

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт машиностроения

Кафедра «Управление промышленной и экологической безопасностью»

Направление подготовки 280700.62 «Техносферная безопасность»

Профиль «Пожарная безопасность»

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Обеспечение пожарной безопасности установки предварительного сброса воды «Покровская» цеха подготовки нефти и газа № 7 в ОАО «Самаранефтегаз»

Студент (ка)	А.Н. Вишняков (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Руководитель	Т.В. Семистенова (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Консультанты	Т.В. Семистенова (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.п.н., профессор Л.Н. Горина _____
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)

« _____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт машиностроения

Кафедра «Управление промышленной и экологической безопасностью»

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой «УПиЭБ»
_____ Л.Н. Горина
« ____ » _____ 2015г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение бакалаврской работы

Студент Вишняков Александр Николаевич

1. Тема Обеспечение пожарной безопасности установки предварительного сброса воды «Покровская» цеха подготовки нефти и газа № 7 в ОАО «Самаранефтегаз»

2. Срок сдачи студентом законченной выпускной квалификационной работы:
22 января 2016 года

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе:
УПСВ «Покровская» ЦПНГ-7 АО «Самаранефтегаз» расположенная по адресу:
Самарская область, Безенчукский район, п. Покровка

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов, разделов):

Аннотация

Введение

1. Характеристика объекта

2. Технологический раздел

3. Научно-исследовательский раздел

4. Охрана труда

5. Охрана окружающей среды и экологическая безопасность

6. Экономическая эффективность

Заключение

Приложения

5. Ориентировочный перечень графического и иллюстративного материала:

Лист 1 – Структура цеха подготовки нефти и газа № 7 АО «Самаранефтегаз»

Лист 2 – Блок-схема технологического процесса УПСВ «Покровская»

Лист 3 – Схема противопожарного водоснабжения УПСВ «Покровская»

Лист 4 – Схема возникновения и развития аварий на УПСВ «Покровская» и дерево опасностей возникновения пожара при разгерметизации резервуара

Лист 5 – Принципиальная схема подачи пены в слой горючего

Лист 6 – Схема расстановки сил и средств при тушении пожара в РВС-5000 на УПСВ «Покровская» (вариант №1)

Лист 7 – Схема расстановки сил и средств при тушении пожара в РВС-5000 на УПСВ «Покровская» (вариант №2)

Лист 8 – Структура организации системы управления ПБ и ОТ

Лист 9 – Охрана окружающей среды и экологическая безопасность

Лист 10 – Экономическая эффективность

6. Консультанты по разделам:

_____ Т.В. Семистенова

7. Дата выдачи задания: _____

Руководитель выпускной
квалификационной работы

_____ Т.В. Семистенова
(подпись) (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

_____ А.Н. Вишняков
(подпись) (И.О. Фамилия)

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт машиностроения

Кафедра «Управление промышленной и экологической безопасностью»

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой «УПиЭБ»
_____ Л.Н. Горина
« ____ » _____ 2015г.

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН
выполнения бакалаврской работы

Студента Вишнякова Александра Николаевича
по теме Обеспечение пожарной безопасности установки предварительного сброса воды «Покровская» цеха подготовки нефти и газа № 7 в ОАО «Самаранефтегаз»

Наименование раздела работы	Плановый срок выполнения раздела	Фактический срок выполнения раздела	Отметка о выполнении	Подпись руководителя
Характеристика объекта	25.10.2015	25.10.2015		
Технологический раздел	06.11.2015	06.11.2015		
Научно-исследовательский раздел	22.11.2015	22.11.2015		
Охрана труда	27.11.2015	27.11.2015		
Охрана ОС и экологическая безопасность	07.12.2015	07.12.2015		
Экономическая эффективность	15.12.2015	15.12.2015		

Руководитель выпускной
квалификационной работы

(подпись)

Т.В. Семистенова
(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

(подпись)

А.Н. Вишняков
(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

В пояснительной записке бакалаврской работы содержится 105 листов, 9 рисунков, 9 таблиц. Список литературы, использованной при подготовке работы, включает в себя 24 наименования.

Графическая часть включает в себя 10 листов формата А1.

Ключевые слова: РЕЗЕРВУАР, НЕФТЬ, ТУШЕНИЕ ПОЖАРА, СТАЦИОНАРНАЯ СИСТЕМА ПОЖАРОТУШЕНИЯ, РАСЧЕТ СИЛ И СРЕДСТВ, РАСХОД ПЕНООБРАЗОВАТЕЛЯ, ОХРАНА ТРУДА.

Целью работы является обеспечение пожарной безопасности установки предварительного сброса воды «Покровская» цеха подготовки нефти и газа № 7 АО «Самаранефтегаз» путем расчетно-практического обоснования технических решений, направленных на модернизацию стационарной системы тушения пожаров в вертикальных стальных резервуарах.

Для достижения поставленной цели в выпускной квалификационной работе решаются следующие задачи:

- проведение анализа эффективности существующей стационарной системы пожаротушения вертикальных стальных резервуаров;
- расчетно-практическое обоснование мероприятий по модернизации стационарной системы тушения пожаров в вертикальных стальных резервуарах;
- обоснование экономической целесообразности принятых решений.

В работе отражен анализ эффективности существующей стационарной системы пожаротушения вертикальных стальных резервуаров, проведено расчетно-практическое обоснование мероприятий по модернизации стационарной системы тушения пожаров в вертикальных стальных резервуарах, посредством устройства, приведено экономическое обоснование принятых решений.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Характеристика объекта	11
1.1 Характеристика цеха подготовки нефти и газа № 7 (ЦПНГ-7) АО «Самаранефтегаз»	11
1.2 Оперативно-тактическая характеристика установки предварительного сброса воды «Покровская» ЦПНГ-7 АО «Самаранефтегаз».....	13
1.3 Характеристика сырья и готовой продукции	14
2 Технологический раздел	17
2.1 Описание технологического процесса производственного объекта.....	17
2.2 Характеристика противопожарной защиты УПСВ «Покровская»	19
2.3 Пожарная опасность УПСВ «Покровская».....	21
2.3.1 Прогнозирование развития возможного пожара.....	21
2.3.2 Анализ возможных причин возникновения аварий и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий	24
2.3.3 Определение вероятности возникновения пожара.....	31
2.4 Порядок привлечения сил и средств для тушения пожаров на УПСВ «Покровская».....	36
3 Научно-исследовательский раздел	41
3.1 Анализ эффективности существующей системы пожаротушения вертикальных стальных резервуаров УПСВ «Покровская».....	41
3.2 Расчетно-практическое обоснование мероприятий по модернизации стационарной системы тушения пожаров в вертикальных стальных резервуарах УПСВ «Покровская».....	46
3.2.1 Описание предлагаемой стационарной системы подслоного тушения пожара в вертикальных стальных резервуарах УПСВ «Покровская».....	46
3.2.2 Расчет системы подслоного пожаротушения вертикального стального резервуара № 1 (объем 5000м ³)	48
3.2.3 Расчет сил и средств для тушения пожара в вертикальном стальном	

резервуаре № 1.....	50
4 Охрана труда.....	62
5 Охрана окружающей среды и экологическая безопасность	76
5.1 Оценка антропогенного воздействия объектов АО «Самаранефтегаз» на окружающую среду.....	76
5.2 Проведение экологического контроля в АО «Самаранефтегаз».....	78
5.3 Мероприятия по охране окружающей среды, проводимые на УПСВ «Покровская» ЦПНГ-7 АО «Самаранефтегаз».....	79
6 Экономическая эффективность.....	87
Заключение	91
Список использованных источников	93
Приложение А	96
Приложение Б.....	97
Приложение В.....	98
Приложение Г	99
Приложение Д.....	100
Приложение Е.....	101
Приложение Ж.....	102
Приложение И	103
Приложение К.....	104
Приложение Л.....	105

ВВЕДЕНИЕ

В последнее десятилетие производство и использование нефтепродуктов в мире имели постоянные темпы роста. В 2005 году на территории России добыто 469,6 млн. тонн нефти, что превзошло показатели 2004 года на 10,3 млн. тонн. В 2006 году добыто уже 480 млн. тонн. В 2010 году – 505 млн. тонн. В 2013 году было добыто 523 млн. тонн. По прогнозам, добыча нефти в 2020 году может быть доведена до 550 млн. тонн в год, а в 2030 году будет добыто до 600 млн. тонн.

Потребность в росте добычи нефти на внутреннем рынке России обуславливается, прежде всего, экономическими соображениями, так как в стране, с учетом размеров территории и низкой плотности заселения многих регионов, использование нефтепродуктов является экономически целесообразным способом энергетической безопасности ряда регионов.

Развитие градостроительства в России привело к тому, что многие взрывопожароопасные предприятия оказались внутри городской застройки, на огражденных производственных площадках. В непосредственной близости к жилым и общественным зданиям находится 38,4 % объектов хранения нефтепродуктов.

Таким образом, рост объемов производства, всемерное преобразование технологических процессов с применением нового оборудования, сокращение расстояний между сооружениями повышает возможность возникновения пожара и увеличивает масштабы его последствий.

Учитывая, что обеспечение пожарной безопасности объектов нефтегазового комплекса связано с сохранением жизни и здоровья людей, а также уменьшением материального ущерба, можно сказать, что проблема обеспечения пожарной безопасности данных объектов является весьма актуальной.

ОАО «НК «Роснефть» входит в число крупнейших предприятий нефтяной промышленности на мировом рынке. Промышленная и пожарная

безопасность, охрана труда и окружающей среды имеют для Компании приоритетное значение. ОАО «НК «Роснефть» прилагает максимум усилий, для обеспечения безопасности и исключения аварийных ситуаций на своих объектах. Одним из основных нефтедобывающих предприятий, входящих в периметр Компании, является АО «Самаранефтегаз», расположенное на территории Самарской области.

Предлагаемая Вашему вниманию работа «Обеспечение пожарной безопасности установки предварительного сброса воды «Покровская» цеха подготовки нефти и газа № 7 АО «Самаранефтегаз» содержит краткую характеристику технологического процесса, его пожарную опасность и характеристику противопожарной защиты, а также технические решения, направленные на модернизацию стационарной системы тушения пожаров в вертикальных стальных резервуарах.

Цель данной работы – обеспечение пожарной безопасности установки предварительного сброса воды «Покровская» цеха подготовки нефти и газа № 7 АО «Самаранефтегаз» путем расчетно-практического обоснования технических решений, направленных на модернизацию стационарной системы тушения пожаров в вертикальных стальных резервуарах.

Для достижения поставленной цели в выпускной квалификационной работе решаются **следующие задачи**:

- проведение анализа эффективности существующей стационарной системы пожаротушения вертикальных стальных резервуаров;
- расчетно-практическое обоснование мероприятий по модернизации стационарной системы тушения пожаров в вертикальных стальных резервуарах;
- обоснование экономической целесообразности принятых решений.

В работе отражен анализ эффективности существующей стационарной системы пожаротушения вертикальных стальных резервуаров, проведено расчетно-практическое обоснование мероприятий по модернизации стационарной системы тушения пожаров в вертикальных стальных

резервуарах, посредством устройства, приведено экономическое обоснование принятых решений.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

1.1 Характеристика цеха подготовки нефти и газа № 7 (ЦПНГ-7) АО «Самаранефтегаз»

АО «Самаранефтегаз» — крупнейшее предприятие по добыче нефти и газа в Самарской области. Общество было создано в мае 1994 года, за счет преобразования производственного объединения «Куйбышевнефть» в акционерное общество. В мае 2007 года АО «Самаранефтегаз» вошло в состав ОАО «НК «Роснефть». Нефть, добываемая на месторождениях предприятия, поставляется в основном на нефтеперерабатывающие заводы Самарской производственной площадки ОАО «НК «Роснефть»: Куйбышевский, Новокуйбышевский и Сызранский НПЗ.

АО «Самаранефтегаз» имеет 150 лицензий на право пользования недрами, в том числе:

- 4 лицензии на геологическое изучение;
- 27 лицензий на разведка нефти и газа;
- 119 лицензий на добычу нефти и газа.

На балансе предприятия находится 141 месторождение: 122 – нефтяных, 18 – газонефтяных, 1 – газоконденсатное. Кроме того, АО «Самаранефтегаз» ведет работы по комплексному освоению 9 месторождений, находящихся на балансе ОАО «НК «Роснефть».

Все месторождения разделяются на территориальные группы:

- Северную группу месторождений с административным центром в п. Суходол;
- Центральную группу месторождений с административным центром в г. Отрадный;
- Южную группу месторождений с административным центром в г. Нефтегорск.

Крупнейшими месторождениями по начальным извлекаемым запасам являются Мухановское, Кулешовское, Дмитриевское, Бариновско-

Лебяжинское, по объемам добычи – Западно-Коммунарское, Верхне-Ветлянское, Бариновско-Лебяжинское, Белозерско-Чубовское.

Всего в состав Общества входит десять цехов добычи и семь цехов подготовки нефти и газа.

Обзорная схема цехов подготовки нефти и газа АО «Самаранефтегаз» представлена на рисунке 1.1.

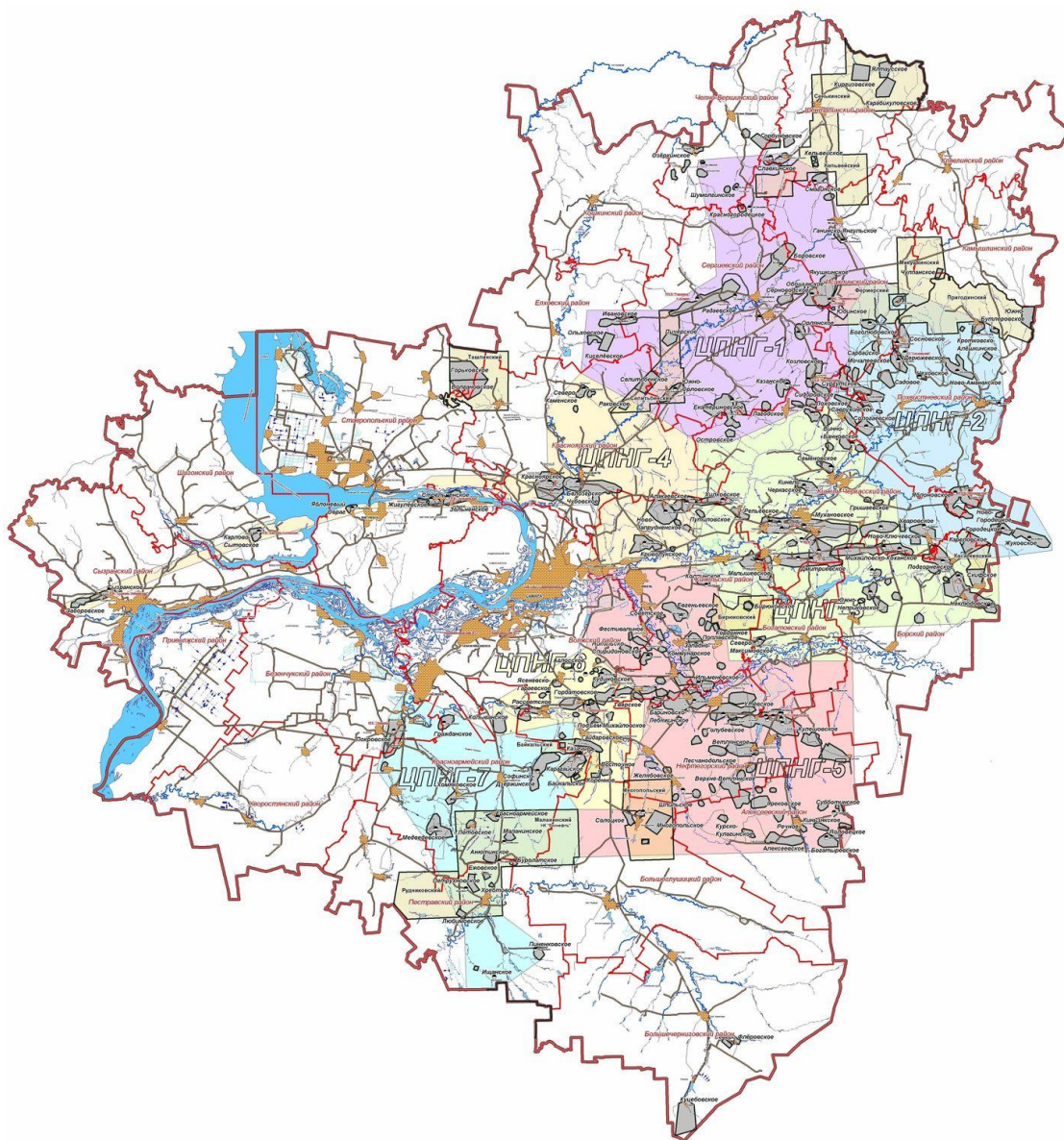


Рисунок 1.1 – Обзорная схема ЦПНГ АО «Самаранефтегаз»

ЦПНГ-7 входит в структуру АО «Самаранефтегаз».

Основными задачами ЦПНГ являются:

- прием и ведение учета нефтяной эмульсии, поступающей с месторождений;

- обессоливание и обезвоживание нефти;
- учет пластовой воды в цех поддержаний пластового давления, а нефти – потребителю.

В состав цеха входят четыре установки предварительного сброса воды, две дожимные насосные станции и приемо-сдаточный пункт. Структура цеха подготовки нефти и газа № 7 представлена в приложении А.

1.2 Оперативно-тактическая характеристика установки предварительного сброса воды «Покровская» ЦПНГ-7 АО «Самаранефтегаз»

УПСВ «Покровская» предназначена для подготовки товарной нефти добываемой со скважин Покровского, Гражданского месторождений ЦДНГ №10 АО «Самаранефтегаз».

Подготовка товарной нефти, осуществляемая на УПСВ, заключается в разгазировании, обезвоживании и обессоливании нефти до остаточного содержания в ней воды не более 0,5 % [1].

Приемо-сдаточный пункт нефти (ПСП) «Покровка» при УПСВ «Покровская» предназначен для транспортировки и коммерческого учета сдаваемой товарной нефти с УПСВ «Покровская» на НПС «Покровская» АК «Транснефть», а также для замера количества и контроля качества перекачиваемой нефти. Административно приёмо-сдаточный пункт входит в состав УПСВ «Покровская».

В состав сооружений УПСВ «Покровская» входят: нефтяной сепаратор I ступени (С-1), нефтеотстойник I ступени (НО-1), нефтеотстойник II ступени (НО-2), нефтеотстойник III ступени (НО-13), нефтеотстойник III ступени (НО-14), концевой сепаратор (С-2), газосепаратор (ГС), резервуар товарно-технологический (РВС-1, РВС-2), резервуар пластовой воды (РВС-4), нефтенасосная, насосная внешней перекачки (НВП), теплообменник ТП-600, реагентное хозяйство, пункт налива нефти, факельная установка, площадки дренажных емкостей, узел учета газа, операторная, блок-бокс (помещение машинистов).

Фактическая производительность УПСВ «Покровская» [1]:

- по пластовой жидкости - 1,423 млн. м³/год (до 3900 м³/сутки);
- по обезвоженной нефти - 0,2737 млн. т./год (до 750 т/сутки);

Годовая производительность ПСП – 0,313 млн. тонн/год (при круглосуточном непрерывном режиме работы – 42-47 м³/час).

УПСВ «Покровская» введена в эксплуатацию в 1957 год. В 2005 году проведена реконструкция установки в установку предварительного сброса пластовой воды. В 2009г. проведена реконструкция установки (введена ПСП «Покровская», входящая в состав УПСВ «Покровская»).

Общая площадь УПСВ «Покровская» составляет 8 га.

1.3 Характеристика сырья и готовой продукции

Сырьем для УПСВ служит газоводонефтяная эмульсия (до 3900м³/сут) с содержанием воды до 81%, добываемая из скважин ЦДНГ № 10 Покровского и Гражданского месторождений.

Характеристики нефти, газа и деэмульгаторов, применяемых для разрушения водонефтяных эмульсий, приведены в таблицах 1.1, 1.2.

Таблица 1.1 – Характеристика нефти [1]

Наименование параметра	Параметр
1 Название вещества	
1.1 Химическое	смесь углеводородов
1.2 Торговое	нефть
2 Вид	горючая жидкость
3 Состав (содержание % масс)	
3.1 Основной продукт	Смесь углеводородов
3.2 Примеси (с идентификацией), %	Вода – 5,0; сера – 0,48-1,74; парафины – 3,2-7,55; сероводород – до 0,28; асфальтены – 0,5-2,7; силиконовые смолы – 1,8-9,08.

Продолжение таблицы 1.1

Наименование параметра	Параметр
4 Физические свойства	
4.1 Молекулярный вес (кг/кМоль)	220
4.2 Температура кипения (°С)	250-300
4.3 Плотность (кг/м ³)	796-855
5 Взрывоопасность	
5.1 Температура вспышки (°С)	Менее 28
5.2 Температура самовоспламенения (°С)	300
5.3 Пределы взрываемости (%)	
5.3.1 Верхний концентрационный предел	15
5.3.2 Нижний концентрационный предел	1,2
6 Токсическая опасность:	
6.1 ПДК	10 мг/м ³
6.2 Класс опасности	3
6.3 Летальная токсодоза LCt 50	227 мл*мин/л
6.4 Пороговая токсодоза PCt 50	20 мл*мин/л

Таблица 1.2 – Характеристика нефтяного газа [1]

Наименование параметра	Параметр
1 Название вещества	
1.1 Химическое	смесь углеводородов
1.2 Торговое	нефтяной газ
2 Вид	воспламеняющийся газ
3 Состав (содержание % масс)	
метан	32,9-60,95

Продолжение таблицы 1.2

Наименование параметра	Параметр
этан	18,0-21,82
пропан	15,1-27,9
бутан	6,85-18,65
пентан	3,08-5,9
сероводород	1,1-4,05
4 Физические свойства	
4.1 Молекулярный вес (кг/кМоль)	34,0
4.2 Температура кипения (°C)	-
4.3 Плотность (кг/м ³)	1,55-1,6
5 Взрывоопасность:	
5.1 Температура самовоспламенения	450
5.2 Нижний концентрационный предел распространения пламени (об.%)	2,9 (по этану), 2,3 (по пропану)
6 Токсическая опасность:	
6.1 ПДК	300 мг/м ³
6.2 Класс опасности	3
6.3 Летальная токсодоза LCt 50	8600 мг*мин/м ³

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1 Описание технологического процесса производственного объекта

Добываемая нефтяная эмульсия поступает на УПСВ «Покровская» с Покровского месторождения с содержанием пластовой воды до 79%, Гражданского – до 81%, после предварительной подготовки (сепарации и обезвоживания) на УПСВ «Гражданская».

Нефть девонских и угленосных пластов обрабатывается совместно. Процесс подготовки заключается в разгазировании, обезвоживании и обессоливании нефти [1].

Процесс обезвоживания нефти с выделением пластовой воды происходит под действием гравитационных сил, нефть как более легкое по удельному весу вещество скапливается в верхней части нефтестойника, а пластовая вода, которая тяжелее нефти, собирается в нижней части аппарата [1].

Процесс расслоения нефтяной эмульсии протекает более полно при обработке эмульсии деэмульгаторами [1].

Блок-схема технологического процесса УПСВ «Покровская» приведена на рисунке 2.1 и в приложении Б.

Нефть с месторождений ЦДНГ № 10 тремя потоками через входную гребенку, поступает в нефтегазосепаратор первой ступени С-1, где осуществляется сепарация попутного нефтяного газа. Попутный газ из сепаратора С-1 поступает в газосепаратор ГС и после отделения жидкости, поступает в котельную № 4 ООО «Энергонефть-Самара» и на факельную установку, в состав которой входит факельный сепаратор СФ.

Нефтяная эмульсия из сепаратора С-1 поступает в нефтестойник первой ступени НО-1, где происходит предварительный сброс пластовой воды. Содержание пластовой воды в нефти после отстойника первой ступени при нормальном протекании технологического процесса не превышает 10%.

