

1 ЗНАЧЕНИЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

В последние годы на предприятиях нефтегазодобывающей промышленности вопросам обеспечения промышленной безопасности уделяется особое внимание.

Главной целью руководства НСП «Кереметово» ОАО «АНК «Башнефть» является обеспечение промышленной безопасности опасных производственных объектов, эксплуатируемых филиалами и сервисными организациями ОАО «АНК «Башнефть», для того, чтобы риск возникновения промышленных аварий и случаев травматизма был бы минимальным и соответствовал бы сложившемуся на конкретном этапе научно-технического прогресса уровню развития техники и технологии.

Согласно ежегодным государственным докладам «О состоянии промышленной безопасности опасных производственных объектов, рационального использования и охраны недр Российской Федерации», представляемых Ростехнадзором России большее количество аварий приходится на предприятия нефтегазодобычи.

Из существующих сведений известно, что на предприятиях нефтегазодобычи РФ в среднем происходит около 20 аварий в год, при которых погибает более 25 человек.

Одной из основных причин тяжелого и смертельного травматизма на объектах нефтедобычи является неумение персонала своевременно определять и оценивать реальные опасности, возникающие на рабочих местах. Большинство аварий и случаев смертельного травматизма можно предотвратить при постоянном мониторинге реального состояния опасных производственных объектов, своевременном проведении мероприятий по их техническому обслуживанию, ремонту и реконструкции, а также по соблюдению безопасных режимов работы.

Уровень травматизма и аварийности на нефтегазодобывающих предприятиях определяется высокой степенью износа основного оборудования,

Таблица 1.1 – Распределение аварий по причинам [1]

Группа причин	Процент аварий, %
Низкий уровень организации работ	60
Неисправность оборудования	25
Прочие (нарушение технологии, недостаток средств обеспечения безопасности, низкая квалификация персонала)	15

Аварии могут произойти по следующим причинам:

- коррозия емкостного оборудования и трубопроводов, свищ стенки, брак сварки, усталость металла;
- нарушение регламента ремонтных работ;
- разрыв сварных швов;
- разгерметизация фланцев узлов задвижек;
- механические повреждения.

Аварии связаны также с отказами оборудования. Основное количество отказов оборудования происходит на трубопроводах, технологических аппаратах (насосы, теплообменники, печи, колонны), а также приборах контроля и автоматики.

Причинами отказов являются:

- естественное старение материала за счет коррозии;
- несвоевременная замена деталей (узлов), т.е. нарушение правил технической эксплуатации;
- неправильность действий обслуживающего персонала.

Значительное количество среди происшествий составляют пожары. Статистика свидетельствует, что в системе Главтранснефти произошло 9,7 % пожаров, на нефтепромыслах - 14,2 %. на нефтеперерабатывающих заводах - 28,4 %, а на распределительных нефтебазах зафиксирована наибольшая доля пожаров - 47,7 %.

2 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА УПН НСП «КЕРЕМЕТОВО»

2.1 Описание установки подготовки нефти НСП «Кереметово»

Рассматриваемая установка подготовки нефти НСП «Кереметово» (рис. 2.1) входит в состав УДНГ «Южарланнефть» ОАО «АНК «Башнефть» филиала «Башнефть-Янаул» и находится в Краснокамском районе республики Башкортостан в 45 км к югу от города Нефтекамска.

Установка подготовки нефти НСП «Кереметово» предназначена для:

- сепарации газа;
- отделения попутной пластовой воды с последующей ее закачкой в систему ППД;
- подготовки и сдачи нефти в пункт приема и сдачи нефти (ППСН) «Калтасы».

Метод подготовки товарной нефти – термохимический с гидродинамическим отстоем. Подготовленная нефть сдается в пункт подготовки и сдачи нефти «Калтасы». Отделившаяся попутная вода поступает на КНС, газ – на газокompрессорную станцию и используется для нагрева нефти на ТХУ (термохимическая установка), остатки газа сжигаются на факеле.

В состав объектов установки подготовки нефти НСП «Кереметово» входят:

- трубный водоотделитель (рис. 2.2);
- отстойники предварительного сброса пластовой воды;
- совмещенные сепараторы I ступени сепарации (сепараторы-отстойники) – для сепарации газа и сброса определенного количества воды (рис. 2.3);
- газосепараторы II ступени сепарации нефти от газа – более глубокое отделение газа;
- газосепараторы III ступени (горячей сепарации) – окончательное удаление газа из идущей в резервуары-накопители и прошедшие тепловой нагрев и отстой нефти;

- операторная;
- административно-бытовой корпус;
- химико-аналитическая лаборатория цППН.

В состав сооружений коммерческого узла учета нефти входит:

- система измерения количества нефти (СИКН) типа «Даниел»;
- установка трубопоршневая ТПУ «Сапфир № С-500-4-0.065»;
- блок измерения качества (БИК).

В состав сооружений водоснабжения входят:

- насосная станция пожаротушения.

2.2 Описание процессов, проводимых на УПН НСП «Кереметово»

Технологический процесс на УПН НСП «Кереметово» осуществляется по схеме, представленной на рис. 2.4.

Нефть с нефтепромыслов поступает на НСП «Кереметово» четырьмя потоками. Первый поток – нефтепромысел № 1, второй поток – нефтепромысел № 2, третий поток – нефтепромысел № 3, и четвертый – нефтепромысел № 4.

Газо-водонефтяная эмульсия с нефтепромыслов № 1 и 4 по однострубно́й системе сбора после ТВО № 14 и с нефтепромысла № 3 после ТВО № 15 под давлением 2 - 2,5 кгс/см², обводненностью до 75 % поступает на I ступень КССУ (концевая совмещенная сепарационная установка), на депульсаторы (узел предварительного разделения фаз), где эмульсия разделяется на три фазы - нефть, газ и пластовую воду - и успокаивается. Депульсатор представляет собой трубопровод различного диаметра, выполненный под разными углами. Предназначены для устранения пульсаций давления и скорости потока, а также вибраций входных трубопроводов за счет предварительного отбора газа и отстоявшейся воды в сепараторы I ступени через отводящие трубопроводы. Предварительно успокоившаяся жидкость поступает в сепараторы, где происходит разделение жидкости на нефть, газ и пластовую воду. (Объем сепараторов - 160 м³, количество - 4 шт.).

при помощи насосов ЦНС 180 x 120 № 1,2 под давлением до 6 кгс/см² или ХЕ 250 x 200 № 3,4 насосной 03 под давлением до 4,5 кгс/см².

Схема основных технологических потоков представлена на рис. 2.5.

Технологическая схема УПН представляет собой однопоточную термохимическую установку подготовки нефти. Нефть с РПС № 1 - 4 поступает на прием сырьевых насосов ЦНС 300x180 № 12-14 и под давлением до 7,5 кгс/см² прокачивается по трубному пространству теплообменников типа «труба в трубе», где нагревается до 20-35 °С за счет тепла выходящей с установки подготовленной нефти.

Затем нефть поступает для проектного нагрева (до 60-80 °С) в трубчатые цилиндрические печи огневого подогрева № 1,2,3 типа ЦС-1-213/9, разработанные уфимским филиалом «ВНИИнефтемаш».

После нагрева в печах нефтяная эмульсия под давлением до 4 кгс/см² поступает для отстоя в горизонтальные отстойники № 1- 4 типа ОГ-200 (объемом по 200 м³). Затем эмульсия поступает в электродегидраторы типа ЭГ-160 № 1 - 4 (объемом по 160 м³) для обессоливания и отстоя воды. Дренажная вода из отстойников и электродегидраторов поступает для подготовки в дренажные резервуары типа РВС-5000 № 6, 9. Подготовленная на ТХУ нефть с обводненностью до 1 % после электродегидраторов, пройдя по трубному пространству теплообменников поступает на III «горячую» ступень сепарации КССУ для отделения остаточного газа в сепараторы № 12-13 (объем сепараторов - по 56 м³, давление – 0,2 – 0 кгс/см²). Далее нефть поступает в технологические резервуары, где доводится до товарной кондиции. Затем товарная нефть насосами внешней откачки ЦНС-300 x 360 № 1-5 под давлением 12-25 кгс/см² через систему измерения количества нефти (СИКН) типа «Даниел» откачивается в ППСН «Калтасы».

На УПН с целью улучшения качества подготовки нефти для отмывки хлористых солей подается пресная вода в трех точках (10 - 12% от объема подготовленной нефти):

- 1) на выкид сырьевых насосов перед входом в печь;

3 ОПИСАНИЕ УПН НСП «КЕРЕМЕТОВО» С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОПАСНОСТЕЙ И ВРЕДНОСТЕЙ

3.1 Сведения об опасных веществах, обращающихся на УПН НСП «Кереметово»

Нефть представляет собой горючую, маслянистую жидкость обычно темно - коричневого цвета со специфическим запахом.

Нефть – легковоспламеняющаяся жидкость, представляющая собой смесь углеводородов с различными соединениями (сернистыми, азотистыми, кислородными). Плотность нефти 730-1040 кг/м³, начало кипения обычно ~ 20 °С. Теплота сгорания от 43514 до 46024 кДж/кг. В воде практически не растворима. Сырые нефти способны при горении прогреваться в глубину, образуя все возрастающий гомотермический слой. Скорость выгорания их $(5,2-7) \cdot 10^{-5}$ м/с, скорость нарастания прогретого слоя $(0,7-1,0) \cdot 10^{-4}$ м/с; температура прогретого слоя 130-160 °С, температура пламени 1100 °С. [3]

Из углеводородов различного строения в нефти обычно преобладают углеводороды метанового и нафтенового ряда. В меньших количествах встречаются углеводороды ароматического ряда.

Предельно-допустимая концентрация паров нефти в воздухе производственных помещений 300 мг/м³, а в смеси с сероводородом – 3 мг/м³. Предельно-допустимая концентрация сероводорода в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³. Нефть легко испаряется; вдыхание ее паров ведет к отравлению организма человека. Нефть оказывает вредное воздействие на кожу и слизистые оболочки. Нужно иметь в виду, что пары нефти тяжелее воздуха и обладают большей, чем жидкость, текучестью, вследствие чего они расстилаются по земле далеко от места, где они образовались и заполняют низины, ямы, каналы, траншеи. Если на пути встречается источник открытого огня, может произойти взрыв, который передается по всему пути движения газов, и пожар возникает в нескольких местах. Горючие газы и пары могут попасть с воздухом в помещение, поэтому необходим строгий контроль. Большую опасность представляют течи через

Таблица 3.2 – Взрывопожароопасные, токсические свойства газов

Наименование вещества	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76	Уд. вес, плот., г/см ³	Температура, °С			Пределы взрываемости объем, мг/м ³		ПДК в воздухе раб. зоны производ. помещения, мг/м ³
			вспышки	воспламенения	самовоспламенения	Нижн.	Верх.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Метан	4	0,550	-187,9		537	5,0	15,0	300
Этан	4	0,050	152		515	2,9	12,5	300
Пропан	4	1,560	-		466	2,1	9,5	300
Бутан	4	2,00	-		465	1,8	9,1	300
Толуол	3	0,867	-		536	1,3	6,5	50
Растворитель реагента	3	0,793	-	11	436	6,7	34,7	5
Сероводород	2	1,190	-		246	4,3	45,5	10

3.2 Классификация объектов УПН НСП «Кереметово» по взрывопожарной и пожарной опасности

Подготавливаемая на УПН НСП «Кереметово» нефть является взрывопожароопасной. В связи с этим объекты, которые участвуют в технологическом процессе, являются также взрывопожароопасными. В связи с этим, в таблице 3.4 приводятся классы объектов УПН НСП «Кереметово» по взрывопожарной и пожарной опасности.

3.3 Анализ условий возникновения и развития аварий на УПН НСП «Кереметово»

Вопросам безопасного ведения технологического процесса на УПН НСП «Кереметово» необходимо уделять исключительное внимание. Нефть и нефтепродукты характеризуются высокой взрывопожароопасностью, а пары их ядовиты. Неправильное выполнение той или иной технологической операции может послужить причиной образования горючей взрывоопасной смеси, привести к аварии и несчастным случаям.

Перечень основных факторов и возможных причин, способствующих возникновению и развитию аварий представлен в таблице 3.5.

3.3.1 Основные опасности, присутствующие на установке подготовки нефти НСП «Кереметово»

- Наличие легковоспламеняющихся жидкостей, паров, газов; способность паров и газов образовывать с воздухом взрывоопасную смесь.
- Способность жидких и газообразных нефтепродуктов и самой нефти действовать отравляюще на организм человека.
- Способность нефти образовывать самовоспламеняющиеся на воздухе пирофорные соединения.

