

ФГБОУ ВО Казанский государственный аграрный университет

Институт механизации и технического сервиса

Направление «Техносферная безопасность»

Профиль «Безопасность технологических процессов и производств»

Кафедра «Техносферная безопасность»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

Тема: «Обеспечение пожарной безопасности при хранении нефтепродуктов»

Шифр ВКР 20.03.01.914.20

Выполнил студент


подпись

Нашин И.А.
Ф.И.О.

Руководитель
доцент
учебное звание

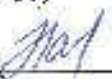

подпись

Гаязиев И.И.
Ф.И.О.

Обсужден на заседании кафедры и допущен к защите

(протокол № 8 от 17 июня 2020 г.)

Зав. кафедрой
доцент
учебное звание


подпись

Гаязиев И.И.
Ф.И.О.

Казань. – 2020 г.

ФГБОУ ВО Казанский государственный аграрный университет

Институт механизации и технического сервиса

Кафедра Желтозерная БезопасностьНаправление Желтозерная БезопасностьПрофиль Безопасность сельскохозяйственных производств и производств.

«УТВЕРЖДАЮ»

Зав. кафедрой

Габриел И.И.« 22 » мая 20 20 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу

Студенту Панину Ивану ИвановичуТема ВКР Обеспечение пожарной безопасности при хранении сельскохозяйственныхутверждена приказом по вузу от « 22 » мая 20 20 г. № 1782. Срок сдачи студентом законченной ВКР 17 июня 20203. Исходные данные Литературный обзор

4. Перечень подлежащих разработке вопросов

1. Литературный обзор
2. Техническая часть
3. Экономическая часть

5. Консультанты по ВКР

Раздел (подраздел)	Консультант
1. Литературный обзор	Вязнев И. И.
2. Специальная часть	Вязнев И. И.
3. Экологическая часть	Вязнев И. И.

6. Дата выдачи задания _____

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№ п/п	Наименование этапов ВКР	Срок выполнения	Примечание
1	Литературный обзор	05.06.2020	
2	Специальная часть	19.06.2020	
3	Экологическая часть	24.06.2020	

Студент



(Нашич И. С.)

Руководитель ВКР



(Вязнев И. И.)

АННОТАЦИЯ

На выпускную квалификационную работу Пашина И.А. на тему «Обеспечение пожарной безопасности при хранении нефтепродуктов».

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки на 61 листе машинописного текста.

Пояснительная записка состоит из введения, трех разделов, заключения и списка использованной литературы.

В первом разделе приведена классификация резервуаров для хранения нефтепродуктов; анализ аварий резервуаров для хранения нефтепродуктов; анализ опасности аварии железнодорожной цистерны.

Во втором разделе обсуждается надежность резервуаров для нефтепродуктов с учетом требований промышленной безопасности; диагностирование резервуаров для хранения нефтепродуктов; установка подслоного тушения для резервуаров хранения нефтепродуктов; расчет средств пожаротушения; методика расчета установок пожаротушения пеной; разработка инструкции по охране труда при эксплуатации резервуарных парков нефтепродуктов; экологическая безопасность.

В третьем разделе приводится расчет экономической эффективности.

ANNOTATION

On final qualifying work Pashin I.A. on the topic "Ensuring fire safety during storage of petroleum products."

The final qualification work consists of an explanatory note on 61 sheets of typewritten text.

The explanatory note consists of an introduction, three sections, a conclusion and a list of used literature.

The first section provides a classification of storage tanks for petroleum products; accident analysis of oil storage tanks; hazard analysis of a railway tank accident.

The second section discusses the reliability of oil product tanks, taking into account industrial safety requirements; diagnosis of oil storage tanks; sublayer extinguishing installation for oil storage tanks; fire extinguishing equipment calculation; methodology for calculating foam fire extinguishing installations; development of instructions for labor protection during the operation of tank farms of oil products; environmental Safety.

The third section provides a calculation of economic efficiency.

СОДЕРЖАНИЕ

	стр
ВВЕДЕНИЕ	7
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	9
1.1 Классификация резервуаров для хранения нефтепродуктов	9
1.2 Анализ аварий резервуаров для хранения нефтепродуктов	12
1.3 Анализ опасности аварии железнодорожной цистерны	18
2 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	20
2.1 Надежность резервуаров для нефтепродуктов с учетом требований промышленной безопасности	20
2.2 Установка подслоного тушения для резервуаров хранения нефтепродуктов	26
2.3 Диагностирование резервуаров для хранения нефтепродуктов	32
2.4 Расчет средств пожаротушения	35
2.5 Методика расчета установок пожаротушения пеной	38
2.6 Разработка инструкции по охране труда при эксплуатации резервуарных парков нефтепродуктов	42
2.7 Экологическая безопасность	48
2.8 Физическая культура на производстве	51
3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	54
3.1 Расчет экономической эффективности	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	57
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	58

ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на сложный экономический период развития нашей страны, темпы развития в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслях, как важной части топливно-энергетического комплекса, продолжают расти.

Любая отрасль промышленности не может обойтись без топлива. Для бесперебойного обеспечения работы автотранспорта, сельскохозяйственной техники, производственных предприятий, объектов электро-, теплообеспечения создана разветвленная сеть нефтеперерабатывающих заводов и комбинатов с различными типами складов: сырьевыми, товарными, промежуточными, целевыми, готовой продукции.

Сегодня на территории Российской Федерации и стран СНГ находится в эксплуатации более 40 тысяч вертикальных и горизонтальных цилиндрических резервуаров емкостью от 100 до 50000 для хранения нефти, нефтепродуктов, активно проектируются и строятся новые терминалы хранения и отгрузки нефти, но, однако, среди ныне эксплуатирующихся велик процент износа основных производственных фондов.

Резервуарные парки являются одними из основных сооружений складов нефти и нефтепродуктов. Увеличение объема добычи и переработки нефти вызывает увеличение объемов резервуарных парков.

Общее состояние резервуарных парков характеризуется повышением объема и номенклатуры хранимых нефтепродуктов, а также единичной вместимости резервуаров. В связи с этим, пожарная опасность данных объектов обуславливается тем, что на сравнительно небольших площадях сосредотачивается значительное количество пожароопасных жидкостей, исчисляемое порой сотнями тысяч тонн.

Несмотря на осуществление обширного комплекса мероприятий по обеспечению пожарной безопасности резервуарных парков, в них происходят пожары как у нас в стране, так и за рубежом. Этот факт свидетельствует о

том, что проблема пожарной защиты данных объектов требует дальнейшего усовершенствования.

Наряду с проблемой снижения пожарной опасности резервуарных парков, не менее актуальна проблема защиты окружающей среды от испарения нефтепродуктов.

Меры борьбы с потерей углеводородов от испарений, используемые в отечественной практике не являются совершенными, поскольку лишь уменьшают потери, но не ликвидируют их. Решение проблемы снижения пожарной опасности резервуарных парков и защиты окружающей среды возможно при внедрении современных методов, исключающих или ограничивающих при хранении потери от испарения нефтепродуктов и образование взрывоопасных концентраций.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Классификация резервуаров для хранения нефтепродуктов

В настоящее время резервуарное оборудование для хранения нефти и нефтепродуктов распространено крайне широко и присутствует на всех этапах нефтедобычи и нефтепереработки. Резервуары устанавливаются непосредственно на месторождении нефти, промежуточных станциях по перекачиванию, предприятиях нефтепереработки и нефтехимических предприятиях, а также на местах аварийного разлива нефтепродуктов. Поскольку состав, химические и физические свойства нефтепродуктов могут меняться в зависимости от этапа, это требует применения резервуаров различной конструкции и назначения.

Классификация резервуаров для хранения нефтепродуктов может проводиться по различным критериям, таким как основной конструкционный материал, конструкция крыши и т.д. Из наиболее общих классификаций, отражающих основные различия этих сооружений, можно выделить следующее.

В зависимости от расположения резервуара на местности выделяют следующие типы (рисунок 1.1):

- наземные;
- полуподземные;
- подземные;
- подводные.

По материалу, из которого изготавливают резервуар, они классифицируются следующим образом

- железобетонные;
- металлические;
- неметаллические (резинотканевые, пластиковые, стеклопластиковые и т.д);

- организованные в природных пустотах (шахтные, льдогрунтовые и т.д.).

Материал резервуара в большинстве случаев определяет его конструкцию, из-за чего выделяют следующие типы резервуаров:

- каркасные (металлические, железобетонные и т.д.);
- мягкие (резиноканевые, полимерные и т.д.).

