технологическую основу, без которой достижение целей, поставленных ИСОБР, невозможно.

Фактические затраты на выполнение задач на корпоративном уровне очень слабо зависят от размера корпорации (количества предприятий в корпорации), так как легко масштабируются.

В этом смысле, чем крупнее корпорация и чем шире внедряется ИСОБР на предприятиях корпорации, тем более эффективной она является (даже за счет сокращения удельных затрат на внедрение на корпоративном уровне).

В рамках выполнения задач на объектовом уровне создаются специфические, характерные для каждого предприятия компоненты ИСОБР:

- адаптация программного обеспечения ИСОБР к специфике предприятия в рамках единой организации РПО;
- обучение руководителей и рабочего персонала правилам проведения РПО в рамках ИСОБР;
- изменение должностных инструкций, приказов.

Затраты на выполнение задач на объектовом уровне фактически прямо пропорциональны масштабу предприятия, на котором производится внедрение ИСОБР, поскольку требуют рассмотрения каждой возможной РПО и соответствующего обучения каждого сотрудника и руководителя, имеющего отношение к проведению РПО.

Логика выполнения работ при внедрении ИСОБР представлена на Рис. 5.4.1-1.

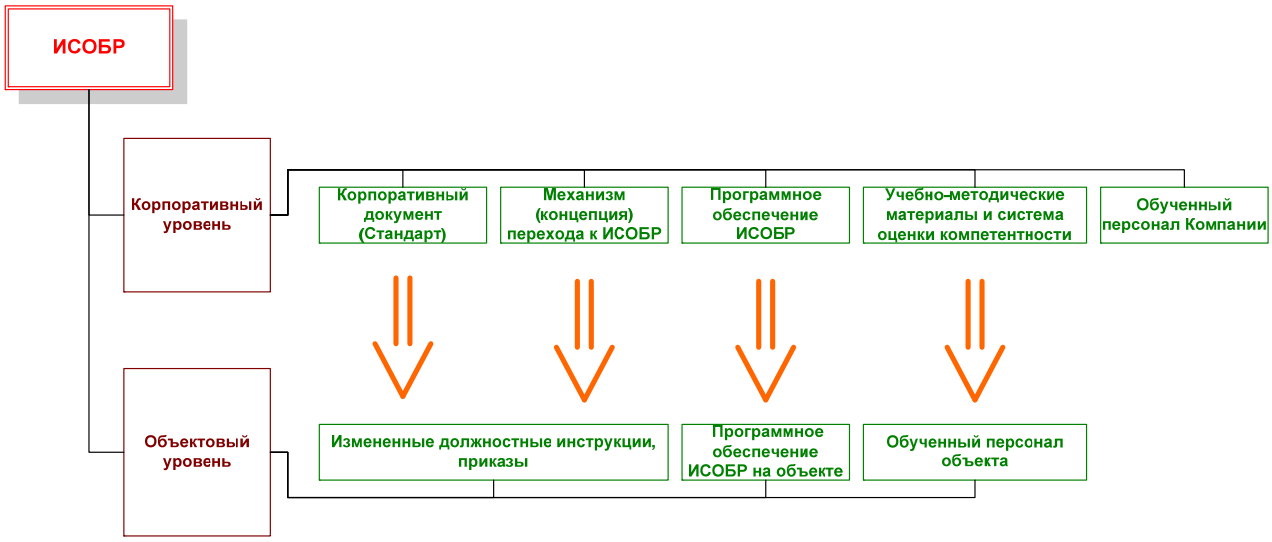


Рисунок 5.4.1-1. Состав задач корпоративного и объектового уровня при внедрении ИСОБР в Компании и на объектовом уровне (МНПЗ)

При этом очевидно, что без реализации задач корпоративного уровня невозможно обеспечить внедрение ИСОБР на объектовом уровне (например, невозможно внедрить ИСОБР на МНПЗ без разработки и внедрения корпоративного Стандарта ИСОБР в Компании).

Общая стоимость проекта внедрения ИСОБР в Компании и ее реализация на МНПЗ составляет порядка 22 млн. рублей, не включая НДС, которая складывается[3] из стоимости внедрения на корпоративном уровне (порядка 12,6 млн. рублей) и стоимости внедрения на МНПЗ (порядка 9,4 млн. рублей).

Еще раз отметим, что речь идет о единой системе. Внедрение ИСОБР только на одной установке – нерациональная мера.

5.4.2. КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ НА ВНЕДРЕНИЕ СУРОФ

Для колонного оборудования и других сосудов, работающих под давлением, для реализации СУРОФ в среднем требуется установка 10 блоков датчиков и такое же количество каналов связи с регистрационным оборудованием. Стоимость одного блока датчиков с каналом связи (включая монтажные и наладочные работы) составляет около 112 тыс. рублей.

Для ротационного оборудования для реализации СУРОФ в среднем достаточно установки одного блока датчиков и прокладки одного канала связи с регистрационным оборудованием. Стоимость одного блока датчиков с каналом связи (включая монтажные и наладочные работы) для ротационного оборудования составляет около 32 тыс. рублей.

[3] Данные по стоимости внедрения ИСОБР и других Интегральных программ приводятся ориентировочно по аналогии с работами по оценке эффективности внедрения аналогичной системы в другом подразделения Компании – нефтеперерабатывающего завода Панчево (“Нафтна Индустрија Србије”, Сербия), являющего близким аналогом МНПЗ.