Таблица 3.5 – Перечень основных факторов и возможных причин, способствующих возникновению и развитию аварий

Составляющие опасного производственного объекта	Факторы, способствующие возникновению и развитию аварии	Возникновение причины аварии
<p>Установка подготовки нефти НСП «Кереметово» филиала «ОАО «АНК «Башнефть» «Башнефть-Янаул»</p>	<p>Наличие на объекте 17871 т горючей жидкости (до 3420 т в одиночной емкости), 23,94 т газа создает опасность аварийного выброса большого количества опасного вещества при аварийной разгерметизации оборудования, трубопроводов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Фактический износ, коррозия металла трубопровода, механические повреждения; 2. Ошибка персонала; 3. Нарушение правил промышленной безопасности при эксплуатации опасного производственного объекта; 4. Отказы трубопровода, арматуры и разъемных соединений, разгерметизация емкостей 5. Нарушение технологического регламента ведения процесса подготовки нефти 6. Нарушение правил безопасности при подготовке к ремонту, ремонте; 7. Диверсии; 8. Стихийные бедствия

1	2
Течь нефти из-под днища или через уторный уголок. Свищ по телу или сварному стыку резервуара	Угроза отравления сероводородсодержащим газом, парами углеводородов нефти. Пожароопасность, взрывоопасность.
Возникновение пожара в резервуаре	Угроза отравления сероводородсодержащим газом, парами углеводородов нефти. Пожароопасность, взрывоопасность.
Обрыв электрического кабеля	Угроза поражения электрическим током
Прекращение подачи технической воды в систему пожарного водовода	Пожароопасность
Пожары в помещениях зданий базы участка	Пожароопасность. Недостаточное содержание кислорода
Аварийное прекращение подачи пара	Пожароопасность, взрывоопасность
Прекращение подачи воздуха на КИПиА	Пожароопасность, взрывоопасность

Таблица 3.7 – Перечень основных факторов и возможных причин, способствующих возникновению и развитию аварий и способы устранения аварийного состояния

N п/п	Вид аварийного состояния производства	Причины возникновения неполадок	Действие персонала по устранению аварийного состояния
1	2	3	4
1	Отключение электроэнергии.	Отключение фидера	Переключить на запасной фидер.
2	Отключение подачи воздуха на приборы КИП и А.	Вышел из строя компрессор. Замерзла пневмолиния.	Пустить резервный компрессор. Отогреть линию и продуть.

1	2	3	4
	Забиты контрольные краники.		Прочистить контрольные краники.
6	Отстойники и электродегидраторы. Пропуск жидкости через предохранительный клапан. Самоотключение Высокое давление в отстойниках и электродегидраторах.	Ослабла пружина ППК Образование «газовой шапки» Ухудшилась пропускная способность	Произвести тарировку клапана. Стравить через ППК в аварийную емкость. Проверить работу теплообменников.
7	Теплообменники. Ухудшение качества нефти на выходе.	Порыв трубопровода секции теплообменника.	Отключить неисправную секцию.
8	Печи УПН. Прогар труб. Пропуски в сварных швах или во фланцевых соединениях. Разрушение кладки печи. Поступление конденсата газа на печи.	Коррозия металла или закоксовывание труб. Заполнен конденсатосборник.	Остановить печь, подготовить к ремонту.
9	Резервуары. Нарушение целостности корпуса, крыши или днища резервуара. Неисправность предохранительной или дыхательной арматуры.	Коррозия металла. Забита огнепреградительная сетка.	Отключить из работы, подготовить для ремонта. Снять и прочистить сетку.
10	Узел учета нефти. Повышение перепада давления на фильтре. Резкое падение давления на УУН.	Забита сетка фильтра. Порыв на магистраль ной линии.	Прочистить сетку фильтра. Остановить откачку, принять меры по ликвидации порыва.

продолжение табл. 3.7

1	2	3	4
15	Загазованность производственных помещений.	Пропуск нефти, газа через сальники насосов, забита канализационная линия, пропуски газа через сальники задвижек, фланцевые соединения и т.д.	Остановить неисправное оборудование, включить аварийную вентиляцию, приступить к ликвидации аварии согласно "Плану ликвидации аварий".

3.4 Краткое описание наиболее крупных и вероятных сценариев возможных аварий

Описание наиболее вероятно возможных сценариев аварий на установке подготовки нефти НСП «Кереметово» ОАО АНК «Башнефть» - УДНГ «Южарланнефть» представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Краткое описание сценариев наиболее крупных и вероятных возможных аварий [4]

Составляющие декларируемого объекта	Наиболее опасный сценарий	
	№ сценария	Описание сценария
1	2	3
Установка подготовки нефти (нефтесборный пункт «Кереметово») ОАО «АНК «Башнефть» – УДНГ «Южарланнефть»	C ₁	Полное разрушение резервуара → разлив нефти → образование парогазового облака → появление источника зажигания → пожар разлива → разрушение объекта → загрязнение атмосферы → ущерб окружающей среде и предприятию

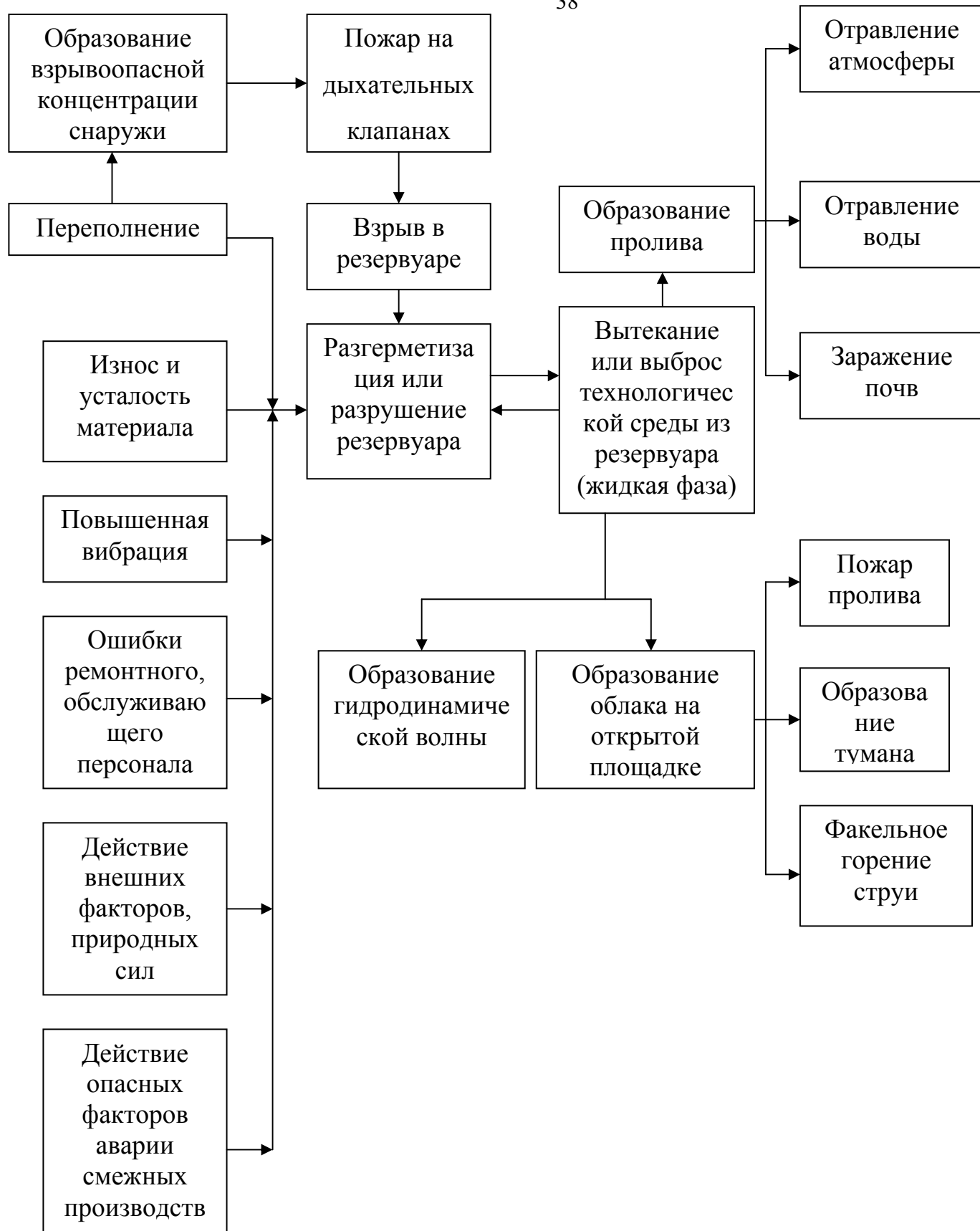
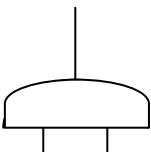
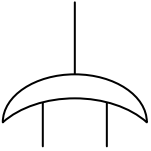
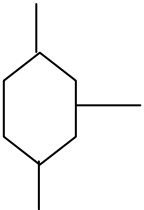
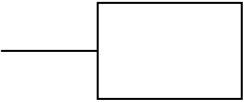
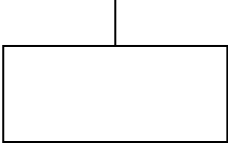


Рис. 3.1 – Блок-схема возникновения и развития аварии резервуаров

Таблица 3.9– Логические символы и символы событий, используемые при построении «дерева отказов»

Символ логического знака, события	Название знака	Причинная взаимосвязь
	И	Выходное событие происходит при условии возникновения всех событий
	ИЛИ	Выходное событие происходит, если случается любое из выходных событий
	Запрет	Наличие входа вызывает появление выхода тогда, когда происходит условное событие
	Условное событие	Обуславливает появление выхода при наличии входа в знаке Запрет
	Исходное событие	Событие, вводимое логическим элементом

Условный знак «или» ставится, если накладывается условие выполнения хотя бы одного события из группы рассматриваемых независимых событий.

Вероятный сценарий возникновения и развития аварий на установке комплексной подготовки нефти представлен на рисунке 3.3.

Если в процессе аварии происходит утечка жидкой фазы взрывоопасных и легковоспламеняющихся веществ, то жидкость, при наличии источника зажигания и при наличии над ее поверхностью паров с достаточной для воспламенения концентрацией, может загореться с возникновением пожара разлива, при котором происходит горение бассейна (лужи) разлитой жидкости. Для нефти, имеющей высокое давление насыщенных паров (до 0,4-0,42 атм.), возможен еще один вариант развития событий: если при выбросе нефти в непосредственной близости нет источника зажигания, то нефть будет испаряться, а паровоздушное облако будет распространяться в атмосфере (дрейфуя и рассеиваясь в поле ветра, растекаясь под действием силы тяжести). Облако может достичь источника зажигания, расположенного иногда на значительном удалении от места выброса, и лишь затем воспламениться.

3.5 Оценка риска аварий

При оценке риска аварий определены вероятность возникновения аварий и развития аварийной ситуации, индивидуальный и социальный риск гибели людей.

Вероятность возникновения наиболее крупного сценария аварии C_1 – мгновенная разгерметизация резервуара составляет $1,7 \cdot 10^{-9}$ в год⁻¹.

Вероятность возникновения наиболее вероятного сценария аварии C_2 – длительное истечение составляет $1 \cdot 10^{-5}$ в год⁻¹.

Вероятность возникновения сценария аварии C_3 составляет $1,32 \cdot 10^{-7}$ в год⁻¹.

Допустимая величина индивидуального риска ($R_v < 10^{-6}$ год⁻¹) достигается на расстоянии от эпицентра взрыва: 10 м от блока сепараторов при развитии аварии по сценарию C_3 , а при развитии аварии по сценарию C_1 величина индивидуального риска меньше $1,7 \cdot 10^{-9}$ на любом расстоянии.

При реализации всех сценариев в зоне поражения может оказаться персонал (2 человека), выполняющий в момент разгерметизации ремонтные или профилактические работы. Жертвы с ожогами разной степени возможны при условии нахождения персонала в зоне теплового воздействия.

Таблица 3.11 – Показатели действия поражающих факторов при сценарии С₃

Показатели	Сценарий развития аварии
1	2
Взрыв топливно-воздушной среды	
Тротиловый эквивалент взрыва, кг:	24,34
Легкая общая контузия организма, временное повреждение слуха, ушибы и вывихи конечностей, км	0,016-0,025
Серьезные контузии, повреждение органов слуха, кровотечение из носа и ушей, сильные вывихи и переломы, км	0,013-0,016
Сильная контузия всего организма, повреждение внутренних органов и мозга, тяжелые переломы конечностей. Возможен смертельный исход, км	0,010-0,013
Сильные травмы с частым смертельным исходом менее, км	0,010

3.5.1 Расчет вероятности возникновения пожара пролива в резервуаре РВС-5000

Расчет вероятности возникновения пожара пролива производится на основе ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. [6]

Так как на товарных резервуарах средняя рабочая температура нефти T_{cp} выше среднемесячной температуры воздуха, то за расчетную температуру поверхностного слоя нефти принимаем T_{cp} . $T_{cp} > T_{в.к.п.в.}$, поэтому при

Имеющееся на резервуаре защитное заземление находится в исправном состоянии, поэтому вероятность вторичного воздействия молнии на резервуар и заноса в него высокого потенциала равна нулю $Q_P(C_2)=0$ и $Q_P(C_3)=0$.

Появление искр (И) в резервуаре возможно только при проведении искроопасных ручных операций при измерении уровня и отборе проб. Поэтому вероятность возникновения теплового источника 2 (ТИ₂) равна:

$$Q_P(ТИ_2) = Q_P(f_1) \cdot Q(ОП) = (1 - e^{-N_{з.у.} \cdot \tau_P}) \cdot Q(ОП), \quad (3.7)$$

где $N_{з.у.}$ – число искроопасных операций при ручном измерении уровня;

$Q(ОП)$ – вероятность ошибки оператора, выполняющего операции измерения уровня.