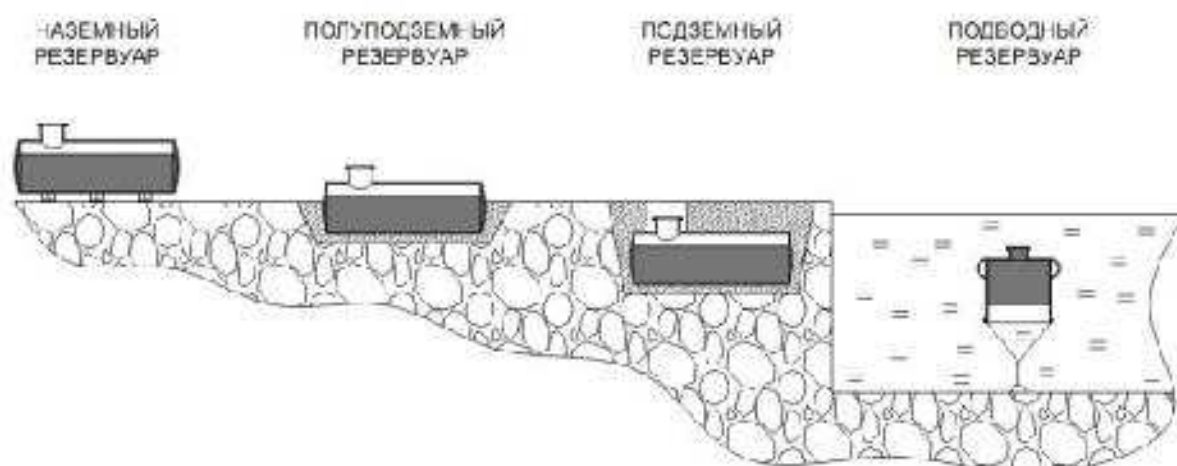


Рисунок 1.1 – Виды расположения резервуара на местности

По форме корпуса резервуары (рисунок 1.2) делятся на

- цилиндрические;
- сферические;
- каплевидные.



Рисунок 1.2 – Виды резервуаров

Также важна классификация резервуаров по способу организации крыши (рисунок 1.3), в связи с чем выделяют:

- резервуары с плавающей крышей,
- резервуары со стационарной крышей и понтоном,
- резервуары со стационарной крышей и без понтона.



Рисунок 1.3 – Резервуар для хранения нефтепродуктов

При проектировании резервуаров их подразделяют на три класса в зависимости от объема и места расположения:

1 класс - включает особо опасные резервуары объемом $\geq 10\,000\text{ м}^3$ и резервуары объемом $\geq 5\,000\text{ м}^3$, размещаемые на берегах больших водоемов и рек, а также в городской зоне;

2 класс - включает резервуары повышенной опасности объемом $5\,000 - 10\,000\text{ м}^3$;

3 класс - включает опасные резервуары объемом $100 - 5\,000\text{ м}^3$.

1.2 Анализ аварий резервуаров для хранения нефтепродуктов

Несмотря на определенный прогресс, достигнутый в последние годы в резервуаростроении, резервуары для нефти и нефтепродуктов остаются одними из наиболее опасных объектов.

Это связано с целым рядом причин, наиболее характерными из них являются:

- высокая пожаровзрывоопасность хранимых продуктов,
- крупные размеры конструкций и связанная с этим протяженность сварных швов, которые трудно проконтролировать по всей длине,
- несовершенства геометрической формы, неравномерные просадки оснований,
- большие перемещения стенки, особенно в зонах геометрических искажений проектной формы,
- высокая скорость коррозионных повреждений,
- малоцикловая усталость отдельных зон стенки конструкции,
- сложный характер нагружения конструкции в зоне упорного шва в сочетании с практическим отсутствием контроля сплошности этих сварных соединений.

С каждым годом количество аварий на резервуарах возрастает в связи с тем, что большой процент резервуаров уже выработал свой проектный ресурс.

Износ эксплуатируемых вертикальных стальных резервуаров (РВС) составляет 60 – 80%. На основании обследования ЦНИИПСК установлено, что общее число аварий в 3-5 раз больше регистрируемых. Интенсивность возникновения аварийных ситуаций остается достаточно высокой и составляет за последние 30 лет около 0,0003 разрушений резервуаров в год. Анализ динамики риска разрушений показал, что фактический риск аварий на два порядка превышает нормативное значение и составляет $1,6 \cdot 10^{-3}$.

Опасность возникновения аварийных ситуаций оценивается тяжестью причиняемого ущерба, который зависит от того, как проявляется авария: в

виде взрывов и пожаров от разлившегося нефтепродукта, в виде хрупких разрушений или локальных отказов резервуаров. Как показывает практика, аварии РВС в большинстве случаев сопровождаются значительными потерями нефтепродуктов, отравлением местности и гибелью людей. В экстремальных случаях по статистическим данным общий материальный ущерб превышает в 500 и более раз первичные затраты на сооружение резервуаров.

Поэтому есть основания считать, что на сегодняшний день вопрос обеспечения надежности резервуарных конструкций остается нерешенным.

Проблема повышения надежности резервуарных конструкций должна решаться на всех этапах при проектировании, при изготовлении, при монтаже и испытаниях, при эксплуатации и диагностировании резервуаров.

Для разработки мероприятий, позволяющих предотвратить аварии и исключить недостатки, допущенные при проектировании РВС, необходимо изучать опыт их эксплуатации и проанализировать причины аварий.

Анализ статистических данных за последние 30 лет показал, что наиболее распространенными авариями резервуаров являются хрупкое разрушение (63,1 %), затем – взрывы и пожары (12,4 %). Поэтому для исследования практический интерес представляет вопрос изучения причин возникновения, последствий и мероприятий по предотвращению данного рода аварий.

Изучая статистику разрушений резервуаров, можно отметить, что на практике большинство хрупких разрушений РВС возникает от сварочных дефектов или трещин малоциклового усталости, возникающих вблизи мест концентрации напряжений. Характерными местами разрушений являются технологические отверстия, уторные и монтажные соединения.

Хрупкое разрушение РВС происходит под влиянием комплекса неблагоприятных факторов. В числе преобладающих факторов, определяющих хрупкое разрушение резервуаров, можно назвать температуру. Понижение температуры влияет на прочность металла

Известно, что в металле без трещин и надрезов прочность при понижении температуры не снижается, а в металле с концентраторами напряжений разрушение становится более хрупким с понижением температуры. Однако, как показывает практика эксплуатации резервуаров, низкая температура и соответствующая ей повышенная хрупкость основного металла не являются обязательными условиями внезапного разрушения конструкций.

На развитие хрупкого разрушения существенно влияют свойства сталей. Вероятность хрупкого разрушения увеличивается при понижении пластических свойств (охрупчивании) металла. В такой же качественной зависимости находится частота разрушения от ударной вязкости основного металла. В большей степени влияние ударной вязкости сказывается при наличии значительных концентраций напряжений. Многие стали под влиянием ряда факторов могут перейти из вязкого состояния в хрупкое.

К таким факторам можно отнести: понижение температуры, наличие объемно-напряженного состояния в сварных швах или околошовной зоне, в которых могут наблюдаться дефекты в виде непроваров и микроскопических трещин, изменение скорости нагружения и уровня взлива н/продуктов в РВС.

Статистика данных по пожарам показывает, что наиболее опасным фактором возникновения пожара является гидродинамическое истечение нефтепродукта, хранимого в резервуаре. Из общего числа случаев разрушений резервуаров третья часть происшедших аварий сопровождалась разливом нефтепродуктов за пределы территории парка и приводила к катастрофическим последствиям с большим материальным ущербом и гибелью людей. Особенностью гидродинамического растекания является перенос вместе с горячей жидкостью открытого огня, теплового излучения пламени и других опасных факторов пожара.

Типичными пожарами РВС также являются пожары при очистке и ремонте резервуаров, они составляют 40 % от общего числа пожаров.

Пожары при очистке резервуаров чаще всего происходят из-за вспьшки паров нефтепродукта от выхлопной трубы при зачистке

резервуаров от тяжелых донных отложений. Также к пожару или взрыву могут привести нарушения герметичности фланцевых соединений, запорной и регулировочной арматуры, неисправности предохранительных клапанов и нарушения правил эксплуатации оборудования. При сливно-наливных операциях чаще всего причиной возникновения пожаров в резервуарах являются разряды статического электричества в виде искр, что является недопустимым во взрыво- и пожароопасных условиях.

Для ликвидации искры в качестве защитной меры используют заземление и антистатические присадки. Чтобы избежать распространения пожара, охватывающего соседние резервуары, необходимо обеспечить соблюдение требуемых противопожарных разрывов между резервуарами.

При опорожнении нефтепродуктов неисправность дыхательной арматуры резервуаров или превышение допускаемой скорости слива приводят к образованию вакуума. В таких условиях в верхних поясах корпуса образуются значительные напряжения и появляются вмятины. Появление данных дефектов сопровождается изменением формы резервуаров. При многократной деформации в местах расположения вмятин ухудшаются прочностные свойства металла. При этом возможен разрыв корпуса резервуара с последующим истечением продукта, и как следствие увеличивается риск возникновения взрыва и пожара.