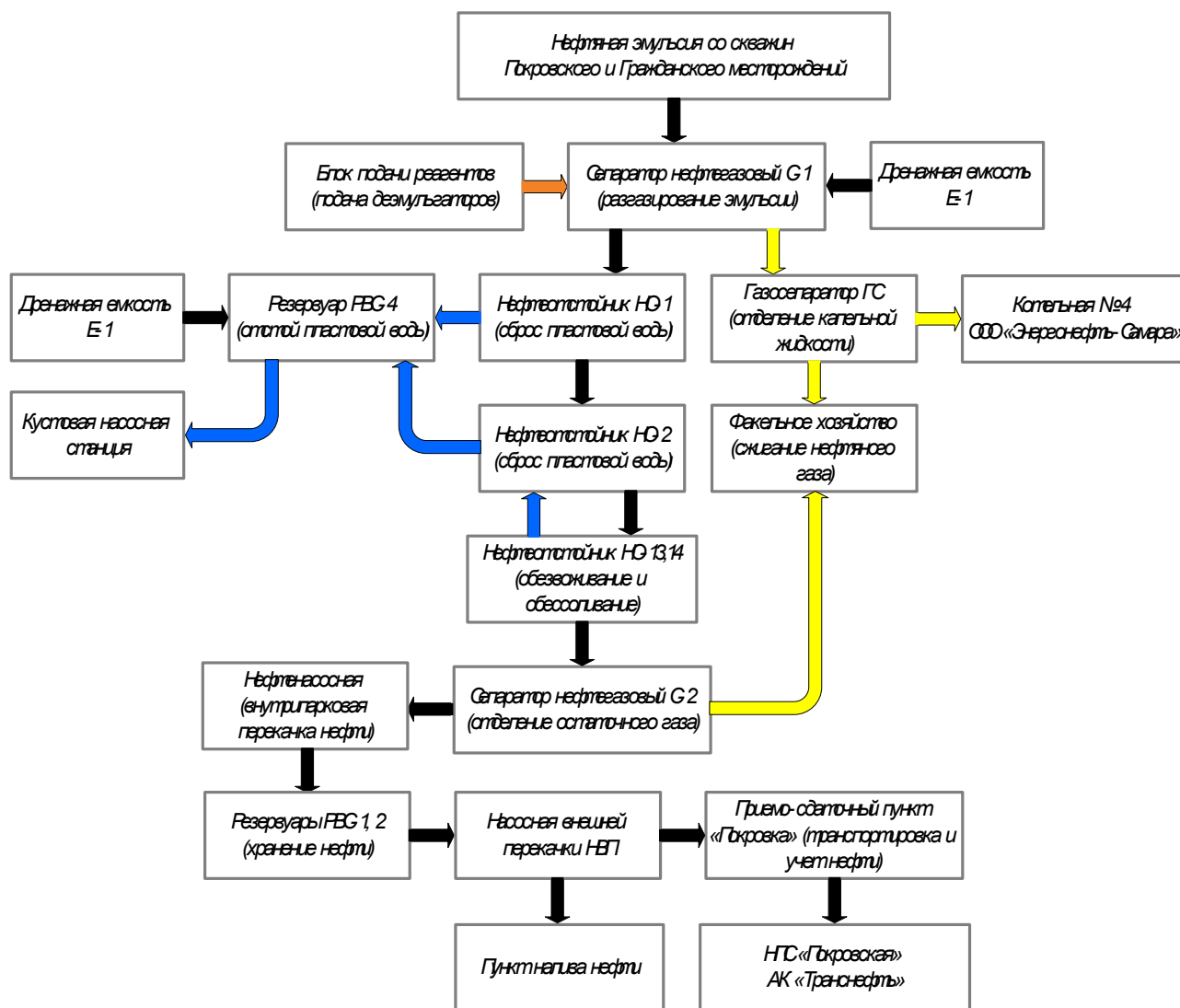


Рисунок 2.1 – Блок-схема технологического процесса УПСВ «Покровская»

Отделившаяся пластовая вода из НО-1 отводится в РВС № 4 для дополнительного отделения от остаточной нефти и механических примесей.

Частично обезвоженная нефть из нефтеотстойника первой степени НО-1 поступает в нефтеотстойник второй степени НО-2 где происходит более глубокое обезвоживание нефти до остаточного содержания воды в нефти не более 5%.

Отделившаяся пластовая вода из НО-2 отводится в РВС № 4 для дополнительного отделения от остаточной нефти и механических примесей. Для первоначального процесса обессоливания в НО-2 подается пар.

Из нефтеотстойника НО-2 нефть поступает в нефтеотстойник НО-13, где происходит более глубокое обезвоживание и обессоливание нефти. Из

нефтеотстойника НО-13 нефть поступает в нефтеотстойник НО-14. В нефтеотстойнике НО-14 происходит окончательное обезвоживание и обессоливание нефти до остаточного содержания воды не более 0,5% и содержанием хлористых солей до 100мг/дм³ [1].

Отделившаяся пластовая вода с НО-13,14 поступает на прием насосов Н-1,2 (с последующей раскачкой в НО-1 или в НО-2).

Выход нефти первой группы качества из НО-14 осуществляется в концевой сепаратор С-2, где происходит отделение из нефти остаточного газа, который направляется на свечу сжигания. Обезвоженная нефть из концевого сепаратора С-2 поступает в РВС № 1 или в РВС № 2.

При поступлении в резервуары некондиционной нефти, технологической схемой обеспечена возможность откачки её на повторную обработку во входящий трубопровод на УПСВ перед сепаратором С-1.

По существующей схеме УПСВ, РВС № 4 предназначен для очистки пластовой воды, поступающей из отстойников нефти. Отвод воды из резервуара РВС № 4 осуществляется на кустовую насосную станцию и далее в систему поддержания пластового давления. Накопленная уловленная нефть из РВС № 4 откачивается в НО-1,2.

Товарная нефть из резервуаров РВС № 1 и РВС № 2, подается:

- на площадку «СИКН» и далее на НПС «Покровская» АК «Транснефть»;
- на пункт налива нефти, где происходит отгрузка нефти в автобойлера на технологические нужды и нужды «ЖКХ» в отопительный период.

2.2 Характеристика противопожарной защиты УПСВ «Покровская»

Источником водоснабжения производственной площадки УПСВ служит Покровский водозабор, вода на площадку подается по двум водоводам диаметром 250 мм.

По территории установки проложен кольцевой противопожарный

водопровод диаметром 273 мм на котором установлено 13 пожарных гидрантов. Все пожарные гидранты обозначены указателями.

Для повышения давления в водосети, в помещении кустовой насосной станции имеются два электронасоса повышения давления ЦНС-180×80 (один рабочий, один резервный). Рабочий напор в водопроводе, после включения насоса повышения давления составляет 80 м. Номинальная подача насоса-повысителя – 180 м³/час или 50 л/с.

Для организации запаса воды на УПСВ «Покровская» имеются четыре всесезонных заглубленных пожарных водоема объемом 2000 м³ и 480 м³ (три связанных между собой по 160 м³) с устройствами для забора воды. Кроме этого имеются две связанные между собой всесезонные емкости по 200 м³ каждая, которые оборудованы устройством для забора воды через гребенку с соединительными головками (типа «Богданов») диаметром 125 мм. Пожарный водоем объемом 2000 м³ через насосы повышения давления связан с наружным противопожарным водопроводом.

Схема противопожарного водоснабжения представлена в приложении В.

Системами автоматического пожаротушения объект не оборудован.

Все резервуары оборудованы сухотрубными полукольцами орошения с соединительными головками (типа «Богданов») диаметром 77 мм для запитывания от пожарной техники.

Запас фторсинтетического пленкообразующего пенообразователя «PETROFILM» в количестве 11м³ хранится на складе для пенообразователя и в случае возникновения пожара подвозится с помощью спецтехники ООО «РН – Сервис».

Система дорог на территории УПСВ обеспечивает проезды ко всем сооружениям установки. Предусмотрены разворотные площадки.

Здания нефтенасосной, операторной, администрации, лаборатории оборудованы дымовой автоматической пожарной сигнализацией, предназначенной для обнаружения загораний в закрытых помещениях при появлении дыма и передачи сигнала на приемное устройство пожарной

сигнализации, которое находится в операторной.

Нефтенасосная оборудована системой паротушения с ручным пуском. Установка паротушения представляет собой систему трубопроводов, присоединенную к паропроводу через две задвижки расположенные друг за другом. Между ними вмонтирована контрольная трубка с вентилем. По внутреннему периметру нефтенасосной проложен перфорированный трубопровод с диаметром отверстий 4-5мм для выпуска пара. Интенсивность подачи пара составляет 0,002 кг/с·м².

2.3 Пожарная опасность УПСВ «Покровская»

2.3.1 Прогнозирование развития возможного пожара

За период с 1998 года аварий и пожаров на УПСВ «Покровская» не было. Перечень аварий, имевших место на других объектах, аналогичных УПСВ «Покровская» и содержащих подобные опасные вещества приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Перечень аварий, имевших место на объектах нефтегазодобычи

Наименование объекта	Краткое описание
ТП ЦПНГ-1	В результате хлопка паровоздушной смеси произошел подрыв крыши с частичным обрушением. Горение происходило по всей площади резервуара (408 м ²).
УПН ЦППН-1	Произошел взрыв паровоздушной смеси в резервуаре с сырой нефтью с последующим распространением на соседние резервуары, находящиеся в группе. В результате пожара уничтожены четыре резервуара.
УКОН ЦПНГ-2	В результате порыва трубопровода произошел розлив нефти с последующим загоранием на площади 3 м ² .
УПН ЦПНГ-4	При продуве факела произошел выброс нефти с полседующим загоранием на площади 10 м ² .

Продолжение таблицы 2.1

Наименование объекта	Краткое описание
УКПН-2 ЦПНГ-3	Произошел выброс газа через горелку печи с последующим загоранием на площади 2 м ² .
Сервис- Экология	Горели нефтеотходы в отстойнике установки отделения нефти от шлама на площади 2500 м ² .
НСП ЦПНГ-5	Факельное горение газовой смеси из дыхательного клапана на крыше резервуара.
УПН ЦППН-1	В следствие посадки напряжения на установке подготовки нефти произошел сбой в системе АСУТП, что привело к взрыву трубчатой печи с последующим горением на площади 400 м ² .
ДНС-5 ЦПНГ- 3	В результате нарушения технологического процесса произошла подача нефти из дренажной емкости на факельную свечу с последующим выбросом и загоранием в каре обвалования факельной установки на площади 70 м ² .
НПС ЦППН-6	Горел резервуар объемом 10000 м ³ и розлив нефти на площади 900 м ² .
Эко-Пресс	Загорание заглубленного шламоборника на площади 200 м ² .

Вышеуказанный перечень пожаров показывает, что на УПСВ «Покровская» возможны аварии, сопровождающиеся взрывами, пожарами и загрязнением территории. Основными поражающими факторами вышеуказанных аварий являются тепловое излучение пожаров, токсическое действие продуктов горения нефти, воздушная ударная волна при взрывах, а так же поражающее действие осколков разрушенного оборудования и обломков строительных конструкций.

Анализ причин происшедших аварий позволил выделить следующие

взаимосвязанные группы причин, характеризующиеся:

- нарушением технологии и правил безопасности;
- механическим разрушением конструкций технологического оборудования и нефтепроводов;
- внешними воздействиями природного характера.

В отчете Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [2] приведены следующие показатели аварийности в нефтегазодобывающем секторе за 2014 год (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Показатели аварийности в нефтегазодобывающем секторе за 2014 г.

Виды аварий	Число аварий		
	2014 г.	2013 г.	+/-
Открытые фонтаны и выбросы	6	4	+2
Взрывы и пожары на объектах	2	2	0
Падение буровых (эксплуатационных) вышек, разрушение их частей	1	2	-1
Прочие (разрушение технических устройств, разливы нефтесодержащей жидкости)	9	10	-1
Всего	18	18	0

Основными причинами аварийности на объектах нефтегазодобычи явились:

- внутренние опасные факторы - нарушение технологии производства работ, отказ и разгерметизация технических устройств (77,8%);
- ошибки персонала – нарушение требований организации и производства опасных работ (22,2%).

По результатам анализа приведенных выше статистических данных, а также учитывая технологические особенности УПСВ «Покровская», можно выделить следующие возможные виды аварий [3]:

- пожар или взрыв на производственной площадке;
- разгерметизация технологических трубопроводов;
- разгерметизация технологического аппарата.

2.3.2 Анализ возможных причин возникновения аварий и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий

Объекты УПСВ «Покровская» с точки зрения определения возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий можно разделить на несколько групп, внутри которых возможные причины и факторы практически не отличаются друг от друга [3].

Как правило, любая авария характеризуется неконтролируемым выбросом опасных веществ в атмосферу. Возможными причинами неконтролируемого выброса продуктов в окружающую среду являются:

- отказы и неполадки технологического оборудования [3];
- ошибки, запаздывание, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала [3];
- внешние воздействия природного и техногенного характера [3].

Отказы и неполадки технологического оборудования

Главными причинами и факторами, влияющими на отказ оборудования являются:

- опасности, связанные со стандартными процессами [3];
- материальный износ, коррозия, физические повреждения, температурная деформация оборудования или трубопроводов [3];
- прерывание подачи энергоресурсов [3];
- отказы приборов контроля и автоматики [3].

Опасности, связанные со стандартными процессами

На объекте наиболее значимым опасным фактором является обращение в технологическом процессе взрывопожароопасных смесей – нефти и нефтяного газа. На УПСВ типовые процессы относятся, в основном, к гидродинамическим (откачка, транспортирование нефти по трубопроводам, налив нефти). Сложных

реакционных процессов нет. Нет процессов, протекающих при высоких температурах.

Гидродинамические процессы связаны с насосным оборудованием и трубопроводными системами (трубы различных диаметров, трубопроводная арматура). К гидродинамическому оборудованию относится насосное оборудование для перекачки нефтепродуктов, гидродинамические процессы могут иметь место в емкостном оборудовании, в трубопроводах. Основная опасность: разгерметизация оборудования с выбросом в атмосферу больших количеств горючих продуктов. Насосы по перекачке продуктов включают периодически по мере необходимости. Пуск и остановка насосов проводится под контролем обслуживающего персонала.

Массообменные процессы. К массообменным процессам относятся процессы отделения нефти от растворенного в ней газа и разделения с пластовой водой, а также отделение капельной жидкости от газа. По характеру прохождения массообменного процесса, участвующие в нем опасные вещества не несут в себе опасности как источник взрывных явлений, но под воздействием внешних факторов (повреждений, аварий на располагающихся рядом блоках и т.д.) возможно высвобождение опасного вещества с образованием газопаровоздушных смесей и проливов горючей жидкости.

Емкостное нефтеоборудование представляет собой источник повышенной опасности из-за существенных объемов нефти, находящихся в нем (до 4000 т).

Причинами разгерметизации емкостного оборудования могут быть [3]:

- ошибки при проектировании и изготовлении (раковины, дефекты в сварных соединениях, усталостные дефекты металла, не выявленные при освидетельствовании) [3];

- ошибки при проведении монтажных, ремонтных и пусконаладочных работ (механические повреждения) [3];

- нарушение режимов эксплуатации (гидравлический разрыв в случае ошибок персонала или отказа систем контроля технологических параметров и переполнения емкостей, нарушение скорости наполнения и опорожнения,

повышение давления в емкостях выше допустимого) [3];

- хрупкость металлических конструкций из-за воздействия низких температур [3];

- дефекты основания резервуара (неравномерная осадка ведет к образованию чрезмерных разрывающих и растягивающих усилий и разрушению сосуда) [3].

Разрушение емкости или другого оборудования может быть обусловлено действием разнообразных причин, в том числе механические и коррозионные повреждения, дефекты конструкции и монтажа, пожар в емкости, а также причинами природного характера (оползневыми процессами, землетрясением, наводнением и иными стихийными бедствиями). Основными факторами, приводящими к возникновению аварийной ситуации на отмеченных опасных блоках, являются:

- атмосферная коррозия;
- внутренняя коррозия;
- качество производства труб;
- качество строительно-монтажных работ;
- качество и сроки испытаний;
- механические повреждения.

Воздействие перечисленных факторов может приводить к повреждению емкостей.

В процессе осуществления технологических операций под воздействием комбинации факторов техногенного, природного и антропогенного характера (ошибки операторов) могут возникнуть:

- разрыв (повреждение) трубопровода на линии насосной станции с выливом нефти;
- разрыв или повреждение емкостей хранения нефти.

Насосное оборудование может создавать напор до 1,32 МПа. Отдельные элементы конструкции насосов обладают невысоким уровнем надежности (особенно торцевые уплотнения), что может привести к утечкам горючих

жидкостей и, как следствие, к локальным взрывам и пожарам, при развитии которых в аварию могут быть вовлечены большие объемы опасных веществ.

Трубопроводы, в связи с присутствием достаточно большого количества соединений и арматуры, а также особых условий работы (перепад давлений и температур) и значительных объемов нефти, перемещаемых по ним, относится к источникам повышенной опасности. Значительное количество аварийных выбросов, происходит из-за повреждения трубопроводов.

Разгерметизация может случаться по следующим причинам:

- остаточные напряжения в материале, из которого изготовлены трубопроводы, совмещенные с напряжениями, появляющимися при монтаже или ремонте, вызывает поломку элементов трубопроводов, образование трещин, порывы трубопроводов и арматуры;

- гидравлические удары;

- превышение давления;

- коррозия;

- образование ледяных пробок, размораживание.

Физический износ, коррозия, механические повреждения, температурная деформация оборудования и трубопроводов

Физический износ оборудования. Опасности, связанные с физическим износом, предотвращаются проведением ППР с заменой деталей оборудования, выработавших свой ресурс.

Коррозия оснастки и трубопроводов может привести к частичной разгерметизации технологического и иного оборудования. Анализ аварийных ситуаций на аналогичных объектах позволяет сделать определенный вывод – разрушение по причине коррозии, в случае достаточной прочности конструкций, чаще носит локальный характер и наиболее характерно для сварных швов. При этом разгерметизация может носить характер, как свищей, так и радиальных (продольных) трещин. Необходимо учитывать, что в случае несвоевременной локализации, она может послужить источником цепного развития аварийной ситуации на объекте.

Прекращение подачи энергоресурсов

Опасности, связанные с прекращением подачи энергоресурсов, весьма актуальны, так как могут привести к выходу из строя оборудования. Вместе с тем, как показывает опыт, последствия прекращения подачи энергоресурсов носят локальный характер и не приводят к крупным авариям (при остановке насосов прекратится поступление и движение продуктов и эскалация аварийной ситуации прекратится).

Отказы приборов контроля и автоматики

Аварийные ситуации, связанные с выходом из строя отдельных приборов, систем КИПиА (клапанов-регуляторов, уровнемеров, расходомеров, систем сигнализации и блокировок и т.д.) возможны по следующим причинам:

- механическое повреждение трасс;
- выход из строя первичных датчиков;
- утечка воздуха в системе управления;
- замерзание шкафов КИПиА (при нарушении отопления в холодное время).

Отказы приборов контроля и автоматики приводят к нарушению технологического режима, выходу параметров за критические значения и созданию аварийной ситуации.

Причины аварийных ситуаций, связанных с ошибками персонала

Уровень автоматизации технологического процесса требует от персонала определенной квалификации и повышенного внимания. В качестве причин, способных вызвать возникновение аварийной ситуации можно назвать следующие:

- запаздывание при принятии решений по задействованию нужного уровня системы защиты [3];
- бездействие или ошибочные действия в нештатной ситуации [3];
- эксплуатация аппаратов, оборудования, трубопроводов при параметрах, выходящих за пределы технических условий [3];

- нарушение (повреждение), отключение системы взрывозащиты оборудования, систем автоматики и безопасности электрооборудования [3];
- нарушение правил пожарной безопасности [3].

Особую опасность представляют ошибки персонала, которые могут иметь место при проведении следующих работ:

- в ходе ведения технологического процесса,
- при ведении ремонтных работ,
- при пуске и остановке.

Ошибки в ходе ведения технологического процесса

Наиболее распространенными ошибками является несоблюдение требований должностных и производственных инструкций, инструкций по промышленной безопасности, недостаточный контроль за состоянием работающего оборудования и технологических трубопроводов и исправностью всего оборудования.

Ошибки при ремонтных работах

Невыполнение ремонтных работ в полном объеме и некачественно, могут привести в дальнейшем, при эксплуатации установки, к возникновению аварийных ситуаций. Кроме того, наибольшая вероятность ошибочных действий при проведении планово-предупредительных ремонтов оборудования и трубопроводов возникает при использовании средств механизации.

Ошибки персонала при пуске и остановке

Наиболее опасными моментами с точки зрения возникновения аварии на УПСВ являются пуск и остановка, вследствие наличия неустойчивых переходных режимов работы, необходимости выполнения операций по заполнению оборудования и технологических трубопроводов опасным веществом – нефтью.

Ошибки персонала при обслуживании насосного оборудования

Наиболее распространенными ошибками при обслуживании насосов является повышение температуры в узлах подшипников, которое обслуживающий персонал своевременно не выявляет и не предпринимает

должных мер по устранению возможной причины аварий. Кроме этого, ошибки персонала могут иметь место при подготовке и проведении ремонтных работ на насосах. Это заключается в неполном опорожнении насосов и связанных с ними трубопроводов от продукта.

Ошибки персонала при отборе проб

Отбор проб является газоопасной работой 2-ой группы, не требующей специального наряда-допуска на ее проведение. Однако, на практике при взятии анализов среды, особенно в темное время отборщики проб часто используют переносные светильники, не соответствующие по исполнению классу взрывоопасной зоны, или не производят заземление корпуса пробоотборника.

Внешние воздействия природного и техногенного характера

Участок размещения объекта расположен в сейсмически не опасной зоне. Явления оползней, сели, карста и суффозии для него не характерны. Паводковыми водами не затопляется. Из опасных природных явлений, представляющих угрозу для нормального функционирования объекта, можно выделить:

- ураганный ветер;
- грозы;
- аномальное понижение температуры;
- снегопады и снежные заносы.

Наибольшую опасность для сооружений и оборудования УПСВ могут представлять ураганный ветер. Скорость ураганного ветра для Самарской области оценивается величинами 20 – 50 м/с. При скорости ветра 50 м/с, ветровая нагрузка оценивается величиной 4 кПа, что ниже давления возможных слабых разрушений деревянных строений (6 кПа) и существенно ниже давления разрушения промышленных объектов газонефтедобычи (20 кПа).

Таким образом, при урагане возможным сценарием аварии, способной оказать воздействие на опасные производственные объекты УПСВ «Покровская» будет повреждение КИПиА и ПАЗ или непосредственно

емкостного оборудования за счет вторичного воздействия урагана, а конкретно упавшими деревьями или другими объектами, разрушение которых возможно при давлении ветра ниже 4,0 кПа.

Оборудование УПСВ защищено от прямых ударов молнии средствами молниезащиты, вторичных ее проявлений и заноса высокого потенциала через наземные (надземные) и подземные металлические коммуникации.

Снежные заносы и понижение температуры воздуха до критических отметок в зимнее время могут вызвать нарушение энергоснабжения, общее понижение температуры в рабочих и служебных помещениях, затруднить работу автомобильного транспорта, привести, при непринятии соответствующих мер, к обрушению кровель и эстакад, аварийной разгерметизации оборудования.

Поскольку вблизи от УПСВ нет крупных промышленных объектов, то возможность влияния внешних аварий на жизнеспособность предприятия не рассматривается. Опасности, связанные с другими внешними воздействиями (такими, как падение летательных аппаратов), маловероятны, но могут привести к разгерметизации системы, выбросу нефти и газа в окружающую среду, взрывам и пожарам.

2.3.3 Определение вероятности возникновения пожара

Прогнозирование частоты аварий проводится на основе статистических данных. За начало дерева принимается событие, исходная вероятность которого известна (его условная вероятность принимается равной единице), окончание «ветвей» дерева – расчетные аварийные сценарии, «узлы» дерева – промежуточные события, условная вероятность которых известна или рассчитана на основании статистических данных. Абсолютное значение вероятности аварийного сценария получается умножением его условной вероятности на вероятность исходного события дерева.

Аварийная ситуация, при стечении некоторых обстоятельств может быть приторможена, перейти в следующую стадию или на более больший уровень.

В зависимости от этого существуют следующие уровни развития аварийной ситуации.

Уровень А, на котором аварийная ситуация развивается в пределах одного блока (производственного участка) объекта. При этом локализация возможна силами персонала производственного участка, нештатных аварийно-спасательных формирований, а в случае необходимости – профессиональных аварийно-спасательных формирований [3].

Уровень Б, на котором аварийная ситуация переходит за границы одного блока и развивается в пределах всего объекта. Локализация возможна с участием сил и средств АСФ, пожарных, медиков [3].

Уровень В, на котором аварийная ситуация выходит за пределы территории объекта. Возможно воздействие поражающих факторов на население и другие организации. Ликвидацию аварии и ее последствий, действия по эвакуации и спасению людей осуществляют региональная комиссия по чрезвычайным ситуациям с участием штаба ГО и сил и средств необходимых организаций [3].

Схема возникновения и развития аварий на УПСВ «Покровская» приведена на рисунке 2.2.

Направление развития возможных аварий (реализация того или иного аварийного сценария), ход, масштабы и последствия будут определяться рядом факторов [3]:

- физико-химическими и взрывопожароопасными свойствами опасных веществ;
- характером разгерметизации оборудования – частичной или полной;
- количеством вещества, участвующего в аварии;
- температурой, давлением и агрегатным состоянием опасного вещества в аварийном оборудовании (газовая или жидкая фракция);
- временем, прошедшим от начала аварийного истечения вещества из оборудования до момента обнаружения аварии и принятия мер по ее локализации;

- временем, прошедшим от начала аварийного истечения вещества до момента возникновения источника возгорания (с мгновенным воспламенением или без).