Для трубопроводов для реализации СУРОФ в среднем достаточно установки одного блока датчиков и прокладки одного канала связи с регистрационным оборудованием на каждые 30 погонных метров трубопровода. Стоимость одного блока датчиков с каналом связи (включая монтажные и наладочные работы) для трубопроводов составляет около 96 тыс. рублей.

Помимо этого в стоимость внедрения СУРОФ включены предварительные оценки по программным продуктам, разработке стандартов и обучению персонала.

Общая стоимость проекта внедрения СУРОФ в Компании и ее реализация на МНПЗ составляет порядка:

- 94 млн. рублей для варианта подключения к СУРОФ только колонного оборудования;
- 46 млн. рублей для варианта подключения к СУРОФ только ротационного оборудования;
- 145 млн. рублей для варианта подключения к СУРОФ только крупный трубопроводов;

Или итого 234 млн. рублей для варианта подключения к СУРОФ всего вышеперечисленного оборудования.

5.4.3. КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ НА ВНЕДРЕНИЕ ИСПК

Как и все остальные интегрированные системы, организационно процесс внедрения (реализации) ИСПК подразумевает решение двух связанных классов задач:

- уровень Компании (корпоративный уровень);
- уровень отдельного объекта (МНПЗ).

В рамках выполнения задач на корпоративном уровне решаются общие, единые для всей Компании компоненты ИСПК:

Корректировка (разработка нового) программного обеспечения, используемого Компании для целей исполнения функций контроля и мониторинга;

Обучение соответствующего персонала Компании по разработанным программам с целью обеспечения того, чтобы процессами управления, координирования, поддержки и обеспечения эффективной работоспособности ИСПК в Компании и на объектах занимался только надлежащим образом обученный персонал Компании.

В рамках выполнения задач на объектовом уровне создаются специфические, характерные для каждого предприятия компоненты ИСПК:

- Определение применимых нормативных требований;
- Определение объектов контроля;
- Определение требований безопасности;
- Назначение на бизнес-роли в рамках ИСПК;
- Составление карт контроля участников ИСПК;
- Обучение участников ИСПК (объекта).

Затраты на выполнение задач на объектовом уровне фактически прямо пропорциональны масштабу предприятия (количеству объектов контроля), на котором производится внедрение ИСПК.

При этом очевидно, что без реализации задач **корпоративного уровня** невозможно обеспечить внедрение ИСПК на **объектовом уровне** (например, невозможно внедрить ИСПК на МНПЗ без разработки программного обеспечения, позволяющего интегрировать ИСПК в общекорпоративную систему).

Общая стоимость проекта внедрения ИСПК в Компании и ее реализация на МНПЗ составляет порядка 24 млн. рублей, не включая НДС, которая складывается из стоимости внедрения на корпоративном уровне (порядка 1,6 млн. рублей) и стоимости внедрения на МНПЗ (порядка 22,4 млн. рублей).

5.4.4. КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ НА ВНЕДРЕНИЕ ИСЧР

Процедуру реализации проекта ИСЧР в Компании и на МНПЗ можно условно рассматривать как многоуровневую поэтапную задачу, разделяя при этом:

- Корпоративный уровень и
- Объектовый уровень

внедрения ИСЧР (названия уровней даны условно).

Разделение процедуры реализации проекта на уровни необходимо для того, чтобы продемонстрировать, какие задачи (одновременно выделяя и обосновывая их стоимость) относятся к общекорпоративным мероприятиям (например, разработка и согласование единого корпоративного документа, регламентирующего вопросы планирования, реализации и обеспечения готовности системы предупреждения и ликвидации ЧС в Компании и на ее объектах – Стандарта Организации), а какие задачи являются прерогативой объекта (например, обучение, сертификация и аттестация участников ликвидации ЧС, проведение учений и тренировок и т.д.).

При этом на **корпоративном уровне** для внедрения ИСЧР необходимо:

- Подготовить и согласовать Корпоративный документ (Стандарт Организации – СТО) – Стандарт Компании, в котором будут изложены основные принципы построения и функционирования системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (далее – СПЛЧС), и устанавливающим подходы, применяемые Компанией для защиты людей (населения и персонала) и окружающей среды, а также имущества и репутации от возможных чрезвычайных ситуаций.
- Разработать набор руководств (обязательных приложений к Стандарту Организации) – руководства содержат описание и подробную процедуру применения технологий и бизнес-процессов, представленных в СТО. В состав каждого из Руководств будут включены, помимо описательной части каждого процесса и мероприятий по его реализации, также детальные данные по привлекаемым к каждому конкретному процессу сторонам, их ответственности, разграничении полномочий и совместных действиях. Подобного рода информация может и должна подвергаться корректировке в зависимости от принятия новых методик, изменения организационной структуры Компании, оптимизации процесса, для соблюдения требований законодательства, стандартов и процедур Компании. Руководства в составе СТО по чрезвычайному реагированию расцениваются как внутренние документы, не требующие отдельного согласования с третьими сторонами. Их пересмотр и обновление, при необходимости, будет проводиться в рабочем порядке на регулярной основе.

На **объектовом уровне** для внедрения ИСЧР предусматривается:

- Реализация на практике требований и рекомендаций разработанного СТО с учетом специфики различных объектов Компании, опираясь на руководства.