К аварийным ситуациям при хранении нефтепродуктов нередко приводит осадка основания РВС. Осадка основания в основном происходит не равномерно, наибольшего значения она достигает около стенок и наименьшего — в центре. В результате местного повреждения окраек основания в корпусе и днище резервуара развиваются значительные напряжения, которые могут привести к изменению формы цилиндрической оболочки с образованием выпучин и вмятин. Как показывает практика, разрушение резервуаров происходит чаще всего не при первом гидравлическом испытании, а после несколько лет эксплуатации. Характер

разрушения зависит от многих факторов: качества монтажа, условий эксплуатации резервуаров.

Как показывает опыт эксплуатации стальных вертикальных резервуаров, особенно резервуаров большой вместимости, практически сразу после гидравлического испытания возникает неравномерная осадка между его центральной частью и стенкой из-за различного удельного давления на грунт от массы стенки и от гидростатической нагрузки. Давление под стенкой колеблется в пределах 0,9-1,5 МПа, а в средней части не более 0,1-0,2 МПа. Из практики эксплуатации резервуаров известны случаи, когда разница осадки между центральной и периферийной частью днища достигает 0,6-0,8 м.

Осадка оснований резервуаров, вызываемая деформацией грунтов, является неизбежным явлением в практике эксплуатации резервуаров. Осадка основания возникает в результате сжатия грунта под нагрузкой, вызванной массой конструкции резервуара и хранимой в нем жидкости.

Неравномерная осадка и местные просадки по периметру днища резервуара также являются неизбежными вследствие невозможности достижения одинаковой степени уплотнения грунтов искусственного основания.

Большие неравномерные осадки по площади днища и по его периметру вызывают дополнительные деформации в конструктивных элементах резервуаров, особенно в нижнем узле сопряжения стенки с окрайкой днища и связанные с ними дополнительные напряжения. Сочетание значительных эксплуатационных напряжений с дополнительными от неравномерной осадки может привести к разрушению узла сопряжения или к разрыву полотнища днища. В мировой практике эксплуатации стальных резервуаров известны случаи разрушения резервуаров, вызванные неравномерными осадками основания.

Детальное рассмотрение актов расследований аварий резервуаров за последние 30 лет показывает, что в 38 случаях из 44 имела место

неравномерная осадка основания, которая в сочетании с другими факторами явилась причиной разрушения. О количественном соотношении влияния осадки и других факторов судить трудно, т.к. нет действительной картины осадки этих резервуаров. Тем не менее, известен ряд случаев, когда причиной разрушений явилась только осадка, в одном случае - это различная по величине осадка корпуса резервуара и технологических трубопроводов, что повлекло за собой отрыв последних от стенки и дальнейший разрыв последней, в другом - неравномерная осадка, достигшая 320 мм, что привело к разрыву стенки и полному разрушению резервуара в третьем - неравномерная осадка, приведшая к разрыву днища.

Необходимо отметить, что обычно аварии обусловлены комплексом причин, одной из которых является неравномерная осадка отдельных участков основания.

В заключение нужно отметить, что предпосылкой развития аварийных ситуаций РВС является совместное действие следующих факторов: наличие дефектов, воздействие условий окружающей среды, нарушение требований проекта и режимов эксплуатации резервуаров, несоблюдение ПТБ и др.

Поэтому решение проблемы повышения работоспособности резервуаров должно сводиться к осуществлению конструктивно-технологических, эксплуатационных и организационных мероприятий.

Конструктивно-технологические мероприятия по повышению ресурса безопасной эксплуатации резервуаров выполняются на стадиях проектирования, изготовления и монтажа.

Эксплуатационные и организационные мероприятия по повышению безотказной работоспособности резервуаров сводятся к соблюдению регламента работ по заполнению и опорожнению нефтепродуктов, обновлению антикоррозионных покрытий и проведению текущих освидетельствований с установлением их фактического качества. Надлежащие условия эксплуатации, регулярное квалифицированное обследование резервуаров, выполнение регламентных мероприятий могут

значительно повысить ресурс РВС. Техническое освидетельствование резервуаров включает в себя регулярный внешний осмотр, проведение диагностических мероприятий и прогнозирование на основании данных обследования остаточного ресурса РВС.

Таким образом, учитывая выше изложенное, есть основания считать, что вопрос обеспечения безопасной эксплуатации РВС остается на сегодняшний день нерешенным и решение этого вопроса должно сводиться не только к строгому соблюдению типового проекта, но и к обеспечению качественного и своевременного диагностирования с использованием современных методов и средств диагностики с последующей оценкой остаточного ресурса РВС.

1.3 Анализ опасности аварии железнодорожной цистерны.

Выход перевозимых нефтепродуктов из железнодорожной цистерны в окружающее пространство возможен либо в результате утечки из-за образования трещин и неплотностей в котле и арматуре цистерны, либо при пробое котла, например, в результате опрокидывания цистерны. Образование неплотностей или щелей в корпусе цистерны может произойти из-за накапливания усталостных напряжений металла, коррозии, расслоения сварных швов или биметалла, брака при изготовлении технических элементов. Кроме того, могут терять герметичность разгрузочные узлы цистерны и запорная арматура. Развинчивание болтов и других соединяющих элементов, деформация силовых запорных устройств могут приводить к образованию щелей и зазоров задвижек и клапанов. Как показывает практика, если авария в результате вышеуказанных причин будет обнаружена своевременно, то масштабы ее будут незначительными, так как при подобных утечках жидкость выходит сравнительно медленно. К тому же стоянка цистерн с нефтепродуктами на территории нефтебазы не осуществляется. Разгрузка прибывающих цистерн производится в течение 1–2 часов под наблюдением персонала.

При опрокидывании же котла цистерны произойдет его удар о землю с образованием пробоя либо в месте удара, либо в месте крепления сливного устройства к котлу (при переворачивании цистерн сливное устройство часто отрывается), в результате чего все содержимое цистерны выйдет в окружающее пространство. В результате трения цистерны о землю образуется множество искр и нагретых поверхностей, которые могут привести к воспламенению разлитого нефтепродукта. Однако в силу малых скоростей движения цистерны по территории нефтебазы (не более 5 км/ч) удар при опрокидывании цистерны может оказаться недостаточно сильным для образования пробоя. Но можно утверждать, что он произойдет, если котел цистерны будет находиться в предаварийном состоянии, т.е. его герметичность будет ослаблена в результате коррозии и других разрушительных процессов, возникающих при длительной эксплуатации.

Таким образом, выход нефтепродукта из цистерны возможен при реализации двух независимых событий: ослаблении герметичности котла и опрокидывании цистерны. Опрокидывание цистерны возможно в результате реализации хотя бы одного из следующих событий: отказа тележки и отказа рамы цистерны. К отказу тележки в свою очередь может привести отказ рамы тележки и отказ колесной пары. Причины ослабления герметичности котла указаны выше.

2 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Надежность резервуаров для нефтепродуктов с учетом требований промышленной безопасности

Одним из основных направлений деятельности нефтеперерабатывающих компаний и концернов на современном этапе становится реконструкция и расширение существующих складов (баз) хранения нефтепродуктов.

В этой связи следует напомнить, что построенные и строящиеся резервуарные парки соответствуют требованиям ранее действовавших СНиП II-106-79 или сегодня действующих СНиП 2.11.03-93, согласно которым системы пожаротушения могут быть стационарными или с использованием передвижной пожарной техники, и совсем не предусмотрены системы обнаружения утечек нефтепродуктов. Поэтому ранее задачи оптимизации вместимости резервуарных парков и отдельных резервуаров решались без учета потребности в этих системах. Многолетний опыт эксплуатации показал острую необходимость в пересмотре такого взгляда.

В сложившихся условиях в целях экономии выделяемых ассигнований возникает необходимость оптимизации вместимости резервуарных парков с учетом применения современных систем обнаружения утечек и пожаротушения, а также других средств обеспечения безопасности технологических процессов.

Учитывая, что наиболее дорогостоящим элементом технологического оборудования являются стальные вертикальные резервуары (РВС), количество и объем которых, с одной стороны, обеспечивают расчетную вместимость склада, с другой – от них зависит надежность и, соответственно, техногенная безопасность, алгоритм оптимизации должен концептуально учитывать:

– динамику надежности резервуара в зависимости от прочностных свойств материала и конструкции, а также условий эксплуатации;

- стоимостные параметры, зависящие от количественного и качественного состава резервуарных парков, систем обнаружения утечек и пожаротушения;

- требования промышленной безопасности к резервуарным паркам, выступающие в качестве ограничения

Несмотря на определенный прогресс, достигнутый в последние годы в строительстве резервуаров, РВС остаются одними из наиболее опасных объектов по целому ряду причин, характерными из которых являются

- высокая взрывопожарная опасность хранимых нефтепродуктов;
- крупные размеры конструкций и связанная с этим протяженность сварных швов, которые трудно проконтролировать по всей длине;
- несовершенства геометрической формы, неравномерные просадки оснований;
- большие перемещения стенок в зонах геометрических искажений проектной формы;
- малоцикловая усталость отдельных зон стенки конструкции;
- сложный характер нагружения конструкции в зоне уторного шва в сочетании с практическим отсутствием контроля сплошности сварных соединений.