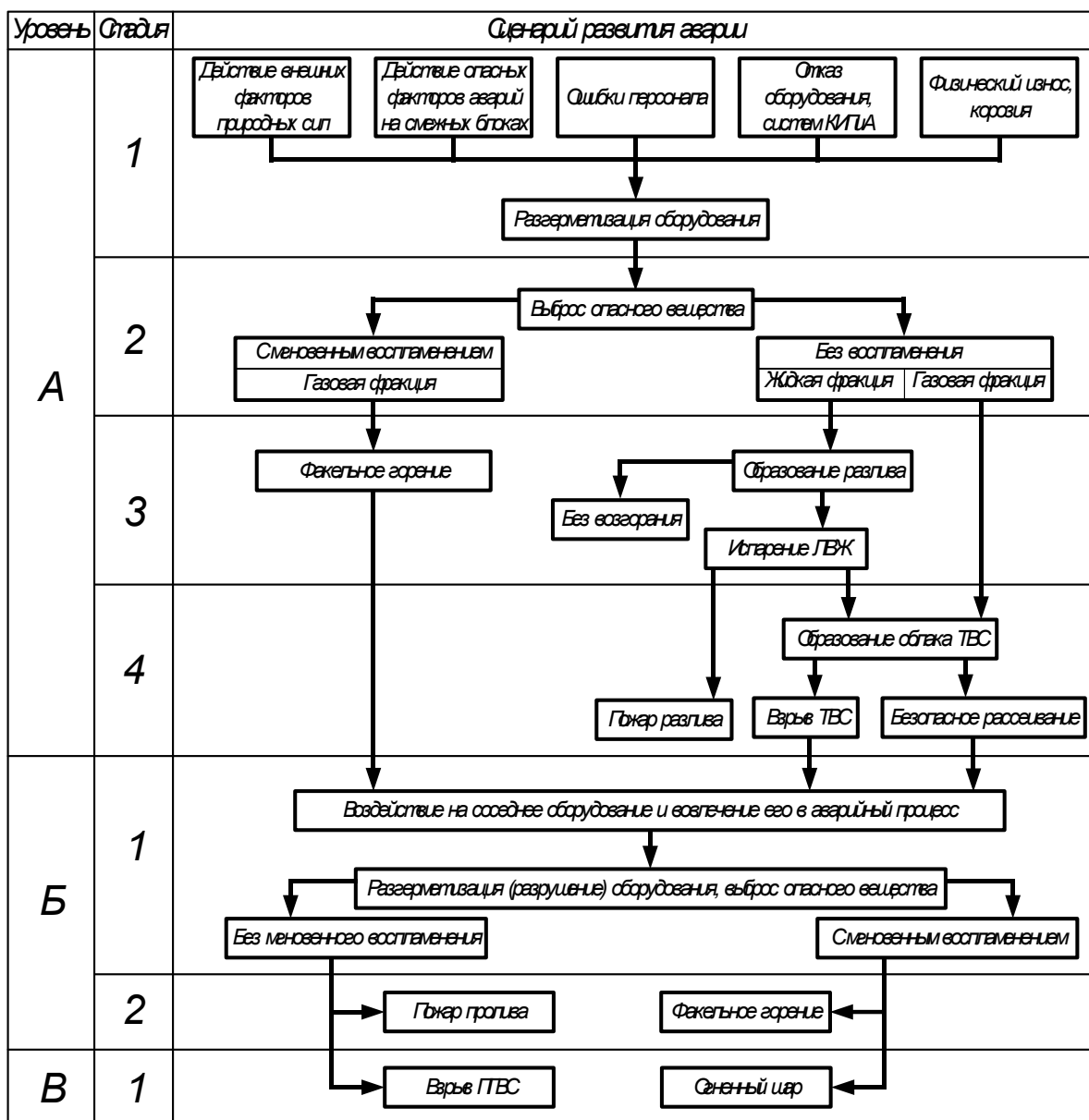


Рисунок 2.2 – Схема возникновения и развития аварий на УПСВ

Разгерметизация или разрушение любого технологического оборудования УПСВ (емкостное оборудование – сепараторы, нефтеотстойники, резервуары; насосы, трубопроводы) может привести к возникновению аварийной ситуации. Наиболее опасными, с точки зрения возможных последствий, являются аварии на емкостном оборудовании, в виду значительных количеств обращающихся в них опасных продуктов, при разгерметизации насосного оборудования,

запорной арматуры, трубопроводов и т.п. объемы выбросов гораздо меньше.

Исходя из свойств опасных веществ, обращающихся в оборудовании объекта, особенностей технологии и анализа статистических данных по авариям, имевшим место на аналогичных объектах, была построено дерево опасностей возникновения пожара (взрыва) при разгерметизации резервуара (рисунок 2.3).

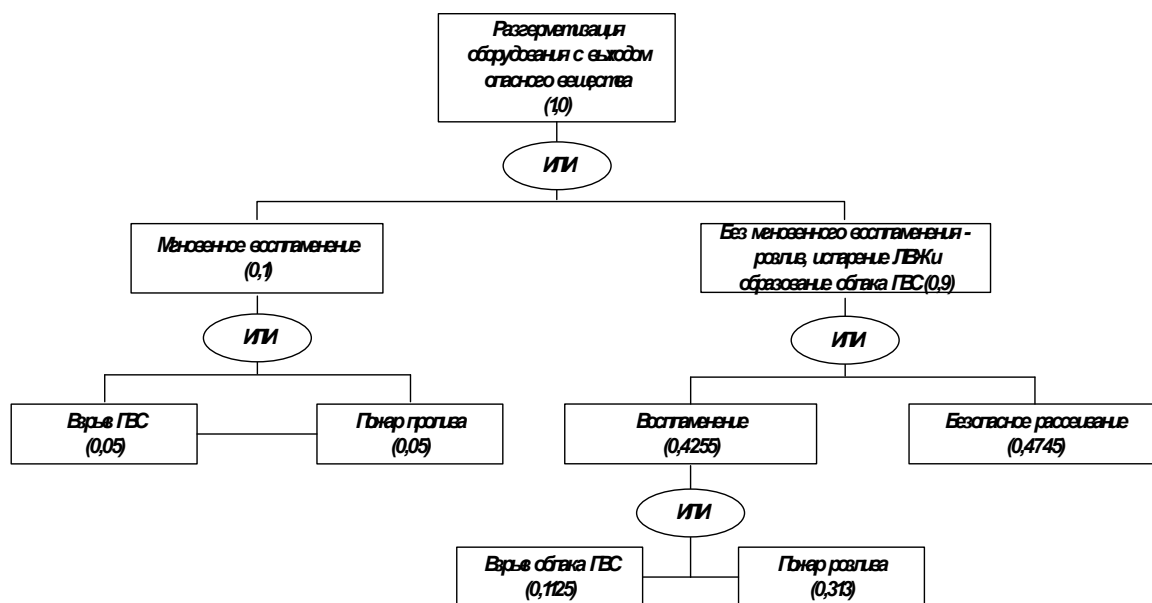


Рис. 2.3 – Дерево опасностей возникновения пожара при разгерметизации резервуара

Вероятность возникновения инициирующего события – разгерметизации резервуара, принята равной 1.

Исходные события (таблица 2.3) принимаем по рекомендуемым условным вероятностям мгновенного воспламенения и воспламенения с задержкой по времени в зависимости от массового расхода скорости истечения жидкости при разгерметизации резервуара на объекте.

Таблица 2.3 – Исходные события «Дерева отказов»

Наименование события или состояния модели	Вероятность события p_i
1 Разгерметизация оборудования с выходом опасного вещества	1

Продолжение таблицы 2.3

Наименование события или состояния модели	Вероятность события p_i
2 Разгерметизация оборудования с выходом опасного вещества	1
3 Мгновенное воспламенение	0,1
4 Без мгновенного воспламенения (облако и розлив)	0,9
5 Взрыв ГВС	0,05
6 Пожар пролива	0,05
7 Воспламенение	0,4255
8 Безопасное рассеивание	0,4745
9 Взрыв облака ГВС	0,1125
10 Пожар разлива	0,313

Показатель частоты возникновения события определяется методом умножения частоты возникновения иницирующего события на условную вероятность развития аварии по конкретному сценарию.

Показатель частоты возникновения сценария аварийной ситуации при разгерметизации оборудования с пожаром разлива (без мгновенного воспламенения) равен:

$$P_{п.р.} = P_1 \cdot P_{13} \cdot P_{36} \cdot P_{69} = 1 \cdot 0,9 \cdot 0,4255 \cdot 0,313 = 0,11986335$$

Вероятность возникновения пожара пролива:

$$P_{п.п.} = P_1 \cdot P_{12} \cdot P_{25} = 1 \cdot 0,1 \cdot 0,05 = 0,005$$

Вероятность возникновения взрыва:

$$P_{взрыв} = P_4 + P_8 = P_1 \cdot P_{12} \cdot P_{24} + P_1 \cdot P_{13} \cdot P_{36} \cdot P_{68} = 1 \cdot 0,1 \cdot 0,05 + 1 \cdot 0,9 \cdot 0,4255 \cdot 0,1125 = 0,048081875$$

Таким образом, наиболее вероятным сценарием развития аварии является пожар разлива продукта (без мгновенного воспламенения).

Графические материалы по разделу приведены в приложении Г.

2.4 Порядок привлечения сил и средств для тушения пожаров на УПСВ «Покровская»

Для охраны объектов ОАО НК «Роснефть» от пожаров, в 2008 году было создано ООО «РН-Пожарная безопасность», куда вошли четыре Управления пожарной безопасности и аварийно-спасательных работ, осуществляющих противопожарную защиту Дочерних Обществ Компании, расположенных на территории Самарской области (АО «Самаранефтегаз», АО «Новокуйбышевский НПЗ», АО «Куйбышевский НПЗ», АО «Сызранский НПЗ», ООО «Новокуйбышевский завод масел и присадок», ООО «Новокуйбышевский завод катализаторов», АО «Отраденский ГПЗ», АО «Нефтегорский ГПЗ», ООО «Самара-Терминал»).

Порядок привлечения сил и средств ООО «РН-Пожарная безопасность» для тушения пожаров на охраняемых объектах, регламентируется Планом привлечения сил и средств пожарных подразделений Управлений ПБ и АСР ООО «РН - Пожарная безопасность» для тушения пожаров на охраняемых объектах дочерних обществ Компании Самарской производственной площадки и Удмуртской Республики. Выписка из Плана привлечения сил и средств ООО «РН-Пожарная безопасность» приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Выписка из плана привлечения сил и средств Общества

Силы и средства привлекаемые автоматически		Дополнительные силы и средства, привлекаемые по распоряжению РТП	
Номер ПЧ – тип ПА	Итого по ПА	Номер ПЧ – тип ПА	Итого по ПА
183-АЦ	АЦ – 6ед.	183-АЦ (резерв)	АЦ – 8ед.
ЦТКП-АЦ	АПТ – 2ед.	183-АВ (резерв)	АПТ – 2ед.
ЦТКП-ФЛФ	АВ – 1д.	182-АЦ	АВ – 2ед.
ЦТКП-АПТ	ПНС – 2ед.	ЦТКП-АЛП	ПНС – 2ед.
ЦТКП-ПНС	АР – 2ед.	ЦТКП-АСА	АР – 2ед.
ЦТКП-АР		ЦТКП-АЛ	АЛП – 1ед.

Продолжение таблицы 2.4

Силы и средства привлекаемые автоматически		Дополнительные силы и средства, привлекаемые по распоряжению РТП	
Номер ПЧ – тип ПА	Итого по ПА	Номер ПЧ – тип ПА	Итого по ПА
16-АЦ			АСА – 1 ед.
16-АВ			АЛ – 1 ед.
22-АЦ			
22-АР			
22-ПНС			
93-АЦ			
93-АПТ			

Привлечение сил и средств для тушения пожаров на УПСВ «Покровская» осуществляется в соответствии с вышеуказанным Планом и Расписанием выезда пожарно-спасательных подразделений для тушения пожаров и проведения аварийно-спасательных работ на территории муниципального района Безенчукский, согласно которому привлекаются: две автоцистерны ПСЧ № 115, одна автоцистерна ПСЧ № 122, одна автоцистерна ПСЧ № 10.

УПСВ «Покровская» входит в район обслуживания пожарной части №183, которая является структурным подразделением УПБ и АСР на объектах АО «Самаранефтегаз» ООО «РН-Пожарная безопасность» и располагается в п. Осинки, Безенчукского района Самарской области, на расстоянии 5,9 км от УПСВ.

На вооружении пожарной части имеется две автоцистерны и автомобиль воздушно-пенного пожаротушения. В боевом расчете ПЧ №183 находится одна автоцистерна и 6 человек личного состава.

Основные характеристики пожарной техники ПЧ №183 приведены в таблице 2.5

Таблица 2.5 – Основные характеристики пожарной техники ПЧ №183

Наименование показателя	Модель автомобиля	
	АЦ 6,0-40	АВ 9,0-40
Базовое шасси	КАМАЗ 43118	
Колесная формула	6х6	
Номинальная мощность двигателя, кВт	221	
Численность боевого расчета включая водителя	7	3
Вместимость цистерны для воды, л	6000	-
Вместимость цистерны для пенообразователя, л	-	9000
Вместимость бака для пенообразователя, л	580	540
Марка насоса пожарного центробежного	НЦПН-40/100	
Номинальная производительность насоса, л/с	40	
Номинальный напор насоса, м	100	
Ствол лафетный стационарный	ЛС-С40У	COMBITOR GP-3000
Максимальная скорость, км/ч	90	
Габаритные размеры, м	8,9х2,5х3,6	

Пожарная техника ПЧ №183 укомплектована пожарно-техническим вооружением согласно норм положенности, утвержденных в ООО «РН-Пожарная безопасность».

Для подачи огнетушащих веществ в очаг пожара, в подразделении используются универсальные пожарные стволы с функцией регулировки расхода и геометрии струи пены низкой кратности и воды.

2.5 Организация надзорной деятельности за обеспечением противопожарного режима объекта.

Порядок организации и осуществления контроля за соблюдением требований пожарной безопасности на охраняемых объектах определен

Стандартом ОАО «НК «Роснефть» «Организация и осуществление пожарного надзора на объектах Компании» и Положением ООО «РН-Пожарная безопасность» «О пожарном надзоре, осуществляемом ООО «РН-Пожарная безопасность» на охраняемых объектах ОАО «НК «Роснефть»».

Основными задачами локальных нормативных документов являются:

- определение единых принципов и требований по организации и проведению пожарного надзора на объектах;
- определение единых принципов и требований по проведению анализа результатов пожарного надзора, оформлению документации и принятию дальнейших решений;
- оптимизация взаимодействия ответственных лиц по обмену информацией при организации и проведении контроля за пожарной безопасностью на объектах.

Непосредственное руководство организацией работы по ведению пожарного надзора в ООО «РН-Пожарная безопасность» возлагается на первого заместителя генерального директора по пожарной безопасности и аварийно-спасательным работам.

Оперативное, методическое руководство, координация работ по ведению пожарного надзора на охраняемых объектах Компании возлагается на отдел профилактической работы Общества.

В структурных подразделениях Общества вопросы организации пожарного надзора возлагаются на руководителя подразделения.

Полномочиями по осуществлению пожарного надзора на объектах Компании наделены следующие должностные лица:

- генеральный директор и руководящий состав Общества;
- руководитель и руководящий состав подразделений Общества;
- должностные лица отделов (секторов) профилактической работы структурных подразделений Общества;
- инженерно-инспекторский (инструкторский) состав структурных подразделений Общества;

- работники дежурных караулов (смен) (отдельных постов, опорных пунктов пожаротушения), при выполнении должностных обязанностей на постах, маршрутах дозоров.

Для осуществления пожарного надзора, охраняемые объекты, делятся в соответствии с дислокацией на участки, которые согласовываются с руководителями охраняемых объектов.

Проверки противопожарного состояния охраняемых объектов проводятся с участием руководителя проверяемого объекта или выделенного им представителя из числа инженерно-технических работников проверяемого объекта, прошедших обучение мерам пожарной безопасности.

При невозможности организовать ежедневный контроль за обеспечением пожарной безопасности зданий, сооружений и территории объектов (удаленность пожарных подразделений от охраняемых объектов и т.п.) проверки, проводятся в соответствии с графиками, согласованными с руководителями охраняемых объектов. При подготовке графика и периодичности проведения проверок рекомендуется учитывать проведение плановых проверок и графика работы II-IV этапов производственного контроля охраняемых объектов.

3 НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1 Анализ эффективности существующей системы пожаротушения вертикальных стальных резервуаров УПСВ «Покровская»

Резервуары с нефтью РВС-5000 № 1,2 и резервуар для пластовой воды РВС-2000 № 2 оборудованы генераторами пены ГПСС-2000. Подача раствора пенообразователя производится от пожарной техники по сухотрубам, которые выведены за обвалование.

В настоящее время в стране общий объем резервуарных парков для нефтепродуктов составляет около ста миллионов тонн [4] и только в последние годы в стране началось проведение работы по реконструкции производственных площадок и строительству резервуаров. Причиной этого явилось то, что из имеющихся резервуарных парков, 80 % находилось в состоянии, требующем ремонта и технического обслуживания различного уровня. Ежегодно возрастало количество резервуаров отработавших свой нормативный срок и при такой ситуации, каждый год почти 10 % резервуаров могло выбывать из технологического процесса [5, 6].

Несмотря на определенные улучшения, достигнутые в вопросах обеспечения пожарной безопасности, резервуары для нефти и нефтепродуктов продолжают оставаться одними из наиболее пожароопасных объектов. Данный фактор связан с несколькими причинами, которые остаются нерешенными [7], вследствие чего происходят пожары, наносящие большой ущерб действующим предприятиям. Вот некоторые из них [8].

В мае 2001 года произошел сильный пожар на нефтеперерабатывающем заводе ПАО «НК «ЛУКОЙЛ» в Румынии.

Загорелся один из резервуаров с бензином. Рядом от очага возгорания были еще пять резервуаров с горючим, а также технологические установки, жилой поселок для работников. Пожар был ликвидирован только через 10 часов после его начала.

В августе 2003 года на НПЗ компании «Repsol YPF SA» в Испании

произошел взрыв с последующим возгоранием резервуаров с нефтепродуктами. Пожар продолжался почти трое суток.

В декабре 2005 года произошли взрывы с последующим пожаром на нефтехранилище Bansfield, пятом по величине в Великобритании. В нем содержится до 5 % запаса нефтепродуктов страны. С пожаром в двадцати основных резервуарах с нефтепродуктами боролись больше шестидесяти часов.

В марте 2009 года в на ОАО «Мозырский нефтеперерабатывающий завод» произошел пожар в резервуаре с тремя тысячами литров бензина. Тушение длилось более суток.

В августе 2009 года в ХМАО - Югре, произошел крупный пожар на нефтебазе «Конда»: сгорели несколько резервуаров с нефтью на площади около 23 гектаров. На момент возникновения пожара, на базе находилось 160 тысяч кубических метров нефти. Тушение длилось двое суток.

В октябре 2009 года на нефтеперерабатывающем заводе в Пуэрто-Рико взорвались емкости с нефтью, что привело к колоссальному по своей силе пожару. Первоначальный взрыв уничтожил одиннадцать резервуаров, возникший пожар распространился на соседние резервуары с нефтепродуктами (бензин, авиационный керосин, дизельное топливо). Из сорока резервуаров, двадцать один были разрушены полностью. Пожар длился несколько суток.

В сентябре 2010 года в Уфе, на территории ОАО «Ново-Уфимский нефтеперерабатывающий завод» (один из крупнейших по мощности первичной переработки нефти в России) произошел взрыв с последующим пожаром.

В феврале 2011 года на нефтеперерабатывающем заводе в городе Байджи прогремел взрыв, результаты которого повлекли прекращение работы крупнейшего завода в Ираке.

На примерах указанных пожаров в резервуарных парках видно, что существующие на сегодняшний день стационарные системы пожаротушения вертикальных стальных резервуаров (метод подачи раствора пенообразователя сверху) не обеспечивают достаточной противопожарной защиты, не говоря уже о быстрой ликвидации пожаров. Около 25% общих затрат тратятся на

работоспособность таких систем, но за последние годы на территории страны не зарегистрировано ни одного благополучного случая тушения пожара резервуара только при помощи подобных установок [5]. Как правило, пожар в резервуаре начинается с взрыва паровоздушной смеси, который ведет к подрыву крыши, и как следствие, происходит выход из строя указанных систем в начальный момент аварии: в 75% случаях выходили из строя пеногенераторы, в 25% подводящие трубопроводы [9, 10, 11]. И только благодаря привлечению передвижной пожарной и другой техники тушились пожары на резервуарах, в том числе и с неблагоприятными последствиями аварий [12, 13].

Все это привело к необходимости разработки новых, более работоспособных, технологий тушения пожаров. Наиболее перспективным, является подслоное тушение пожаров, то есть подача пены осуществляется в слой нефтепродукта.

Подслоное тушение пожара – способ тушения пожара в резервуаре с нефтью и нефтепродуктом подачей пленкообразующей низкократной пены в основание резервуара непосредственно в слой горючего [14, 15]. Такой способ был впервые применен в Швеции. В США указанный способ стали использовать с 1972 года. Очевидно, что подслоный способ подачи низкократной пены является более безопасным способом тушения пожаров, как для боевых расчетов, так и для пожарной техники.

Существует два способа подачи пены в слой горючего для тушения пожара в вертикальных стальных резервуарах. При первом способе, подача низкократной пены снизу осуществляется через эластичный рукав (рисунок 3.1).

Рукав осуществляет защиту пены от контакта с горючей жидкостью. По статистике данный способ очень ненадежный, т.к. устройство, раскатывающее рукав, в 90 % случаев выходит из строя.

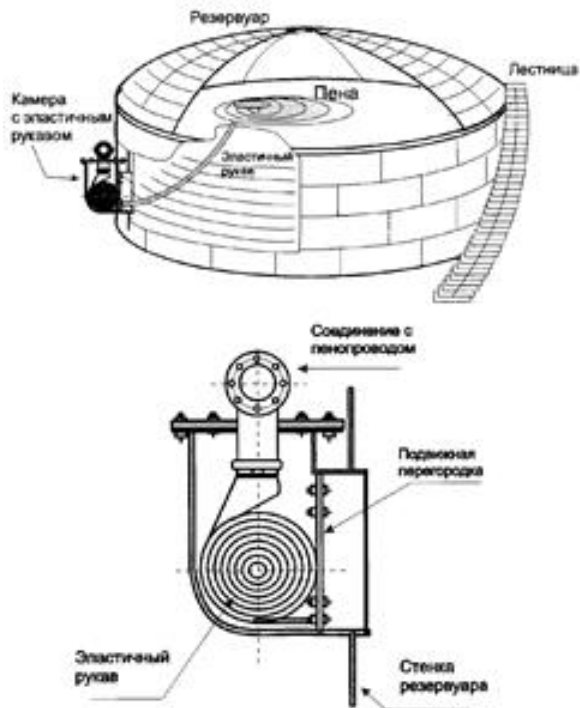


Рис. 3.1 – Стационарная установка пожаротушения для подачи пены в основание резервуара через эластичный рукав на поверхность горячего

При втором способе, подача низкократной пены в слой нефтепродукта, осуществляется через трубопровод, смонтированный на дне резервуара (рисунок 3.2).

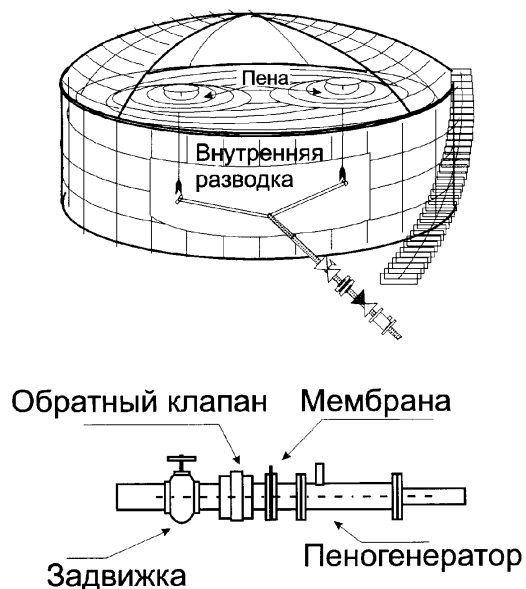


Рисунок 3.2 – Стационарная установка пожаротушения с подачей пены низкой кратности в слой горячей жидкости

Второй способ является более надежным и простым в исполнении [16].

Чтобы применить подслоный способ тушения надо оборудовать резервуар системой труб. Она монтируется на дне резервуара, тем самым проявляется ее надежность, так как не выходит из строя в случае взрыва паровоздушной среды. Указанный факт подтверждается многочисленными огневыми испытаниями, которые проводились на существующих резервуарах в Альметьевске, Перми, Астрахани и т.д. [6].

Принципиальная схема подачи пены в слой горючего приведена в приложении Д.

Для тушения пожаров способом подслоной подачи пены, применяют пленкообразующий пенообразователь. Такой вид пенообразователя производят на фторированной основе. Они устойчивы к загрязнению нефтью при прохождении через слой горючего, образуют водную пленку, растекающуюся по зеркалу горючей жидкости и они имеют весьма большой гарантийный срок хранения (до двадцати лет).

Кроме того, проведенные исследования показали, что пена на основе фторированного пенообразователя более устойчива к нагреванию. Данный факт подтверждается результатами испытаний проведенных с использованием в системе подслоного тушения пожаров разных видов пенообразователей [17].