Таким образом, появление в резервуарном парке какого-либо теплового источника (ТИ) равно:

$$Q_P(ТИ) = Q_P(ТИ_1) + Q_P(ТИ_2) \quad (3.8)$$

Появление источника зажигания (ИЗ) в резервуаре обусловлено появлением в нем тепловых источников, полагая, что энергия и время существования этих источников достаточны для воспламенения горючей смеси (ГС), т.е. вероятность воспламенения $Q_P(B)=1$, получим вероятность появления источника зажигания горючей смеси равна:

$$Q_P(ИЗ/ГС) = Q_P(ТИ) \cdot Q_P(B). \quad (3.9)$$

Тогда вероятность возникновения пожара внутри резервуара равна:

$$Q_P(ПР) = Q_P(ИЗ/ГС) \cdot Q_P(ГС). \quad (3.10)$$

Рабочая концентрация паров в резервуаре выше верхнего концентрационного предела воспламенения, т.е. в резервуаре при неподвижном слое нефти находится негорючая среда. При наполнении резервуара нефтью около резервуара образуется горючая среда, вероятность выброса которой можно вычислить по формуле

$$Q_{О.Р.}(БГС) = (K_{\sigma} n_{об} \cdot \tau_{\sigma_{об}}) / \tau_P, \quad (3.11)$$

где K_{σ} – коэффициент безопасности, $K_{\sigma}=1$ (при реализации в течение года только одного события); $\tau_{\sigma_{об}}$ – продолжительность выброса богатой смеси.

Тогда вероятность взрыва в окрестностях резервуара равна:

$$Q_H(BP) = Q_{B3}(ИЗ/ГС) \cdot Q_{OP}(ГС). \quad (3.21)$$

Вероятность возникновения в зоне резервуара либо пожара, либо взрыва равна:

$$Q(ПВР) = Q_B(ПР) + Q(BP). \quad (3.22)$$

Результаты расчета вероятности возникновения пожара в резервуаре РВС-5000 приведены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Результаты расчета вероятностных оценок опасности пожара на РВС-5000

Вероятностная оценка опасности пожара	Показатели
1	2
Вероятность появления горючего вещества, Q (ГВ)	10^{-5}
Вероятность появления горючей смеси, $Q_B(ГС) \cdot 10^{-4}$	0,015
Число прямых ударов молний в объект за год, $N_{у.м.}$	0,22
Вероятность поражения молнией, $Q_P(C_1)$	0,00988
Вероятность появления искр, $Q_P(ТИ_2) \cdot 10^{-4}$	1,14
Вероятность возникновения в резервуаре какого-либо теплового источника $Q_P(ТИ) \cdot 10^{-4}$	0,02
Вероятность поражения молнией взрывоопасной зоны, $Q_{B3}(C_1) \cdot 10^{-6}$	0,0015
Вероятность появления искр, $Q_{B3}(C_2) \cdot 10^{-8}$	0,0179
Вероятность появления около резервуара какого-либо теплового источника, $Q_{B3}(C_3) \cdot 10^{-8}$	0,000314
Вероятность возникновения в зоне резервуара либо пожара, либо взрыва, $Q(ПВР) \cdot 10^{-8}$	0,00285

$$H = 42d \left(\frac{m}{\rho_e \sqrt{gd}} \right)^{0,61}, \text{ м}, \quad (3.25)$$

$$H = 42 \cdot 325,1 \left(\frac{0,04}{1,29 \sqrt{9,81 \cdot 325,1}} \right)^{0,61} = 140,11 \text{ м},$$

5. Находим угловой коэффициент облученности F_q , принимая $r=163$ м

$$F_q = \sqrt{F_v^2 + F_h^2}, \quad (3.26)$$

$$\text{где } F_v = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{S_1} \cdot \arctg \left(\frac{h}{\sqrt{S_1^2 - 1}} \right) + \frac{h}{S_1} \left\langle \arctg \left(\sqrt{\frac{S-1}{S_1+1}} \right) - \frac{A}{\sqrt{A^2 - 1}} \arctg \left(\sqrt{\frac{(A+1) \cdot (S_1-1)}{(A-1) \cdot (S_1+1)}} \right) \right\rangle \right],$$

$$\text{где } A = (h^2 + S_1^2 + 1) / 2S_1 = (0,86^2 + 1,0027^2 + 1) / 2 \cdot 1,0027 = 1,37;$$

$$S_1 = 2r/d = 2 \cdot 165 / 325,1 = 1,02;$$

$$h = 2H/d = 2 \cdot 140,11 / 325,1 = 0,9.$$

$$F_v = \frac{1}{3,14} \left[\frac{1}{1,02} \cdot \arctg \left(\frac{0,9}{\sqrt{1,02^2 - 1}} \right) + \frac{0,9}{1,02} \left\langle \arctg \left(\sqrt{\frac{1,02-1}{1,02+1}} \right) - \frac{1,4}{\sqrt{1,4^2 - 1}} \arctg \left(\sqrt{\frac{(1,4+1) \cdot (1,02-1)}{(1,4-1) \cdot (1,02+1)}} \right) \right\rangle \right] = 0,43$$

$$F_h = \frac{1}{\pi} \left[\frac{(B-1/S_1)}{\sqrt{B^2-1}} \cdot \arctg \left(\sqrt{\frac{(B+1)(S_1-1)}{(B-1)(S_1+1)}} \right) - \frac{(A-1/S_1)}{\sqrt{A^2-1}} \cdot \arctg \left(\sqrt{\frac{(A+1)(S_1-1)}{(A-1)(S_1+1)}} \right) \right] = 0,44$$

$$\text{где } B = (1 + S_1^2) / (2S_1) = (1 + 1,015) / (2 \cdot 1,015) = 1,00011.$$

$$F_q = \sqrt{F_v^2 + F_h^2} = \sqrt{0,43^2 + 0,44^2} = 0,62$$

Тогда, интенсивность теплового излучения при пожаре пролива будет равна:

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \tau = 40 \cdot 0,62 \cdot 0,99 = 24,82 \text{ кВт/м}^2.$$

Таблица 3.13 – Значения интенсивности теплового излучения в зависимости от расстояния от геометрического центра пролива

Расстояние от центра пролива нефти, м	Интенсивность теплового излучения, кВт/м ²
1	2
165	24,82054
170	21,36633

продолжение табл. 3.14

1	2	3	4
10,5	5	То же, но под защитой распыленных струй воды или водяных завес	Мгновенные ожоги
14,0	5	В теплоотражательных костюмах под защитой водяных струй и завес	То же
85,0	1	То же, но со средствами индивидуальной защиты	То же

Таким образом, на расстоянии 165 м от геометрического центра пролива РВС-5000 у незащищенных людей будут возникать непереносимые болевые ощущения и мгновенные ожоги, поэтому тушение пожара на этом расстоянии могут производить пожарные в теплоотражательных костюмах под защитой водяных струй и завес со средствами индивидуальной защиты.

4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УПН НСП «КЕРЕМЕТОВО»

На основании проведения анализа производственных опасностей и вредностей в данном разделе разработаны мероприятия по обеспечению промышленной безопасности на УПН НСП «Кереметово».

4.1 Мероприятия по предотвращению нарушений технологического процесса

Все стадии технологического процесса на УПН НСП «Кереметово» ведутся в соответствии с технологическим режимом. При соблюдении правил и норм технологического режима в процессе обессоливания и обезвоживания не исключается возможность взрыва внутри технологической аппаратуры.

Подготавливаемая на УПН НСП «Кереметово» нефть не обладает способностью быстро и спонтанно полимеризоваться, реагировать с водой, саморазогреваться, самовоспламеняться, термически разлагаться. На УПН НСП «Кереметово» не применяются продукты и теплоносители, не совместимые между собой.

Для предотвращения нарушений технологического процесса на УПН НСП «Кереметово» проводятся следующие мероприятия:

- обслуживающий персонал УПН НСП «Кереметово» обучен в соответствии с требованиями ПБ 08-624-03, проинструктирован и аттестован в области промышленной безопасности;

- на УПН НСП «Кереметово» проводятся своевременные ревизии и ремонт зданий, сооружений, оборудования и аппаратов;

- контролируется строгое соблюдение требований правил безопасности и инструкций по эксплуатации, обслуживанию и ремонту резервуаров, печей, трубопроводов, насосов, компрессоров и сосудов, работающих под давлением;

- количество рабочих мест и численность производственного персонала установлены из условий минимальной достаточности за счет повышения автоматизации управления технологическими процессами;

- на УПН НСП «Кереметово» отсутствуют открытые поверхности аппаратов и трубопроводов с температурой выше температуры самовоспламенения.

- для исключения возникновения зарядов статического электричества все оборудование и трубопроводные системы имеют защиту от статического электричества в соответствии с ГОСТ 12.2.020-96;

- 100 % контроль сварных швов;

- антикоррозионная изоляция усиленного типа всех трубопроводов подземной прокладки и подземных емкостей;

- лакокрасочное покрытие надземных трубопроводов и емкостей;

- протекторная защита резервуаров;

- подача ингибитора коррозии в трубопровод пластовой воды, подаваемой на блок концевой насосной станции;

- установка размещена на удалении от стационарных источников огня и от операторной;

- предусмотрена механическая приточная, вытяжная и естественная вентиляция в насосных и других помещениях, где не исключена вероятность образования взрывоопасной смеси.

4.3 Решения, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ

Для предупреждения развития и локализации возможных аварийных ситуаций на УПН НСП «Кереметово» предусмотрены:

- система дистанционного отключения, блокировка оборудования и сигнализация при нарушениях технологического режима, управление из операторной;

4.4 Описание мероприятий, проводимых для защиты от зарядов статического электричества

Для исключения возникновения опасных потенциалов, образование которых возможно при перемещении технологических потоков, все оборудование и трубопроводные системы имеют защиту от статического электричества в соответствии с ГОСТ 12.2.020-96.

Защита от статического электричества осуществляется путем присоединения перемычками из полосовой стали корпусов всего технологического оборудования и аппаратов, а также кожухов термоизоляции к заземлителям.

Для зданий и сооружений, отнесенных ко II категории по устройству молниезащиты в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 [8] выполнены:

- защита от прямых ударов молнии;
- защита от вторичных проявлений молнии;
- защита от заноса высокого потенциала через наземные и подземные металлические коммуникации.

Для зданий и сооружений, отнесенных к III категории по устройству молниезащиты выполнены:

- защита от прямых ударов молнии;
- защита от заноса высокого потенциала через наземные металлические коммуникации.

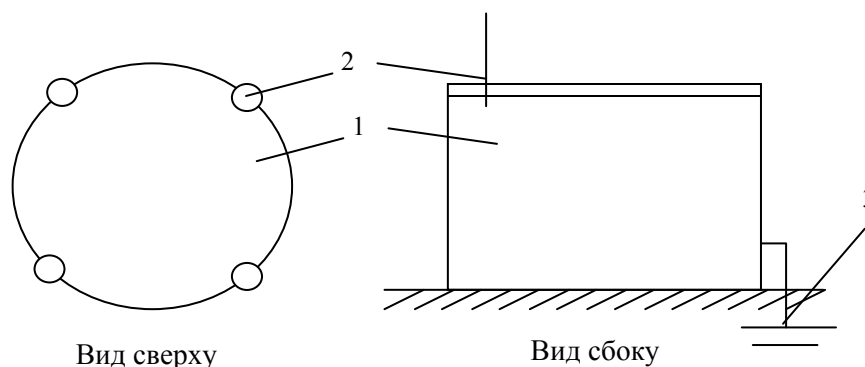


Рис. 4.2 – Устройство молниезащиты на РВС
1 – резервуар, 2 – молниеотвод, 3 - заземление

4.5 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности на УПН НСП «Кереметово»

Технологические защиты и схемы сигнализации предназначены для предотвращения аварий и нарушений технологического процесса.

Автоматическая система управления резервуарными парками предназначена для обеспечения централизованного контроля и управления резервуарным парком из местного диспетчерского пункта (МДП) без постоянного присутствия эксплуатационного персонала непосредственно у технологических объектов.

Технологические защиты и схемы сигнализации не останавливают работу основного оборудования, а сигнализируют при достижении предельных значений, установленных технологической картой (уровень, давление, температура, взрывоопасные концентрации газа, расход). Ответственность за сохранение заданных картой предельных значений несет персонал цеха ППН и «Хазинское УАН».

Действие технологической защиты одностороннее, т.е. ввод схемы защиты в нормальный режим работы производится персоналом вручную после устранения причины, вызвавшей срабатывание защиты.

Действие защиты сопровождается световым и звуковым сигналами.

Для сигнализации и контроля за работой УПН НСП «Кереметово» применяются:

- местные и дистанционные измерители уровня фаз;
- сигнализации максимального оперативного и аварийного уровня;
- пробоотборники и др.