Таким образом, замысел проекта заключается в:

- реализации задач корпоративного уровня, то есть внедрение ИСОБР в Компании,
- и в реализации задач объектового уровня, то есть внедрение ИСЧР на МНПЗ.

При этом очевидно, что без реализации задач корпоративного уровня практически не возможно обеспечить внедрение ИСЧР на объектовом уровне (например, невозможно внедрить ИСЧР на МНПЗ без разработки и внедрения Стандарта Организации ИСЧР в Компании).

Общая стоимость проекта внедрения ИСЧР в Компании и ее реализация на МНПЗ составляет порядка 19 млн. рублей, не включая НДС, которая складывается из стоимости внедрения на корпоративном уровне (порядка 3 млн. рублей) и стоимости внедрения на МНПЗ (порядка 16 млн. рублей).

5.5. АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

Поскольку данная исследовательская работа ограничена установкой АТ-ВБ, то достоверная оценка стоимости внедрения ИСОБР на корпоративном уровне в рамках всей ОАО «Газпром Нефть» и на объектовом уровне в рамках МНПЗ (даже не учитывая наличия и других НПЗ в системе ОАО «Газпром Нефть») крайне затруднена.

Однако для получения ориентировочной оценки следует воспользоваться результатами оценки стоимости внедрения аналогичной системы для другого подразделения Компании - “Нафтна Индустрија Србије” (Сербия), для которой в 2010 году по заказу ОАО «Газпром Нефть» была произведена детальная оценка стоимости внедрения и подробный расчет эф-

фективности для всех рассматриваемых мероприятий. При этом следует отметить, что по масштабам, по производительности МНПЗ примерно вдвое превышает НПЗ в Панчево, а по используемым технологиям и по составу оборудования – эквивалента МНПЗ.

5.5.1. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ИСОБР

В результате внедрения ИСОБР ожидается снижение максимальных значений индивидуального риска для персонала на 29%. Для МНПЗ это означает снижение максимального индивидуального риска с $7{,}90\times10^{-5}$ до значения в $5{,}61\times10^{-5}$.

Ниже в таблице 5.5.1-1 представлены результаты ориентировочной оценки ожидаемых потерь от аварий и получаемой ежегодной экономии при внедрении ИСОБР для МНПЗ:

Таблица 5.5.1-1. Риск от аварий на МНПЗ

№	Вид потерь	Базовое значение, млн. руб. /год		Значение после реализации мероприятия, млн. руб. / год		Снижение потерь, млн. руб. / год
		Средняя частота РПО	Высокая частота РПО	Средняя частота РПО	Высокая частота РПО	
1	Потери имущества	20,86	21,57	17,43	17,35	3,42
2	Людские потери	3,98	4,53	2,62	2,69	1,36
3	Ответственность перед третьими лицами	0,62	0,70	0,52	0,51	0,10
4	Потери дохода от производства	106,37	116,07	61,48	60,40	44,89
	Все виды потерь	**131,82**	**142,88**	**82,05**	**80,96**	**49,77**

С учетом общих затрат на создание ИСОБР, рассмотренных в разделе 5.4.1, ожидаемый срок окупаемости затрат на внедрение ИСОБР на МНПЗ, в зависимости от фактической частоты проведения РПО составляет около 4 месяцев.

5.5.2. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ СУРОФ

Ожидаемое влияние внедрения СУРОФ на значения индивидуального риска показано ниже в Таблице 5.5.2-1.

Таблица 5.5.2-1. Риск от аварий на МНПЗ.
В СУРОФ включено только колонное оборудование

№	Охват оборудования	Исходное значение индивидуального риска, случаев в год	Ожидаемое снижение индивидуального риска, %	Ожидаемое итоговое значение индивидуального риска, случаев в год
1	Только колонное оборудование	$7{,}90\times10^{-5}$	3.7	$7{,}61\times10^{-5}$
2	Только ротационное оборудование – насосы и компрессоры	$7{,}90\times10^{-5}$	35.7	$5{,}08\times10^{-5}$
3	Только крупные трубопроводы	$7{,}90\times10^{-5}$	2.98	$7{,}66\times10^{-5}$
4	Все вышеперечисленные единицы оборудования	$7{,}90\times10^{-5}$	38.7	$4{,}84\times10^{-5}$

Таким образом ожидается снижение максимальных значений индивидуального риска для персонала на величину от 4% до 39% в зависимости от степени охвата оборудования системой СУРОФ. Для МНПЗ это означает снижение максимального индивидуального риска с $7{,}90\times10^{-5}$ до значений от $4{,}84\times10^{-5}$ до $7{,}66\times10^{-5}$. При этом следует помнить, что большая эффективность достигается значительно большими затратами, общая оценка которых приведена ниже.

При оценке влияния внедрения СУРОФ на аварийность на МНПЗ были сделаны следующие предположения:

Расчет суммарного ущерба от аварий проводится для режима проектной загрузки.

Предполагается, что на включение отдельной единицы оборудования в СУРОФ требует установки следующего числа датчиков:

- На каждую колонну – 10 шт. датчиков (стоимостью 96 тыс. рублей каждый, всего – 960 тыс. рублей на 1 колонну);

- На каждый насос или компрессор – по 1 датчику (стоимостью 32 тыс. рублей на 1 единицу оборудования);
- На трубопроводы с опасными веществами – по 1 шт. датчиков (стоимостью 96 тыс. рублей) на каждые 30 м. трубопровода.