Необходимо отметить, что система тушения пожаров подслоным способом высокоэффективна при применении в вертикальных стальных резервуарах со стационарной крышей. Использование подслоной системы в резервуарах с плавающей крышей или понтоном, имеет ряд существенных проблем.

Если пожар начался со взрыва паровоздушной смеси, то плавающая крыша (понтон) может оказаться полностью или частично затопленной в нефтепродукте. Полностью затопленная плавающая крыша (понтон) накрывает систему сверху, что приводит к потере работоспособности системы. В случае частичного затопления плавающей крыши (понтон), могут образоваться «карманы» [18]. «Карман» – объем, в котором горение и прогрев жидкости, а также теплообмен при подаче воздушно-механической пены происходит

независимо от остальной массы горючего в резервуаре [16]. Кроме того, способ подачи пены под слой, имеет низкую эффективность при тушении пожаров полярных жидкостей и нефтепродуктов с примесью спиртов.

Обеспечение пожарной безопасности вертикальных стальных резервуаров на предприятиях нефтяной промышленности является одной из главных задач и только доработка и усовершенствование системы подслоного тушения пожаров сможет положительно сказаться на решении вышеперечисленных проблем и повысить безопасность производственных объектов.

3.2 Расчетно-практическое обоснование мероприятий по модернизации стационарной системы тушения пожаров в вертикальных стальных резервуарах УПСВ «Покровская»

3.2.1 Описание предлагаемой стационарной системы подслоного тушения пожара в вертикальных стальных резервуарах УПСВ «Покровская»

В целях повышения пожарной безопасности резервуарного парка и своевременного обнаружения пожара необходимо оборудовать РВС автоматической пожарной сигнализацией, а также установить по периметру площадки резервуаров ручные пожарные извещатели и светозвуковые оповещатели взрывозащищенного исполнения.

В качестве средств пожарной сигнализации используем пожарные извещатели типа:

- ручные пожарные взрывозащищенные извещатели «ЕхИП535-1В», расположенные по периметру обвалования каре резервуара на стойках;
- оповещатели пожарные светозвуковые;
- автоматические тепловые пожарные извещатели взрывозащищенные (тип ИП103-1В), расположенные на крыше резервуара.

Информация от пожарных извещателей, расположенных на крыше резервуара, передается на прибор приемно-контрольный охранно-пожарный «Яхонт-4И», расположенный в операторной УПСВ «Покровская».

Для противопожарной защиты вертикальных стальных резервуарах должно быть предусмотрено пожаротушение пеной низкой кратности с подачей пены непосредственно в слой нефти от передвижной пожарной техники.

Система подслоного пожаротушения пеной низкой кратности

На каждом линейном вводе подслоного тушения пожаров в обваловании надземно должны быть расположены:

- узел промывки;
- коренная задвижка;
- разрывная мембрана;
- узел для периодических испытаний;
- клапан для слива конденсата;
- обратный клапан;
- напорные узлы пеногенераторов;
- фильтрующее устройство.

На узле подслоного пожаротушения необходимо установить коренную задвижку около стенки резервуара, нормальное положение задвижки - «открыто».

Пропускная способность узла для периодических испытаний должна обеспечивать подачу раствора пенообразователя не менее 20 л/с – для проверки работы напорного узла высоконапорных пеногенераторов и качества рабочего раствора пенообразователя (без подачи пены в резервуар).

В узлах ввода подслоного пожаротушения резервуара сухотрубные растворопроводы от коренной задвижки прокладывать надземно с уклоном 0,001 по направлению к узлу слива конденсата.

Узлы для промывки должны быть оборудованы шаровыми кранами и соединительными головками: напорными муфтовыми и головками-заглушками напорными.

Узлы для испытаний должны быть оборудованы задвижками клиновыми фланцевыми и соединительными головками: напорными муфтовыми и головками-заглушками напорными.

Узлы слива конденсата должны быть оборудованы клапанами запорными фланцевыми и заглушками фланцевыми.

В состав напорного узла должны входить два высоконапорных пеногенератора с расходом по раствору пенообразователя 20 л/с каждый.

Перед пеногенераторами по направлению подачи рабочего раствора пенообразователя предусмотреть установку фильтрующего устройства с диаметром ячейки сетки 4 мм. В напорных узлах до и после пеногенераторов предусмотреть установку заглушек муфтовых для присоединения показывающих манометров на период испытания для измерения давления в растворопроводах.

Напорные узлы должны располагаться на опорах.

Ввод пены в первый пояс стенки резервуара должен осуществляться по двум трубопроводам пены низкой кратности непосредственно под слой нефти через Т-образные насадки. Врезка патрубков диаметром 159 мм (2 шт.) производится на расстоянии 700 мм от днища резервуара.

Растворопровод пены низкой кратности внутри резервуара должен быть проложен с уклоном 0,005 от вводных патрубков к центру резервуара.

Узел линейного ввода трубопроводов подслоного пожаротушения от стенки резервуара до обратного клапана должен быть теплоизолирован. Сухотрубные растворопроводы в каре резервуара на участке линейных вводов системы пожаротушения от напорных узлов пеногенераторов до узлов для подключения передвижной пожарной техники должны прокладываться подземно, с уклоном не менее 0,001 в сторону проектируемых колодцев с арматурой. Колодцы должны быть оборудованы сливными устройствами для опорожнения проектируемых сухотрубных участков растворопроводов.

При монтаже системы должно применяться оборудование, имеющее паспорт завода изготовителя с сертификатом соответствия.

3.2.2 Расчет системы подслоного пожаротушения вертикального стального резервуара № 1 (объем 5000м³)

1) Требуемый расход раствора пенообразователя будет равен [19]:

$$Q_{\text{тр}}^{\text{р}} = I_{\text{тр}}^{\text{р}} \cdot S = 0,1 \cdot 344 = 34,4 \text{ л/с} \quad (3.1)$$

где:

$I_{\text{тр}}^{\text{р}}$ – интенсивность подачи огнетушащих средств, требуемая на тушение горящего резервуара, 0,1 л/с·м² (пункт 2.2.3. и таблица 2.2 [16]);

S – площадь зеркала жидкости в резервуаре, 344 м² (таблица 1 [16]).

2) Требуемое количество высоконапорных пеногенераторов ВПГ-20 составляет [19]:

$$N_{\text{пнг}}^{\text{м}} = \frac{Q_{\text{мп}}^{\text{м}}}{q_{\text{пнг}}} = \frac{34,4}{20} = 2 \text{ ВПГ-20} \quad (3.2)$$

где:

$Q_{\text{мп}}^{\text{м}}$ – требуемый расход раствора пенообразователя, 34,4 л/с;

$q_{\text{пнг}}$ – расход высоконапорного пеногенератора ВПГ-20 по раствору пенообразователя, 20 л/с (таблица 5 Приложение 4 [16]).

На основании проведенного расчета, можно сделать вывод, что для обеспечения нормативной подачи пены низкой кратности в резервуар под слой горючего, необходимо применение двух высоконапорных пеногенераторов типа ВПГ-20 (Рисунок 3.3, 3.4).

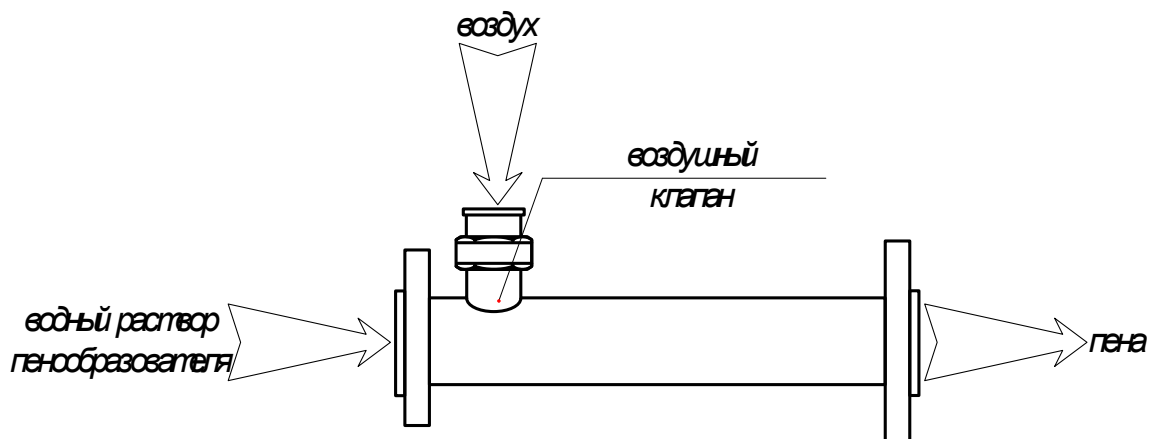


Рисунок 3.3 – Общий вид высоконапорного пеногенератора для получения пены низкой кратности

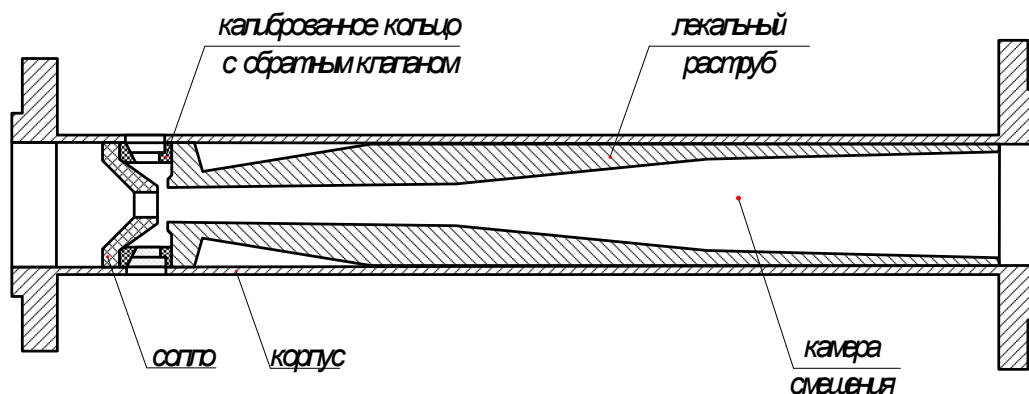


Рисунок 3.4 – Схема внутреннего устройства пеногенератора

Количество линейных вводов подслоного тушения пожаров принимаем два. Патрубки линейных вводов располагаются равномерно по периметру резервуара. Ввод пены низкой кратности в первый пояс стенки резервуара осуществляется по двум трубопроводам под слой нефти через пенные «Т» - образные насадки.

3.2.3 Расчет сил и средств для тушения пожара в вертикальном стальном резервуаре № 1

Исходные данные:

Пожар по всей площади резервуара (без горения в обваловании).

Продукт – товарная нефть с температурой вспышки ниже 28°C.

Резервуар вертикальный стальной со стационарной крышей (как и все резервуары в группе).

Размеры резервуара:

- высота – 15 м
- диаметр – 21 м
- площадь – 344 м²
- периметр – 65 м

Подлежит охлаждению один соседний резервуар РВС № 2 (объем 5000м³), т.к. находится от горящего на удалении менее двух минимальных расстояний между резервуарами, а резервуар РВС № 4 не подлежит

охлаждению, т.к. находится на расстоянии более двух минимальных расстояний между (пункт 3.3 [16])

Интенсивность, требуемая на тушение горящего резервуара [16]:

- $I_{тр}^r = 0,1 \text{ л/(с}\cdot\text{м}^2)$ – при тушении нефти с $T_{всн} 28^\circ\text{C}$ и ниже пеной низкой кратности на основе фторпротеиновых пенообразователей типа FFFP при подслоной подаче (пункт 2.2.3. и таблица 2.2 [16]);

- $I_{тр}^r = 0,1 \text{ л/(с}\cdot\text{м}^2)$ – при тушении нефти с $T_{всн} 28^\circ\text{C}$ и ниже пеной низкой кратности на основе фторпротеиновых пенообразователей типа FFFP при подаче сверху (пункт 2.2.3. и таблица 2.2 [16]);

Интенсивность, требуемая на охлаждение горящего резервуара стволами от передвижной пожарной техники [16]:

- $I_{тр}^{o.g.} = 0,8 \text{ л/(с}\cdot\text{м)}$ (таблица 3.1 [16]).

Интенсивность, требуемая на охлаждение соседнего резервуара стволами от передвижной пожарной техники:

- $I_{тр}^{o.c.} = 0,3 \text{ л/(с}\cdot\text{м)}$ (таблица 3.1 [16]).

Вариант № 1 (с использованием стационарной системы подслоного пожаротушения)

1) Требуемый расход воды на охлаждение горящего резервуара [19]:

$$Q_{тр}^{o.g.} = I_{тр}^{o.g.} \cdot P = 0,8 \cdot 65 = 52 \text{ л/с} \quad (3.3)$$

где:

$I_{тр}^{o.g.}$ – интенсивность, требуемая на охлаждение горящего резервуара, л/(с·м);

P – периметр резервуара, м.

2) Определяем необходимое количество стволов на охлаждение горящего резервуара [19]:

$$N_{ст.}^{o.g.} = \frac{Q_{тр.}^{o.g.}}{q_{ст}} = \frac{52}{20} = 3 \text{ ПЛС-20П} \quad (3.4)$$

где:

$Q_{тр.}^{о.г.}$ – требуемый расход воды на охлаждение горящего резервуара, л/с;

$q_{ст}$ – расход воды лафетного ствола ПЛС-20П, 20 л/с.

3) Фактический расход воды на охлаждение горящего резервуара составит [19]:

$$Q_{ф.}^{о.г.} = \sum N_{ст.}^{о.г.} \cdot q_{ст} = 3 \cdot 20 = 60 \text{ л/с} \quad (3.5)$$

где:

$N_{ст.}^{о.г.}$ – количество стволов на охлаждение горящего резервуара, ед.;

$q_{ст}$ – расход воды лафетного ствола ПЛС-20П, 20 л/с.

Т.е. $Q_{тр.}^{о.г.} < Q_{ф.}^{о.г.}$ следовательно, условие по обеспечению требуемого расхода воды на охлаждение горящего резервуара выполнено.

4) Требуемый расход воды на охлаждение соседнего резервуара [19]:

Для охлаждения одного резервуара, соседнего с горящим, необходимо:

$$Q_{тр.}^{о.с.} = \frac{I_{тр.}^{о.с.} \cdot P}{2} = \frac{0,3 \cdot 65}{2} = 9,75 \text{ л/с} \quad (3.6)$$

где:

$I_{тр.}^{о.с.}$ – интенсивность требуемая на охлаждение соседнего резервуара, л/(с·м);

P – периметр соседнего резервуара, м.;

Принимаем на охлаждение соседнего резервуара, с учетом геометрических размеров резервуаров, обвалования, а также для обеспечения безопасных условий работы ствольщиков, 2 переносных лафетных ствола ПЛС-20П (пункты 3.3.2. – 3.3.3 [16]).

$$N_{ст.}^{о.с.} = 2 \text{ ПЛС-20П}$$

5) Фактический расход воды на охлаждение соседнего с горящим резервуара составит [19]:

$$Q_{ф.}^{о.с.} = \sum N_{ст.}^{о.с.} \cdot q_{ст} = 2 \cdot 20 = 40 \text{ л/с} \quad (3.7)$$

где:

$N_{ст.}^{о.с.}$ – количество стволов на охлаждение соседнего резервуара, ед.;

$q_{ст}$ – расход воды лафетного ствола ПЛС-20П, 20 л/с.

Т.е. $Q_{тр}^{о.с.} < Q_{ф}^{о.с.}$ следовательно, условие по обеспечению требуемого расхода воды на охлаждение соседнего резервуара выполнено.

б) Требуемый расход раствора пенообразователя на тушение горящего резервуара [19]:

$$Q_{тр}^r = I_{тр}^r \cdot S_{п} = 0,1 \cdot 344 = 34,4 \text{ л/с} \quad (3.8)$$

где:

$I_{тр}^r$ – интенсивность, требуемая на тушение горящего резервуара, л/(с·м²);

S – площадь зеркала жидкости в горящем резервуаре, м².

7) Определяем необходимое количество высоконапорных пеногенераторов [19]:

$$N_{ген}^m = \frac{Q_{мп}^m}{q_{ген}} = \frac{34,4}{20} = 2 \text{ ВПГ-20} \quad (3.9)$$

где:

$Q_{мп}^m$ – требуемый расход раствора пенообразователя, л/с;

$q_{ген}$ – расход высоконапорного пеногенератора по раствору пенообразователя, 20 л/с (таблица 5 Приложение 4 [16]).

8) Фактический расход раствора пенообразователя при этом составит [19]:

$$Q_{ф}^r = \sum N_{впг}^r \cdot q_{впг} = 2 \cdot 20 = 40 \text{ л/с} \quad (3.10)$$

где:

$N_{впг}^r$ – требуемое количество высоконапорных пеногенераторов ВПГ-20, 2 ед.;

$q_{ген}$ – расход высоконапорного пеногенератора ВПГ-20 по раствору пенообразователя, 20 л/с (таблица 5 Приложение 4 [16]).

Условие локализации обеспечено, так как $Q_{тр}^r < Q_{ф}^r$.

9) Определяем требуемое количество пенообразователя при подслоном тушении пожара с учетом трехкратного запаса [19]:

$$W_{\text{ПО}}^{\text{подслой}} = (\sum N_{\text{ВПГ}}^{\text{T}} \cdot q_{\text{ВПГ}}^{\text{ПО}}) \cdot \tau_{\text{T}} \cdot K_3 \cdot 60 = 2 \cdot 1,2 \cdot 10 \cdot 3 \cdot 60 = 4320 \text{ л} = 4,32 \text{ м}^3 \quad (3.11)$$

где:

$N_{\text{ВПГ}}^{\text{T}}$ – количество высоконапорных пеногенераторов ВПГ-20, 2 ед.;

$q_{\text{ВПГ}}^{\text{ПО}}$ – расход высоконапорного пеногенератора ВПГ-20 по концентрату пенообразователя (6 %), 1,2 л/с (таблица 5 Приложение 4 [16]);

τ_{T} – расчетное время тушения резервуара, 10 мин. (пункт 2.1.2. [16]);

K_3 – коэффициент запаса пенообразователя, 3 (пункт 2.1.2. [16]).

10) Определяем общий фактический расход воды на тушение и охлаждение резервуаров:

$$Q_{\text{ф}}^{\text{общ}} = Q_{\text{вода}}^{\text{м}} + Q_{\text{ф}}^{\text{о.з.}} + Q_{\text{ф}}^{\text{о.с.}} = \sum N_{\text{внз}}^{\text{м}} \cdot q_{\text{внз}}^{\text{вода}} + \sum N_{\text{см}}^{\text{о.з.}} \cdot q_{\text{см}} + \sum N_{\text{см}}^{\text{о.с.}} \cdot q_{\text{см}} \quad (3.12)$$

где:

$q_{\text{внз}}^{\text{вода}}$ – производительность высоконапорного пеногенератора ВПГ-20 по воде – 18,8 л/с при подаче раствора пенообразователя (таблица 5 Приложение 4 [16]).

$$Q_{\text{ф}}^{\text{общ}} = 2 \cdot 18,8 + 3 \cdot 20 + 2 \cdot 20 = 137,6 \text{ л/с}$$

11) Определяем достаточность водоснабжения на участке [19]:

Согласно акта испытания противопожарного водоснабжения объекта на водоотдачу, водоотдача кольцевой водопроводной сети диаметром 273 мм УПСВ обеспечивает 64 л/с ($Q_{\text{с}} = 64 \text{ л/с} < Q_{\text{ф}}^{\text{общ}} = 137,6 \text{ л/с}$), следовательно, имеющаяся сеть наружного противопожарного водоснабжения не обеспечивает требуемый расход воды. Необходимо использовать ПНС-110 с установкой на пожарный водоем для работы в перекачку.

12) Определяем требуемое количество воды [19]:

$$W_{\text{вода}} = Q_{\text{вода}}^{\text{м}} \cdot 60 \cdot \tau_{\text{м}} \cdot \kappa_3 + Q_{\text{ф}}^3 \cdot 3600 \cdot \tau_{\text{ох}} \quad (3.13)$$

где:

$\tau_{\text{м}}$ – расчетное время тушения резервуара, 10 мин. (пункт 2.1.2. [16]);

κ_3 – коэффициент запаса воды для тушения пеной, 5 (Таблица 2.11. [19]);

$\tau_{\text{ох}}$ – расчетное время запаса воды на охлаждение наземных резервуаров

передвижными средствами, 6 часов (Таблица 2.11. [19]).

$$W_{\text{вода}} = 37,6 \cdot 60 \cdot 10 \cdot 5 + 100 \cdot 3600 \cdot 6 = 2272800 \text{ л} = 2272,8 \text{ м}^3$$

13) Проверяем обеспеченность объекта огнетушащими веществами [19]:

- пенообразователь – на УПСВ «Покровская» создан запас пенообразователя ($W_{\text{объект}_{\text{но}}}$) в количестве 11 м³. Требуемый объем запаса пенообразователя составил 4,32 м³. Следовательно, пенообразователем объект обеспечен, так как $W_{\text{объект}_{\text{но}}} = 11 \text{ м}^3 > W_{\text{но}} = 4,32 \text{ м}^3$;

- вода – на УПСВ «Покровская» создан противопожарный запас воды ($W_{\text{объект}_{\text{вода}}}$) в количестве 2880 м³. Требуемый объем запаса воды составил 2272,8 м³. Соответственно запасом воды объект обеспечен, так как $0,9W_{\text{ПВ}} = 2592 \text{ м}^3 \geq W_{\text{вода}} = 2272,8 \text{ м}^3$.

14) Определяем требуемое количество пожарных машин [19]:

- для подачи воды на охлаждение горящего и соседних с ним резервуаров, при схеме подаче от одной машины одного ствола ПЛС-20П, необходимо 5 пожарных автоцистерн, следовательно $N_{\text{АЦ}}^{\text{ствокл}} = 5$;

- для подачи раствора пенообразователя на тушение пожара в РВС № 1, при схеме подаче от одной машины одного высоконапорного пеногенератора ВПГ-20, необходимо 2 пожарные автоцистерн (автомобиля пенного тушения), следовательно $N_{\text{ПА}}^{\text{статуш}} = 2$;

- для обеспечения работы пожарных автоцистерн от пожарного водоема в перекачку необходима одна пожарная насосная станция ($N_{\text{ПНС}} = 1$) и автомобиль рукавный ($N_{\text{АР}} = 1$).

Итого, требуемое количество пожарных автомобилей составляет (без учета резерва):

$$N_{\text{ПА}}^{\text{подслон}} = N_{\text{АЦ}}^{\text{ствокл}} + N_{\text{ПА}}^{\text{статуш}} + N_{\text{ПНС}} + N_{\text{АР}} = 5 + 2 + 1 + 1 = 9 \text{ а / м} \quad (3.14)$$

В том числе (согласно выбранной схемы расстановки сил и средств – приложение Е): семь автоцистерн, одна пожарная насосная станция, один автомобиль рукавный.

Вывод: для ликвидации пожара в РВС-5000 на УПСВ «Покровская» ЦПНГ-7 необходимо привлечение не менее 9 отделений на пожарных автомобилях (семь автоцистерн, одна пожарная насосная станция, один рукавный автомобиль), что не превышает количество сил и средств привлекаемых в соответствии с Планом привлечения сил и средств пожарных подразделений Управлений ПБ и АСР ООО «РН - Пожарная безопасность» для тушения пожаров на охраняемых объектах дочерних обществ Компании Самарской производственной площадки и Удмуртской Республики и Расписанием выезда пожарно-спасательных подразделений для тушения пожаров и проведения аварийно-спасательных работ на территории муниципального района Безенчукский.

Вариант № 2 (с использованием пенных стволов передвижной пожарной техники)

1) Требуемый расход воды на охлаждение горящего резервуара [19]:

$$Q_{\text{тр}}^{\text{о.г.}} = I_{\text{тр}}^{\text{о.г.}} \cdot P = 0,8 \cdot 65 = 52 \text{ л/с} \quad (3.15)$$

где:

$I_{\text{тр}}^{\text{о.г.}}$ – интенсивность, требуемая на охлаждение горящего резервуара, л/(с·м);

P – периметр резервуара, м.

2) Определяем необходимое количество стволов на охлаждение горящего резервуара [19]:

$$N_{\text{ст.}}^{\text{о.з.}} = \frac{Q_{\text{тр.}}^{\text{о.з.}}}{q_{\text{ст}}} = \frac{52}{20} = 3 \text{ ПЛС-20П} \quad (3.16)$$

где:

$Q_{\text{тр.}}^{\text{о.з.}}$ – требуемый расход воды на охлаждение горящего резервуара, л/с;

$q_{\text{ст}}$ – расход воды лафетного ствола ПЛС-20П, 20 л/с.

3) Фактический расход воды на охлаждение горящего резервуара составит [19]:

$$Q_{\text{ф}}^{\text{о.г.}} = \sum N_{\text{ст.}}^{\text{о.г.}} \cdot q_{\text{ст}} = 3 \cdot 20 = 60 \text{ л/с} \quad (3.17)$$

где:

$N_{ст}^{о.г.}$ – количество стволов на охлаждение горящего резервуара, ед.;

$q_{ст}$ – расход воды лафетного ствола ПЛС-20П, 20 л/с.