Измерители уровня жидкости предназначены для оперативного контроля заполнения и опорожнения резервуара. [9]

На УПН НСП «Кереметово» применяются следующие измерители уровня:

4.5.1 Система автоматического регулирования, поддерживающая параметры работы УПН НСП «Кереметово»

Для автоматического регулирования, которое поддерживает параметры работы УПН НСП «Кереметово» в заданном режиме предусмотрено следующее:

- регулирование рабочих уровней во втором отсеке отстойников клапаном, установленном на трубопроводе нефти после аппаратов;
- регулирование межфазного уровня «нефть-вода» в первом отсеке клапанами, установленными на пластовой воде после отстойников;
- автоматическое регулирование подачи горячей нефти в отстойники по температуре выхода нефти клапанами, установленными на трубопроводах горячей нефти;
- автоматическое регулирование давления в отстойниках клапанами, установленными на трубопроводах выхода нефти из аппаратов;
- автоматическое регулирование давления газа в газосепараторах, клапаном установленными на трубопроводе газа на факел;
- дистанционное измерение, сигнализация и регулирование межфазных уровней «нефть-вода» клапанами, установленными на трубопроводах воды после отстойников.
- автоматическое регулирование давления клапаном, установленном на трубопроводе товарной нефти от теплообменников в сепараторы.
- регулирование давления топливного газа к камерам сгорания и топливным горелкам;
- регулирование температуры нагрева продукта осуществляется регуляторами прямого действия.
- автоматическое регулирование уровня нефти с сепараторов клапанами, установленными на трубопроводах нефти после аппаратов.
- регулирование межфазного уровня «нефть-вода» в отстойниках клапанами, установленными на трубопроводах пластовой воды. Площадка отстойников пластовой воды:

4.5.3 Системы сигнализации УПН НСП «Кереметово»

На УПН НСП «Кереметово» предусмотрены следующие системы сигнализации:

- сигнализация верхнего и нижнего уровней нефти ТВО;
- сигнализация нижнего уровня воды;
- сигнализация состояния клапана (открыто, закрыто, промежуточное положение).
- сигнализация верхнего и нижнего аварийных уровней в нефти во втором отсеке отстойников;
- дистанционный контроль и сигнализация верхних аварийных уровней конденсата в газосепараторах;
- сигнализация верхнего и нижнего межфазного уровня «нефть-вода» в отстойниках в первом отсеке;
- сигнализация нижнего аварийного уровня в первом отсеке отстойников;
- дистанционное измерение и сигнализация нижнего и верхнего аварийных уровней воды в отстойниках;
- дистанционный контроль и сигнализация верхних аварийных уровней конденсата в газосепараторах;
- сигнализация состояния клапанов (открыто, закрыто, промежуточное положение).
- сигнализация верхних аварийных уровней в аппаратах.
- измерение и сигнализация нижнего аварийного уровня воды в отстойниках;
- сигнализация верхнего и нижнего аварийных межфазных уровней «нефть-вода» в отстойниках.
- сигнализация нижнего и верхнего аварийных уровней нефти в емкостях.
- сигнализация минимального, максимального уровней раздела фаз «нефть-вода», «нефть-газ».
- сигнализация максимального уровня жидкости в нефтяном отсеке;

- контроль и сигнализация давления воздуха КИПиА;
- местное измерение давления в отстойниках;
- дистанционное измерение давления в отстойниках;
- местное измерение давления в емкостях;
- дистанционное измерение давления в емкостях;
- измерение уровня нефти в емкостях.
- местное измерение давления в отстойниках;
- дистанционное измерение давления в отстойниках;
- контроль и сигнализация давления в промышленной ливневой емкости.
- сигнализация максимального уровня жидкости в нефтяном отсеке;
- сигнализация минимального, максимального уровней раздела фаз «нефть-вода»;
- местное измерение давления в отстойниках;
- дистанционное измерение уровней «нефть-вода», «нефть-газ» в отсеках отстойников.
- местное и дистанционное измерение давления на нагнетательной линии насосных агрегатов;
- дистанционный контроль температуры подшипников насосов.

4.6 Обеспечение требований безопасности по готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий

Для локализации и ликвидации последствий аварий на УПН НСП «Кереметово» предусмотрено:

- зонирование территории УПН НСП «Кереметово» по принципу группирования производств и служб, имеющих сходство по технологическому процессу и функциональному назначению, санитарной и пожарной характеристике, транспортному обслуживанию, с учетом направления господствующих ветров и противопожарных разрывов;

При возникновении аварийной ситуации на УПН НСП «Кереметово» выполняются следующие мероприятия:

1. Первый заметивший аварию работник по сигналу пневматических извещателей сообщает в ПЧ-125 МЧС РБ нажатием кнопки извещателя.
2. Включается автоматическая система пенотушения после сигнала тревоги. Персонал вахты УПН нефтесборного пункта «Кереметово» встречают пожарную охрану и совместно тушат пожар.
3. Начальник установки руководит работой по ликвидации аварии.
4. Персонал вахты во главе с мастером прекращают поступление потока в резервуар, направляя поток в другой резервуар.
5. Отключают установку УЛФ, закрывают задвижки на соседних резервуарах.
6. Подают воду в систему орошения горящего и рядом стоящих резервуаров.
7. Через диспетчера ЮУДНГ останавливают поступление нефти в УПН НСП «Кереметово».
8. Закрывают задвижки поступления нефти с нефтепромыслов, производят аварийную остановку установки.
9. Откачивают нефть из емкостей, находящихся рядом.
10. После ликвидации аварии начальник установки организует ведение ремонтных и восстановительных работ на аварийном участке.

На УПН НСП «Кереметово» имеется обслуживающий персонал, обученный к действиям при возникновении аварийных ситуаций.

На УПН НСП «Кереметово» создана аварийно-диспетчерская служба (АДС) согласно приказа от 30.12.2003 г. № 190 подписанного директором Южарланского УДНГ. В состав аварийно-диспетчерской службы входит аварийно-восстановительное звено, а также добровольная пожарная дружина (I боевой расчет – 15 человек, II боевой расчет – 10 человек) согласно приказа по цеху ППН ЮУДНГ от 15.01.2004 г № 03 и добровольная газоспасательная дружина (17 человек) согласно приказа по цеху ППН ЮУДНГ от 15.01.2004 г. №

Продолжение табл. 4.1

1	2	3	4
5. Напильники, зубило, отвертки, пассатижи, щетки стальные	набор	1	
6. Рулетка длиной 10-20 м	шт.	1	
7. Станок ножовочный	шт.	1	
8. Лопаты, кирки, топор, пила по дереву	набор	1	
9. Крючок для открывания крышек колодцев	шт.	2	
IV Инвентарь, спецодежда, средства защиты			
1. Инвентарные щиты ограждения	шт.	2	
2. Знаки сигнализации, таблички предупредительные	шт.	5	
3. Веревки с флажками	м	100	
4. Переносные светильники и во взрывозащищенном исполнении	шт.	2	
5. Фонари карманные светосигнальные	шт.	1	
6. Бандажи для труб ØØ 219 мм, 159 мм, 105 мм	комплект	1	
7. Спецодежда (костюм х/б, куртки и брюки ватные, рукавицы, перчатки диэлектрические, защитные маски)	комплект	по 1 на каждого	
8. Противогазы	шт.	по 1 на каждого	ПШ-1
9. Средства и медикаменты первой доврачебной помощи		1 аптечка	
10. Противопожарные средства (асбестовая ткань, кошма, ведра, багры, лопаты, углекислотные огнетушители ОУ-2, ОУ-5)	комплект	1	

Штаб ГОЧС является постоянно действующим органом управления, является исполнительным органом объектового звена НГДУ по решению задач предупреждения и ликвидации ЧС в повседневной деятельности. Штаб ГОЧС возглавляет директор ГО ЮУДНГ филиал «Башнефть - Янаул».

Оперативная группа предназначена для решения задач в условиях повышенной готовности. Она организует выявление причин ухудшения обстановки, вырабатывает предложения и принимает все меры по предотвращению ЧС, а в случае ее возникновения готовит предложения по локализации и ликвидации ЧС, защите рабочих, служащих, имущества и окружающей среды.

Силами и средствами, привлекаемыми для предупреждения и ликвидации последствий ЧС, являются:

- специализированные цеха, главной задачей которых является ликвидация последствий аварий на скважинах, промысловых трубопроводах, НСП, УКПН.

- формирования служб ГО ЧС и объектовые формирования общего назначения.

На каждом рабочем месте обслуживающего и подсобно-производственного персонала установки предусматриваются медицинские аптечки с необходимым набором медикаментов и перевязочных материалов.

Обеспечение рабочих и служащих, находящихся на ликвидации аварии, медикаментами и средствами индивидуальной защиты организуется за счет средств ЮУДНГ филиал «Башнефть - Янаул» ОАО «АНК «Башнефть».

Кроме этого, УПН обслуживается противопожарной (ОГПС - 125) и вневедомственной службой (таблица 4.2).

Система оповещения включает: внутреннюю телефонную связь (между участками, с ПЧ-125, с диспетчером и администрацией, с прямым выходом на АТС «АНК «Башнефть») и радиотелефонную связь. Контроль за ее работой осуществляет комиссия по чрезвычайным ситуациям (КЧС) предприятия.

Место сбора и работы комиссии по чрезвычайным ситуациям – кабинет начальника или кабинет главного инженера ЮУДНГ.

Оповещение руководящего состава и сотрудников участка проводят секретарь и посыльные по решению Управления ГО ЧС в объеме, необходимом для решения задач по предупреждению и ликвидации последствий ЧС.

Общее оповещение об остановке, правилах поведения и действиях населения осуществляется:

- ответственным дежурным Управления ГО ЧС г. Нефтекамска с использованием централизованной информационно-оповестительной системы ГО передачей сигнала «ВНИМАНИЕ ВСЕМ!»;

- подвижными средствами ГОВД, оборудованными звуко-усилительными установками. Обмен информацией об обстановке между взаимодействующими органами управления осуществляется Управлением ГО ЧС г. Нефтекамска. Связь с вышестоящими и взаимодействующими органами поддерживается и осуществляется по существующей телефонной сети, телетайпу, факсу, при необходимости, подвижными средствами и посыльными.

При аварийной ситуации на установке подготовки нефти НСП «Кереметово» филиала «Башнефть-Янаул» обслуживающий персонал немедленно сообщает в ПЧ-125, диспетчеру Южарланского УДНГ, Управлению ГО ЧС г. Нефтекамска, территориальным органам УТЭН Ростехнадзора по РБ, государственному инспектору по охране труда.

Информация должна быть четкой, краткой и содержать сведения о:

- времени аварии;
- месте аварии;
- характере и размере аварии;
- наличии пострадавших;

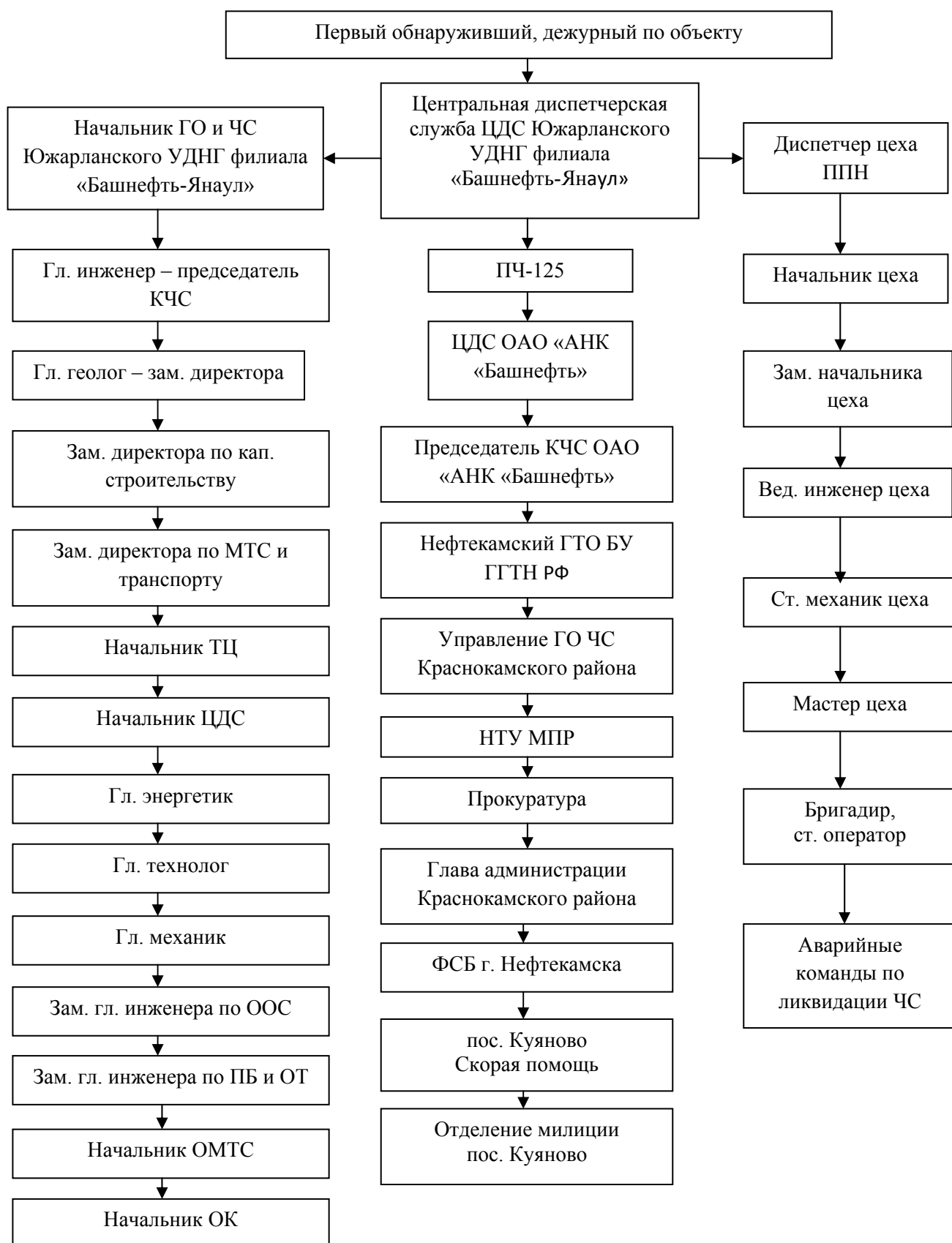


Рис. 4.8 – Схема оповещения в случае возникновения аварии на декларируемом объекте с указанием порядка действия в случае аварии