Включение единицы оборудования в СУРОФ приводит к снижению частоты инициирующих событий аварий на данной единице оборудования с коэффициентом мониторинга Ki=1000 (см.Раздел 5.3.2).

С целью определения видов технологического оборудования, работающего с опасными веществами, для которого СУРОФ дает наилучшие результаты, расчет проводился для следующих четырех вариантов:

- в СУРОФ включено только колонное оборудование.
- в СУРОФ включено только ротационное оборудование – насосы и компрессоры.
- в СУРОФ включены только крупные трубопроводы.
- в СУРОФ включены все перечисленные единицы оборудования.

Каждый расчет проводился для вариантов средней и высокой двух частоты проведения РПО.

Результаты расчета представлены в Таблицах 5.5.2-2 – 5.5.2-5.

Таблица 5.5.2-2. Риск от аварий на МНПЗ.
В СУРОФ включено только колонное оборудование

№	Вид потерь	Базовое значение, млн. рублей / год		Значение после реализации мероприятия, млн. рублей / год		Снижение потерь, млн. рублей в год
		Средняя частота РПО	Высокая частота РПО	Средняя частота РПО	Высокая частота РПО	
1	Потери имущества	20,86	21,57	18,22	18,85	2,64
2	Людские потери	3,98	4,53	3,83	4,36	0,15
3	Ответственность перед третьими лицами	0,62	0,70	0,57	0,65	0,04
4	Потери дохода от производства	106,37	116,07	102,43	111,77	3,94
	Все виды потерь	**131,83**	**142,87**	**125,05**	**135,63**	**6,77**

Таблица 5.5.2-3. Риск от аварий на МНПЗ.
В СУРОФ включено только ротационное оборудование

№	Вид потерь	Базовое значение, млн. рублей / год		Значение после реализации мероприятия, млн. рублей / год		Снижение потерь, млн. рублей в год
		Средняя частота РПО	Высокая частота РПО	Средняя частота РПО	Высокая частота РПО	
1	Потери имущества	20,86	21,57	14,78	15,29	6,07
2	Людские потери	3,98	4,53	2,56	2,92	1,42
3	Ответственность перед третьими лицами	0,62	0,70	0,40	0,45	0,22
4	Потери дохода от производства	106,37	116,07	66,84	72,94	39,53
	Все виды потерь	**131,83**	**142,87**	**84,58**	**91,60**	**47,24**

Таблица 5.5.2-4. Риск от аварий на МНПЗ.
В СУРОФ включены только крупные трубопроводы

№	Вид потерь	Базовое значение, млн. рублей в год		Значение после реализации мероприятия, млн. рублей в год		Снижение потерь, млн. рублей в год
		Средняя частота РПО	Высокая частота РПО	Средняя частота РПО	Высокая частота РПО	
1	Потери имущества	20,86	21,57	18,92	19,57	1,94
2	Людские потери	3,98	4,53	3,86	4,40	0,12
3	Ответственность перед третьими лицами	0,62	0,70	0,60	0,68	0,02
4	Потери дохода от производства	106,37	116,07	104,40	113,92	1,98
	Все виды потерь	**131,82**	**142,88**	**127,77**	**138,56**	**4,05**

Таблица 5.5.2-5. Риск от аварий на МНПЗ.
В СУРОФ включены все единицы оборудования
(колонны, насосы и компрессоры, трубопроводы)

№	Вид потерь	Базовое значение, млн. рублей в год		Значение после реализации мероприятия, млн. рублей в год		Снижение потерь, млн. рублей в год
		Средняя частота РПО	Высокая частота РПО	Средняя частота РПО	Высокая частота РПО	
1	Потери имущества	20,86	21,57	12,95	13,39	8,18
2	Людские потери	3,98	4,53	2,44	2,78	1,76
3	Ответственность перед третьими лицами	0,62	0,70	0,38	0,43	0,27
4	Потери дохода от производства	106,37	116,07	64,85	70,76	45,31
	Все виды потерь	**131,82**	**142,88**	**80,61**	**87,36**	**55,52**

Анализ результатов показывает, что внедрение СУРОФ для колонн и крупных трубопроводов нерационально, так как срок окупаемости составляет десятки лет.

Внедрение СУРОФ для ротационного оборудования (насосов и компрессоров) чрезвычайно эффективно для МНПЗ. Это вызвано относительной дешевизной вибрационных датчиков, необходимых для этого типа оборудования. Срок окупаемости внедрения СУРОФ для МНПЗ для ротационного оборудования составляет 1 год.

5.5.3. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ИСПК

В результате внедрения ИСПК ожидается снижение максимальных значений индивидуального риска для персонала на 49%. Для МНПЗ это означает снижение максимального индивидуального риска с $7{,}90\times10^{-5}$ до значения в $4{,}03\times10^{-5}$.

При оценке влияния внедрения ИСПК на аварийность были сделаны следующие предположения:

- Расчет суммарного ущерба от аварий проводится для режима проектной загрузки;
- Предполагается, что на ИСПК будет охватывать все технологическое оборудование, т.е. все оборудование включено в объекты контроля.

Включение единицы оборудования в ИСПК приводит к снижению частоты инициирующих событий аварий на данной единице оборудования с коэффициентом внедрения ИСПК KPS=1000 (см. Раздел 5.3.3).

Результаты расчета представлены ниже в Таблице 5.5.3-1.