Известную информацию о результатах анализа эксплуатации РВС и их технического состояния целесообразно представлять в виде блоков, учитывающих:

- физико-географические условия эксплуатации резервуара;
- прочностные параметры материала и конструкции резервуара;
- интенсивность нагрузки резервуара в виде количества рабочих циклов;
- периодичность и уровень обслуживания и ремонта резервуара (ТОР);
- результаты обследования технического состояния резервуара.

В основу метода прогноза состояния резервуара должен быть положен поиск интегрального результата «взаимодействия» уровня надежности РВС,

сформированного в ходе его производства, с функциональной средой, при котором создание ситуационных вариантов эксплуатации резервуара необходимо осуществлять на основе стохастических моделей. Наиболее приемлемой может быть стохастическая модель динамики надежности резервуара, учитывающая запас прочности сборочных единиц и деталей, с одной стороны, и разрушающие процессы, обусловленные условиями его эксплуатации – с другой. Реализация такой модели невозможна без опорного уровня надежности, обеспечивающего техническую информацию по прочностным параметрам конструкции резервуара и мерах его приспособленности к условиям эксплуатации.

Возможна постановка оптимизационной задачи по целевой функции, в виде суммарных затрат на строительство вертикальных резервуаров, создание систем обнаружения утечек и пожаротушения, а также с учетом ущерба в результате осуществления расчетного варианта аварии, с ограничением в виде заданного значения показателя техногенной безопасности склада (как правило, величиной техногенного или иного вида риска).

С учетом этого стоимостная целевая функция оптимизации вместимости резервуаров примет следующий вид:

$$Z = Z_{\text{зд}} \cdot W_c + Z_{\text{нп1}} \cdot n_c + \Pi_A, \quad (2.1)$$

$$K_{\text{ж}} = \varphi[M_1(Z_1), M_2(Z_2), M_3(Z_3)], \quad (2.2)$$

где $Z_{\text{зд}}$ – удельные (на 1 м³) затраты на строительство (реконструкцию) и эксплуатацию РВС вместимостью $V_{\text{р1}}$ для резервуарного парка, где должен содержаться нефтепродукт объемом W_c ;

$Z_{\text{нп1}}$ – стоимость одного модуля систем обнаружения утечек и пожаротушения и его монтаж;

Π_A – возможный ущерб от аварий;

$K_{ж}$ – заданное значение показателя безопасности склада

Поскольку определяющим параметром в представленном методе является вместимость резервуара, то от нее будут производными удельные затраты на строительство и эксплуатацию, его надежность, количество основных и резервных резервуаров, а также систем обнаружения утечек и пожаротушения.

Отдельными, наиболее сложными и трудоемкими этапами, являются определение интенсивности отказа и расчет удельных затрат на строительство и эксплуатацию резервуара в зависимости от его вместимости.

На этапе прогноза надежности резервуара необходимо осуществить:

- анализ сборочных единиц резервуара, лимитирующих надежность всего резервуара, на основе результатов подконтрольной эксплуатации, актов испытаний и проверок технического состояния, анализа ремонтного фонда и отчетов по НИОКР;

- составление структурной схемы надежности из сборочных единиц и деталей резервуара, которые обеспечивают опорный уровень его надежности.

После этого количественно определяют:

- прочностные характеристики сборочных единиц и деталей, предельные размеры и скорость разрушающих процессов;
- минимальное ожидаемое значение несущей способности;
- максимальное ожидаемое значение обобщенной нагрузки.

Далее, рассчитывают вероятность безотказной работы резервуара относительно внезапных отказов с помощью модели:

$$P_s(t) = 1 - \frac{1}{4} \left[\Phi(n) - \Phi\left(\frac{R_{\min} - S}{\sigma_s}\right) \right] \cdot \left[\Phi(m) - \Phi\left(\frac{R - S_{\max}}{\sigma_R(t)}\right) \right], \quad (2.3)$$

где S , σ_s – математическое ожидание и среднеквадратическое отклонение обобщенной нагрузки на детали и сборочные единицы резервуара,

$R\sigma_R(t)$ – математическое ожидание и среднеквадратическое отклонение несущей способности деталей и сборочных единиц резервуара;

Φ – функция Лапласа;

m, n – кратность среднеквадратических отклонений, принимаемых в зависимости от допустимой погрешности.

При этом предварительно определяют среднеквадратическое отклонение несущей способности $\sigma_R(t)$ по формуле:

$$\sigma_R(t) = \sigma_{R0} e^{-tu/K_{\text{пр}} T_p}, \quad (2.4)$$

где σ_{R0} – среднеквадратическое отклонение в начальный момент функционирования резервуара;

tu – время функционирования резервуара;

T_p – среднестатистическое время проявления скрытых производственных дефектов в материале и конструкции резервуара;

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент полноты проявления дефектов.

После этого определяют среднюю скорость процесса коррозии стенок резервуара или процесса осадки основания, предельное значение толщины стенок или осадки основания, обеспечивающее «прочность» сборочной единицы резервуара, а также период функционирования резервуара рассчитывают вероятность безотказной работы сборочной единицы резервуара относительно коррозионных процессов и неравномерной осадки основания по формуле:

$$P_{\text{ук}}(t) = \frac{1}{2} \left[1 + \Phi \left(\frac{\mu_{\text{из}} - \alpha_i \cdot t}{\sigma_i \cdot t} \right) \right] \quad (2.5)$$

где α_k – средняя скорость процесса коррозии стенок резервуара;

$\mu_{\text{гн}}$ – предельное значение толщины стенок, обеспечивающее «прочность» детали (сборочной единицы) резервуара;

t – период функционирования резервуара.

Устанавливают предельное число знакопеременных циклов наполнения и опорожнения резервуара, период одного цикла, требуемый ресурс для резервуара, коэффициент запаса и определяют значение величины $T_{\text{уст}}^{\text{сп}}$ по усталостной кривой или с использованием коэффициента запаса, если спектр нагрузок находится ниже предела выносливости, по зависимости:

$$T_{\text{уст}}^{\text{сп}} = n_{\text{сп}} \cdot Q = n_{\text{з}} \cdot T_{\text{сп}}, \quad (2.6)$$

После этого вычисляют вероятность безотказной работы для каждой сборочной единицы относительно усталостных отказов согласно зависимости:

$$P(t)_{\text{уст}} = \frac{1}{2} \left[1 + \Phi \left(\frac{\ln n_{\text{сп}} \cdot Q - \ln t}{\sigma_{\text{н}} \cdot t} \right) \right], \quad (2.7)$$

где $T_{\text{уст}}^{\text{сп}}$ – предельное значение (гарантированное) времени эксплуатации резервуара,

$\sigma_{\text{н}}$ – среднеквадратическое отклонение,

t – период функционирования резервуара.

Далее рассчитывают общую вероятность безотказной работы для всех сборочных единиц резервуара по формуле:

$$P_{\Phi\Pi}(t) = \sum_{i=1}^k P_k(t) \cdot P(t)_{\text{ysm}} \cdot P_U(t) \quad (2.8)$$

После этого из формулы определяют интенсивность отказов λ_0 резервуара в целом:

$$\lambda_0 = - \frac{\ln P_p(t)}{nt - \frac{(n-1) \cdot t^2}{2T_p}} \quad (2.9)$$

Таким образом, данный алгоритм позволяет определять оптимальную вместимость РВС при строительстве или реконструкции резервуарного парка с учетом ряда факторов: надежности конструкции, наличия систем обнаружения утечек нефтепродуктов и пожаротушения, параметров промышленной безопасности, влияния окружающей среды, стоимостных показателей.

2.2 Установка подслоного тушения для резервуаров хранения нефтепродуктов.

В соответствии со СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования» вертикальные стальные резервуары объемом 5000 м³ должны защищаться стационарными автоматическими установками пенного пожаротушения. Но по статистике большая часть резервуаров ими не тушатся. Это подтверждается пожарами, произошедшими в России и за рубежом. Вот некоторые из них.

В декабре 2005 года в Англии произошел самый большой со времен второй Мировой войны пожар на нефтехранилище Bansfield. Bansfield – 5-е по величине нефтехранилище Великобритании, в котором содержится до 5% всех нефтепродуктов страны. Оно расположено в 40 км от Лондона и

обеспечивает нефтепродуктами юго-восток Англии. В первоначальный момент пожара произошло несколько мощных взрывов, из-за которых стационарные средства тушения вышли из строя. Произошло растекание горячей жидкости по резервуарному парку, что поспособствовало увеличению площади пожара. Более 150 пожарных, привлеченных для тушения, ничего не смогли сделать. К тому же была угроза повторного взрыва. Более 60 часов продолжалась борьба с огнем, пока нефть не выгорела полностью.