- размещение объектов по принципу группирования производств и служб по однородности технологических процессов, функциональному назначению, взрывопожароопасности объектов при их эксплуатации;

- размещение технологического оборудования на открытых площадках;

- защита сооружений, аппаратов и надземных трубопроводов от статического электричества;

- блок-боксы технологического оборудования, щитовых выполнены из негорючих материалов (в качестве теплоизоляционного материала применяется минеральная вата) с легко сбрасываемой кровлей;

- в пожароопасных помещениях устанавливаются тепловые извещатели 109-1/1 и дымовые типа ДИП-54Н, на лестничных клетках и снаружи у входов – ручные типа ИПР. Во взрывоопасных помещениях устанавливаются пожарные извещатели типа ИП-103-1В;

- контроль загазованности на технологических объектах, световая и звуковая сигнализация загазованности 20 % и 50 % НКПВ по месту и в операторной. В боках БДР-2,5, БКН-К, БК-О и насосной внутренней перекачки при загазованности 20 НКПВ предусмотрено автоматическое включение вентиляторов.

В обеспечении пожарной безопасности объектов установки, и, в первую очередь, обслуживающего персонала, значительное место занимает оснащение технологической установки современными приборами автоматического контроля, регулирования, сигнализации; установки средств автоматического пожаротушения в соответствии с ГОСТ 51043-97.

4.8.1 Противопожарное водоснабжение УПН НСП «Кереметово»

В обеспечении пожарной безопасности объектов установки, и, в первую очередь, обслуживающего персонала, значительное место занимает оснащение технологической установки современными приборами автоматического контроля, регулирования, сигнализации; установки средств автоматического пожаротушения в соответствии с ГОСТ 51043-97.

До каждого объекта пенотушения в отдельности (резервуары, насосные) проложены растворопроводы $d = 114 \times 4,5$ мм.

На всех резервуарах установлены по два стационарных пеногенератора типа ГПСС-2000 (рис. 4.13), для подачи пены в резервуары.

В насосных внутренней откачки и сырьевой установлены генераторы пены типа ГПС-600 для подачи пены на насосы (рис. 4.14).

противопожарного резервуара. Шаровой кран на трубопроводе горячей воды закрывается при минимальном уровне в емкости горячей воды. Затем пожаротушение идет по схеме, описанной выше.

На трубчатых печах на случай пожара или аварийной остановки, кроме тушения водой, предусмотрено паротушение. Пар из общего коллектора давлением до 0,6 МПа подается в змеевики печи и в линию выхода нефти из печи.

4.9 Меры, направленных на уменьшение риска аварий и повышение безопасности эксплуатации УПН НСП «Кереметово»

Учитывая длительный период эксплуатации установки подготовки нефти НСП «Кереметово» предлагаются следующие мероприятия по уменьшению риска аварий и повышению безопасной эксплуатации УПН НСП «Кереметово», представленные в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Перечень предлагаемых мер, направленных на уменьшение риска аварий и повышение безопасной эксплуатации УПН НСП «Кереметово»

Наименование мероприятий	Сроки исполнения
1	2
Обеспечить техническую оснащенность и периодическую аттестацию персонала цеха подготовки и перекачки нефти ЮУДНГ филиала «Башнефть-Янаул» в области защиты персонала, населения и территории от ЧС.	По графику
Периодически проводить освидетельствование емкостей с целью определения остаточного ресурса эксплуатации	По графику
Ежегодно проводить планово - предупредительные ремонты	По графику
При сдаче и приемке смены проводить обход установки подготовки нефти (нефтесборный пункт «Кереметово») с проверкой исправности оборудования и запорной арматуры	Постоянно

Своевременное выполнение работ планово-предупредительного характера, обучение работников, поддержание сил и средств по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций в постоянной готовности позволит обеспечить достаточную надежность и способность безопасной эксплуатации при условии полного выполнения своих должностных обязанностей и соблюдение норм и правил эксплуатации обслуживающим персоналом.

Для своевременной ликвидации возможных аварий на УПН НСП «Кереметово» разработан план ликвидации возможных аварий в НСП «Кереметово» Южарланского участка цеха ППН филиала «Башнефть-Янаул» (приложение Г).

4.10 Предлагаемые решения по повышению эффективности тушения пожаров на резервуарах УПН НСП «Кереметово»

Резервуары вертикальные, стальные (РВС) и резервуарные парки предприятий нефтяной промышленности являются их главным технологическим объектом. Они предназначены для обеспечения надежной оперативной работы комплекса «нефтепромысел - нефтепровод - нефтеперерабатывающий завод - нефтепродуктопровод (железнодорожный или водный транспорт) - нефтесбытовая организация (нефтебаза, АЗС) - потребитель». В настоящее время на предприятиях топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России находится резервуарный парк общим объемом более 50 млн.м³. От надежной работы резервуаров и резервуарных парков зависит не только нормальная и безаварийная эксплуатация вышеназванного комплекса народного хозяйства, но и полная его промышленно-экономическая и экологическая безопасность. [10]

Существующие в НСП «Кереметово» системы автоматического пожаротушения предусматривают размещение пеногенераторов для подачи пены средней кратности в верхней части резервуара. В этом их существенный

технологические коммуникации, которые при возникновении пожара практически не повреждаются.

Процесс образования пены низкой кратности происходит в стволах эжекторного типа – пеногенераторах, находящихся за обвалованием резервуара. При выходе пены из пенопровода происходит интенсивное перемешивание слоев нефти с пенным потоком.

Время прохождения пены от пеногенератора до поверхности резервуара, как правило, составляет 40...60 с. Быстрому растеканию пены по поверхности горючей жидкости способствуют конвективные потоки, направленные от места выхода пены к стенкам резервуара.

Через 90...120 с после появления пены на поверхности горение значительно снижается. В дальнейшем в течение 120...180 с горение полностью прекращается.

После остановки подачи пены на всей поверхности горючей жидкости образуется устойчивый пенный слой толщиной до 50 мм, который в течение нескольких часов защищает поверхность нефти от повторного воспламенения.

Система подслоного пожаротушения резервуара представляет собой комплекс устройств (рис. 4.16, 4.17), обеспечивающих: получение низкократной пены с помощью высоконапорного пеногенератора, ее транспортировку по пенопроводу в резервуар; ввод пены в нефтепродукт с расчетной скоростью и равномерное орошение поверхности «зеркала» нефтепродукта пеной.

В качестве тушащего средства применяется пленкообразующий фторсинтетический пенообразователь.

Система обеспечивает оперативное тушение пожара за счет образования на поверхности легковоспламеняющейся жидкости стойкой пленки из всплывших мелких пузырьков пены, перекрывающих доступ кислорода в зону горения.

Расчетное время тушения пожара для автоматического пенного пожаротушения – 10 мин. [11]

В качестве пенообразующих устройств для системы пожаротушения следует применять в резервуарах со стационарной крышей пеногенераторы типа ГПСС.

Система подслоного пожаротушения – это совокупность специального оборудования, пенообразователя и технологии, позволяющая генерировать, транспортировать и наливать раствор пенообразователя непосредственно в резервуар в нижний слой горячей нефти, обеспечивая быстрое тушение пожара за счет образования на ее поверхности изолирующего слоя.

Применение системы подслоного пожаротушения позволяет ликвидировать горение нефти, разрушение верхнего пояса, и наличие закрытых сверху участков поверхности горения. Активность тушащего действия СПТ практически не зависит от времени развития пожара, поскольку низкократная пена вводится в холодный нижний слой нефти в резервуаре.

В качестве пенообразующих веществ используются фторсинтетические пенообразователи: «Универсальный-П» (Россия), «Подслоный» (Россия), FC-206 AF, «Легкая вода» (Бельгия, фирма «ЗМ»), Finiflam A3F.

Вода на приготовление пенообразующего раствора не должна содержать примесей нефтепродуктов.

Раствор пенообразователя, пройдя через слой горячей нефти, не поглощает ее. Он образует на ее поверхности изолирующий слой, обеспечивающий быстрое тушение и предотвращающий повторное возгорание.

Для тушения пожаров подслоным способом широко используются высоконапорный пеногенератор марки ВПГ-10/20/30/40 «Алфей» (рис. 4.19) и ВПГ-20 «Феникс» ХЛ. Технические характеристики ВПГ-10/20/30/40 «Алфей» и ВПГ-20 «Феникс» представлены в табл. 4.5.

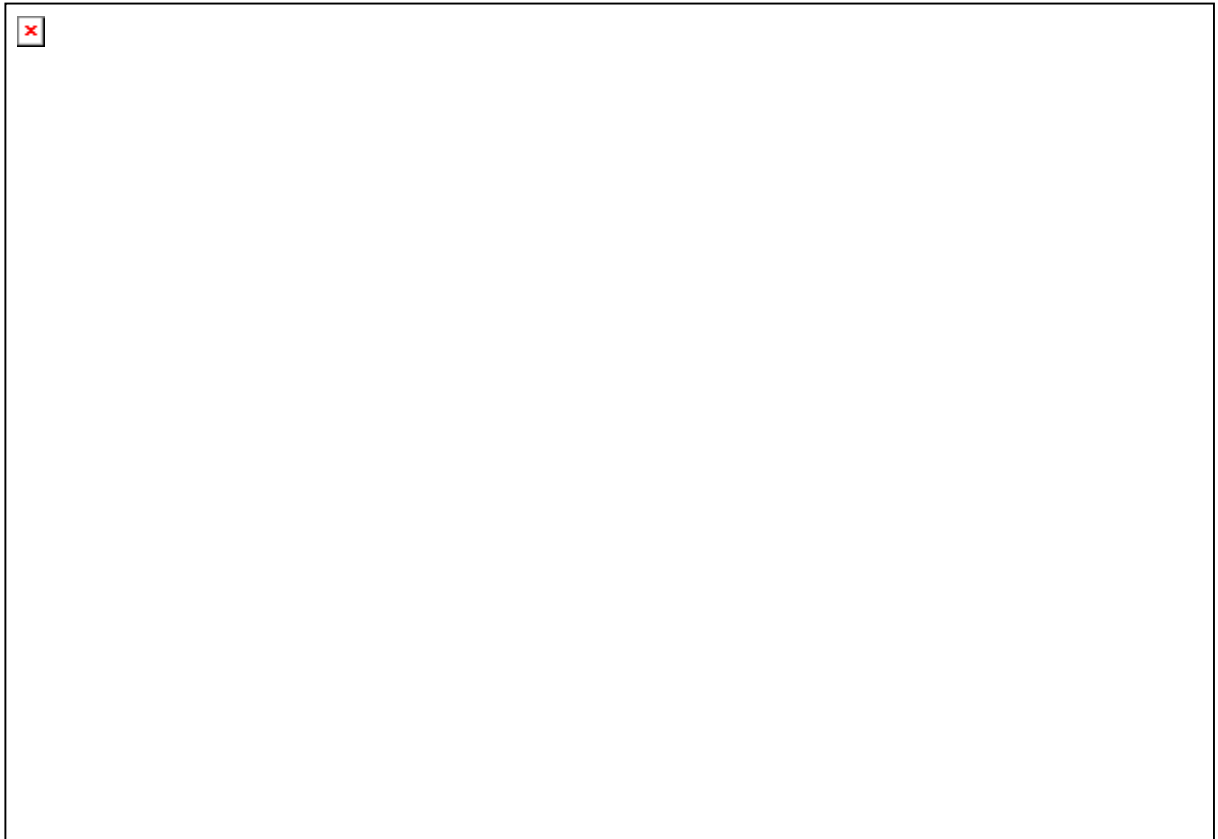


Рис. 4.18 – Принципиальная схема стационарной системы подслоного тушения пожаров горючих жидкостей в резервуарах (ССП)

1 – сухотруб ССПТ; 2,5 – электроздвижки; 3 – разветвление для высоконапорной передвижной пожарной техники; 4 – высоконапорный генератор пены со смесителем-дозатором и защитным кожухом; 6 – обратный клапан; 7 – обвалование; 8 – пенопровод; 9 – задвижка; 10 – пенослив; 11 – опоры; 12 – сливной патрубков

Применение систем подслоного пожаротушения пеной низкой кратности с использованием фторсинтетических пленкообразующих пенообразователей гарантирует очень быстрое и эффективное тушение пожаров в резервуарах с нефтью.