Т.е. $Q_{тр}^{о.г.} < Q_{ф}^{о.г.}$ следовательно, условие по обеспечению требуемого расхода воды на охлаждение горящего резервуара выполнено.

4) Требуемый расход воды на охлаждение соседнего резервуара [19]:

Для охлаждения одного резервуара, соседнего с горящим, необходимо:

$$Q_{тр}^{о.с.} = \frac{I_{тр}^{о.с.} \cdot P}{2} = \frac{0,3 \cdot 65}{2} = 9,75 \text{ л/с} \quad (3.18)$$

где:

$I_{тр}^{о.с.}$ – интенсивность требуемая на охлаждение соседнего резервуара, л/(с·м);

P – периметр соседнего резервуара, м.;

Принимаем на охлаждение соседнего резервуара, с учетом геометрических размеров резервуаров, обвалования, а также для обеспечения безопасных условий работы ствольщиков, 2 переносных лафетных ствола ПЛС-20П (пункты 3.3.2. – 3.3.3 [16]).

$$N_{ст}^{о.с.} = 2 \text{ ПЛС-20П}$$

5) Фактический расход воды на охлаждение соседнего с горящим резервуара составит [19]:

$$Q_{ф}^{о.с.} = \sum N_{ст}^{о.с.} \cdot q_{ст} = 2 \cdot 20 = 40 \text{ л/с} \quad (3.19)$$

где:

$N_{ст}^{о.с.}$ – количество стволов на охлаждение соседнего резервуара, ед.;

$q_{ст}$ – расход воды лафетного ствола ПЛС-20П, 20 л/с.

Т.е. $Q_{тр}^{о.с.} < Q_{ф}^{о.с.}$ следовательно, условие по обеспечению требуемого расхода воды на охлаждение соседнего резервуара выполнено.

б) Требуемый расход раствора пенообразователя на тушение горящего резервуара [19]:

$$Q_{\text{тр}}^{\text{т}} = I_{\text{тр}}^{\text{т}} \cdot S_{\text{п}} = 0,07 \cdot 344 = 24,08 \text{ л/с} \quad (3.20)$$

где:

$I_{\text{тр}}^{\text{т}}$ – интенсивность, требуемая на тушение горящего резервуара, л/(с·м²);

S – площадь зеркала жидкости в горящем резервуаре, м².

7) Определяем необходимое количество пенных стволов [19]:

$$N_{\text{ств}}^{\text{м}} = \frac{Q_{\text{мп}}^{\text{м}}}{q_{\text{ств}}} = \frac{24,08}{100} = 1 \text{ стационарный гидромонитор ППП} \quad (3.21)$$

где:

$Q_{\text{мп}}^{\text{м}}$ – требуемый расход раствора пенообразователя, л/с;

$q_{\text{ств}}$ – расход стационарного гидромонитора пеноподъемника Магирус Сноркель GTLF 60/70WT18, 100 л/с.

8) Фактический расход раствора пенообразователя при этом составит [19]:

$$Q_{\text{ф}}^{\text{т}} = \sum N_{\text{ств}}^{\text{т}} \cdot q_{\text{ств}} = 1 \cdot 100 = 100 \text{ л/с} \quad (3.22)$$

где:

$N_{\text{ств}}^{\text{т}}$ – количество стволов на тушение горящего резервуара, ед.;

$q_{\text{ств}}$ – расход стационарного гидромонитора пеноподъемника Магирус Сноркель GTLF 60/70WT18, 100 л/с.

Условие локализации обеспечено, так как $Q_{\text{тр}}^{\text{т}} < Q_{\text{ф}}^{\text{т}}$.

9) Определяем требуемое количество пенообразователя при тушении пожара с использованием стационарного гидромонитора пеноподъемника с учетом трехкратного запаса [19]:

$$W_{\text{ПО}}^{\text{сверху}} = (\sum N_{\text{ств}}^{\text{т}} \cdot q_{\text{ств}}^{\text{ПО}}) \cdot \tau_{\text{т}} \cdot K_3 \cdot 60 = 1 \cdot 6 \cdot 15 \cdot 3 \cdot 60 = 16200 \text{ л} = 16,2 \text{ м}^3 \quad (3.23)$$

где:

$N_{\text{ств}}^{\text{т}}$ – количество пенных стволов, 1 ед.;

$q_{\text{ств}}^{\text{ПО}}$ – расход стационарного гидромонитора пеноподъемника Магирус Сноркель GTLF 60/70WT18 (6 %), 6 л/с;

$\tau_{\text{т}}$ – расчетное время тушения резервуара, 15 мин. (пункт 2.1.2. [16]);

K_3 – коэффициент запаса пенообразователя, 3 (пункт 2.1.2. [16]).

10) Определяем общий фактический расход воды на тушение и охлаждение резервуаров [19]:

$$Q_{\phi}^{общ} = Q_{\phi}^m + Q_{\phi}^{o.z.} + Q_{\phi}^{o.c.} = \sum N_{cm}^m \cdot q_{cm}^{вода} + \sum N_{cm}^{o.z.} \cdot q_{cm} + \sum N_{cm}^{o.c.} \cdot q_{cm} \quad (3.24)$$

где:

$q_{cm}^{вода}$ – производительность стационарного гидромонитора пеноподъемника Магирус Сноркель GTLF 60/70WT18 по воде – 94 л/с при подаче раствора пенообразователя.

$$Q_{\phi}^{общ} = 1 \cdot 94 + 3 \cdot 20 + 2 \cdot 20 = 194 \text{ л/с}$$

11) Определяем достаточность водоснабжения на участке [19]:

Согласно акта испытания противопожарного водоснабжения объекта на водоотдачу, водоотдача кольцевой водопроводной сети диаметром 273 мм УПСВ обеспечивает 64 л/с ($Q_c = 64 \text{ л/с} < Q_{\phi}^{общ} = 194 \text{ л/с}$), следовательно, имеющаяся сеть наружного противопожарного водоснабжения не обеспечивает требуемый расход воды. Необходимо использовать ПНС-110 и две автоцистерны с установкой на пожарные водоемы для работы в перекачку.

12) Определяем требуемое количество воды:

$$W_{вода} = Q_{вода}^m \cdot 60 \cdot \tau_m \cdot K_3 + Q_{\phi}^3 \cdot 3600 \cdot \tau_{ox} \quad (3.25)$$

где:

τ_m – расчетное время тушения резервуара, 15 мин. (пункт 2.1.2. [16]);

K_3 – коэффициент запаса воды для тушения пеной, 5 (Таблица 2.11. [19]);

τ_{ox} – расчетное время запаса воды на охлаждение наземных резервуаров передвижными средствами, 6 часов (Таблица 2.11. [19]).

$$W_{вода} = 94 \cdot 60 \cdot 15 \cdot 5 + 100 \cdot 3600 \cdot 6 = 2583000 \text{ л} = 2583 \text{ м}^3$$

13) Проверяем обеспеченность объекта огнетушащими веществами [19]:

- пенообразователь – на УПСВ «Покровская» создан запас пенообразователя ($W_{объект\ no}$) в количестве 11 м³. Требуемый объем запаса

пенообразователя составил $16,2 \text{ м}^3$. Следовательно, пенообразователем объект не обеспечен, так как $W_{\text{объект}}^{\text{пено}} = 11 \text{ м}^3 < W_{\text{пено}} = 16,2 \text{ м}^3$ и для проведения пеной атаки необходимо обеспечить на месте пожара дополнительный запас фторпротеинового пенообразователя типа FFFP.

- вода – на УПСВ «Покровская» создан противопожарный запас воды ($W_{\text{объект}}^{\text{вода}}$) в количестве 2880 м^3 . Требуемый объем запаса воды составил $2272,8 \text{ м}^3$. Соответственно запасом воды объект обеспечен, так как $0,9W_{\text{ПВ}} = 2592 \text{ м}^3 \geq W_{\text{вода}} = 2583 \text{ м}^3$.

14) Определяем требуемое количество пожарных машин:

- для подачи воды на охлаждение горящего и соседних с ним резервуаров, при схеме подаче от одной машины одного ствола ПЛС-20П, необходимо 5 пожарных автоцистерн, следовательно $N_{\text{АЦ}}^{\text{ствокл}} = 5$;

- для подачи раствора пенообразователя на тушение пожара в РВС № 1, при схеме подаче от одной машины одного стационарного гидромонитора, необходим пеноподъемник Магирус Сноркель GTLF 60/70WT182, следовательно $N_{\text{ПА}}^{\text{стетуш}} = 1$;

- для обеспечения работы пожарных автоцистерн от пожарного водоема в перекачку необходима одна пожарная насосная станция ($N_{\text{ПНС}} = 1$), две пожарные автоцистерны ($N_{\text{АЦ}}^{\text{ПВ}} = 2$) и два автомобиля рукавных ($N_{\text{АР}} = 2$).

Итого, требуемое количество пожарных автомобилей составляет (без учета резерва):

$$N_{\text{ПА}}^{\text{сверху}} = N_{\text{АЦ}}^{\text{ствокл}} + N_{\text{ПА}}^{\text{стетуш}} + N_{\text{ПНС}} + N_{\text{АЦ}}^{\text{ПВ}} + N_{\text{АР}} = 5 + 1 + 1 + 2 + 2 = 11 \text{ а/м} \quad (3.26)$$

в том числе (согласно выбранной схеме расстановки сил и средств – приложение Ж): семь автоцистерн, один пеноподъемник, одна пожарная насосная станция, два автомобиля рукавных.

Вывод: для ликвидации пожара в РВС-5000 на УПСВ «Покровская» ЦПНГ-7 необходимо привлечение не менее 11 отделений на пожарных автомобилях (семь автоцистерн, один пеноподъемник, одна пожарная насосная станция, два автомобиля рукавных), что не превышает количество сил и

средств привлекаемых в соответствии с Планом привлечения сил и средств пожарных подразделений Управлений ПБ и АСР ООО «РН - Пожарная безопасность» для тушения пожаров на охраняемых объектах дочерних обществ Компании Самарской производственной площадки и Удмуртской Республики и Расписанием выезда пожарно-спасательных подразделений для тушения пожаров и проведения аварийно-спасательных работ на территории муниципального района Безенчукский.

4 ОХРАНА ТРУДА

Структура системы управления ПБ и ОТ на предприятии состоит из следующих направлений работы: определения и реализации политики в области ПБ и ОТ, организации деятельности в области ПБ и ОТ, планирования и применения мероприятий в области ПБ и ОТ, оценки и действий по совершенствованию системы управления [20].

Система управления ПБ и ОТ построена по линейно-функциональной схеме подчиненности [20]:

- линейная (прямая) подчиненность от руководителей до исполнителей (сверху вниз);
- функциональная подчиненность от профильных служб, специалистов и объединений (комитет/комиссия) до исполнителей.

Структура организации системы управления ПБ и ОТ представлена на рисунке 4.1 и в приложении И.

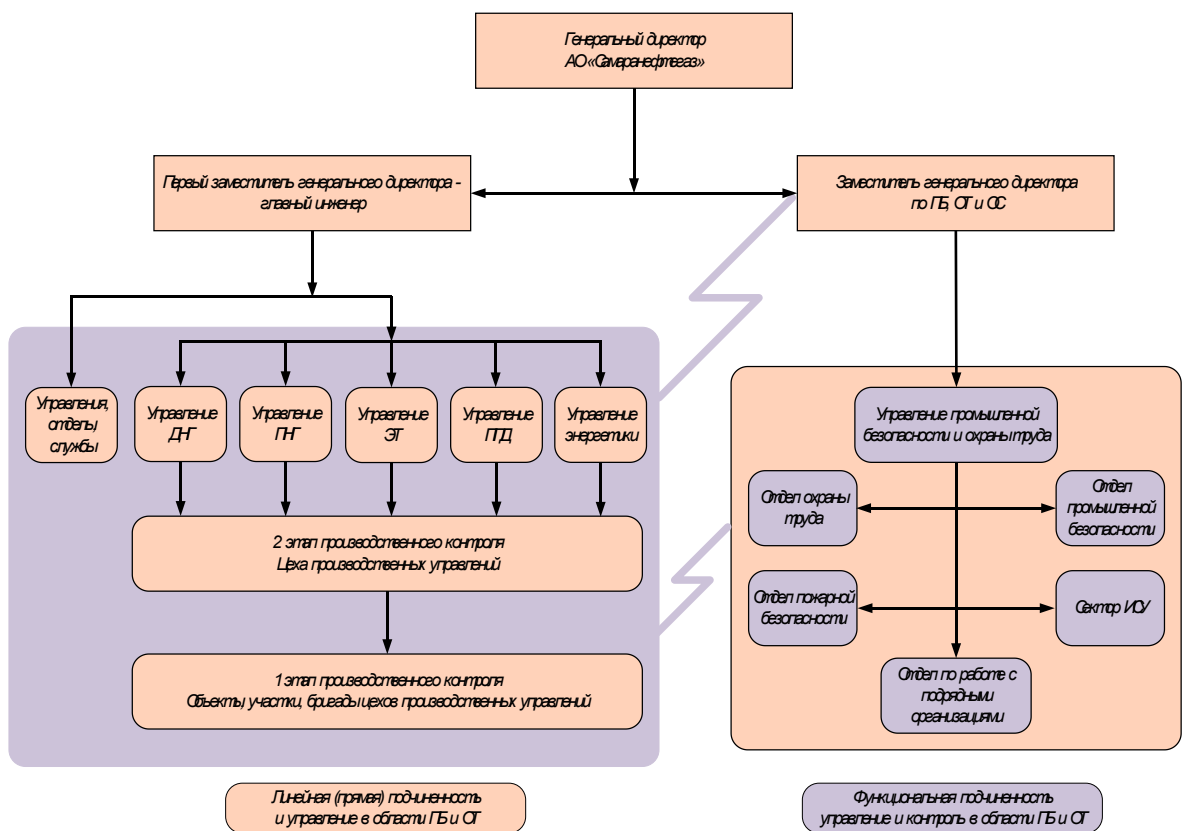


Рисунок 4.1 - Структура организации системы управления ПБ и ОТ

Из приведенной схемы видно, что Управление ПБ и ОТ организует и

контролирует работу по направлению охраны труда во всех подразделениях АО «Самаранефтегаз».

4.1 Меры безопасности и правила охраны труда для работников УПСВ «Покровская»

Работники УПСВ «Покровская» обязаны знать порядок вызова пожарной охраны, применения средств пожаротушения и не допускать действий, которые могут привести к пожару или аварии [20].

Ответственность за пожарную безопасность УПСВ «Покровская» несет начальник установки, в соответствии с приказом генерального директора АО «Самаранефтегаз».

Помещения, здания, сооружения УПСВ «Покровская» обеспечиваются первичными средствами пожаротушения, которые должны содержаться в исправном состоянии и быть готовыми к применению. Места размещения средств, предназначенных обозначены соответствующими знаками [20].

Работники УПСВ допускаются к работе после прохождения противопожарного инструктажа и пожарно-технического минимума [20].

Разведение и применение открытого огня на территории объектов запрещается [20].

Курение на территории УПСВ запрещается [20].

Технологический процесс должен осуществляться в строгом соответствии с регламентом. Отклонение от заданных параметров технологического процесса не допустимо [20].

Запрещается эксплуатация оборудования с неисправностями, с отключенными (неисправными) контрольно-измерительными приборами и средствами автоматики [20].

Для проведения работ должен применяться инструмент, выполненный из без искровых материалов или во взрывобезопасном исполнении [3, 20].

Проведение огневых и других пожароопасных работ должно осуществляться в соответствии с Инструкцией АО «Самаранефтегаз»

«Организация безопасного проведения огневых работ № ПЗ-05 И-008 ЮЛ-035 [20].

При возникновении не штатной ситуации на УПСВ, аварийная остановка должна осуществляться в соответствии с регламентом, а действия по ликвидации аварии или пожара в соответствии с планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПМЛЛПА) [3, 20].

Территория производственных объектов добычи нефти и газа должна содержаться в чистоте и порядке. Розливы ЛВЖ, ГЖ должны засыпаться песком или грунтом, а пропитанный ими грунт убираться [3, 20].

Въезд на территорию УПСВ допускается только по специальному пропуску. Автотранспортные средства и другие агрегаты с двигателями внутреннего сгорания должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями, а также средствами пожаротушения. Движение автотранспортных средств по территории объекта должно осуществляться по утвержденным схемам, установленным перед въездом на объект [20].

Дороги, подъезды и подходы к зданиям, сооружениям, стационарным пожарным лестницам, водоисточникам и средствам пожаротушения, а также противопожарные разрывы должны быть всегда свободны, а в зимнее время очищаться от снега и льда. О закрытии отдельных участков дорог или проведении ремонта должна информироваться пожарная часть № 183 и устанавливаться указатели объезда [20].

На территории объекта должна быть выполнена промышленная и ливневая канализации, обеспечивающие надежный отвод промышленных и других стоков. Эксплуатация канализационной сети без гидрозатворов не допускается. Все сточные воды необходимо очищать [20].

Промышленные площадки, на которых размещаются сливо-наливные устройства, автоналивные эстакады, должны обустриваться твердым покрытием, стойким к воздействию нефтепродуктов [20].

Запрещено использовать сливо-наливные устройства при наличии выбоин на площадке [20].

С промышленных площадок, на которых размещены сливноналивные устройства, должен осуществляться сток пролитых нефтепродуктов в отводные колодцы [20].

За герметичностью оборудования устанавливается жесткий контроль [20].

Не допускается хранение нефтепродуктов в местах, не предусмотренных проектными решениями [3, 20].

При появлении трещин в швах корпуса или днища, а также сквозной коррозии крыши, работающий резервуар должен быть незамедлительно выведен из эксплуатации [3, 20].

Заварка и чеканка повреждений на резервуарах, заполненных нефтепродуктами, запрещена [3, 20].

При производстве ремонтных работ в резервуарном парке [3, 20]:

- запрещается движение жидкости в резервуарах соседних с ремонтным;
- запрещается дренирование резервуаров;
- запрещается заполнять резервуары выше установленного предельного уровня разлива, указанного в технологической карте.

В резервуарном парке должна исправно работать канализация [20].

Технологические аппараты должны иметь исправное обвалование (отбортовку) [20].

Проведение на объектах текущих и капитальных ремонтов должно производиться с обязательной предварительной их подготовкой, выводом из эксплуатации и соответствии с планом ремонтных работ. Организация (подрядчик) должна иметь необходимую технику, оборудование, подготовленный персонал и разрешительные документы на этот вид деятельности [20].

Возведение на территории предприятия объектов нового строительства, реконструкции должна осуществляться по разработанной проектной документации. Возведение каких-либо временных строений допускается только в обоснованных случаях и после согласования с ООО «РН-Пожарная безопасность» [20].

Помещения, где вероятно выделение паров и газов нефтепродуктов, обеспечиваются минимум двумя выходами, размещенными в разных концах здания. Окна и двери должны раскрываться наружу. Фрамуги и фонари расположенные сверху, оборудуются приспособлениями для открывания [20].

Персоналу, работающему в помещениях и на эстакадах, где возможно выделение паров и газов нефтепродуктов, запрещается находиться в обуви, подбитой железными гвоздями и подковами [20].

При отсутствии стационарных газоанализаторов периодический контроль воздуха следует осуществлять переносными газоанализаторами по графику [20].

Проведение ремонтных работ на производственном оборудовании и трубопроводах во время их работы не допускается [3, 20].

Замена электроламп в производственных помещениях, где имеется наличие паров нефтепродуктов, должна производиться только после снятия напряжения [20].

Световые указатели эвакуационных выходов, извещатели аварийного состояния должны находиться в работоспособном состоянии [20].

В местах пересечения противопожарных преград воздуховоды оборудуются автоматическими огнезадерживающими устройствами (заслонки, шиберы, клапаны). Огнезадерживающие устройства должны находиться в исправном состоянии [20].

Подъездные пути и подходы к пожарным водоемам (емкостям, резервуарам) и гидрантам постоянно должны быть свободными. В местах расположения пожарного водоема и гидранта устанавливаются соответствующие указатели, которые в ночное время освещены [20].

Проверка работоспособности противопожарного водоснабжения проводится комиссией, не реже 2 раз в год [20].

Отключение отдельных участков водопровода, пожарных гидрантов и кранов, понижение установленного давления сети водопровода допускаются только в необходимых случаях и по согласованию с ООО «РН-Пожарная

безопасность» [20].

Безопасные методы обращения с пирофорными соединениями [3, 20]

При наличии сернистой нефти в аппаратах на внутренней поверхности стенок и крыши в результате коррозии и взаимодействия продуктов коррозии с сероводородом образуются пирофорные отложения. Основными химическими соединениями являются FeS , FeS_2 , Fe_2O_3 и S .

Самовозгорание пирофорных отложений возникает в результате интенсивного саморазогрева пирофоров при взаимодействии сульфидов железа с кислородом воздуха.

Уменьшение концентрации кислорода до безопасных значений делает невозможным самовозгорание пирофорных отложений и снизит скорость коррозии материала аппарата.

Подготовка резервуаров, сепараторов для очистки их от пирофорных отложений только лишь проветриванием и вентиляцией не допускается.

Для предотвращения самовозгорания пирофорных отложений резервуары, сепараторы перед их подготовкой к осмотру и ремонту заполняются паром по мере их освобождения.

Продолжительность пропаривания сепараторов, резервуаров устанавливается техническим руководством цеха в зависимости от объема и планируемой работы.

Температура внутри аппарата при пропаривании должна быть не более $70\text{ }^\circ\text{C}$.

Интенсивность подачи пара должна поддерживать давление в резервуаре и сепараторе немного выше атмосферного и контролируется выходом пара через верхний люк.

Во время чистки пирофорные отложения, находящиеся на стенках отстойников и сепараторов, должны непрерывно смачиваться водой.

При промывке аппарата от остатков нефти, газа, пирофорных отложений температура воды не должна превышать $60\text{ }^\circ\text{C}$, а давление $0,3\text{ МПа}$ (3 кгс/см^2).

Во избежание самовозгорания, извлекаемые пирофорные отложения, до

удаления из зоны хранения нефти должны храниться под слоем воды (во влажном состоянии), а затем должны быть перемещены за обвалование резервуаров с учетом господствующего направления ветра.

Грязь с пирофорными отложениями следует вывозить в специально отведенное место, за территорию УПСВ, где их самовозгорание не будет представлять опасности. Сбрасывать пирофорные отложения в канализацию запрещается.

Индивидуальные средства защиты персонала

Персонал УПСВ снабжается летней и зимней спецодеждой и спецобувью согласно нормам, принятым в ОАО «НК «Роснефть».

Для защиты органов дыхания персонал обеспечивается противогазами [3].

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы [3].

1) Фильтрующие - при содержании кислорода в воздухе более 18%объемных, для эксплуатационного персонала рекомендуется применять противогазы с коробками марки «КД».

При использовании фильтрующих противогазов надо соблюдать следующие правила:

- при появлении под маской постороннего запаха - покинуть загазованную зону (в наветренную сторону) и произвести замену коробки;
- оберегать коробку от ударов в целях избегания ее повреждения;
- нельзя пользоваться помятыми и пробитыми коробками;
- на противогаз должен иметься паспорт, который хранится противогазной в сумке;
- владелец противогаза должен фиксировать в паспорте время нахождения в загазованной зоне;
- противогаз сдается на проверку после трех месяцев использования;
- осуществлять проверку герметичности противогаза перед входом в загазованную зону;
- запрещается использование чужого противогаза.

2) Шланговые - при содержании кислорода в воздухе менее 18 % и при наличии больших концентраций вредных газов (более 0,5% об.).

Применение данных противогазов обязательно при проведении работ внутри технологических аппаратов, резервуаров, в канализационных и водопроводных колодцах. При длине шланга до 10 метров можно использовать противогаз ПШ-1, при длине шланга более 10 метров надо использовать шланговый противогаз с механической подачей воздуха ПШ-2, одно из главных достоинств которого - отсутствие сопротивления дыханию, что позволяет выполнять более тяжелую работу.

При работе в шланговом противогазе надо периодически через 15 минут (в зависимости от условий работы) выходить для отдыха на свежий воздух.

При работе в среде сероводорода применяется изолирующий противогаз ИП-4.

Порядок действий при пожаре

При обнаружении пожара (взрыве) или признаках горения (задымления, запаха гари, повышения температуры воздуха и т.п.), персонал УПСВ действует согласно плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий, который вместе с необходимыми приложениями находится на рабочих местах, при этом необходимо [3]:

- оповестить о пожаре персонал и других людей, находящихся на территории парка (голосом или с помощью ручного пожарного извещателя, системы оповещения) [3];

- сообщить об этом по телефону в пожарную часть № 183 или 010, 112 (сотовый) [3];

- принять меры по эвакуации людей, не задействованных в ликвидации аварии, с территории в безопасное место [3];

- сообщить на смежные установки (участки) о прекращении подачи жидкости (нефти) на УПСВ и остановке фонда добывающих скважин [3];

- прекратить поступление нефтепродуктов в зону горения: в зависимости от сложившейся ситуации перекрыть задвижки, отключить насосы,

осуществить откачку нефтепродукта из аварийного аппарата, трубопровода [3];

- принять меры по локализации и ликвидации пожара имеющимися стационарными системами противопожарной защиты (кольца водяного орошения) и первичными средствами тушения пожара [3];

- организовать встречу аварийных подразделений [3];

- по прибытию пожарного подразделения необходимо проинформировать руководителя тушения пожара о наличии людей в опасной зоне, конструктивных и технологических особенностях объекта, количестве и пожароопасных свойствах хранимых веществ и материалов, изделий [3].