В октябре 2009 года произошел сильнейший пожар на нефтеперерабатывающем заводе Катано, принадлежащем компании Caribbean Petroleum в Пуэрто-Рико. Пожар начался с взрыва нескольких емкостей для хранения нефти. В результате взрыва была зафиксирована сейсмическая волна, эквивалентная землетрясению с магнитудой 3 балла по шкале Рихтера, что привело к уничтожению стационарных средств тушения пожара. Огонь быстро распространился на близлежащие резервуары с бензином, авиационным топливом и дизельным топливом. На тушение были привлечены около 130 пожарных, и пуэрториканская национальная гвардия.

Как мы видим описанные пожары очень серьезные, а время тушения, затраченное на них, значительное. Это связано в первую очередь с тем, что при аварии из строя выходят пеногенераторы, установленные на верхних поясах, и подводящие к ним трубопроводы. Тушение производится, как правило, передвижной пожарной техникой. Такие действия носят затяжной характер и обычно приводят к более сложным последствиям. При этом возрастает требуемое количество воды для защиты и охлаждения соседних резервуаров, а также существует большая угроза для всего персонала и техники, задействованной для тушения пожара.

В связи с изложенными выше причинами возникновения аварий и катастроф при хранении нефтепродуктов предлагается установка, которая относится к средствам тушения нефтепродуктов, и может быть применена в нефтяной промышленности для тушения пожаров нефтепродуктов в

резервуарах. Предлагаемая установка наиболее применима при тушении нефтепродуктов на базах государственного резерва и складах горючего при длительном хранении горюче-смазочных материалов с нормой загрузки резервуаров 90-95%.

Установка работает следующим образом. Через приемный патрубок, трубопровод и соответствующую задвижку нефтепродукт поступает в резервуар. В резервуаре образуется слой нефтепродукта. При возгорании горюче-смазочного материала раствор пенообразователя с помощью стационарного источника, или подвижной автоцистерны подается в резервуар. При этом открываются задвижки, обратный клапан, электромагнитный клапан пенопровода. Раствор пенообразователя проходит пеногенератор и поступает в подвижную трубу и разводку. После этого открывается обратный клапан, и пенная струя через пенные насадки поступает в верхний слой нефтепродукта. Затем за счет меньшей плотности пенная струя выходит на поверхность горюче-смазочного материала и образует слой пены на поверхности горящего нефтепродукта. В результате образования слоя пены и прекращения доступа кислорода воздуха пожар прекращается.

В случае высокой температуры, задымления и невозможности работы оператора около резервуара электромагнитный клапан открывается с помощью электродвигателя. Для этого оператор включает пусковое устройство. После тушения пожара и проведения профилактических работ пенопровод не потребует ремонта связанного с заменой мембраны.

Предлагаемая установка позволяет решить задачу повышения эффективности тушения пожаров в резервуарах, предназначенных для длительного хранения нефтепродуктов.

Решение указанной задачи достигается тем, что пенопровод, дополнительно оборудованный электромагнитным клапаном и задвижкой, внутри резервуара жестко связывается с опорной стационарной трубой, которая соединена с крышей и дном резервуара и оборудована разводкой с

обратным клапаном и пенными насадками, установленными на высоте, равной 90% от вместимости резервуара.

При этом установка послойного тушения для нефти и высоковязких нефтепродуктов конструктивно изменяется по следующему оборудованию:

1. Комплект труб (опорная и выдвижная труба) заменяется на одну опорную стационарную трубу, которая приваривается к днищу и крыше резервуара. При этом опорная труба не выходит за пределы днища резервуара.

2. Из установки исключаются плавающая тарелка, держатели и уплотнительные кольца.

Необходимо отметить, что разводка стационарной трубы с пенными насадками находится сверху резервуара на высоте из расчета его 90% заполнения, поэтому при заполнении резервуара нефтепродуктом на 90-95% его вместимости пенные насадки всегда находятся в верхнем слое горючесмазочного материала, что позволяет подавать пенную струю в кратчайшие сроки в верхний уровень нефтепродукта. При этом пена не будет контактировать с основным слоем горючего, а участок прохождения нефтепродукта сведется к минимальному слою высотой 10-15 сантиметров.

Замена комплекта труб (опорная и выдвижная труба) на одну опорную стационарную трубу позволяет исключить из установки плавающую тарелку, держатели и уплотнительные кольца, что значительно упрощает работу установки и повышает степень защиты от попадания нефтепродукта в трубу через уплотнительные кольца.

Замена комплекта труб (опорная и выдвижная труба) на одну опорную стационарную трубу меньшей длины позволяет не производить реконструкцию днища резервуара, что повышает прочность днища резервуара и надежность работы установки.

Данные признаки являются существенными для решения задачи полезной модели, так как повышается эффективность тушения нефтепродуктов в резервуарах большой вместимости, сводятся к минимуму

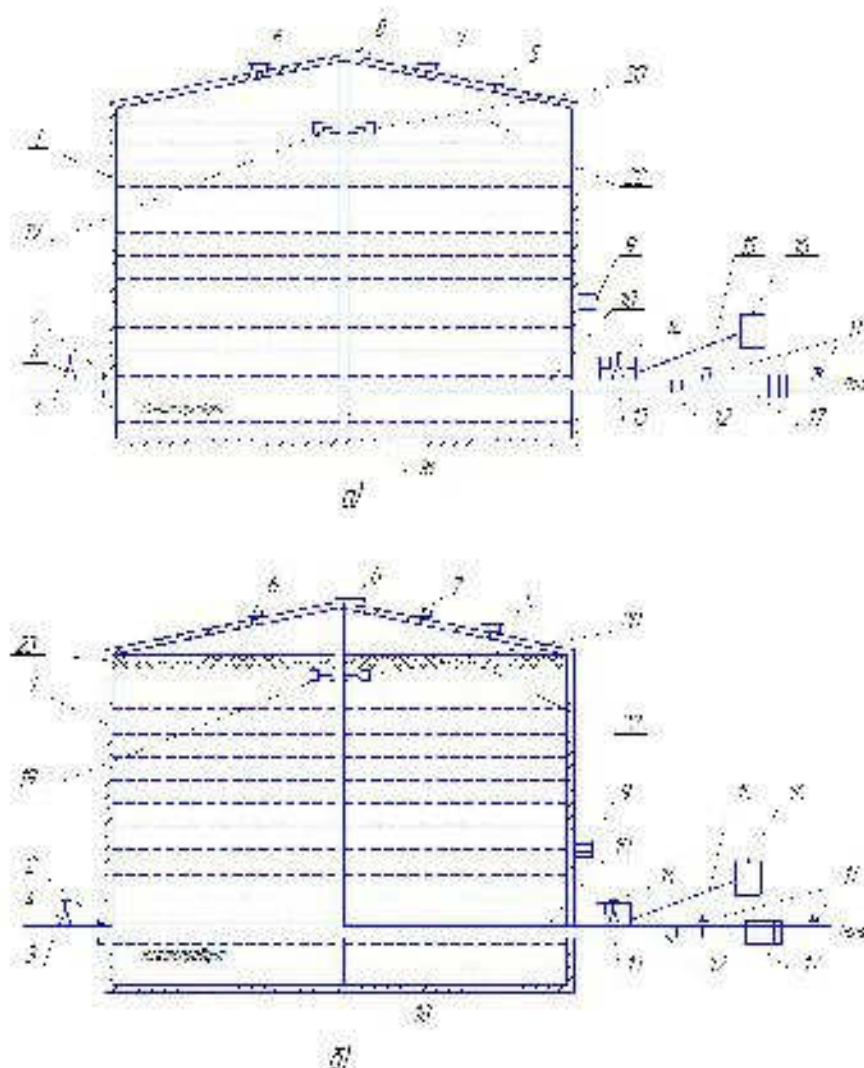
потери качества горюче-смазочных материалов, упрощается эксплуатация, а также повышается надежность работы установки.

Принцип работы установки представлено на рисунках 2.1а и 2.1б на которых изображены резервуар в разрезе в исходном и рабочем положении.

На рисунках изображен резервуар 1, имеющий приемный патрубок 2 и трубопровод 3, задвижку 4, дыхательный клапан 5, световой и замерной люки 6,7, вентиляционный патрубок 8, люк-лаз 9, пенопровод 10, оборудованный задвижками 11, обратным клапаном 12, электромагнитным клапаном 13, с устройством ручного открытия и закрытия 14, линией связи 15 и пусковым устройством 16, а также пеногенератором 17.

Пенопровод жестко связан с опорной стационарной трубой 18, которая в свою очередь, приварена к крыше и днищу резервуара. Стационарная труба оснащается разводкой 19 и пенными насадками 20. Для предотвращения попадания нефтепродукта в трубы на разводке устанавливаются обратные клапана 21.