Таблица 5.5.3-1. Риск от аварий на МНПЗ с учетом ИСПК

№	Вид потерь	Базовое значение, млн. рублей в год		Значение после реализации мероприятия, млн. рублей в год		Снижение потерь, млн. рублей в год
		Средняя частота РПО	Высокая частота РПО	Средняя частота РПО	Высокая частота РПО	
1	Потери имущества	20,86	21,57	10,44	10,80	10,77
2	Людские потери	3,98	4,53	1,99	2,27	2,26
3	Ответственность перед третьими лицами	0,62	0,70	0,31	0,35	0,35
4	Потери дохода от производства	106,37	116,07	53,24	58,10	57,98
	Все виды потерь	**131,82**	**142,88**	**65,98**	**71,51**	**71,36**

С учетом общих затрат на внедрение ИСПК, рассмотренных в разделе 5.4.3, и получаемой экономии от внедрения, ожидаемый срок окупаемости от внедрения ИСПК на МНПЗ составляет около 4-х месяцев.

5.5.4. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИ ИСЧР

В результате внедрения ИСЧР снижения максимальных значений индивидуального риска для персонала не ожидается, то есть для МНПЗ максимальное значение индивидуального риска останется на прежнем уровне $7{,}90\times10^{-5}$ случаев в год.

При оценке влияния внедрения ИСЧР на аварийность были сделаны следующие предположения:

- Расчет суммарного ущерба от аварий проводится для режима проектной загрузки;
- Предполагается, что все оборудование включено в зону действия ИСЧР.

Принято (см. Таблицу 5.3.4-1), что без эффективной ИСЧР в зоне «средних повреждений» будет наблюдаться полное разрушение оборудования (т.е. потери составят 100% стоимости оборудования). Одновременно, без ИСЧР в зоне «небольших повреждений (5% стоимости)» будет наблюдаться значительные разрушения и потери составят 50% стоимости оборудования.

Результаты расчета для МНПЗ представлены ниже в Таблице 5. 5.4-1.

Таблица 5.5.4-1. Риск от аварий на МНПЗ с учетом ИСЧР

№	Вид потерь	Базовое значение, млн. рублей в год		Значение после реализации мероприятия, млн. рублей в год		Снижение потерь, млн. рублей в год
		Средняя частота РПО	Высокая частота РПО	Средняя частота РПО	Высокая частота РПО	
1	Потери имущества	20,86	21,57	17,60	18,20	3,37
2	Людские потери	3,98	4,53	3,98	4,53	0,00
3	Ответственность перед третьими лицами	0,62	0,70	0,57	0,65	0,05
4	Потери дохода от производства	106,37	116,07	106,37	116,07	0,00
	Все виды потерь	**131,82**	**142,88**	**128,52**	**139,46**	**3,42**

Анализ результатов расчетов показывает, что внедрение ИСЧР на МНПЗ имеет срок окупаемости составляет около 5.7 лет.

5.6. ВЫВОДЫ

Анализ предложенных общекорпоративных предложений по повышению безопасности – интегрированных систем:

- Системы управления работоспособностью основных фондов (СУРОФ);
- Интегрированной системы производственного контроля (ИСПК);
- Интегрированной системы обеспечения безопасности работ (ИСОБР);
- Интегрированной системы чрезвычайного реагирования (ИСЧР),

показал, что внедрение таких сложных и дорогостоящих систем позволит получить значительное снижение ожидаемых внеплановых (связанных с авариями) потерь, при это для отдельных интегрированных систем срок экономической окупаемости может достигать 4 месяцев, при этом максимальный срок окупаемости (для системы ИСЧР) не превышает 6 лет. Таким образом внедрение рассмотренных интегрированных систем является экономически эффективными и они рекомендуются к внедрению как на МНПЗ, так и на других объектах Компании.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Научные исследования по теме проводились в соответствии с утвержденным техническим заданием.

2. В соответствии с ТЗ решались следующие основные задачи:

- Представление нарушений, указанных в Акте проверки Ростехнадзора, как изменений в описании установки (модели) АТ-ВБ;
- Расчет риска установки АТ-ВБ для каждого нарушения, их комбинаций и совокупности, с расчетом экономического эффекта затрат (прибылей / убытков) на их устранение.

3. В процессе проведенных исследований получены следующие основные результаты:

- Составлено формализованное описание каждого нарушения, представленного в Акте проверки Ростехнадзора, выполнен анализ их влияния на безопасности, разработаны способы учета влияния указанных нарушений на безопасность в разработанной в рамках этапа №1 настоящих научных исследований модели безопасности установки АТ-ВБ;
- получены количественные оценки изменения показателей безопасности установки АТ-ВБ для каждого из нарушений.

4. Эффект выполненной работы в основном определяется тем, что полученные результаты предназначены для использования при изучении влияния нарушений и защитных мероприятий на риск установки АТ-ВБ Цеха №1 Московского нефтеперерабатывающего завода.

5. Работа выполнена в полном объеме.

7. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Декларация Российского научного общества Анализа риска «Об установлении предельно-допустимого уровня риска». Предельно – допустимые уровни риска (пояснительная записка). Проблемы анализа риска, т.3, №2, с.162-168 (2006).
2. Специальные Технические Условия Проекта (СТУП). «Анализ риска опасных производственных объектов проекта «Сахалин-II». Открытая публикация - М.: Сахалинская энергия, 2004 (открытая публикация).