При возникновении загазованности – работать в противогазах. При необходимости выполнения работ в зоне воздействия высоких температур – использовать теплоотражательный костюм [3].

При возникновении угрозы взрыва необходимо вывести всех работников с территории парка [3].

В локализации и ликвидации пожара до прибытия пожарных подразделений задействуются члены добровольной пожарной дружины (ДПД), согласно таблице пожарного расчёта (таблица 4.1) [3].

Таблица 4.1 - Табель пожарного расчета

Номер пожарного расчета	Должность	Действия номера пожарного расчета при пожаре
1	Начальник смены	<ul style="list-style-type: none">- подаёт звуковой сигнал (сирена);- даёт распоряжение на прекращение всех технологических операций;- извещает о пожаре согласно схеме оповещения;- принимает решение о средствах и способах ликвидации горения;- руководит ДПД по тушению пожара до прибытия пожарной охраны.
2	Товарный оператор	<ul style="list-style-type: none">- извещает по телефону 41-33 пожарную охрану;- извещает по радиации начальника смены;- останавливает закачку н/продукта в РВС;

Продолжение таблицы 4.1

Номер пожарного расчета	Должность	Действия номера пожарного расчета при пожаре
		<ul style="list-style-type: none"> - выставляет предупреждающие знаки; - включает водяное орошение на всех резервуарах; - перекрывает все технологические трубопроводы задвижками. - подготавливает схему по откачке нефтепродукта в свободные резервуары.
3	Машинист технологических насосов	<ul style="list-style-type: none"> - Останавливает по команде начальника смены (товарного оператора) технологические насосы и производит их запуск для откачки нефтепродукта в свободные резервуары; - включает водяное орошение на всех резервуарах; - встречает пожарную охрану.
4	Сливщик- разливщик	<ul style="list-style-type: none"> - прекращает все работы по наливу; - поступает в распоряжение начальника смены.

На территории УПСВ численность работающих в дневное время – 16 человек, в ночное – 6 человек. При возникновении пожара, обслуживающий персонал, не занятый выполнением работ по ПМЛЛПА самостоятельно выходит из зоны воздействия опасных факторов пожара через центральные ворота.

Пути выхода людей из опасных мест намечаются ответственным лицом в зависимости от характера объекта и аварии.

Острова безопасности определяются с учетом конкретных метеоусловий, т.е. с наветренной стороны аварийного объекта.

При определении путей к выходу в каждом случае следует предусматривать возможность и необходимость пользования индивидуально закрепленными газозащитными средствами и средствами из аварийных шкафов.

4.2 Требования правил охраны для участников тушения пожара

При тушении пожаров необходимо обеспечить выполнение требований охраны труда, изложенных в инструкциях по охране труда по профессии и по соответствующим видам работ.

Дополнительные меры безопасности, обусловленные спецификой тушения пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарах и резервуарных парках приводятся в соответствии с требованиями руководящих документов [16, 21, 22].

Требования охраны труда при развертывании сил и средств

При развертывании сил и средств необходимо обеспечить:

- прокладку магистральных и рабочих рукавных линий осуществлять по наиболее безопасным и кратчайшим путям [16, 21];
- установку пожарных автомобилей и оборудования осуществлять на безопасном расстоянии от очага пожара с учетом беспрепятственного проезда расстановке прибывающих сил и средств [16, 21];
- остановку, при необходимости, всех видов транспорта [21];
- установку единых сигналов об опасности и оповещение о них участников тушения пожара [16, 21] (согласно указанию ГУ МЧС России по Самарской области от 16.09.2008 № 5759-10, для всех подразделений территориального гарнизона Самарской области установлен единый сигнал отхода личного состава в случае угрозы обрушения (взрыва, вскипания и т.д.) – три длинных sireны СГУ);
- вывод участников тушения пожара в безопасное место при угрозе взрыва, обрушения, вскипания и выброса нефтепродукта из резервуаров [21];
- установку пожарных машин (за исключением техники, которая осуществляет подачу огнетушащих веществ) с наветренной стороны, на расстоянии не ближе 100 метров от горящего резервуара [16];
- назначение наблюдателей за состоянием горящего и соседних резервуаров [16].

При разворачивании сил и средств запрещено:

- до полной остановки автомобиля начинать боевое разворачивание [16, 21];
- при подъеме и работе на высоте надевать ляжку пожарного ствола, присоединенного к рукавной линии, на себя [16, 21];
- осуществлять переноску ручного механизированного пожарного инструмента в работающем состоянии, с рабочими поверхностями обращенными по ходу движения [16, 21];
- заполненную водой рукавную линию поднимать на высоту [16, 21];
- подавать воду в незакрепленные рукавные линии до выхода ствольщиков на позиции [16, 21].

Требования охраны труда при тушении пожаров нефти и нефтепродуктов

При ликвидации горения необходимо:

- установить возможность и рассчитать время выброса нефтепродукта из горящего резервуара [16];
- подавать огнетушащие средства главным образом из-за обвалования [16];
- при работе в зоне с повышенным тепловым излучением, предусмотреть своевременную замену ствольщиков, при этом менять их поочередно [16, 22];
- групповую защиту участников тушения пожара и техники от сильного теплового излучения осуществлять водяными завесами, с использованием распылителей турбинного и веерного типа, а индивидуальную защиту – стволами распылителями [22];
- устанавливать водяные завесы перед защищаемым объектом с использованием ручных и лафетных стволов на расстоянии не ближе 1,5 м от фронта пламени, так как завесы снижают плотность теплового потока в 3 раза [22];
- обеспечить, чтобы личный состав, осуществляющий подачу огнетушащих веществ на охлаждение и тушение резервуаров, находился в

теплоотражательных костюмах, а в случае необходимости – под прикрытием распыленных водяных струй [16].

Длительная работа участников тушения пожара в боевой одежде и в каске с защитным стеклом, без теплозащитного снаряжения возможна при плотности теплового потока до $4,2 \text{ кВт/м}^2$ [22].

Не допускается пребывание работников, которые не задействованы в тушении пожара, в зоне возможного поражения при выбросе и вскипании, а также на кровлях горящего соседних резервуаров, если нет крайней необходимости [16].

Подъем на крыши соседних с горящим резервуаров возможен в исключительных случаях, для исполнения работ по защите дыхательной и другой арматуры от теплового излучения, только с разрешения оперативного штаба после специального инструктажа [16].

Категорически воспрещается ствольщикам быть в обваловании горящего резервуара если есть разливы нефтепродукта, не покрытого пеной, и если отсутствуют работающие пенных стволов (генераторов) в местах проведения работ личным составом [16].

В ходе тушения пожара, личный состав должен наблюдать за обстановкой на месте пожара: процессом горения, поведением конструкций, состоянием технологического и пожарного оборудования и незамедлительно оповестить всех работающих и руководителя тушения пожара, в случае появления опасности [16, 21, 22].

При угрозе взрыва, внезапного разлива и выброса нефтепродукта необходимо незамедлительно подать установленный сигнал и вывести работающих в безопасное место [16,22].

Работая с пенообразователем или с его раствором, личный состав должен использовать защитные очки или щитки [16].

При появлении опасности образования загазованных зон требуется:

- ограничить допуск людей и запретить работу техники в возможной зоне загазованности [16, 22];

- контролировать границы зоны загазованности силами газоспасателей или других служб объекта [16, 22];

- организовать оцепление зоны загазованности с применением предупреждающих и запрещающих знаков [16, 22].

5 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

5.1 Оценка антропогенного воздействия объектов АО «Самаранефтегаз» на окружающую среду

Потенциальные источники загрязнения окружающей среды на объектах АО "Самаранефтегаз" подразделяются на два вида:

- непосредственно связанные со строительством скважин и добычей нефти;
- связанные с сопутствующей добыче инфраструктурой.

К источникам антропогенного воздействия, связанным напрямую с добычей нефти на месторождениях, относятся скважины, трубопроводы, автоматизированные групповые замерные установки, кустовые площадки. Данные объекты являются потенциальными загрязнителями окружающей среды. Они оказывают влияние на продуктивные и вышележащие водоносные горизонты, в том числе на пресные подземные воды, при нарушениях эксплуатационных колонн скважин и возникновении заколонных перетоков, а также на поверхностные воды, почвы, атмосферный воздух [23].

Помимо природных углеводородов (нефти и попутного нефтяного газа), высокоминерализованные пластовые воды, различные химические реагенты, применяемые при процессах добычи, сбора, транспорта нефти тоже относятся к загрязняющим веществам [23].

Основная цель экологического мониторинга – анализ последствий эксплуатации месторождения в масштабе района влияния существующих и проектируемых объектов и сооружений нефтегазодобычи, производственной и социальной инфраструктуры и тенденций изменения состояния природных компонентов, выявления их причинно-следственных связей.

Охрана окружающей среды на УПСВ «Покровская» направлена на защиту водного и воздушного бассейнов, недр, почвы и включают в себя мероприятия по снижению отрицательного влияния производственной

деятельности установки при:

- монтаже в условиях реконструкции;
- эксплуатации;
- аварийных ситуациях.

Основным отрицательным воздействием при эксплуатации являются аварийные ситуации, а именно:

- кратковременные при разовых выбросах углеводородов в небольших количествах;
- периодические, связанные с нарушением технологического процесса;
- непрерывные при постоянных утечках продукта из-за низкого качества монтажных работ, ненадежной работы систем автоматики.

В результате деятельности УПСВ образуются следующие виды отходов:

- ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак;
- грунт (песок), загрязненный нефтью от порывов – 3168,24 т/год (норматив образования в целом по ЦПНГ-7);
- тара из под ЛКМ – 0,04 т/год;
- лом черных металлов несортированный – 6,0 т/год;
- масла промышленные отработанные;
- сальниковая набивка асбесто-графитовая, промасленная (содержание масла менее 15%) – 0,033 т/год;
- обтирочный материал, загрязненный нефтью– 0,103 т/год;
- шлам очистки трубопроводов и емкостей (бочек, контейнеров, цистерн, гидронаторов) от нефти;
- подтоварные воды;
- смет с территории;
- отходы (осадки) из выгребных ям и хозяйственно-бытовые стоки – 9,33 т/год;
- мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) – 0,98 т/год.

Замазученный грунт временно хранится в металлическом контейнере на территории промплощадки, по мере накопления вывозится на площадку временного хранения и переработки замазученных грунтов.

В период эксплуатации промышленные отходы и ТБО хранятся в контейнерах на площадке с твердым покрытием; вывозятся отходы специализированной подрядной организацией ООО «РН-Сервис-Экология», имеющей соответствующую лицензию на полигоны промышленных отходов и ТБО.

5.2 Проведение экологического контроля в АО «Самаранефтегаз»

В Обществе организован и осуществляется экологический контроль хозяйственной и иной деятельности объектов с целью определения соответствия деятельности структурных подразделений требованиям в области обеспечения экологической безопасности, идентификация экологических проблем, определение возможных вариантов их решения путем реализации природоохранных программ и мероприятий с последующим контролем выполнения.

Производственному экологическому контролю подлежит деятельность производственных подразделений АО «Самаранефтегаз», оказывающих влияние на экологическую безопасность Общества через следующие объекты контроля:

- источники образования отходов, выбросов, сбросов (кустовые площадки, промысловые трубопроводы, трубопроводы и продуктопроводы, сепарационные установки, очистные сооружения, резервуарные парки, процессы подготовки нефти, теплообменные процессы и т.д.) [24];

- источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (прифакельные хозяйства, резервуары, емкости, сливо-наливные эстакады, объекты очистных сооружений, нефтеловушки, пруды дополнительного отстоя, шламонакопители, котельные и т.д.) [24];

- источники сбросов загрязняющих веществ в окружающую природную

среду и сети водоотведения (нефтепромысловые трубопроводы (аварийные сбросы), нефте и продуктопроводы (аварийные сбросы), технологические трубопроводы, очистные сооружения и т.д.) [24];

- отходы производства и потребления, объекты их размещения и обезвреживания: шламовые амбары, полигоны хранения и переработки отходов, площадки для временного хранения отходов [24];

- компоненты окружающей среды (земля, недра, почвы, поверхностные и подземные воды, атмосферный воздух), подвергшиеся негативному воздействию деятельности Общества [24];

- устройства очистки стоков и отходящих газов [24];

- места хранения сырья, материалов, реагентов [24];

- устройства повторного и оборотного водоснабжения [24].

По результатам экологического контроля составляется акт проверки.

Организация разработки и реализации корректирующих действий и мероприятий по устранению выявленных нарушений осуществляется производственными управлениями в соответствии с требованиями Стандарта АО «Самаранефтегаз» «Корректирующие и предупреждающие действия при выявлении несоответствий в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды» № ПЗ-05 С-0088 ЮЛ-035, утвержденного Приказом от 23.08.2012 №1016-П.

Структура производственного экологического контроля и порядок взаимодействия структурных подразделений и должностных лиц при его проведении приведены в приложении К.

5.3 Мероприятия по охране окружающей среды, проводимые на УПСВ «Покровская» ЦПНГ-7 АО «Самаранефтегаз»

Для исключения и предупреждения аварийных ситуаций и максимального снижения их негативного влияния на природную среду необходимо [23]:

- строгое соблюдение всех технологических параметров;

- осуществление постоянного контроля над ходом технологического процесса, измерение расходов, давления;

- осуществление постоянного контроля за герметичностью оборудования и трубопроводов;

- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среда: воздуха в рабочей зоне, почвы, грунта, поверхностных и подземных вод на промплощадке и прилегающей территории.

При проведении работ по ремонту и реконструкции установки необходимо строго соблюдать следующие мероприятия по:

- обеспечению полной герметизации технологического оборудования и трубопроводов путем осуществления контроля качества сварных соединений и проведения гидравлических испытаний;

- обеспечению сигнализации технологических процессов, блокировки оборудования;

- тщательному выполнению работ по строительству и монтажу водонесущих инженерных сетей и подземных сооружений с оформлением акта на скрытые работы;

- тщательной трамбовке грунта при засыпке траншей с осуществлением планировки поверхности земли;

- укреплению откосов насыпи засевом трав для борьбы с эрозией почв;

- восстановлению временно занимаемых при реконструкции земель и приведение их в пригодное состояние для использования в сельском хозяйстве.

Для обеспечения герметизации вновь смонтированное оборудование и трубопроводы перед пуском в эксплуатацию подлежат:

- испытанию на прочность и плотность с контролем швов;

- оснащению предохранительными устройствами.

Освобождение аппаратов перед ремонтом или в аварийных ситуациях предусматривается по закрытой схеме.

Защита поверхностных и подземных вод от истощения и загрязнения сточными водами

К основным источниками загрязнения на площадке УПСВ относятся:

- сточные воды (бытовые и дождевые) [23];
- дренажные и аварийные сбросы воды [23];
- несанкционированные выбросы нефтепродуктов [23];
- утечки опасных веществ из аппаратов и трубопроводов [23].

Сбор указанных источников загрязнений должен осуществляться в систему промканализации.

На УПСВ в процессе первичной сепарации нефти вода не используется. Питьевая вода привозная.

Для контроля за загрязнением водоносных горизонтов в целом по месторождению предусмотрены наблюдательные скважины.

Для контроля за загрязнением поверхностных водоемов предусмотрена сеть контрольных водопунктов.

Получаемая на УПСВ сточная пластовая вода используется для заводнения нефтяных пластов.

Для приема дренажей с технологических емкостей и насосов существуют канализационные колодцы и канализационная емкость.

Дренаж нефти из емкостей С-1,2 НО-1,2 ГС-1 предусмотрен в подземную дренажную емкость с последующей раскачкой в НО-1.

Дренаж нефти из насосов Н-10/1,2,3– Н-2/1.2, теплообменника 600ТП – в подземную дренажную емкость ДЕ-4, с последующей раскачкой в РВС№1,2.

Дренаж нефти из емкостей НО-13,14 предусмотрен путем раскачки в НО-1.

Способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства при разливах и авариях

При разливе нефти и выходе попутного газа в атмосферу создается загазованность и возможно образование взрывоопасной концентрации смеси газа с воздухом [23].

Во избежание попадания в загазованную зону людей, а также транспорта, который может воспламенить горючий продукт, место разлива ограждается и

принимаются меры по уборке пролитой нефти с поддонов площадок в подземную емкость.

При проливе нефти в почву принимаются меры для приостановления дальнейшего распространения потока нефти с помощью обвалований и механических барьеров, специально изготовленных для этих целей из металла и других материалов.

Для предотвращения впитывания локализованной внутри обвалований и барьеров нефти в почву организуется ее откачка в передвижную емкость. Откаченная нефть вывозится на специализированные полигоны, для дальнейшей утилизации.

В случае отсутствия специальных механических барьеров для сбора разлившейся нефти на пути движения потока оборудуются ямы-накопители (ловушки). При необходимости, для облегчения локализации сбора нефти в яме-накопителе ставятся преграждающие барьеры из песка, грунта или выкапываются дренажные каналы.

Сбор и удаление нефти с поверхности почвы осуществляется при помощи специальной техники, бульдозеров, автомашин и тракторов, оборудованных насосами и емкостями для сбора нефти.

Нефть, оставшаяся на поверхности почвы после откачки насосами, может быть собрана с помощью природных или искусственных сорбентов: торфа, полимерных материалов, цеолитов, песка, запасы которых необходимо иметь на объекте.

Количество сорбента, наносимого на нефтяное пятно, зависит от объема оставшейся на поверхности почвы нефти. После пропитывания сорбента нефтью, его собирают и вывозят на специальные полигоны, где сорбент может быть утилизирован. Если сорбент не впитал с поверхности почвы всю нефть, операцию повторяют [23].

При сжигании и анаэробном разложении нефти могут образоваться весьма токсичные соединения. Поэтому экологически недопустимо:

- засыпать загрязненные участки, ямы-накопители и дренажные каналы,

с неполностью откачанной нефтью [23];

- сжигание разлившейся нефти непосредственно на поверхности почвы [23];

- снимать и вывозить в отвалы загрязненную почву [23].

Засыпку сухих ям и канавок следует производить после выветривания остатков нефти.

Охрана атмосферного воздуха

С целью предупреждения аварий и максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу необходимо точное соблюдение требований ведения технологического процесса.

Источником выбросов на промплощадке являются:

- факел сжигания углеводородного газа;
- утечки через неплотности оборудования и фланцевых соединений и сальниковых уплотнений насосов;

- испарение нефти при наливе в автоцистерны и в РВС.

Для предотвращения опасных последствий аварийных ситуаций, связанных со сбросом углеводородного газа в атмосферу, предусматривается сжигание аварийных выбросов на факеле.

Для сжигания выбросов и загрязнений в период неблагоприятных метеорологических условий необходимо:

- усилить контроль за точным соблюдением технологического регламента установки [23];

- усилить контроль за работой контрольно-измерительных приборов управления технологическими процессами [23];

- усилить контроль за герметичностью оборудования и трубопроводов [23].

Для контроля вредных выбросов в атмосферу необходимо периодически производить контроль концентраций вредных газов.

Перечень загрязняющих атмосферу веществ УПСВ «Покровская» приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Перечень загрязняющих атмосферу веществ

Место выброса	Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам г/сек	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м ³
Факел	Азота диоксид	0,6999	22,056
	Азота оксид	0,114	3,584
	Углеводород оксид	109,366	3446,219
	Бенз(а)пирен	0,000000035	0,0000011
	Углеводороды	22,056	26,921
	Метан	5,354	168,722
	Серы диоксид	19,579	616,957
	Сажа	13,124	413,546
	Сероводород	0,365	11,4998
Нефтенасосная	Углеводороды	0,064	2,02
	Сероводород	0,000038	0,0012
	Метилмеркаптан	0,000000047	0,0000014
Технологический амбар пластовой воды	Углеводороды	0,000011	0,0002
	Сероводород	0,000076	0,0014
Резервуары нефтяные	Углеводороды	5,119	281,1
	Сероводород	0,00423	0,233
	Толуол	0,0155	0,853
	Бензол	0,025	1,358
	Ксилол	0,078	0,427
	Метилмеркаптан	0,0000051	0,000279

Продолжение таблицы 5.1

Место выброса	Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам г/сек	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м ³
Водонасосная	Углеводороды	0,0000042	0,000041
	Сероводород	0,000029	0,00029
Резервуар пластовой воды	Углеводороды	$1,1 \times 10^{-10}$	$6,7 \times 10^{-10}$
	Сероводород	1×10^{-11}	$4,6 \times 10^{-11}$
Площадка газовых колонн	Углеводороды	0,052	1,64
	Сероводород	0,0013	0,038
	Метилмеркаптан	0,000000038	0,0000012
Блок реагентного хозяйства	Деэмульгатор	0,15	4,73
Площадка нефтеотстойников	Углеводороды	0,051	1,61
	Сероводород	0,0012	0,038
	Метилмеркаптан	0,000000038	0,0000012
Нефтяная эстакада	Углеводороды	0,91	4,01
	Сероводород	0,00076	0,0033
	Метилмеркаптан	0,0000041	0,000018
	Бензол	0,0044	0,019
	Толуол	0,0028	0,012
	Ксилол	0,0014	0,006
Площадка емкостей промливневых стоков	Углеводороды	0,000014	0,0000007

Продолжение таблицы 5.1

Место выброса	Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам г/сек	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м ³
Нефтеловушка	Углеводороды	0,06	1,89
	Сероводород	0,00048	0,015

6 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Одним из существенных факторов при тушении пожаров, является оценка экономической эффективности затрат различных вариантов тушения пожара.

Учитывая, что основным средством тушения пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарах является воздушно-механическая пена, которая подается с помощью пеноподъемников или стационарных систем пожаротушения, то экономическая эффективность будет складываться за счет количества используемого пенообразователя на тушение пожара и количества привлекаемой пожарной техники.

Вариант № 1 - Тушение пожара в вертикальном стальном резервуаре № 1 с использованием стационарной системы подслоного пожаротушения. Для тушения пожара необходимо привлечение девяти единиц пожарной техники. Требуемый запас фторсодержащего пленкообразующего пенообразователя составляет 4,32 м³.

Указанный вариант тушения пожара влечет капитальные затраты необходимые для монтажа системы подслоного пожаротушения. Согласно сметы затрат, общая стоимость работ, материалов и оборудования составит 626298 рублей, в том числе:

- подслоное пожаротушение – 97297 руб.;
- узел подвода трубопроводов пожаротушения к РВС от узла подключения передвижной пожарной техники – 164360 руб.;
- узел для подключения пожарной техники – 364641 руб.

Тушение пожара данным способом обеспечивает нормативную подачу раствора пенообразователя на тушение пожара не дожидаясь прибытия пожарного пеноподъемника Магирус Сноркель GTLF 60/70WT18 из центра тушения крупных пожаров (г. Самара) и сокращает количество привлекаемых сил и средств.

Кроме того, за счет сокращения количества привлекаемых сил и средств, повышается степень противопожарной защиты других охраняемых объектов.

Вариант № 2 - Тушение пожара в вертикальном стальном резервуаре № 1 с использованием пенных стволов передвижной пожарной техники. Для тушения пожара необходимо привлечение одиннадцати единиц пожарной техники. Требуемый запас фторсодержащего пленкообразующего пенообразователя составляет 16,2 м³.

Выбор экономически обоснованного метода тушения пожара проводится сравнением затрат при тушении пожара по двум вариантам.

1) Определим стоимость требуемого количества пенообразователя с учетом использования системы подслоного пожаротушения и пенных стволов пожарной техники:

$$C_{\text{ПО}}^{\text{подслой}} = W_{\text{ПО}}^{\text{подслой}} \cdot \rho \cdot C_{\text{ПО}} = 4,32 \cdot 1,06 \cdot 363598,1 = 1664988,41 \text{ руб.} \quad (6.1)$$

$$C_{\text{ПО}}^{\text{сверху}} = W_{\text{ПО}}^{\text{сверху}} \cdot \rho \cdot C_{\text{ПО}} = 16,2 \cdot 1,06 \cdot 363598,1 = 6243706,57 \text{ руб.} \quad (6.2)$$

где:

$W_{\text{ПО}}^{\text{подслой}}$ – требуемое количество пенообразователя при подслоном тушении пожара, 4,32 м³;

$W_{\text{ПО}}^{\text{сверху}}$ – требуемое количество пенообразователя при тушении пожара пенными стволами пожарной техники, 16,2 м³;

ρ – плотность пенообразователя, 1,06 кг/м³;

$C_{\text{ПО}}$ – цена одной тонны пенообразователя «PETROFILM», 363598,1 руб. (договор поставки товара от 17.10.2013).