Установка работает следующим образом. Через приемный патрубок 2, трубопровод 3 и соответствующую задвижку 4 нефтепродукт поступает в резервуар. В резервуаре образуется слой нефтепродукта 22. При возгорании горючего раствор пенообразователя с помощью стационарного источника, или подвижной автоцистерны подается в резервуар. При этом открываются задвижки 11, обратный клапан 12, электромагнитный клапан 13 пенопровода 10. Раствор пенообразователя проходит пеногенератор 17 и поступает в стационарную трубу 18 и разводку 19. После этого открывается обратный клапан 21 и пенная струя через пенные насадки 20 поступает в верхний слой нефтепродукта 22. После за счет меньшей плотности пенная струя выходит на поверхность горюче-смазочного материала и образует слой пены 23 на поверхности горящего нефтепродукта. В результате образования слоя пены и прекращения доступа кислорода воздуха пожар прекращается.



- 1 - раскurlбуру, 2 - пазурбуру, 3 - пазурбуру, 4 - задымлен, 5 - электромагнитный клапан, 6 - ручный клапан, 7 - измерный клапан, 8 - вентиляционный патрубок, 9 - ложка, 10 - пенопровод, 11 - задымлен, 12 - обратный клапан, 13 - электромагнитный клапан, 14 - устройство ручного открытия и закрытия, 15 - пазурбуру, 16 - ручный клапан, 17 - пазурбуру, 18 - пазурбуру, 19 - разбрызгиватель, 20 - пенная насадка, 21 - обратный клапан, 22 - слой нефтепродукта, 23 - слой пены.

а) исходное положение, б) рабочее положение

Рисунок 2.1 – Установка подслоного тушения для резервуаров хранения нефтепродуктов.

В случае высокой температуры, задымления и невозможности работы оператора около резервуара электромагнитный клапан открывается с помощью электродвигателя. Для этого оператор включает пусковое устройство 16. После тушения пожара и проведения профилактических работ пенопровод не требует ремонта связанного с заменой мембраны.

Нужно отметить, что предложенная полезная модель является надежной в эксплуатации и позволяет в более короткие сроки потушить пожар, свести к минимуму как потери качества нефтепродукта, так и количество израсходованного пенообразователя, а также приводить в работу установку подслоного тушения в любых условиях обстановки связанных как с высокими температурами, так с задымлением и выбросами нефтепродукта.

В случае неполного заполнения резервуара горюче-смазочным материалом тушение пожара будет производиться методом подачи пены средней кратности сверху резервуара на слой горящего нефтепродукта.

2.3 Диагностирование резервуаров для хранения нефтепродуктов

Стальные резервуары для нефтепродуктов представляют собой цилиндрические емкости, снабженные люком и штуцерами. Нефтяные резервуары изготавливаются из высокопрочной стойкой к коррозии стали, способной выдерживать длительный контакт даже с сырой нефтью. Иногда резервуары под нефтепродукты имеют специальное покрытие на внутренних стенках. Резервуары под светлые нефтепродукты изготавливаются только из стали.

Назначение конкретного резервуара для нефтепродуктов определяется его техническими характеристиками. Чаще всего, конкретная емкость используется для хранения определенной жидкости.

Чтобы избежать аварийных ситуаций, необходимо осуществлять своевременный контроль и диагностирование резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

Техническое диагностирование резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов включает в себя следующие работы:

– неразрушающий контроль элементов металлоконструкции (основной металл и сварные соединения стенки корпуса, днища, кровли, металлоконструкций усиления, понтона); визуальный контроль,

ультразвуковой контроль, капиллярный контроль, контроль герметичности вакуум методом,

- геодезический контроль (для вертикальных резервуаров);
- поверочный расчет конструктивных элементов резервуара;
- оценка технического состояния резервуара, выдача заключения по результатам обследования, рекомендации по ремонту и продлению остаточного ресурса.

Техническое диагностирование резервуаров проводится по типовой программе. Объем полного или частичного диагностирования иногда может быть увеличен индивидуально, за счет проведения обследования по дополнительной программе, в зависимости от технического состояния, срока и интенсивности эксплуатации резервуара, а также коррозионной активности среды.

Типовая программа частичного обследования предусматривает выполнение следующих работ:

- ознакомление с технической документацией;
- визуальный осмотр и измерение размеров элементов металлоконструкций резервуара с наружной стороны;
- измерение толщины стенки и крыши резервуара;
- измерение отклонений образующих стенки от вертикали;
- нивелирование наружного контура днища, фундаментов приемораздаточных патрубков, шахтной лестницы и газоуравнительной системы;
- проверку состояния и геодезическую съемку обвалования;
- проверку состояния основания и отмостки;
- составление технического заключения по результатам обследования.

Дополнительная программа частичного обследования может включать следующие работы:

- акустико-эмиссионную диагностику стенки и днища;
- ультразвуковое или магнитное сканирование первого пояса стенки;
- инфракрасную спектроскопию;

– зондирование грунта под основанием резервуара электрическими методами и другие работы.

В процессе эксплуатации изменение геометрической формы резервуара чаще всего происходит из-за неравномерной просадки днища некачественной подготовки основания, под действием вакуума, переполнении, вибраций.

Предельные отклонения от горизонтали наружного контура днища эксплуатируемых резервуаров могут быть увеличены

- при сроке эксплуатации более 5 лет - в 1,3 раза,
- при сроке эксплуатации более 20 лет - в 2 раза.

Для резервуаров, находящихся в эксплуатации 15 лет и более, допускаются отклонения в два раза большие, чем для новых.

В основу оценки технического состояния резервуаров положены представления о возможных отказах, имеющих следующие причины:

– наличие в металле и сварных соединениях дефектов, возникших при изготовлении, монтаже, ремонте или эксплуатации, развитие которых может привести к разрушению элементов резервуара,

– изменения геометрических размеров и формы элементов (в результате пластической деформации, коррозионного износа и т.п.) по отношению к первоначальным, вызывающие превышение действующих в металле напряжений над расчетными;

– изменения структуры и механических свойств металла в процессе длительной эксплуатации, которые могут привести к снижению конструктивной прочности элементов резервуара (усталость при действии переменных и знакопеременных нагрузок, перегревы, действие чрезмерно высоких нагрузок и т.п.);

– нарушение герметичности листовых конструкций в результате коррозионных повреждений.

По результатам технического диагностирования составляется техническое заключение. При выявлении в результате обследования

различных недопустимых дефектов производится определение объема и методов восстановительного ремонта резервуара с последующим контролем качества выполненных работ и гидравлическим испытанием. В случае экономической или технической нецелесообразности ремонта дается заключение об исключении резервуара из эксплуатации.

В итоге, для того, чтобы избежать аварийных ситуаций обязательно нужно своевременное проведение экспертиз промышленной безопасности резервуаров в целях оценки технического состояния и разработки рекомендаций по условиям их дальнейшей безопасной эксплуатации, по срокам и степени полноты последующих обследований, в целях установления необходимости ремонта или исключения из эксплуатации.

2.4 Расчет средств пожаротушения

Расчет средств пожаротушения производится по интенсивности подачи химической пены, воздушно-механической пены или распыленной воды, исходя из величины необходимого времени на тушение пожара.

Интенсивностью подачи указанных средств тушения называется их количество, подаваемое в единицу времени на единицу площади ($л/сек \cdot м^2$).

Расчетная интенсивность подачи средств тушения в зависимости от температуры вспышки паров нефтепродуктов и выбор системы тушения могут производиться согласно данным таблицы 2.1.

Таблица 2.1

Интенсивность подачи средств тушения в л/сек на 1 м² площади в зависимости от температуры вспышки паров нефтепродуктов

Нефтепродукты	Для резервуаров ёмкостью до 1000 м ³			Для резервуаров ёмкостью свыше 1000 м ³		
	Химическая пена	Воздушно-механическая пена	Распыленная вода	Химическая пена	Воздушно-механическая пена	Распыленная вода
Авиабензины	0,75	-	-	0,75	-	-
Нефтепродукты с температурой вспышки паров, °С:	0,75	1,25	-	0,6	-	-
до 28	0,5	1,0	-	0,5	1,5	-
28-45	0,3	0,7	-	0,3	1,0	-
45-60	0,3	0,7	-	0,3	1,0	-
60-120	0,3	0,7	-	0,3	1,0	-
Свыше 120	0,3	0,7	0,2	0,3	1,0	0,2
Мазуты с температурой вспышки 60°С и выше	0,3	0,7	0,2	0,3	1,0	0,2

Продолжительность подачи, или расчетное время тушения пожара составляет количество времени подачи средств тушения до полной ликвидации пожара при заданной интенсивности подачи. Количество расчетного времени тушения пожара и величина необходимого запаса пенообразующих веществ приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Расчетное время тушения пожаров и величина запаса пенообразующих веществ для хранения на нефтебазах

Средства пожаротушения образующих веществ	Расчетное время тушения, мин	Коэффициент запаса пенообразующих веществ
Химическая пена	25	1,25
Воздушно-механическая пена	5	6
Распыленная вода	1	-

При определении количества средств тушения за расчетную площадь пожара принимают площадь зеркала наибольшего резервуара, входящего в группу резервуарного парка.