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. БЛОКИ УСТАНОВКИ АТ-ВБ И ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ОБОРУДОВАНИЯ[4]

Блок	Единица оборудования	Сосуд, работающий под давлением	Теплообменник кожухотрубный	Насос	Печи	Трубопроводы, м
Блок АТ						
Блок № 1 – Нагрев нефти	Т1		1			60
	Т-2/1		1			60
	Т-2/2		1			60
	Т-3/1		1			60
	Т-3/2		1			60
	Т-4		1			60
	Т-5/1		1			60
	Т-5/2		1			60
	Н-1			1		48
	Н-2			1		48
Блок №2 - Предварительное испарение	К-1	1				55
	Е-1	1				55
	Х-1		1			60
	ХВ-1		1			60
	Н-9			1		48
	Н-10			1		48
Блок № 3 – Атмосферная ректификация	К-2	1				55
	К-2а	1				55
	К-3	1				55

[4] В таблице представлены основные типы оборудования, которые были выделены при формировании модели безопасности установки АТ-ВБ в рамках работы по этапу 1 (см. отчет по этапу 1, раздел 5.11)

Блок	Единица обо-рудования	Сосуд, работающий под давлением	Теплообменник кожухотрубный	Насос	Печи	Трубопроводы, м
	К-3а	1				55
	Е-2	1				55
	Н-11			1		48
	Н-13			1		48
	Н-14			1		48
	Н-15			1		48
	Н-16			1		48
	Н-17			1		48
	Н-18			1		48
	Н-19			1		48
	Х-2		1			60
	Х-3		1			60
	ХВ-2/1		1			60
	ХВ-2/2		1			60
	ХВ-3/1		1			60
	ХВ-3/2		1			60
	ХВ-3/3		1			60
	ХВ-4		1			60
	ХВ-6		1			60
Блок № 4 – Печи П-1, П-2	П-1				1	65
	П-2				1	65
	Г-1	1				55
	Г-2	1				55
	Н-5			1		48
	Н-6			1		48
	Н-7			1		48

Блок	Единица оборудования	Сосуд, работающий под давлением	Теплообменник кожухотрубный	Насос	Печи	Трубопроводы, м
	Н-8			1		48
Блок ВБ						
Блок № 5– Печи П-3, П-4	П-3				1	65
	П-4				1	65
	Е-4	1				55
	Н-20			1		48
	Н-21			1		48
	Н-22			1		48
	Н-42			1		48
	Н-43			1		48
Блок № 6 – Теплообменники Т-6/1 - 4	Т-6/1		1			60
	Т-6/2		1			60
	Т-6/3		1			60
	Н-3			1		48
	Н-4			1		48
Блок № 7 – Висбрекинг. Разделение продуктов висбрекинга	К-5	1				55
	К-6	1				55
	Е-5	1				55
	РК-1	1				55
	РК-2	1				55
	Х-5/1		1			60
	Х-5/2		1			60
	ХВ-5		1			60
	Х-6		1			60

Блок	Единица оборудования	Сосуд, работающий под давлением	Теплообменник кожухотрубный	Насос	Печи	Трубопроводы, м
	Н-24			1		48
	Н-25			1		48
	Н-26			1		48
	Н-27			1		48
	Н-28			1		48
	Н-29			1		48
	Н-40			1		48
	Н-41			1		48
Блок № 8 – блок ввода поглотителя	Е-7	1				55
	Е-8	1				55
	Е-12	1				55
	Н-48			1		48
	Н-49			1		48
		18	26	33	4	4394

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 БАЗОВЫЕ ЧАСТОТЫ УТЕЧЕК ИЗ ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВКИ АТ-ВБ[5]

Таблица П2-1. Базовые частоты разгерметизации оборудования

Тип единицы оборудования	Масштаб разгерметизации (условный диаметр отверстия)					Всего
	12,5 мм	25 мм	50 мм	100 мм	Полное разрушение	
Сосуды, работающие под давлением	$1.02x10^{-4}$	$4.48x10^{-5}$	$1.41x10^{-5}$	$3.84x10^{-6}$	$2.00x10^{-6}$	$1.67x10^{-4}$
Теплообменник	$8.96x10^{-6}$	$5.19x10^{-6}$	$2.36x10^{-6}$	0.00	$2.70x10^{-8}$	$1.65x10^{-5}$
Насос	$4.91x10^{-3}$	$5.10x10^{-4}$	$2.00x10^{-4}$	0.00	$1.00x10^{-4}$	$5.72x10^{-3}$
Печи	$1.37x10^{-6}$	$5.20x10^{-7}$	$3.10x10^{-7}$	$1.20x10^{-7}$	$4.70x10^{-8}$	$2.37x10^{-6}$
Трубопроводы (на 1000 м)	$1.37x10^{-3}$	$5.20x10^{-4}$	$3.10x10^{-4}$	$1.20x10^{-4}$	$4.70x10^{-5}$	$2.37x10^{-3}$

Таблица П2-2. Базовые частоты разгерметизации оборудования установки АТ-ВБ (полная загрузка, блоки АТ и ВБ работают 100% времени)