4.11 Расчет необходимого количества пеногенераторов ВМП для тушения пожара на РВС-5000 на УПН НСП «Кереметово»

Для тушения пожара в резервуарах с нефтью используется воздушно-механическая пена низкой кратности:

– 0,2 л/(с·м) на 1 м расчетной длины окружности (за расчетную длину принимается $\frac{1}{2}$ длины окружности резервуара).

$$Q_{\text{охл.над.р-ра1}} = I \cdot C_{\text{р-ра}} = 0,5 \cdot 72 = 36 \text{ л/с};$$

$$Q_{\text{охл.сос.р-ра}} = I \cdot C_{\text{р-ра}} / 2 = 0,2 \cdot 36 = 7,2 \text{ л/с}.$$

9) Время охлаждения горящего и соседних с ним резервуаров, расположенных на расстоянии менее двух нормативных расстояний следует принимать равным:

а) для надземных резервуаров при тушении стационарной системой – 3 ч.

$$Q_{\text{охл.над.р-ра2}} = I \cdot C_{\text{р-ра}} \cdot \tau_{\text{охл.}} = 0,5 \cdot 72 \cdot 3 \cdot 3600 = 388800 \text{ л/с};$$

$$Q_{\text{охл.сос.р-ра}} = I \cdot C_{\text{р-ра}} / 2 \cdot \tau_{\text{охл.}} = 0,2 \cdot 36 \cdot 3 \cdot 3600 = 77760 \text{ л/с} \text{ – на один резервуар.}$$

Тогда на 3 соседних резервуара расход воды будет:

$$Q_{\text{охл.сос.3}} = 77760 \cdot 3 = 233280 \text{ л.}$$

Общее количество воды:

$$Q_{\text{общ.}} = Q_{\text{охл.сос.3}} + Q_{\text{охл.над.р-ра2}} = 233280 + 388800 = 633698,4 \text{ л} = 633,698 \text{ м}^3.$$

10) Рассчитываем число средств пожаротушения.

Технические характеристики генераторов низкократной пены (ГНП) следующие (расход раствора в л/с):

ГНП – 20 л/с пены и воды.

$$Q_{\text{ГНП}} = 20 \cdot 60 \cdot 10 = 12000 \text{ л.}$$

По формуле $Q_{\text{о.с.}} = N_{\text{ГНП}} \cdot Q_{\text{ГНП}}$ определяем $N_{\text{ГНП}}$.

$$N_{\text{ГНП}} = \frac{Q_{\text{о.с.}}}{Q_{\text{ГНП}}} = \frac{24900}{12000} = 2.$$

Получается, что нам необходимо 2 генератора пены низкой кратности ВПГ-

5 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

5.1 Основные источники загрязнения окружающей природной среды на УПН НСП «Кереметово»

Основными источниками загрязнения атмосферы на УПН НСП «Кереметово» являются резервуары, факельное хозяйство, печи огневого подогрева, вентиляционные системы насосных.

Выбросы углеводородов нефти и сероводорода из резервуаров происходят при «больших» и «малых» дыханиях через дыхательный клапан, а также при возможной негерметичности кровли резервуара в результате коррозии.

Факельная система и трубчатые печи являются источником загрязнения атмосферы сернистым ангидридом, окислами азота, оксидом углерода.

Вытяжная вентиляция закрытых помещений является источником загрязнения атмосферного воздуха парами углеводородов, сероводородом (неплотности сальников, насосов, компрессоров, задвижек и пр.).

Возможным источником загрязнения атмосферного воздуха и грунта являются утечки нефтепродуктов и сточной воды из резервуаров через отверстия в днище, образующиеся в результате коррозии, при появлении трещин в сварных швах, свищей, при переливах; а также утечки из технологического оборудования и трубопроводов при порывах в результате коррозии или аварийных повреждениях, при неплотности сальниковых устройств насосов, компрессоров, запорной арматуры. [13]

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу представлен в табл. 5.1.

продолжение табл. 5.1

1	2	3	4	5	6	7
17	Углеводород (керосин)	2732			1,20	0,00518
18	Масло минеральное	2735			0,05	0,01081
19	Уайт-спирит	2752			1,00	0,94500
20	Пыль неорг. (20-70%)	2908	0,30	0,10		0,00083
21	Пыль абразивная	2930			0,04	0,00050
Итого						265,21737

5.2 Расчет выбросов вредных веществ резервуарным парком

На установке подготовки нефти НСП «Кереметово» основными источниками выбросов в атмосферный воздух являются резервуары, в первую очередь резервуары предварительного сброса пластовой воды.

Расчет выбросов попутного газа от РПС ведется по формуле

$$n_i = 12,2 \cdot Q_p \cdot K_i \cdot X_i \cdot M_i \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot 10^{-3} / (273 + t_{гп}), \text{ т/год}, \quad (5.1)$$

где Q_p – объемный расход нефти, поступающий в резервуар в течение года, м³/год;

$K_i = P_i/P_a$ – константа равновесия, тогда $K_i = 100/760 = 0,131$;

$P_i = 100$ мм. рт. ст.;

$P_a = 760$ мм.рт.ст.;

$X_i = 1,0$ – для нефти;

$M_i = 60$ – молекулярная масса паров газа;

$t_{гп}$ – температура газового пространства резервуара, °С.

Определяется по формуле

$$t_{гп} = 0,5 \cdot (t_x + t_{ов}), \quad (5.2)$$

составляют 0,25 от значений, приведенных выше. Выбросы при работе системы улавливания составляют:

1) Углеводород (метан)

$$m=4,4507(1-0,75)=1,1128 \text{ г/с,}$$

$$M=140,35694(1-0,75)=35,08924 \text{ т/год;}$$

2) Углеводород (гексан)

$$m=2,4352(1-0,75)=0,6088 \text{ г/с,}$$

$$M=76,79589(1-0,75)=19,19897 \text{ т/год;}$$

3) Сероводород

$$m=0,0335(1-0,75)=0,0084 \text{ г/с,}$$

$$M=1,05794(1-0,75)=0,26449 \text{ т/год;}$$

Результаты расчетов выбросов вредных веществ из РПС при работе УЛФ также приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты расчетов выбросов из РПС

Годы	Q _н , тыс. т/год	Q _н , тыс. м ³ /год	m(г/с) M (т/год) газа попут.	Выбросы					
				Углеводород (метан)		Углеводород (гексан)		Сероводород	
				г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2008- 2012	1208,0	1357,303	<u>16,7735</u> 528,97016	<u>4,4507</u> 1,1128	<u>140,4</u> 35,089	<u>2,44</u> 0,61	<u>76,80</u> 19,20	<u>0,034</u> 0,0084	<u>1,06</u> 0,26

Примечания:

в числителе – без системы УЛФ

в знаменателе – при работе системы УЛФ

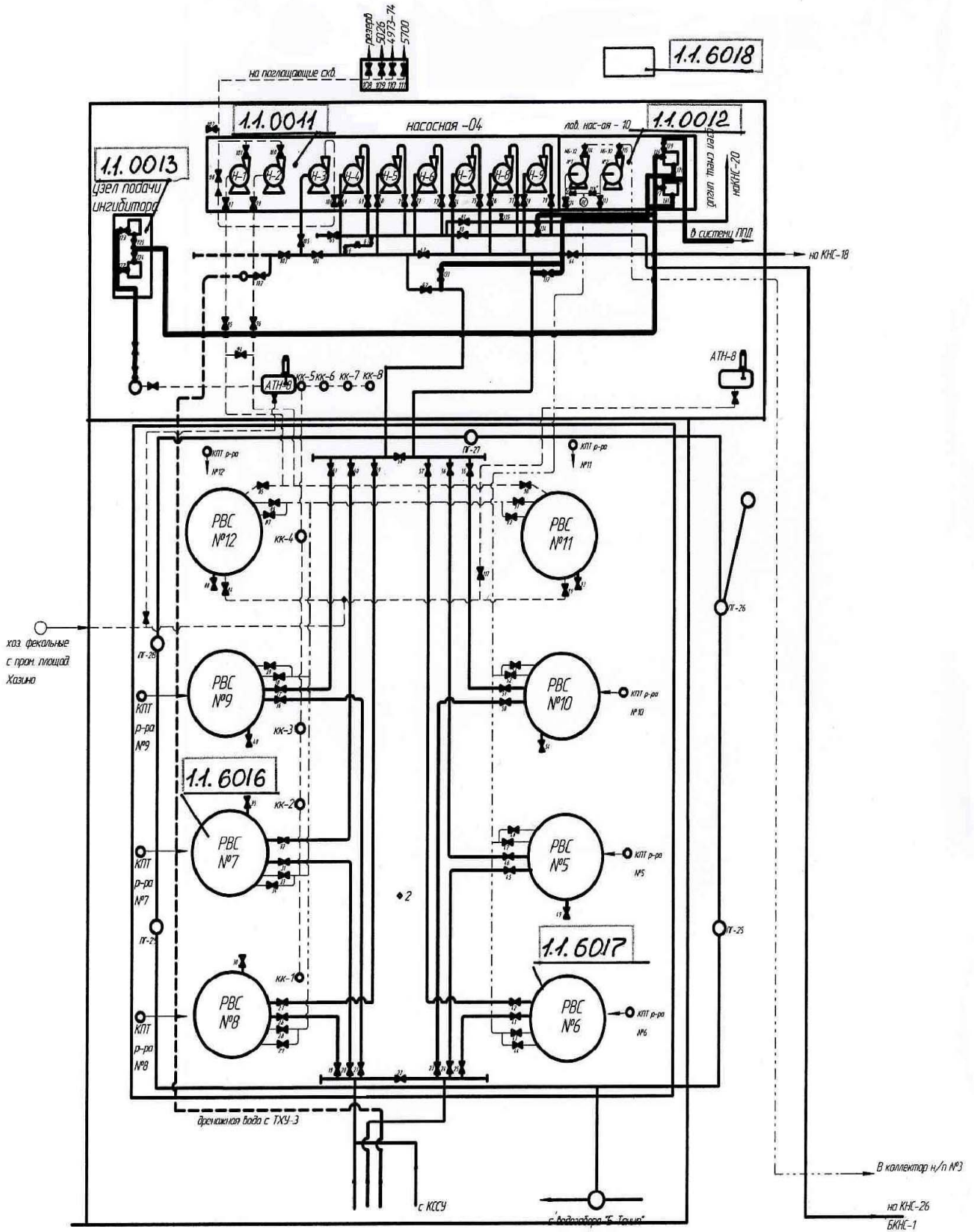


Рис. 5.1 – Принципиальная технологическая схема очистных сооружений НСП «Кереметово»

6 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

6.1 Расчет экономического ущерба в результате пожара пролива нефти

Целью данного дипломного проекта является оценка риска установки подготовки нефти УПН НСП «Кереметово» ОАО «АНК «Башнефть» филиал «Башнефть-Янаул» с расчетом ущербов, нанесенных оборудованию, персоналу установки от действия поражающих факторов.

Возможный ущерб рассматриваемой аварии рассчитывается с использованием Методических рекомендаций по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах (РД 03-496-02) [14].

Структура ущерба от аварий на опасных производственных объектах (рисунок 6.1), как правило, включает: полные финансовые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, на котором произошла авария; расходы на ликвидацию аварии; социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей (как персонала, так и третьих лиц); вред, нанесенные окружающей природной среде.

Возможными аварийными ситуациями на установке рассматривались:

- пожар пролива при полном разрушении резервуара с товарной нефтью;
- пожар пролива при разгерметизации трубопровода, запорной арматуры резервуара;
- взрыв топливно-воздушной среды при полном разрушении сепаратора.

Наиболее худшим событием является полное разрушение резервуара с товарной нефтью, в данном случае ущерб будет максимальным.

Все приведенные цифровые данные условные.

Ущерб от аварии на УПН при полном разрушении резервуара может быть выражен в общем виде формулой

$$P_a = P_{пп} + P_{ла} + P_k + P_{экол} + P_{втр}, \text{ руб.}, \quad (6.1)$$

где P_a – полный ущерб от аварий (руб.);

$P_{пп}$ – прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект (руб.);

$P_{ла}$ – затраты на ликвидацию, локализацию и расследование аварии (руб.);

$P_{сэ}$ – социально-экономические потери (руб.);

$P_{к}$ – косвенный ущерб (руб.);

$P_{экол}$ – экологический ущерб (руб.);

$P_{втр}$ – потери от выбытия трудовых ресурсов в результате гибели людей или потери ими трудоспособности (руб.).

1) Прямые потери, $P_{пп}$ от аварии определяются по формуле

$$P_{пп} = P_{оф} + P_{тмц} + P_{им}, \text{ руб.}, \quad (6.2)$$

где $P_{оф}$ – потери предприятия в результате уничтожения или повреждения основных производственных фондов (руб.);

$P_{тмц}$ – потери предприятия в результате уничтожения или повреждения товарно-материальных ценностей (руб.);

$P_{им}$ – потери в результате уничтожения и повреждения имущества третьих лиц (руб.).