Для определения потребности в воде на образование пены используется коэффициент кратности, показывающий отношение объема пены к объему воды, пошедшей на ее образование. Кратность для химической пены составляет $k=5$, а для воздушно-механической пены $k=6-10$.

При пожаре, кроме воды, расходуемой непосредственно на тушение, необходимо расходовать воду на охлаждение стенок горящего резервуара, и соседних, находящихся от горящего на расстоянии менее двух диаметров резервуара. Охлаждение производится водяными струями из пожарных рукавов. Расходы воды на охлаждение указаны в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Расход воды на охлаждение резервуаров

Тип резервуара	Расход воды на 1 м длины окружности резервуара л/сек	
	горящего	соседнего
Наземный	0,5	0,1
Полуподземный	0,25	0,05
Подземный	0	0

Продолжительность охлаждения принимается равной 6 ч для вертикальных стальных резервуаров емкостью до 1000 м³ и 10 ч - для резервуаров большей емкости.

Водопроводные и пенопроводные линии всех систем пожаротушения рассчитываются по расходам воды. При использовании единого пенообразующего порошка скорость движения воды в пенопроводе или рукавной линии не должна превышать 1,5 м/сек. Длина пенопроводных линий, исходя из условий пенообразования и стойкости пены, должна находиться в пределах 40-80 м.

Количество воды, находящейся в запасе, принимается не меньше суммы пятикратного расчетного расхода воды на тушение пожара и расхода на охлаждение резервуаров (горящего и смежных).

При расчетах время тушения пожаров с помощью пара принимается равным 3 мин. Величина расчетной интенсивности подачи перегретого пара может приниматься следующая, кг/сек*м

Для помещений, в которых обеспечивается перекрытие всех проемов, и для технологических узлов, заключенных в закрытые коробки	0,002
Для помещений, в которых не перекрываются оконные проемы, световые и вентиляционные фонари	0,005

Для складов с подземными резервуарами, требующими по расчету подачи воды для пожаротушения более 100 л/сек, допускается принимать расчетный расход, подаваемый водопроводом высокого давления, равным 100 л/сек, с подачей остального количества воды передвижными средствами из водоемов.

Неприкосновенный запас воды для пожаротушения подземных резервуаров должен устанавливаться из расчета продолжительности тушения пожара в течение 3 ч, однако не более 1000 м³, и пополняться в срок не более 4 суток с момента его израсходования. Запас пенопорошка на складе с подземными резервуарами определяется с учетом возможности использования запасов порошка смежных предприятий, если доставка его к месту пожара потребует не более 1 ч.

Запас пенопорошка на складе с подземными резервуарами должен составлять не менее половины расчетного количества, необходимого для пожаротушения.

2.5 Методика расчета установок пожаротушения пеной

Пожаротушение пеной низкой и средней кратности

Расчетный расход воды, раствора пенообразователя, через генератор следует определять по формуле:

$$Q_a = k\sqrt{H}, \quad (2.10)$$

где k – коэффициент производительности генератора, принимаемый по технической документации на изделие;

H – свободный напор перед генератором, м.

Потери напора на расчетном участке трубопроводов, определяются по формуле:

$$H_1 = \frac{Q^2}{B}, \quad (2.11)$$

где Q – расход воды, раствора пенообразователя на расчетном участке трубопровода, л $\times$ с⁻¹;

B – характеристика трубопровода.

Характеристика трубопровода, определяется по формуле:

$$B = \frac{k_1}{l}, \quad (2.12)$$

где k_1 – коэффициент,

l – длина расчетного участка трубопровода, м

Потери напора в узлах управления установок, определяются по формуле:

$$H_2 = e \cdot Q^2, \quad (2.13)$$

где e – коэффициент потерь напора в узле управления, принимается по технической документации на клапаны,

Q – расчетный расход воды, раствора пенообразователя через узлы управления, л $\times$ с⁻¹,

Объем раствора пенообразователя, при объемном пожаротушении определяется по формуле:

$$V_1 = \frac{k_2 \cdot V}{k_3}, \quad (2.14)$$

где k_2 – коэффициент разрушения пены,

V – расчетный объем защищаемого помещения,

k_3 – кратность пены.

Число одновременно работающих генераторов пены определяется по формуле:

$$n_1 = \frac{V_1}{Q_d \cdot \tau}, \quad (2.15)$$

где Q_d – производительность одного генератора по раствору пенообразователя, $\text{м}^3 \times \text{мин}^{-1}$,

τ – продолжительность работы установки с пеной средней кратности, мин.

Пожаротушение высокократной пеной

Расчетное количество генераторов высокократной пены определяется по формуле:

$$n = \frac{a \cdot V \cdot 10^3}{q \cdot \tau \cdot K}, \quad (2.16)$$

где a – коэффициент разрушения пены,

τ – максимальное время заполнения пеной объема защищаемого помещения, мин,

K – кратность пены.

Значение коэффициента разрушения пены рассчитывается по формуле:

$$\alpha = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (2.17)$$

где K_1 – коэффициент учитывающий усадку пены, принимается равным 1,2 при высоте объекта до 4 м и 1,5 - при высоте до 10 м. При высоте свыше 10 м определяется экспериментально;

K_2 – учитывает утечки пены;

K_3 - учитывает влияние дымовых газов на разрушение пены.

Производительность системы по раствору пенообразователя определяется по формуле:

$$Q = \frac{n \cdot q}{60 \cdot 10^3} \quad (2.18)$$

Расчетное количество пенообразователя определяется по формуле:

$$V_{\text{пен}} = c \cdot Q \cdot \tau \cdot 10^{-2} \cdot 60 \quad (2.19)$$

2.6 Разработка инструкции по охране труда при эксплуатации резервуарных парков нефтепродуктов

«СОГЛАСОВАНО»

Председатель профкома

_____ / _____ /

« ____ » _____ 2020г

«УТВЕРЖДАЮ»

Директор

_____ / _____ /

« ____ » _____ 2020г

Инструкция

по охране труда при эксплуатации резервуаров нефтепродуктов

1. Общие требования охраны труда

1.1. Настоящая инструкция предусматривает основные требования по охране труда для работников, занятых эксплуатацией резервуарных парков организаций.

1.2. К проведению работ в резервуарных парках допускаются только те работники, которые прошли в установленном порядке медицинский осмотр, обучение, инструктаж, стажировку на рабочем месте и проверку знаний по охране труда.

1.3. Наиболее неблагоприятными для здоровья работников являются операции по приему, хранению и отпуску нефтепродуктов. Основными опасными и вредными производственными факторами являются токсичность нефтепродуктов и их паров, их высокая пожаро- и взрывоопасность, движущиеся машины и механизмы, повышенная (пониженная) температура воздуха рабочей зоны, высота, электрооборудование, недостаточная освещенность рабочей зоны и т. д.

1.4. Работник обязан знать схему расположения трубопроводов и назначение всей запорной арматуры, чтобы в процессе эксплуатации

резервуарных парков, а также при аварии или пожаре быстро и безошибочно производить необходимые переключения.

1.5. Работники должны обеспечиваться согласно установленным перечням и нормам средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, мылом и т. д. Средства индивидуальной защиты должны храниться в специально отведенных помещениях.

1.6. Проведение в резервуарном парке огневых или газоопасных работ разрешается только после оформления в установленном порядке наряда-допуска на проведение работ повышенной опасности.

1.7. Не допускается пользование неисправными инструментами, приспособлениями, механизмами, средствами индивидуальной защиты.

1.8. Для предотвращения утечек нефтепродуктов из резервуаров обязательно нужно поддерживать полную техническую исправность и герметичность резервуаров и всего резервуарного оборудования.

1.9. Не допускается эксплуатация резервуаров, у которых имеются неравномерные осадки и трещины, а также неисправное оборудование, контрольно-измерительные приборы и стационарные противопожарные устройства.

1.10. Резервуары в обязательном порядке подлежат периодическому обследованию и дефектоскопии для определения их технического состояния.

1.11. Понтоны, плавающие на поверхности жидких нефтепродуктов в резервуарах и предназначенные для сокращения потерь продукта от испарений, периодически проверяются на целостность. В верхнем положении понтон осматривается через световой люк, в нижнем положении - через люк-лаз во втором поясе резервуара.

1.12. Дороги и проезды на территории резервуарного парка в обязательном порядке должны быть исправном состоянии, своевременно должен быть проведен ремонт дороги, в зимнее время очищать от снега.

1.13. Очистку от снега резервуарных лестниц и крыш нужно производить только деревянными лопатами.

1.14. Перекрытие отдельных участков дорог и проездов на территории резервуарных парков для ремонта или по другим причинам согласовываются с пожарной охраной предприятия. На период ремонтных и других работ на дорогах необходимо оставлять проезды шириной не менее 3,5 м или устраивать мостики через траншеи.

1.15. В местах прохода работников через трубопроводы следует оборудовать переходные площадки или мостики с перилами, которые необходимо содержать в чистоте и исправном состоянии.