Тип единицы оборудования	Количество единиц оборудования	Масштаб разгерметизации (условный диаметр отверстия)					Всего
		12,5 мм	25 мм	50 мм	100 мм	Полное разрушение	
Сосуды, работающие под давлением	18	$1.84x10^{-3}$	$8.06x10^{-4}$	$2.54x10^{-4}$	$6.91x10^{-5}$	$3.60x10^{-5}$	$3.00x10^{-3}$
Теплообменник	26	$2.33x10^{-4}$	$1.35x10^{-4}$	$6.14x10^{-5}$	0.00	$7.02x10^{-7}$	$4.30x10^{-4}$
Насос	33	$1.62x10^{-1}$	$1.68x10^{-2}$	$6.60x10^{-3}$	0.00	$3.30x10^{-3}$	$1.89x10^{-1}$
Печи	4	$5.48x10^{-6}$	$2.08x10^{-6}$	$1.24x10^{-6}$	$4.80x10^{-7}$	$1.88x10^{-7}$	$9.47x10^{-6}$
Трубопроводы	4.394	$6.02x10^{-3}$	$2.28x10^{-3}$	$1.36x10^{-3}$	$5.27x10^{-4}$	$2.07x10^{-4}$	$1.04x10^{-2}$
							2.03$x10^{-1}$

[5] Представленные ниже в таблицах П2-1 – 4 значения базовых частот разгерметизации оборудования установки АТ-ВБ были рассчитаны путем умножения количества единиц типового оборудования (см. выше приложение 1) на базовые частоты разгерметизации типового оборудования (печи, насосы, теплообменники и т.д.), определенные в рамках выполнения работ по этапу 1 (см. отчет по этапу 1).

Таблица П2-3. Базовые частоты разгерметизации оборудования блока АТ установки АТ-ВБ

Тип единицы оборудования	Количество единиц оборудования	Масштаб разгерметизации (условный диаметр отверстия)					Всего
		12,5 мм	25 мм	50 мм	100 мм	Полное разрушение	
Сосуды, работающие под давлением	9	$9.18x10^{-4}$	$4.03x10^{-4}$	$1.27x10^{-4}$	$3.46x10^{-5}$	$1.80x10^{-5}$	$1.50x10^{-3}$
Теплообменник	19	$1.70x10^{-4}$	$9.86x10^{-5}$	$4.48x10^{-5}$	0.00	$5.13x10^{-7}$	$3.14x10^{-4}$
Насос	16	$7.86x10^{-2}$	$8.16x10^{-3}$	$3.20x10^{-3}$	0.00	$1.60x10^{-3}$	$9.15x10^{-2}$
Печи	2	$2.74x10^{-6}$	$1.04x10^{-6}$	$6.20x10^{-7}$	$2.40x10^{-7}$	$9.40x10^{-8}$	$4.73x10^{-6}$
Трубопроводы	2.533	$3.47x10^{-3}$	$1.32x10^{-3}$	$7.85x10^{-4}$	$3.04x10^{-4}$	$1.19x10^{-4}$	$6.00x10^{-3}$
							9.93$x10^{-2}$

Таблица П2-4. Базовые частоты разгерметизации оборудования блока ВБ установки АТ-ВБ

Тип единицы оборудования	Количество единиц оборудования	Масштаб разгерметизации (условный диаметр отверстия)					Всего
		12,5 мм	25 мм	50 мм	100 мм	Полное разрушение	
Сосуды, работающие под давлением	9	$9.18x10^{-4}$	$4.03x10^{-4}$	$1.27x10^{-4}$	$3.46x10^{-5}$	$1.80x10^{-5}$	$1.50x10^{-3}$
Теплообменник	7	$6.27x10^{-5}$	$3.63x10^{-5}$	$1.65x10^{-5}$	0.0	$1.89x10^{-7}$	$1.16x10^{-4}$
Насос	17	$8.35x10^{-2}$	$8.67x10^{-3}$	$3.40x10^{-3}$	0.0	$1.70x10^{-3}$	$9.72x10^{-2}$
Печи	2	$2.74x10^{-6}$	$1.04x10^{-6}$	$6.20x10^{-7}$	$2.40x10^{-7}$	$9.40x10^{-8}$	$4.73x10^{-6}$
Трубопроводы	1.861	$2.55x10^{-3}$	$9.68x10^{-4}$	$5.77x10^{-4}$	$2.23x10^{-4}$	$8.75x10^{-5}$	$4.40x10^{-3}$
							1.03$x10^{-1}$