Потери предприятия в результате уничтожения при аварии основных производственных фондов состоит из:

- стоимость разрушенного резервуара 19850 тыс.р.;
- стоимость ремонта и восстановления оборудования, машин – 340 тыс.р.;
- стоимость ремонта незначительно пострадавших соседних зданий (замена остекления, штукатурка) – 85 тыс.р.;
- стоимость услуг сторонних организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, привлеченных к ремонту – 170 тыс.р.;
- транспортные расходы, надбавки к зарплате и затраты на дополнительную электроэнергию составили 170 тыс.р.

Таким образом,

$$P_{оф} = 19850 \text{ тыс.} + 340 \text{ тыс.} + 0 \cdot 85 \text{ тыс.} + 170 \text{ тыс.} + 170 \text{ тыс.} = 20530 \text{ тыс.р.}$$

Потери продукции ($P_{тмц}$) – резервуар типа РВС-5000, заполненный на 90 %, нефть пролилась на сушу, коэффициент сбора – 60 %. Количество утраченной

нефти – 1602 т. Средняя оптовая отпускная цена нефти на момент аварии равна 4775 р./т. Экономический эффект от потери нефти составляет 7650 тыс.р. Повреждения материальных ценностей незначительны; ущерб имуществу третьих лиц ($P_{им}$) не нанесен, остальные составляющие прямого ущерба не учитываются.

Таким образом, по формуле (6.2)

$$P_{пп} = 20530 \text{ тыс.} + 7650 \text{ тыс.} = 28180 \text{ тыс.р.}$$

2) Затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии $P_{л.а.}$, определяются по формуле

$$P_{л.а} = P_{л} + P_{р}, \text{ р.}, \quad (6.3)$$

где $P_{л}$ – расходы, связанные с локализацией и ликвидацией последствий аварии, р.;

$P_{р}$ – расходы, связанные с расследованием аварии, р.

Расходы, связанные с ликвидацией и локализацией аварии и ($P_{л}$), составят:

- непредусмотренные выплаты заработной платы (премии) персоналу при ликвидации и локализации аварии – 170 тыс. р.;

- специализированные организации к ликвидации аварии не привлекались;

- стоимость материалов, израсходованных при локализации и ликвидации аварии – 170 тыс. р.

Таким образом, потери при локализации и ликвидации аварии:

$$P_{л} = 170 \text{ тыс.} + 170 \text{ тыс.} = 340 \text{ тыс. р.}$$

Расходы на мероприятия, связанные с расследованием аварии – 205 тыс.р.

Полные расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование причин аварии составят

$$P_{л} = 340 \text{ тыс.} + 204 \text{ тыс.} = 544 \text{ тыс. р.}$$

3) Социально-экономические потери

Социально-экономические потери определяются как сумма затрат на компенсации и мероприятия вследствие гибели персонала ($P_{г.п.}$) и третьих лиц ($P_{г.т.л.}$) и (или) травмирования персонала ($P_{т.п.}$) и третьих лиц ($P_{т.т.л.}$)

$$P_{сэ} = P_{гп} + P_{гтл} + P_{тп} + P_{ттл}, \text{ р.} \quad (6.4)$$

Возможное количество персонала, пострадавшего при аварии – 2 человека. Затраты на компенсации и мероприятия вследствие гибели персонала ($P_{гп}$) состоят из расходов на выплату пособий в случае смерти кормильца. В данном случае $P_{гп}$ на одного человека составляет 495 тыс. р. А на двоих составляет 990 тыс.р. Гибель и травмирование третьих лиц отсутствуют. УПН НСП «Кереметово» - охраняемый объект, находящийся вдалеке от населенных пунктов, поэтому на территории и рядом посторонние лица не присутствуют. Затраты на компенсацию и мероприятия вследствие травмирования персонала ($P_{тп}$) составят 0 тыс. р.

В результате социально-экономические потери, вызванные гибелью и травмированием персонала предприятия, составят

$$P_{сэ} = 990 \text{ тыс.} + 0 \text{ тыс.} = 990 \text{ тыс. р.}$$

4) Косвенный ущерб

Косвенный ущерб ($P_{нв}$) вследствие аварий рекомендуется определять как часть доходов, недополученных предприятием в результате простоя ($P_{пп}$), зарплату и условно-постоянные расходы предприятия за время простоя ($P_{зп}$) и убытки, вызванные уплатой различных неустоек, штрафов, пени и пр. ($P_{ш}$), а также убытки третьих лиц из-за недополучения ими прибыли:

$$P_{нв} = P_{зп} + P_{пп} + P_{ш} + P_{нтпл}, \text{ р.} \quad (6.5)$$

Известно, что на предприятии средняя заработная плата рабочих ($V_{зп1}$) составляет 10 тыс. р./мес. (500 р./день); число сотрудников, труд которых не будет использоваться на работе в результате простоя, составило 46 человек; часть условно-постоянных расходов при времени простоя 10 дней составит:

$$P_{зп} = (46 \cdot 500 + 5000) \cdot 10 = 280 \text{ тыс. р.}$$

УПН НСП «Кереметово» не является объектом, производящим какую-либо продукцию. Таким образом, недополученная в результате аварии прибыль ($P_{пп}$) не учитывается.

К убыткам, вызванным уплатой различных штрафов, пени и пр. ($P_{ш}$), относится единовременный штраф за загрязнение земель химическими веществами, равный 160 тыс. р.

Так как соседние организации не пострадали от аварии, недополученная прибыль третьих лиц ($P_{нтпл}$) не рассчитывается.

Таким образом, косвенный ущерб будет равен:

$$P_{нв} = 280 + 160 = 440 \text{ тыс. р.}$$

5) Экологически ущерб

В непосредственной близости от УПН НСП «Кереметово» природных водных объектов нет, поэтому возможность загрязнения водоемов не рассматривается. При выбросе нефтепродукта возможен разлив только по территории парка, что не относится к сельхозугодиям. Таким образом, экологический ущерб будет определяться только загрязнением воздушного бассейна парами нефтепродукта.

Разлитие нефтепродуктов при аварии было ограничено размерами производственной площадки, поэтому экологический ущерб будет определяться, главным образом, размером взыскания за вред, причиненный продуктами горения нефти и нефтепродуктов.

(6.6)

где $N_{баi}$ – базовый норматив платы за выброс в атмосферу продуктов горения нефти и нефтепродуктов: CO, NO_x, SO_x, H₂S, сажи (С) в пределах установленных лимитов. $N_{баi}$ принимался равным 25, 2075, 1650, 10325, 1650, 8250 руб./т соответственно п. 2.8; [14]);

M_{ui} – масса i-го загрязняющего вещества, выброшенного в атмосферу при аварии, т (в соответствии с п 2.14) [14]);

K_u – коэффициент индексации платы за загрязнение окружающей природной среды, принимается равным 94 (согласно п. 2.26 [14]);

$K_{эa}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния атмосферного воздуха экономических районов Российской Федерации, принимаем равным 1,9 (согласно п 2.8 [14]).

Оценка возможных взысканий за вред, причиненный загрязнением атмосферного воздуха при пожаре на резервуаре с нефтью приведен в табл. 6.1.

Таблица 6.1 – Оценка возможных взысканий за вред, причиненный загрязнением атмосферного воздуха при пожарах на резервуарах с нефтью

Тип оборудования	Масса нефти, участвовавшей в аварии, т		Выбросы загрязняющих веществ, т/взыскание за сверхлимитный выброс, руб.								Суммарный размер взысканий при пожаре, руб.
	полная	сгоревшая	При пожаре пролива								
			CO	NO _x	SO ₂	H ₂ S	Сажа	HCN	HCHO	CH ₃ -COOH	
РВС-5000 (нефть)	4005	1602	135/ 3568	11.1/ 2432 8	44.8/ 77942	1.6/ 1754 4	275/ 47662 5	1.6/ 1401 8	1.6/ 46727	24.2/ 35046	695798

Тогда экологический ущерб будет равен:

$$П_{\text{экол}} = Э_{\text{а}} = 696 \text{ тыс. р.}$$

б) Потери от выбытия трудовых ресурсов

Потери от выбытия трудовых ресурсов из производственной деятельности в результате гибели ($П_{\text{втрг}}$) одного человека определяют по формуле

$$П_{\text{втрг}} = Н_{\text{т}} \cdot Т_{\text{рд}}, \text{ р.}, \quad (6.7)$$

где $Н_{\text{т}}$ – доля прибыли, недоданная одним работающим, составляет 300 р./день;

$Т_{\text{рд}}$ – потеря рабочих дней в результате гибели одного работающего, принимаемая равной 6000 дней.

Показатель $Н_{\text{т}}$ определяется исходя из удельных показателей национального / регионального дохода по данной отрасли промышленности с учетом средней заработной платы на предприятии.

$$П_{\text{втрг}} = 300 \text{ р./день} \cdot 6000 \text{ дней} = 1800 \text{ тыс. р.}$$

Учитывая, что пострадавших было 2 человека, окончательный $П_{\text{втрг}}$ равен:

$$П_{\text{втрг}} = 1800 \cdot 2 = 3600 \text{ тыс. р.}$$

В результате проведенного расчета суммарный ущерб от аварии по формуле (6.1) составляет:

$$П_{\text{а}} = 28180 + 544 + 990 + 440 + 696 + 3600 = 34450 \text{ тыс. р.}$$

Таблица 6.1 – Результаты расчета экономического ущерба от пожара пролива нефти

Вид ущерба	Величина ущерба, тыс. р.	Структура ущерба, %
Прямой ущерб	28180	81,8
Расходы на ликвидацию и локализацию аварии	544	1,6
Социально-экономические потери	990	2,9
Косвенный ущерб	440	1,3
Экологический ущерб	696	2,02
Потери от выбытия трудовых ресурсов	3600	10,4
Итого:	34450	100

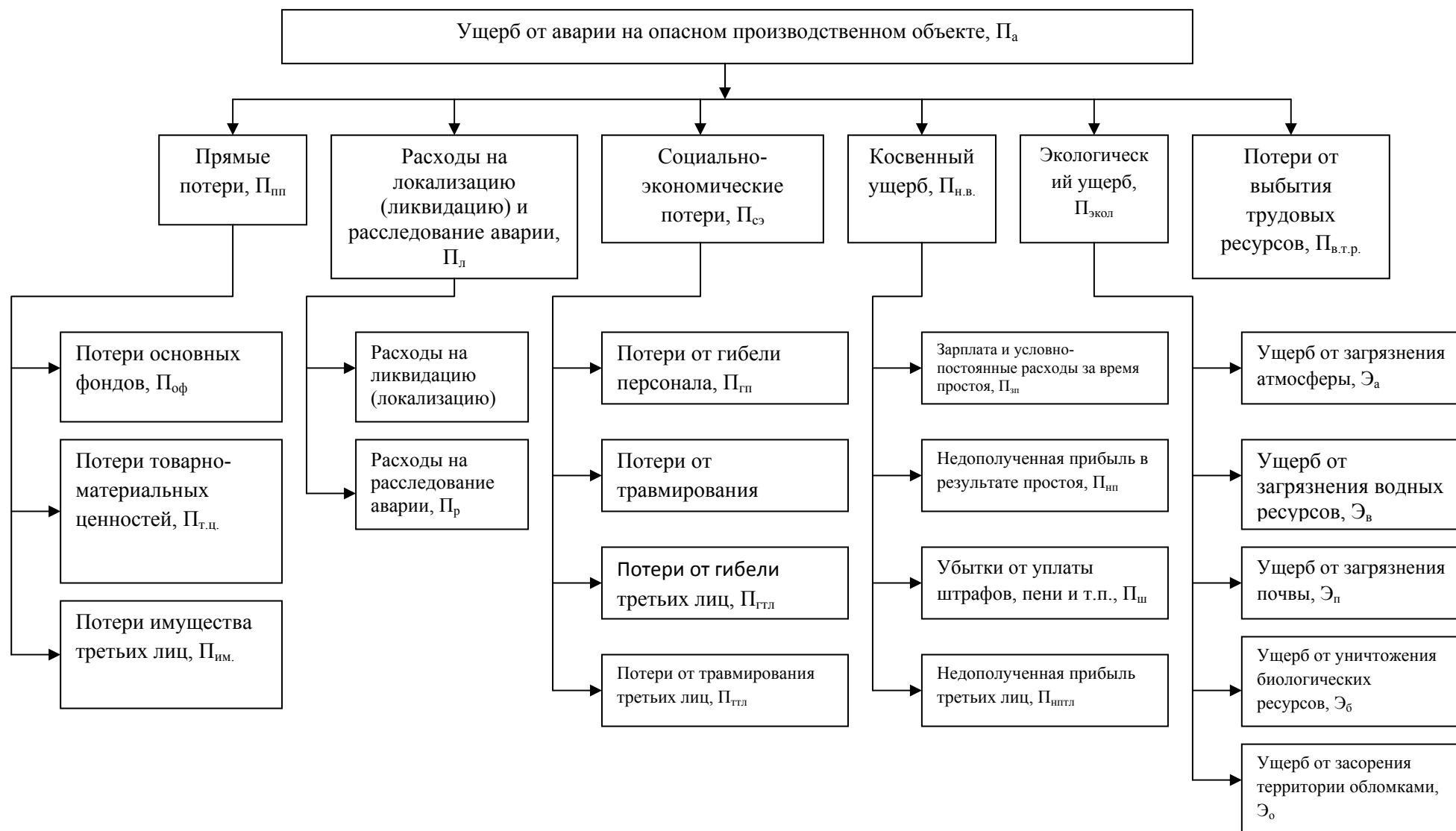


Рис. 6.1 – Структура ущерба от аварий на опасных производственных объектах

6.2 Расчет экономического эффекта от предлагаемого технического решения по снижению опасных факторов пожара разлития нефти

Предлагаемая система подслоного пенотушения совместно с автоматической подачей раствора пенообразователя обеспечивает быстрое и эффективное тушение пожаров в резервуарах с нефтью и нефтепродуктами.