2) Определим общее время сосредоточения сил и средств и тушения пожара с учетом использования системы подслоного пожаротушения и пенных стволов пожарной техники:

$$t_{\text{общ}}^{\text{подслой}} = t_c^{\text{подслой}} + t_T^{\text{подслой}} = 55 + 370 = 425 \text{ мин.} \quad (6.3)$$

где:

$t_c^{\text{подслой}}$ – расчетное время сосредоточения необходимого количества сил и средств для тушения пожара при подслоном тушении пожара (по последнему отделению), 55 мин.;

$t_T^{подслой}$ – время тушения и последующего охлаждения при подслоном тушении пожара, 370 мин. (10+360 мин.).

$$t_{общ}^{сверху} = t_c^{сверху} + t_T^{сверху} = 95 + 375 = 470 \text{ мин.} \quad (6.4)$$

где:

$t_c^{сверху}$ – расчетное время сосредоточения необходимого количества сил и средств для тушения пожара при тушении пожара пенными стволами пожарной техники, 95 мин.;

$t_T^{подслой}$ – время тушения и последующего охлаждения при тушении пожара пенными стволами пожарной техники, 375 мин. (15+360 мин.).

3) Определим стоимость затрат на эксплуатацию пожарных автомобилей с учетом использования системы подслоного пожаротушения и пенных стволов пожарной техники:

$$C_{ПА}^{подслой} = N_{ПА}^{подслой} \cdot t_{общ}^{подслой} \cdot \frac{T_{час}}{60} \quad (6.5)$$

$$C_{ПА}^{сверху} = N_{ПА}^{сверху} \cdot t_{общ}^{сверху} \cdot \frac{T_{час}}{60} \quad (6.6)$$

где:

$N_{ПА}^{подслой}$ – требуемое количество пожарных машин при подслоном тушении пожара, 9;

$N_{ПА}^{сверху}$ – требуемое количество пожарных машин при тушении пожара пенными стволами пожарной техники, 11;

$t_{общ}^{подслой}$ – время работы пожарных автомобилей при подслоном тушении пожара, 425 мин.;

$t_{общ}^{сверху}$ – время работы пожарных автомобилей при тушении пожара пенными стволами пожарной техники, 470 мин.;

$T_{час}$ – тариф стоимости 1 часа работы пожарного автомобиля на 2015 год, 3372,76 руб./час (Приказ ООО «РН-Пожарная безопасность» от 31.12.2014 № 501-П);

Тогда, стоимость затрат на эксплуатацию пожарных автомобилей составит:

$$C_{ПА}^{подслой} = 9 \cdot 425 \cdot \frac{3372,76}{60} = 215013,45 \text{ руб.}$$

$$C_{ПА}^{сверху} = 11 \cdot 470 \cdot \frac{3372,76}{60} = 290619,49 \text{ руб.}$$

4) Определим суммарную стоимость затрат с учетом использования системы подслоного пожаротушения и пенных стволов пожарной техники:

$$C_{общ}^{подслой} = C_{ПО}^{подслой} + C_{ПА}^{подслой} = 1664988,42 + 215013,45 = 1880001,87 \text{ руб.} \quad (6.7)$$

$$C_{общ}^{сверху} = C_{ПО}^{сверху} + C_{ПА}^{сверху} = 6243706,57 + 290619,49 = 6534326,06 \text{ руб.} \quad (6.8)$$

5) Определим сэкономленные денежные средства при использовании системы подслоного пожаротушения:

$$C_{ДС} = C_{общ}^{сверху} - C_{общ}^{подслой} = 6534326,06 - 1880001,87 = 4654324,19 \text{ руб.} \quad (6.9)$$

6) Определим экономический эффект при использовании системы подслоного пожаротушения:

$$\mathcal{E}_э = C_{ДС} - C_{монтаж}^{подслой} = 4654324,19 - 626298 = 4028026,19 \text{ руб.} \quad (6.10)$$

где:

$C_{монтаж}^{подслой}$ – стоимость затрат на монтаж системы подслоного пожаротушения с учетом затрат на материалы, 626298 руб.

Полученные показатели сведены в таблицу и указаны в приложении Л.

Вывод: из проведенных расчетов установлено, что монтаж системы подслоного пожаротушения в резервуаре, позволит сократить затраты при тушении пожара в резервуарном парке УПСВ «Покровская» и сэкономить значительные денежные средства в размере 4028026,19 рублей.

Таким образом, модернизация системы стационарного пожаротушения РВС № 1 УПСВ «Покровская» путем монтажа системы подслоного пожаротушения является экономически целесообразной.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Система обеспечения пожарной безопасности промпредприятий, даже несмотря на ее соответствие требованиям нормативных документов, постоянно требует своего совершенствования и развития. Не исключением является и УПСВ «Покровская», где резервуары оборудованы стационарными генераторами пены ГПСС-2000.

Целью работы являлось обеспечение пожарной безопасности установки предварительного сброса воды «Покровская» цеха подготовки нефти и газа № 7 АО «Самаранефтегаз» путем расчетно-практического обоснования технических решений, направленных на модернизацию стационарной системы тушения пожаров в вертикальных стальных резервуарах.

Для решения указанной цели в выпускной квалификационной работе прорабатывались следующие задачи.

1) Проведен анализ эффективности существующей стационарной системы пожаротушения вертикальных стальных резервуаров, который показал, что в большинстве случаев пожар в резервуаре начинается с взрыва паровоздушной смеси, который приводил к подрыву крыши и выходу из строя систем пожаротушения оборудованных ГПСС.

2) Проведено расчетно-практическое обоснование мероприятий по модернизации стационарной системы тушения пожаров в вертикальных стальных резервуарах. Результаты показали, что при обустройстве резервуара стационарной системой подслоного пожаротушения, для тушения пожара понадобится на две единицы пожарной техники и на 11,88 м³ пенообразователя меньше чем при тушении пожара с использованием пенных стволов передвижной пожарной техники.

3) Проведено обоснование экономической целесообразности устройства стационарной системой подслоного пожаротушения в резервуаре, которое показала экономическую эффективность принятых решений.

Полученные результаты подтвердили необходимость данной работы и позволяют сделать вывод о том, что задачи решены, а предлагаемые мероприятия по усовершенствованию системы пожаротушения резервуаров, способствуют повышению уровня пожарной безопасности УПСВ «Покровская» цеха подготовки нефти и газа № 7 АО «Самаранефтегаз».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. П1-01.05 ТР–061 ЮЛ-035 Технологический регламент на эксплуатацию УПСВ «Покровская» [Текст] : [утвержден грифом Первого заместителя Генерального директора - Главного инженера ОАО «Самаранефтегаз» 25.02.2011] / ОАО «Самаранефтегаз». – Самара : АО «Самаранефтегаз», 2011.– 104с. с ил.
2. Годовой отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2014 году [Электронный ресурс] : официальный сайт Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. – М. : ЗАО НТЦ ПБ. 2015. – С. 140-147. http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ГД%202014.
3. План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на УПСВ «Покровская» ЦПНГ-7 АО «Самаранефтегаз» [Текст] : [утвержден грифом Первого заместителя Генерального директора - Главного инженера ОАО «Самаранефтегаз» 18.05.2015] / ОАО «Самаранефтегаз». – Самара : АО «Самаранефтегаз», 2015. - 104с.
4. Кокорин, В.В. Проблемы эффективного тушения пожаров вертикальных стальных резервуаров в слой горючего [Текст] / В.В. Кокорин, И.Н. Романова, Ф.Ш. Хафизов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 3. С. 255-260. http://ogbus.ru/authors/Kokorin/Kokorin_1.pdf.
5. Актуальные проблемы обеспечения устойчивости к возникновению и развитию пожара технологий хранения нефти и нефтепродуктов : Тематический обзор / отв. ред. Л.В. Павлова. – М. : ЦНИИТЭнефтехим, 1995. – 68с. – ISSN 0202-0912.
6. Тушение пожаров нефти и нефтепродуктов / А.Ф. Шароварников [и др.]. – М. : Издательский дом «Калан», 2002. – 448с.
7. Кондрашова, О.Г., Причинно-следственный анализ аварий вертикальных стальных резервуаров [Текст] / О.Г. Кондрашова, М.Н. Назарова

// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2004. – № 2. 8с.
http://www.ogbus.ru/authors/Kondrashova/Kondrashova_1.pdf.

8. Официальный интернет-сайт Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, <http://www.mchs.gov.ru/>.

9. Блинов, В.И. Диффузионное горение жидкостей / В.И. Блинов, Г.Н. Худяков. – М. : АН СССР, 1961. – 208с.

10. Механизм тушения пламени нефтепродуктов в резервуарах / В.И. Блинов В.И. [и др.]. – М. : Изд. Мин. Коммунального хозяйства РСФСР, 1958. – С. 7-22.

11. Петров, И.И, Новые способы и средства тушения пламени нефтепродуктов / И.И. Петров, В.Ч. Реут. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – С. 30-83.

12. Сучков, В.П., Варианты развития пожара в хранилищах нефтепродуктов [Текст] / В.П. Сучков, В.П. Молчанов // Пожарное дело. – 1994. – № 11. – С. 40-44.

13. Сучков, В.П., Этот коварный мазут [Текст] / В.П. Сучков, С.Е. Грабко, В.П. Молчанов // Пожарное дело. – 1993. – № 7-8. – С. 17-19.

14. ГОСТ Р 53280.2-2010. Установки пожаротушения автоматические. Огнетушащие вещества. Общие технические требования и методы испытания. Часть 2. Пенообразователи для подслоного тушения пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарах [Текст]. – Введ. 2010-07-01. – Национальный стандарт. М. : – Стандартинформ, 2010. – 8с.

15. НПБ 203-98. Пенообразователи для подслоного тушения пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарах. Общие технические требования. Методы испытаний [Текст]. – Введ. 1998-04-01. – М. : – ВНИИПО МВД России, 1998. – 12с.

16. Руководство по тушению нефти и нефтепродуктов в резервуарах и резервуарных парках [Текст]. – М. : ГУГПС-ВНИИПО-МИПБ, 1999. – 47с.

17. Молчанов, В.П. Закономерности тушения нефтепродуктов в условиях интенсивного движения жидкости при подаче пены в слой горючего :

автореф. дис. ... канд. техн. наук / Молчанов Виктор Павлович. – М. : [б. и.], 1996. – 23с.

18. Безродный, И.Ф. Тушение нефти и нефтепродуктов : Пособие / И.Ф. Безродный, А.Н. Гилетич, В.А. Меркулов. – М. : ВНИИПО, 1996. – 216с.

19. Иванников, В.П. Справочник руководителя тушения пожара / В.П. Иванников, П.П. Ключ. – М. : Стройиздат, 1987. – 228с.

20. ПЗ-05 Р-0305 ЮЛ-035 О системе управления промышленной безопасностью [Текст] : положение. – Введ. 2015-03-13. – Самара : АО Самаранефтегаз, 2015. – 175с.

21. Правила по охране труда в подразделениях федеральной противопожарной службы Государственной противопожарной службы [Текст] (утверждены Приказом Минтруда России от 23.12.2014 № 1100н).

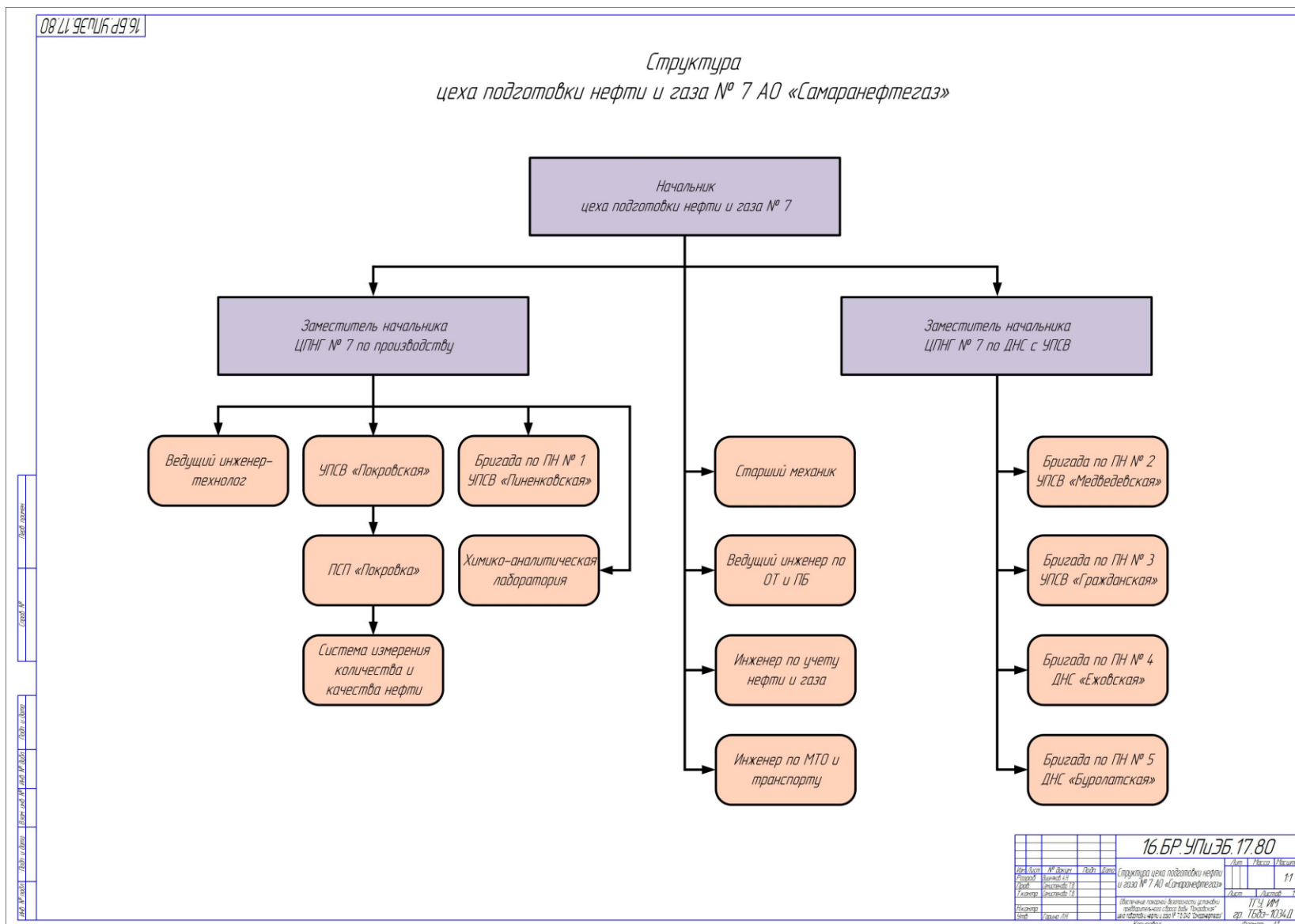
22. Указания по тушению пожаров на открытых технологических установках по переработки горючих жидкостей и газов [Текст]. – М. : ГУПО МВД СССР, 1982. – 29с.

23. ПЗ-05 Р-0309 ЮЛ-035. Разработка мероприятий по выявлению и устранению источников загрязнений компонентов окружающей среды, выявленных в ходе проведения мониторинга в зоне производственной деятельности [Текст] : положение. – Введ. 2014-11-19. – Самара : АО «Самаранфтегаз», 2014. – 23 с.

24. ПЗ-05 Р-0054 ЮЛ-035 О проведении производственного экологического контроля на объектах АО «Самаранефтегаз» [Текст] : положение. – Введ. 2012-12-06. – Самара : АО «Самаранфтегаз», 2012. – 21с.

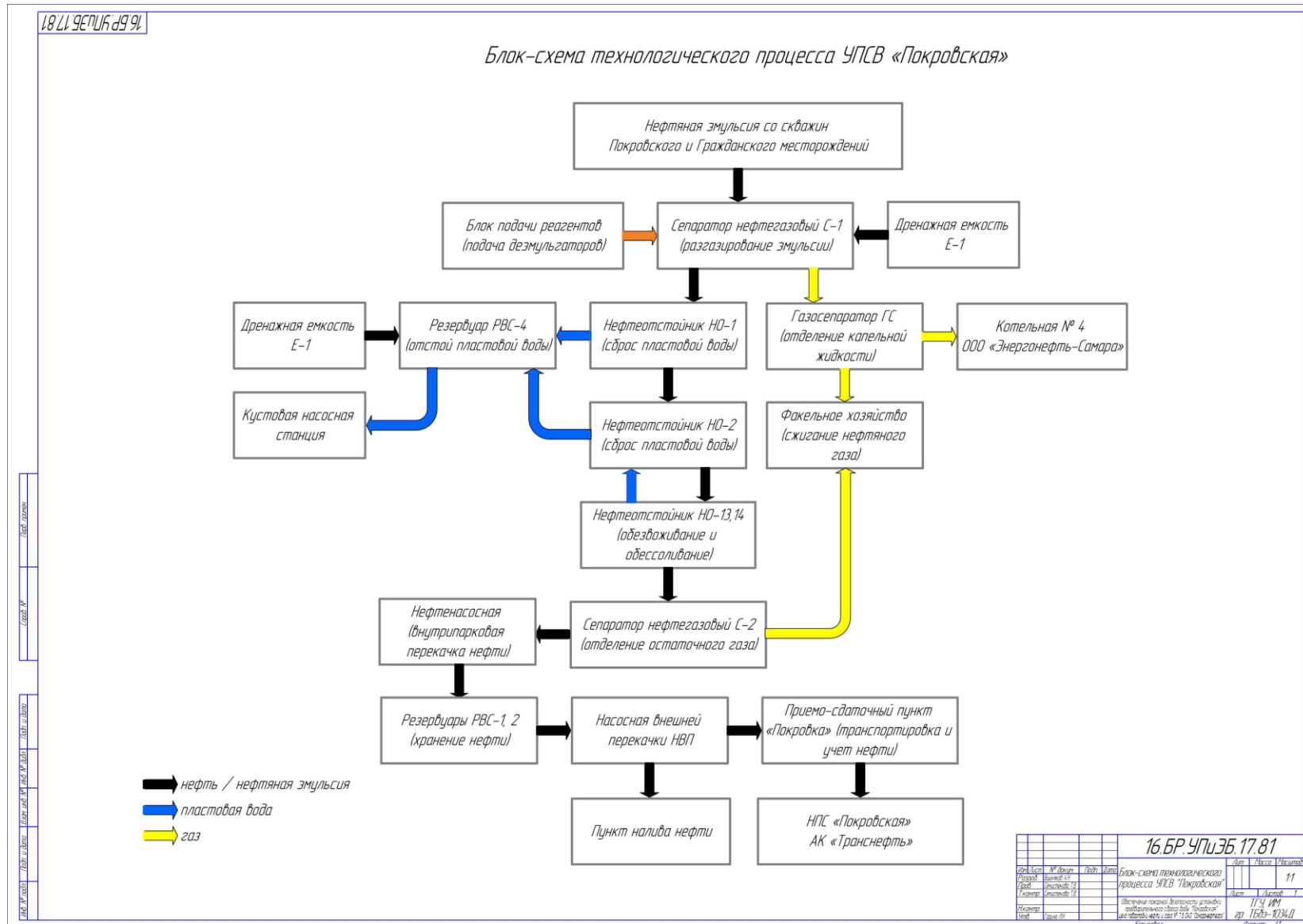
ПРИЛОЖЕНИЕ А

Структура цеха подготовки нефти и газа № 7 АО «Самаранефтегаз»



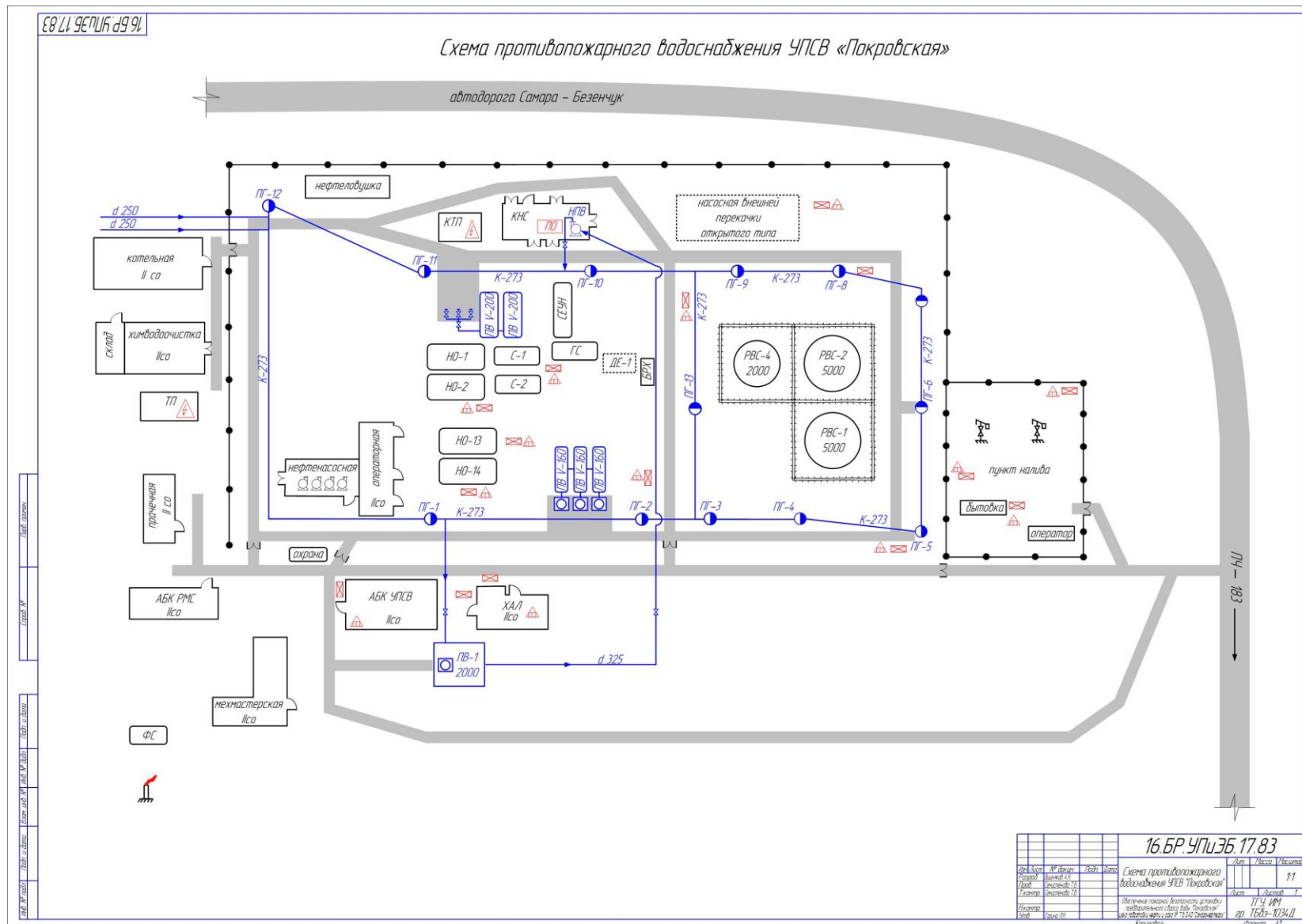
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Блок-схема технологического процесса УПСВ «Покровская»