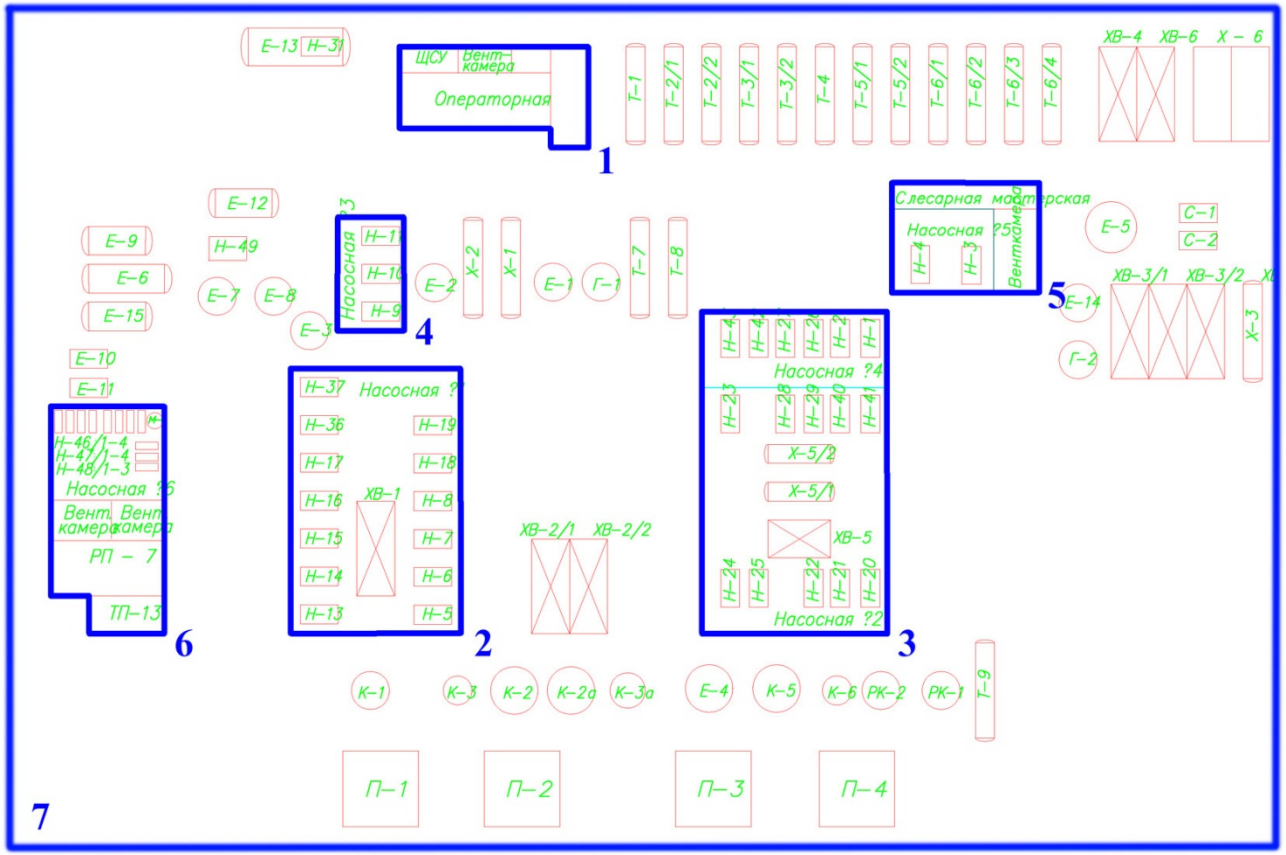
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРСОНАЛА ПО ТЕРРИТОРИИ УСТАНОВКИ АТ-ВБ

Таблица П3-1. Доля времени, проводимая персоналом в различных частях установки[6]

Категория персонала	Численность, всего	Численность, в смену	Операторная	Насосная 1	Насосная 2,4	Насосная 3	Насосная 5	Насосная 6	Площадка установки АТ-ВБ	За пределами площадки АТ-ВБ	Всего
Дневная смена (с 8 до 16)											
Начальник установки	1	1	63%	3%	3%	1.5%	2.0%	2.5%	15%	10%	**100%**
Механик установки	1	1	50%	6%	6%	3%	4%	6%	15%	10%	**100%**
Старший оператор смены	6	1	55%	3%	3%	1.5%	2.0%	2.5%	23%	10%	**100%**
Оператор блока АТ	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор блока ВБ	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор блока печей	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор-машинист	6	1	45%	8%	8%	6%	6%	7%	10%	10%	**100%**
Вечерняя смена (с 16 до 24)											
Начальник установки	6	0	-	-	-	-	-	-	-	10%	**10%**
Механик установки	6	0	-	-	-	-	-	-	-	10%	**10%**
Старший оператор смены	6	1	55%	3%	3%	1.5%	2.0%	2.5%	23%	10%	**100%**
Оператор блока АТ	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор блока ВБ	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**

[6] Таблица П3-1 была сформирована на основе информации, предоставленной начальником установки АТ-ВБ в рамках работы по этапу 1 (см. отчет по этапу 1, раздел 5.7), данные таблицы по распределению персонала по установке необходимы для расчета значений индивидуального риска

Категория персонала	Численность, всего	Численность, в смену	Операторная	Насосная 1	Насосная 2,4	Насосная 3	Насосная 5	Насосная 6	Площадка установки АТ-ВБ	За пределами площадки АТ-ВБ	Всего
Оператор блока печей	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор-машинист	6	1	45%	8%	8%	6%	6%	7%	10%	10%	**100%**
Ночная смена (с 0 до 8)											
Начальник установки	6	0	-	-	-	-	-	-	-	10%	**10%**
Механик установки	6	0	-	-	-	-	-	-	-	10%	**10%**
Старший оператор смены	6	1	55%	3%	3%	1.5%	2.0%	2.5%	23%	10%	**100%**
Оператор блока АТ	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор блока ВБ	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор блока печей	6	1	45%	6%	6%	4%	4%	5%	20%	10%	**100%**
Оператор-машинист	6	1	45%	8%	8%	6%	6%	7%	10%	10%	**100%**



1 – Операторная, 2 – Насосная №1, 3 – Насосная №2 и №4, 4 – Насосная №3, 5 – Насосная №5, 6 – Насосная №6, 7 – Площадка установки АТ-ВБ

Рисунок П3-1. Зоны нахождения персонала установки АТ-ВБ