Огнетушащий эффект достигается всплытием пенообразователя на поверхность горючей жидкости с последующим образованием пленки, прекращающей доступ кислорода воздуха в зону горения. Даже после прекращения пожара образовавшаяся на поверхности нефтепродукта пленка в течение нескольких часов защищает резервуар от повторного возгорания. Данный способ подачи огнетушащих средств имеет ряд преимуществ по сравнению с существующей технологией: упрощает схему тушения, уменьшает количество личного состава и техники, привлекаемых для ликвидации пожара

За счет быстрого устранения пожара, снижаются выбросы в атмосферу загрязняющих веществ, образующихся при горении нефти. Кроме того, за счет быстрого предотвращения пожара, вероятность спасения людей увеличивается, то есть будет снижено число пострадавших от аварии.

Сравнительные экономические эффективности от предложенного метода тушения пожара показаны в табл. 6.2.

Таблица 6.2 - Сравнительные экономические эффективности предложенной системы пожаротушения с подачей раствора пенообразователя под слой нефтепродукта

Показатели	Верхняя подача пены	Подача пены в слой нефти
1	2	3
Площадь возгорания	408 м ²	408 м ²
Время тушения	600 с	140 с
Стоимость установки системы пенотушения	456389 руб.	367236 руб.
Экономический эффект = 456389-367236=89153 руб.		

Таким образом, можно сделать вывод, что установка системы подачи пены низкой кратности под слой нефтепродукта не только эффективнее при тушении пожара, но и экономически более выгодна. Выгода достигается еще за счет снижения затрат на строительство лестниц для обслуживания пеногенераторов и за счет более простой и безопасной установки пеногенераторов на более низкой высоте. Поэтому предлагается внедрить на УПН НСП «Кереметово» для тушения пожаров в резервуарах более совершенную систему подслоного пенотушения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Своевременное прогнозирование позволяет предотвратить возможные аварии, снизить их масштаб и отрицательные последствия. Своевременное вложение средств на предупреждения аварий позволяет предотвратить огромные экономические потери от выхода из строя оборудования, простоя производства, экологического ущерба окружающей природной среде.

При разработке нефтяных месторождений установки подготовки нефти являются наиболее опасными объектами из-за наличия в них резервуарных парком. Поэтому обеспечение промышленной безопасности на таких объектах чрезвычайно актуально и важно. В работе дается описание установки подготовки нефти, процессов обессоливания и обезвоживания нефти, рассматриваются производственные опасности и вредности УПН НСП «Кереметово», описываются сценарии возможных аварий, даются расчеты вероятности возникновения пожара в резервуаре РВС-5000, интенсивности теплового излучения при пожаре пролива нефти из резервуара.

В дипломном проекте предложены мероприятия по обеспечению промышленной безопасности на установке подготовки нефти НСП «Кереметово». Кроме того, разработаны мероприятия по предупреждению и снижению последствий аварий в ходе эксплуатации УПН НСП «Кереметово».

Для эффективного тушения пожара в случае аварии на РВС-5000 предлагается применить систему подслоного пенотушения, которая по своим техническим и экономическим показателям значительно превосходит имеющуюся на установке систему тушения нефти подачей пены на поверхность горящего зеркала резервуара.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Анализ аварий и несчастных случаев в нефтегазовом комплексе России. Учебное пособие. Под редакцией Б.Е. Прусенко, В.Ф. Мартынюка. ООО «Анализ опасностей» Москва 2002, с. 1-5.
- 2 Технологический регламент установки подготовки нефти НСП «Кереметово» ОАО «АНК «Башнефть» «Башнефть-Янаул» Южарланского УДНГ.
- 3 Корольченко А.Я., Корольченко Д.А. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения. Справочник в 2-х ч. – второе издание, переработанное и дополненное. – М.: Ассоциация «Пожнаука», 2004 – ч. I. – 7ВС; 42-774 с.
- 4 Декларация промышленной безопасности установки подготовки нефти (Нефтесборный пункт) «Кереметово» ОАО «АНК «Башнефть» - ПИК «Южарланнефть», д. Редькино, 2004 г.
- 5 План действий персонала в чрезвычайных ситуациях и локализации возможных аварий в НСП «Кереметово» ЮУЦППН филиала ОАО «АНК «Башнефть» «Башнефть-Янаул». 2008 г.
- 6 ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 7 ГОСТ 12.3.047-98 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
- 8 СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
- 9 Оборудование резервуаров: Учеб. пособие для вузов / Н.И. Коновалов, Ф.М. Мустафин, Г.Е. Коробков и др. – 2 изд., перераб. и доп. – Уфа.: ДизайнПолиграфСервис, 2005. – с. 118-120, с 37-49.
- 10 Аварии резервуаров и способы их предупреждения: Научно-техническое издание / Галеев В. Б., Гарин Д.Ю., Закиров О.А., и др. Под ред. проф. Галеева В.Б. и Шарафиева Р. Г. — Уфа: ГУП «Уфимский полиграфкомбинат», 2004. — с. 1-7.

11 СП 21-104-98 Свод правил по проектированию систем противопожарной защиты резервуарных парков госкомрезерва России. Москва 1998.

12 СНиП 2.11.03-93 Склады нефти и нефтепродуктов, противопожарные нормы. – М.: Госстрой России, 1997 г.

13 Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов. Издание второе, дополненное и исправленное: Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002 – 544 с.: илл.

14 РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах.

15

16 Волков А.М., Проскуряков Г.А. Пожарная безопасность на предприятиях транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов. М., Недра, 1981, 256 с.

17 Глебов В.С., Тазеев Г.С. Пожарная безопасность нефтебаз и объектов магистральных трубопроводов. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., изд-во «Недра», 1972 г. 192 стр.

18 Гумеров А.Г., Дьячук А.И., Радионова С.В. Системы сбора продукции скважин. Пути обеспечения их безопасной работы. – Уфа: Транстэк, 2001.

19 Иванников В.П., Ключ П.П. Справочник руководителя тушения пожара. – М.: Стройиздат, 1987. – 288 с.: ил.

20 Иванов Е.Н. Пожарная защита открытых технологических установок. М., «Химия», 1975.

21 Макаров Г.В., Васин А.Я., Маринина Л.К., Софинский П.И., Старобинский В.А., Торопов Н.И. Охрана труда в химической промышленности. – М., Химия, 1989. 496 с.; ил.

22 НПБ 107-97 Определение категории наружных установок по пожарной опасности

- 23 Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов. Издание второе, дополненное и исправленное: Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002 – 544 с.: илл.
- 24 Лазарев Н.В. Вредные вещества в промышленности.: Л.: Химия, 1976 г. – 134 с.
- 25 ПБ 03-605-03 Правила устройства вертикальных стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов./М. 2003.
- 26 Повзик Я.С. Справочник руководителя тушения пожара. ЗАО «Спецтехника», Москва 2000 г. – 367 с.
- 27 Повзик Я.С. Пожарная тактика., ЗАО «СПЕЦТЕХНИКА», Москва 1999 г. – 415 с.
- 28 РД 08-95-95 Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов.
- 29 РД 39-0147103-385-85 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов.
- 30 РД 03-409-01 Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей.
- 31 РД 153-99 ТН-008-96 Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций.
- 32 Рекомендации по обеспечению пожарной безопасности объектов нефтепродуктообеспечения, расположенных на селитебной территории. Утв. Минтопэнерго 01.08.97.
- 33 Рекомендации по тушению пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарах. – М.: ВНИИПО, 1991 г.
- 34 Рекомендации по тушению нефти и нефтепродуктов в резервуарах и резервуарных парках. МВД России. 12.12.1999 г.
- 35 Середа Н.Г., Муравьев В.М. Основы нефтяного и газового дела. – М.: Недра, 1980 г. – 287 с.
- 36 СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

37 СП 21-104-98 Свод правил по проектированию систем противопожарной защиты резервуарных парков госкомрезерва России. Москва 1998.

38 Суворов А.Ф., Лялин К.В. Сооружение крупных резервуаров. – М.: Недра, 1979 г. – 368 с.

39 Телегин Л.Г., Ким Б.И., Зоненко В.И. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1988 г. – 188 с.: ил.

40 Федеральный закон Российской Федерации «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.97 г. с изм. от 10.01.2003 г.

41 Фомочкин А.В. Производственная безопасность. – М: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им И.М. Губкина, 2004 – 448 с.

42 Цигарелли Д.В., Сучков В.П., Шаталов А.А. Стандартизация в области обеспечения взрывопожаробезопасности технологий хранения нефти и нефтепродуктов, Москва, 1996 г., ЦНИИТЭнефтехим.

43 Шароварников А.Ф. Тактико-технические требования к способу тушения пожаров в резервуарах подачи пены в слой нефтепродукта.; М.ВИПТШ, 1998 г. – 228 с.

44 Абузова Ф.Ф., Алиев Р.А., Новоселов В.Ф. и др. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа. – М.: Недра, 1992. – 320 с.

Листинг программы расчета интенсивности теплового излучения
при пожаре пролива нефти из резервуара выполнена
в среде программирования Турбо-Паскаль

```

Program Teplovoe Izluchenie;
uses crt;
var
f,d,m,p,r,h1,s,a,b,fv,fh,h,x1,x2,x3,x4,x5,t,ef,q:real;
Begin
clrscr;
write('Введите площадь пролива жидкости, м2 F=');
readln;
d:=sqrt(4*F/3.14);
writeln('Эффективный диаметр излучения равен, м d=',d:5:5);
write('Введите массовую скорость выгорания топлива, кг/м2 m=');
readln(m);
write('Введите плотность окружающего воздуха, кг/м3 p=');
readln(p);
h:=42*d*exp(0.61*ln((m/p*sqrt(9.8*d))));
writeln('Высота пламени равна, м H=',h:5:5);
write('Введите расстояние от центра пролива до объекта, м r=');
readln;
h1:=2*h/d;
s:=2*r/d;
a:=(h1*h1+s*s+1)/(2*s);
b:=(1+s*s)/(2*s);
x1:=arctan(h1/sqrt(s*s-1));
x2:=arctan(sqrt((s-1)/(s+1)));
x3:=arctan(sqrt(((a+1)*(s-1))/((a-1)*(s+1))));
x4:=x2-a/sqrt(a*a-1)*x3;
x5:=1/s*x1+h1/s*x4;

```

```

fv:=1/3.14*x5;
writeln('Фактор облученности для вертикальной площадки равен Fv=',fv:5:5);
x1:=arctan(sqrt(((b+1)*(s-1))/((b-1)*(s+1))));
x2:=arctan(((a+1)*(s-1))/((a-1)*(s+1)));
x3:=(b-1/s)/sqrt(b*b-1)*x1;
x4:=(a-1/s)/sqrt(a*a-1)*x2;
fh:=1/3.14*(x3-x4);
writeln('Фактор облученности для горизонтальной площадки равен Fh=',fh:5:5);
fq:=sqrt(fv*fv+fh*fh);
writeln('Угловой коэффициент облученности равен Fq=',fq:5:5);
t:=exp(-0.0007*(r-0.5d));
writeln('Коэффициент пропускания атмосферы равен t=',t:5:5);
write('Введите значение среднеповерхностной плотности теплового излучения,кВт/м2 Ef=');
readln(Ef);
q:=Ef*Fq*t;
writeln('Интенсивность теплового излучения равна, кВт/м2 q=',q:5:5);
readln;
readkey;
end.

```

Введите площадь пролива жидкости, м2 F=83024.8
 Эффективный диаметр излучения равен, м d=325,1
 Введите массовую скорость выгорания топлива,кг/м2 m=0.04
 Введите плотность окружающего воздуха,кг/м3 p=1.29
 Высота пламени равна,м H=140,11
 Введите расстояние от центра пролива до объекта, м r=165
 Фактор облученности для вертикальной площадки равен Fv=0.43
 Фактор облученности для горизонтальной площадки равен Fh=0.44
 Угловой коэффициент облученности равен Fq=0.62
 Коэффициент пропускания атмосферы равен t=0.99
 Введите значение среднеповерхностной плотности теплового излучения,кВт/м2 Ef=40
 Интенсивность теплового излучения равна, кВт/м2 q=24.82