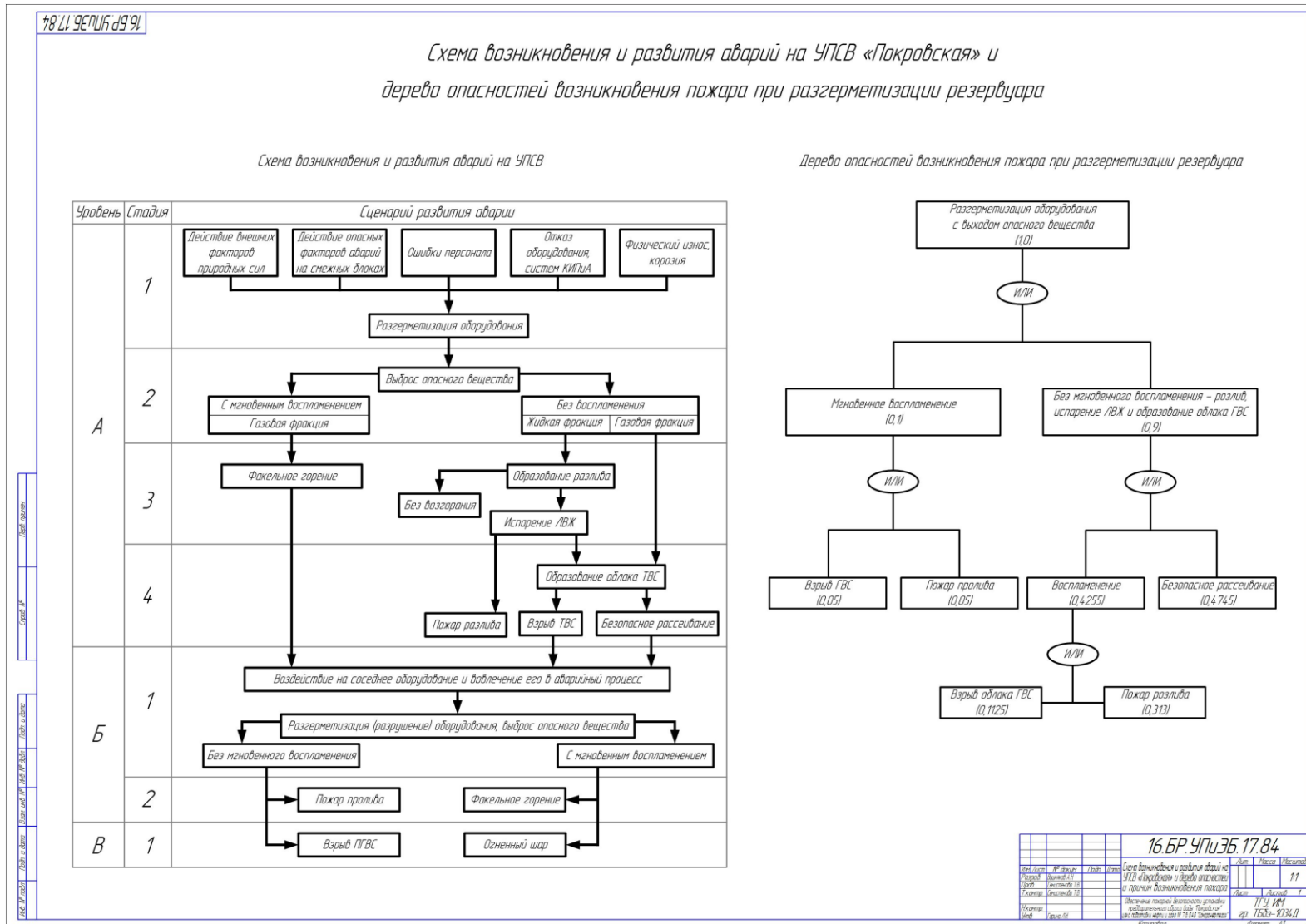
ПРИЛОЖЕНИЕ В

Схема противопожарного водоснабжения УПСВ «Покровская»



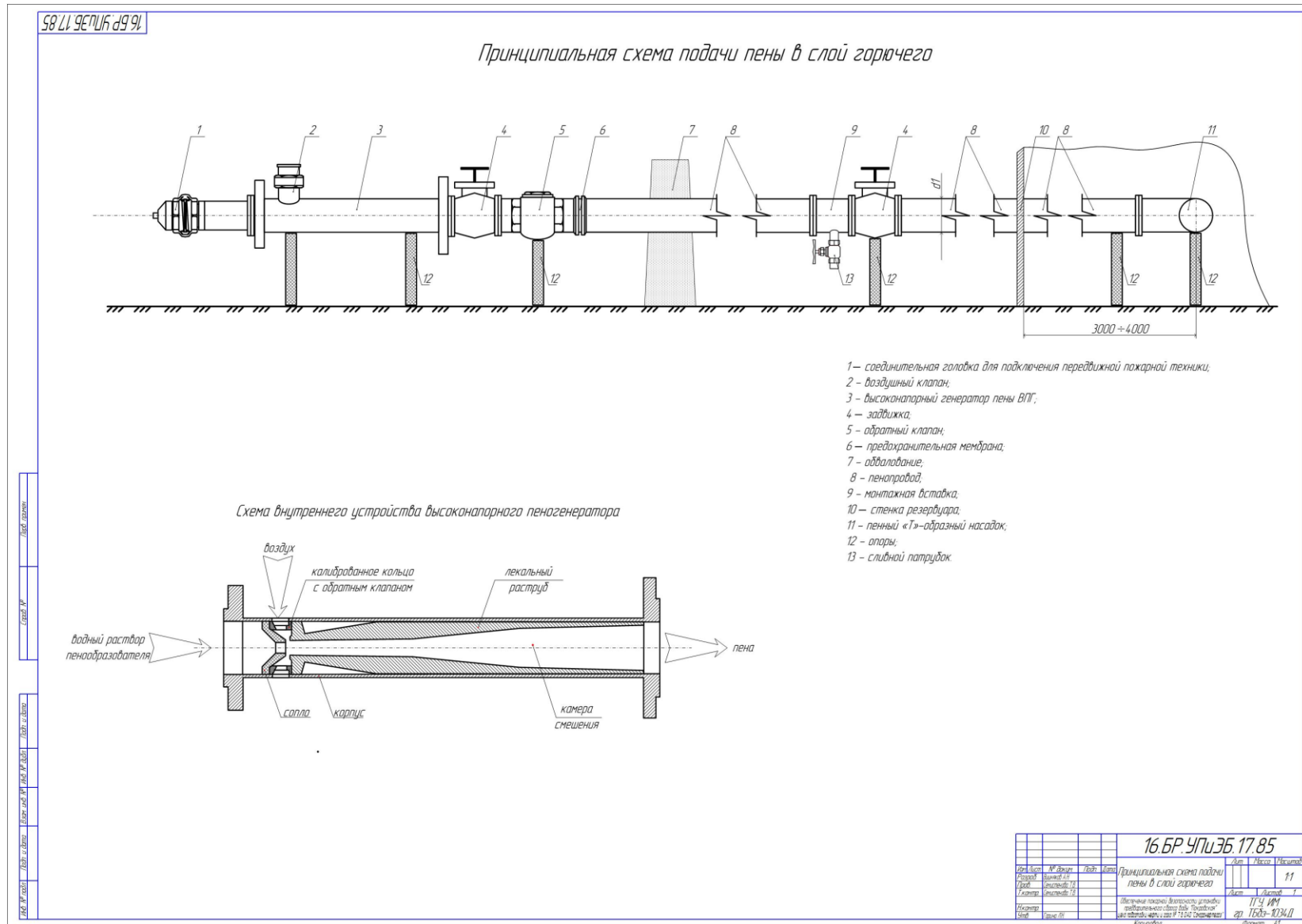
ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Схема возникновения и развития аварий на УПСВ «Покровская» и дерево опасностей возникновения пожара при разгерметизации резервуара



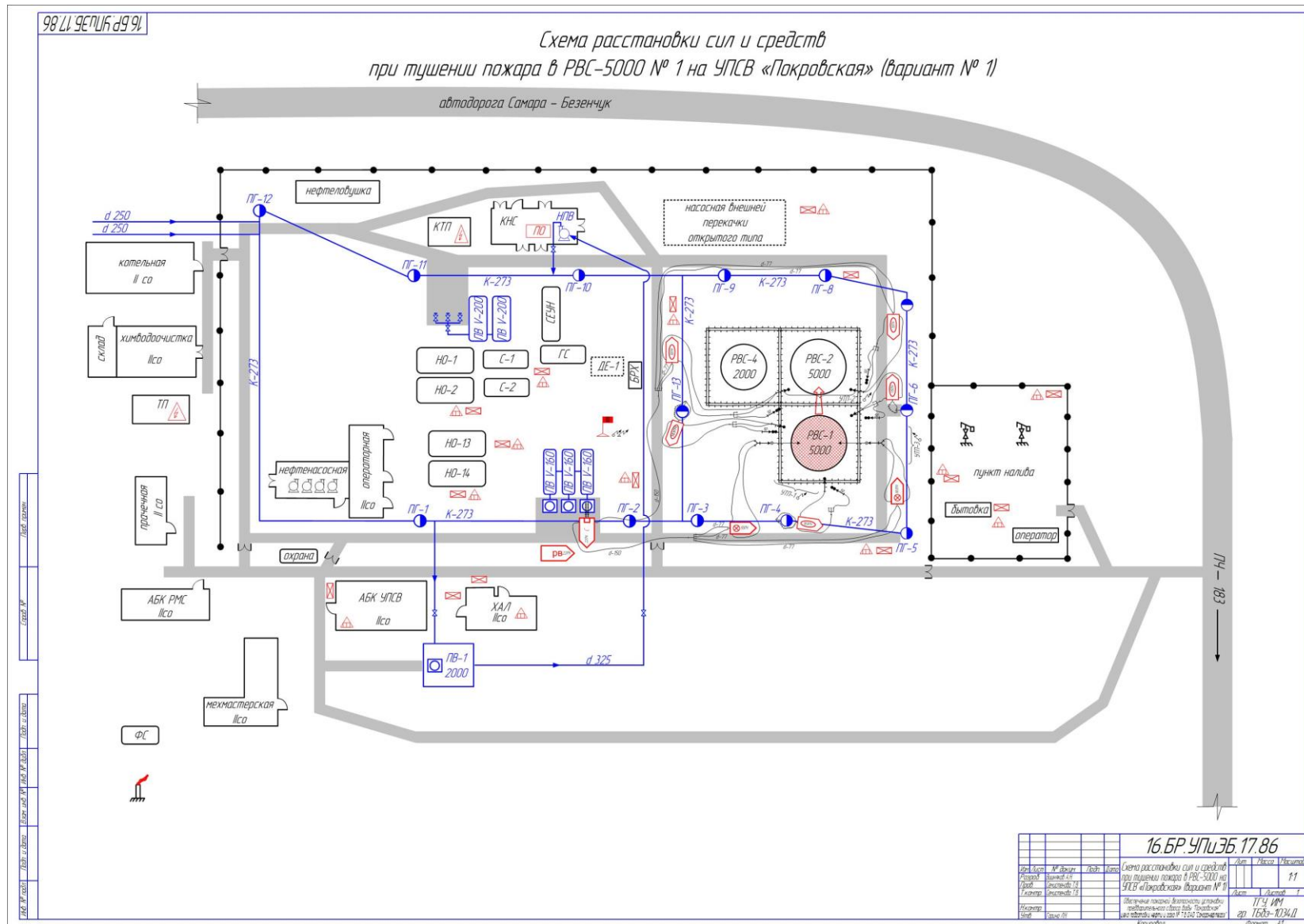
ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Принципиальная схема подачи пены в слой горячего



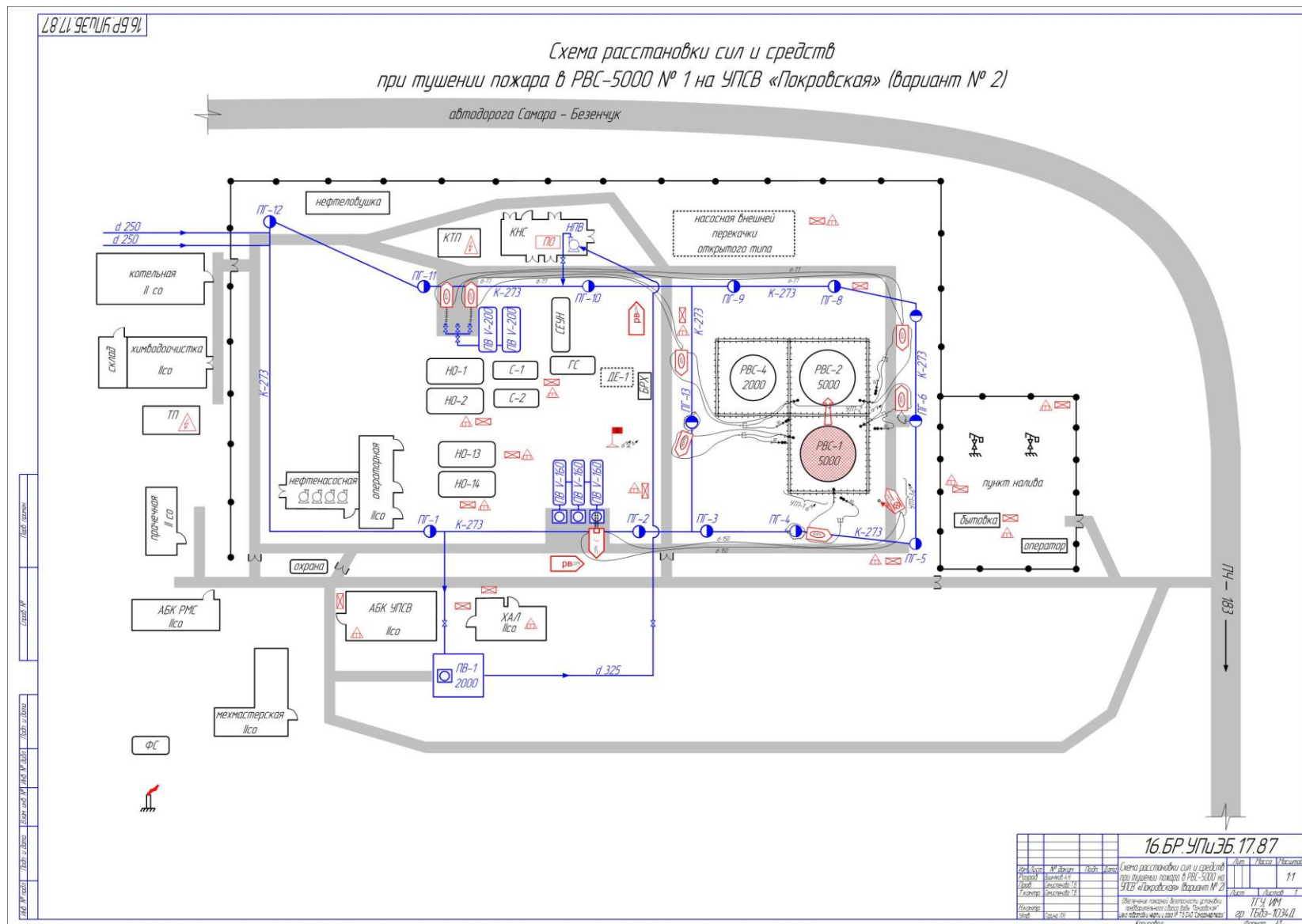
ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Схема расстановки сил и средств при тушении пожара в РВС-5000 на УПСВ «Покровская» (вариант №1)



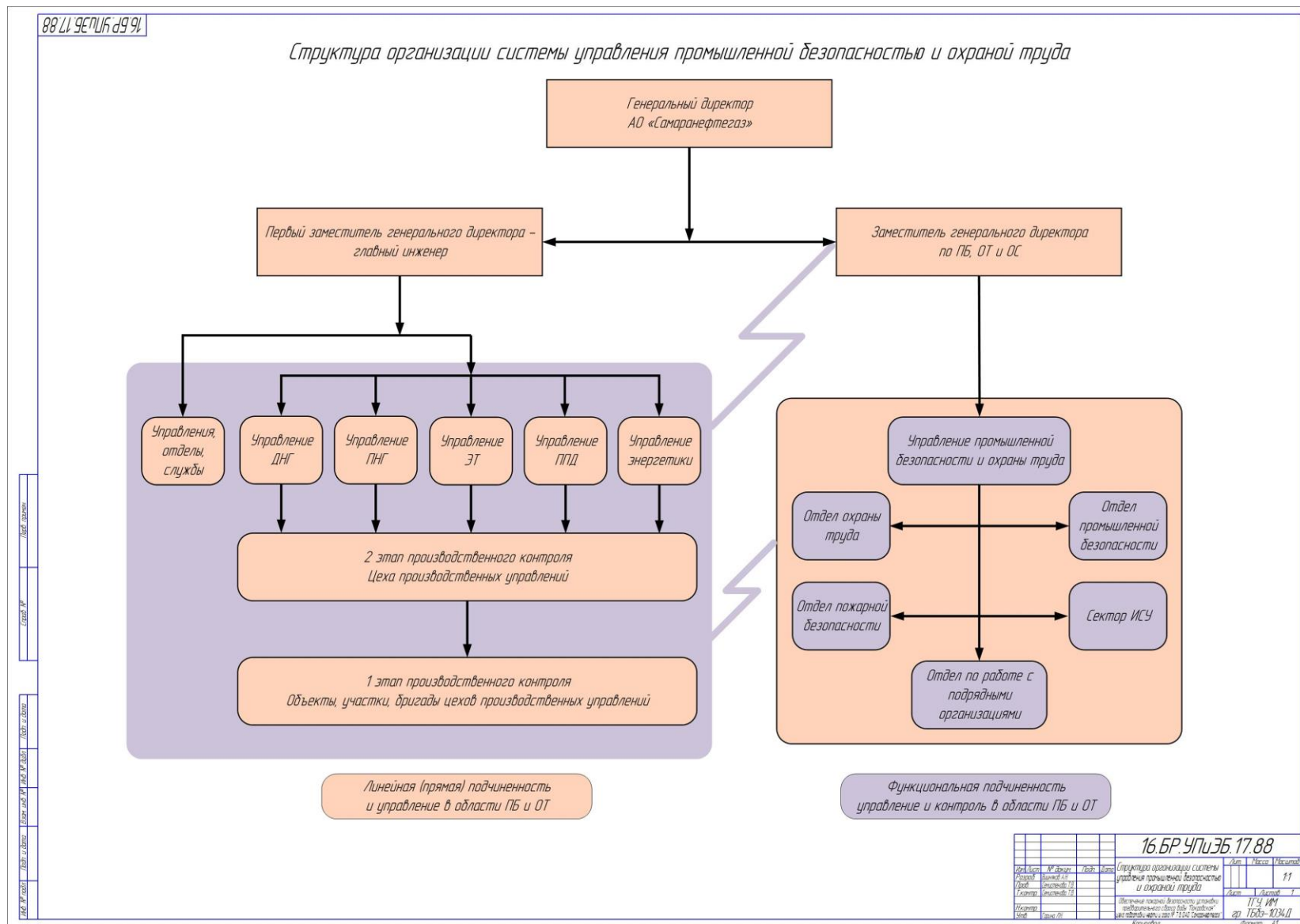
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Схема расстановки сил и средств при тушении пожара в РВС-5000 на УПСВ «Покровская» (вариант №2)



ПРИЛОЖЕНИЕ И

Структура организации системы управления ПБ и ОТ



ПРИЛОЖЕНИЕ К

Охрана окружающей среды и экологическая безопасность

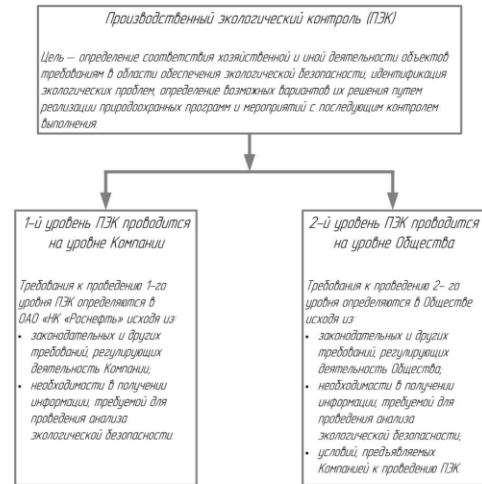
16.БР.УПЦ.ЭБ.17.89

Охрана окружающей среды и экологическая безопасность

Порядок взаимодействия структурных подразделений и должностных лиц при проведении производственного экологического контроля

Операция (функция)	Ответственный исполнитель (срок исполнения)	Метод и документирование
Планирование проведения производственного экологического контроля в подразделениях Общества	Управление экологической безопасности Срок — ежегодно, до 20 января	Составляется План — график проверок, который утверждается Главным инженером Общества
Проведение производственного экологического контроля в подразделениях Общества	Управление экологической безопасности Срок — в соответствии с Планом — графиком проверок	Проверки проводятся в соответствии с утвержденным Планом — графиком. По результатам производственного экологического контроля составляется Акт проверки. Результаты проверки добавляются до Главного инженера служебной запиской
Подготовка свода ежемесечного Акта-предписания	Управление экологической безопасности Срок — ежемесячно, до 15 числа месяца следующим за отчетным	Составляется Акт-предписание и после согласования с Главным инженером, направляется в производственные Управления
Планирование мероприятий по устранению замечаний производственного экологического контроля подразделений Общества	Проверяемое (-ые) подразделение (-я) Срок — 10 рабочих дней с момента получения акта проверки	На мероприятия по устранению выявленных нарушений, требующих значительных затрат составляется План-график устранения замечаний, который согласовывается с Управлением экологической безопасности и утверждается Главным инженером Общества. На устранение выявленных нарушений, не требующих значительных затрат, составляются и разрабатываются Мероприятия в соответствии с требованиями Стандарта АО «Самаранефтегаз» «Корректирующие и предупреждающие действия при выявлении несоответствий в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды» № ПЗ-05 С-0088 Ю/А-035, утвержденного Приказом от 23.08.2012 №1 016-П
Устранение замечаний, выявленных при проведении производственного экологического контроля подразделений Общества	Проверяемое (-ые) подразделение (-я) Срок — в соответствии с План — графиком устранения замечаний	Устранение замечаний производится в соответствии с утвержденным План — графиком. По истечении установленного Плана — графиком срока устранения замечания, подразделение Общества информирует Управление экологической безопасности о выполнении (невыполнении) мероприятия
Контроль за устранением замечаний, выявленных при проведении производственного экологического контроля подразделений Общества	Управление экологической безопасности Срок — постоянно	По результатам выполнения (невыполнения) мероприятий по устранению замечаний производственного экологического контроля подразделений Общества готовится служебная записка Главному инженеру Общества

Структура производственного экологического контроля



16.БР.УПЦ.ЭБ.17.89
 16.БР.УПЦ.ЭБ.17.89
 16.БР.УПЦ.ЭБ.17.89
 16.БР.УПЦ.ЭБ.17.89
 16.БР.УПЦ.ЭБ.17.89

		16.БР.УПЦ.ЭБ.17.89		Дат	Месц	Исполн
Исполн	Исполн	Исполн	Исполн			
Срок	М. дата	Подп.	Дата	Охрана окружающей среды и экологическая безопасность		
Срок	М. дата	Подп.	Дата	11		
Срок	М. дата	Подп.	Дата	11.4 ИМ		
Срок	М. дата	Подп.	Дата	16.08-10.04.0		
Срок	М. дата	Подп.	Дата	Фирма АТ		

ПРИЛОЖЕНИЕ Л
Экономическая эффективность

16.БР.УПЦЭБ.17.56

Экономическая эффективность

Наименование показателя	Капитальные затраты на монтаж системы подслоного пожаротушения, руб.	Пенообразователь			Эксплуатация пожарных автомобилей				Общая сумма затрат, руб.
		Цена одной тонны пенообразователя «PETROFILM» руб.	Требуемое количество пенообразователя для тушения пожара, т	Стоимость пенообразователя, руб.	Количество задействованных автомобилей на пожаре, ед.	Общее время тушения и сосредоточения сил и средств, мин.	Стоимость 1 часа работы пожарного автомобиля на тушение пожара, руб./час	Затраты на эксплуатацию пожарных автомобилей за время тушения, руб.	
ВАРИАНТ №1 – тушение пожара в вертикальном стальном резервуаре № 1 с использованием стационарной системы подслоного пожаротушения	626 298	363 598,1	4,5792	1 664 988,41	9	425	3 372,76	215 013,45	2 506 299,87
ВАРИАНТ №2 – тушение пожара в вертикальном стальном резервуаре № 1 с использованием пенных стволов передвижной пожарной техники	-	363 598,1	17,172	6 243 706,57	11	470	3 372,76	290 619,49	6 534 326,06

Экономический эффект по затратам на тушение пожара в вертикальном стальном резервуаре № 1 УПСВ «Покровская» с использованием стационарной системы подслоного пожаротушения составит 4 028 026,19 рублей. Таким образом, модернизация системы стационарного пожаротушения путем монтажа системы подслоного пожаротушения является экономически целесообразной.

Лист 1
Лист 2
Лист 3
Лист 4
Лист 5
Лист 6
Лист 7
Лист 8
Лист 9
Лист 10
Лист 11
Лист 12
Лист 13
Лист 14
Лист 15
Лист 16
Лист 17
Лист 18
Лист 19
Лист 20
Лист 21
Лист 22
Лист 23
Лист 24
Лист 25
Лист 26
Лист 27
Лист 28
Лист 29
Лист 30
Лист 31
Лист 32
Лист 33
Лист 34
Лист 35
Лист 36
Лист 37
Лист 38
Лист 39
Лист 40
Лист 41
Лист 42
Лист 43
Лист 44
Лист 45
Лист 46
Лист 47
Лист 48
Лист 49
Лист 50
Лист 51
Лист 52
Лист 53
Лист 54
Лист 55
Лист 56
Лист 57
Лист 58
Лист 59
Лист 60
Лист 61
Лист 62
Лист 63
Лист 64
Лист 65
Лист 66
Лист 67
Лист 68
Лист 69
Лист 70
Лист 71
Лист 72
Лист 73
Лист 74
Лист 75
Лист 76
Лист 77
Лист 78
Лист 79
Лист 80
Лист 81
Лист 82
Лист 83
Лист 84
Лист 85
Лист 86
Лист 87
Лист 88
Лист 89
Лист 90
Лист 91
Лист 92
Лист 93
Лист 94
Лист 95
Лист 96
Лист 97
Лист 98
Лист 99
Лист 100

16.БР.УПЦЭБ.17.56			
Дата	Место	Лист	Итого
11.04.11	11		
Экономическая эффективность			
Лист	Итого	Т	
11			
Областные органы власти и органы государственной власти субъектов Российской Федерации			
11.04.11			
16.БР.УПЦЭБ.17.56			
Акт			