1.16. Территорию резервуарного парка и площадки внутри обвалования резервуаров следует периодически очищать от земли, пропитанной нефтепродуктами, мусора, посторонних предметов. В летнее время траву необходимо скосить и вывезти в сыром виде.

1.17. Обвалование резервуаров следует содержать в исправном состоянии.

При ремонтных работах на территории резервуарного парка запрещается нарушение целостности обвалования.

Запрещается переход через обвалование в неустановленных местах.

1.18. Для транспортировки тяжелого оборудования или материалов к резервуарам при ремонтных работах на территории резервуарных парков необходимо строить переезды через обвалование с подсыпкой грунта.

Устройство подъездов через обвалование резервуарных парков должно соответствовать требованиям действующих нормативных документов.

1.19. Ямы и траншеи, вырытые при ремонтных работах, в ночное, дневное время и при длительных перерывах в работе (выходные и праздничные дни) следует оградить, а после окончания работ засыпать и спланировать.

1.20. В темное время суток территорию резервуарного парка обязательно нужно освещать.

1.21. Для местного освещения в темное время суток следует использовать переносные взрывобезопасные аккумуляторные светильники напряжением не более 12 В, включать и выключать которые следует за обвалованием или ограждением резервуарного парка.

1.22. На территории резервуарного парка запрещается курение и применение открытого огня.

1.23. По территории резервуарного парка не допускается проезд автотранспорта, тракторов, спецтехники без искрогасителей.

1.24. Резервуарный парк в обязательном порядке необходимо оборудовать аварийной пожарной сигнализацией, телефонной (радиотелефонной) связью с работодателем и ближайшей пожарной частью.

1.25. Не допускается пребывание на территории резервуарных парков лиц, не имеющих непосредственного отношения к обслуживанию и ремонту резервуаров и оборудования.

2. Требования охраны труда перед началом работы

2.1. Перед вступлением на дежурство старшему по смене необходимо произвести внешний осмотр резервуаров, их оборудования и заземляющих устройств. О замеченных недостатках (появление течи в арматуре, швах корпуса или из-под днища резервуара, переливе и т. п.) сообщить непосредственному руководителю с принятием соответствующих мер по устранению неисправностей и обязательной записью в журнале осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров.

2.2. Обязательно проверять состояние рабочего места, исправность инструмента, приспособлений, механизмов, наличие средств индивидуальной защиты и средств пожаротушения.

2.3. Перед проведением ремонтных работ следует убедиться, что освобожденный от нефтепродукта резервуар отсоединен от всех трубопроводов с установкой прокладок и заглушек, задвижки закрыты, вывешен плакат: "Не открывать - работают люди!".

На соседних резервуарах, расположенных в одном обваловании на расстоянии не более 40 м, следует прекратить технологические операции по закачке и откачке нефтепродуктов.

3. Требования охраны труда во время работы

3.1. Работоспособность дыхательных и предохранительных клапанов проверять по утвержденному графику, не реже одного раза в месяц, а при температуре воздуха ниже 0 - 5°C - не реже одного раза в декаду.

3.2. При осмотре сварных резервуаров особое внимание уделять сварным вертикальным швам нижних поясов корпуса, швам приварки нижнего пояса к днищу (швам упорного уголка), швам окрайков днища и прилегающим участкам основного металла.

Результаты осмотров швов нужно зарегистрировать в журнале осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров.

3.3. Передвижение по понтону для его осмотра или ремонта обязательно производить по трапам шириной не менее 650 мм и длиной не менее 2 м, изготовленным из досок толщиной не менее 50 мм без металлических креплений.

Запрещено перемещение по понтону, находящемуся в плавучем состоянии.

3.4. При выполнении работ на крыше резервуара передвижение осуществлять по специальным трапам. Хожение непосредственно по кровле резервуара запрещается.

3.5. На резервуарах, заполненных продуктом, не следует производить работы с применением ударных инструментов.

3.6. При эксплуатации резервуарных парков запрещается загромождение подходов к противопожарным средствам и проезды для пожарной техники.

3.7. Отбор проб нефтепродуктов из резервуаров производиться с применением стационарных или переносных пробоотборников.

3.8. Нормальное положение задвижек и хлопуш на резервуарах - закрытое.

4. Требования охраны труда в аварийных ситуациях

4.1. При эксплуатации резервуарных парков возможны следующие аварийные ситуации: перелив нефтепродукта из резервуара, вакуумное смятие (деформация) корпуса резервуара при откачке нефтепродукта, появление трещин в сварных швах или корпусе резервуара, возгорание и взрывы.

4.2. При переливе нефтепродукта из резервуара ответственному смены допускается остановить заполнение резервуара, вызвать пожарную охрану, известить своего или вышестоящего руководителя, соблюдая меры безопасности, приступить к ликвидации аварии.

4.3. При вакуумном смятии (деформации резервуара) ответственному смены нужно остановить откачку нефтепродукта из этого резервуара, сообщить о случившемся своему непосредственному или вышестоящему руководителю и действовать согласно плану ликвидации аварий.

4.4. При появлении трещин в сварных швах или корпусе резервуара необходимо освободить от нефтепродукта полностью или частично в зависимости от способа его предстоящего ремонта.

4.5. В случае возгорания и взрывов на территории резервуарного парка старшему по смене необходимо остановить все виды перекачки, вызвать

пожарную охрану, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно плану ликвидации аварий.

5. Требования охраны труда по окончании работы

5.1. После завершения работ в резервуарном парке допускается убрать инструменты и приспособления, рабочее место, сдать смену в установленном порядке.

Не допускается сбрасывать с резервуара на землю средства измерения, инструменты и другие предметы.

5.2. По окончании работ с токсичными веществами обязательно принять душ, переодеться.

2.7 Экологическая безопасность

В настоящее время ситуация с авариями, связанными с транспортировкой и хранением нефти и нефтепродуктов в России, до сих пор остается крайне опасной.

Аварии на нефтепроводах приводят к очень тяжёлым экологическим последствиям. При разрыве нефтепровода происходит мощный выброс нефти в грунт или по поверхности почвы, нефть быстро фильтруется и проникает на большую глубину в недра почвы, образуя так называемую линзу. Если с поверхности почвы нефть собрать довольно легко, то линзу ликвидировать достаточно сложно. Почва оказывается поражённой на долгие годы, в течение которых на ней не будет растительного покрова.

Для предотвращения аварий на нефтепроводах необходимо проведение комплекса мероприятий по повышению прочности нефтепроводов, в том числе:

- обрабатывать нефтепроводы специальным антикоррозионным составом;

- перед транспортировкой отделять нефть от солей, которые являются причиной коррозии и разрушения металла нефтепровода (следует напомнить, что в составе добытой нефти содержится соль);

- применять новые технологии и новые сверхпрочные материалы для изготовления нефтепровода нового поколения;

- осуществлять электрохимическую защиту нефтепровода, что требует разработки системы для ликвидации электростатического поля нефтепровода (как известно, при движении нефти происходит электризация нефтепровода, что приводит к его разрушению);

- устанавливать дополнительные автоматические заслонки, которые в случае разрыва нефтепровода своевременно перекроют поток нефти и предотвратят экологическую катастрофу;

- разрабатывать и устанавливать новые датчики износа нефтепровода, сигнализирующие о его повышенном износе и предупреждающие его разрыв.

Если, разлив нефти произошёл, то допускается в самый короткий срок откачать нефть с поверхности почвы с помощью специального оборудования (помп, насосов с фторопластовыми фильтрами, которые отделяют нефть от воды).

Следующим пунктом необходимо провести очистку и рекультивацию загрязнённой нефтью почвы по технологии, которая применяется в сельском и лесном хозяйствах для удаления твёрдых отходов.

Сущность этой технологии: в загрязненной почве выкапывают сеть лунок, в которые помещают заряды взрывчатого вещества, подрываемые по определённой схеме. После очистки почвы этими взрывами нефтепродукты визуально не наблюдаются, существенно улучшаются физико-химические и биологические условия окружающей среды, происходит естественное восстановление растительного покрова.

Другую серьёзную угрозу экологической безопасности и загрязнения почвы создают хранилища нефтепродуктов. Как известно, вблизи нефтеперерабатывающих комбинатов, нефтехранилищ, нефтебаз, нефтяных терминалов, автозаправочных станций, аэродромов вся почва пропитана нефтепродуктами. Это приводит к поражению земли на довольно длинные сроки.

В следствие чего, необходимо использовать новые технологии для защиты почвы. В частности, рекомендуется на нефтяных терминалах применять противофильтрационные экраны, которые надёжно защищают почву от аварийных разливов нефти и нефтепродуктов.

Наиболее эффективными и технологичными для устройства противофильтрационных экранов нефтяных терминалов, являются полимерные геомембраны. Практическая водонепроницаемость и высокая стойкость геомембран на основе полиэтилена высокой плотности к агрессивному воздействию большинства химических элементов позволяют обеспечить высокую надёжность таких устройств. Важным преимуществом полимерных геомембран, в сравнении с другими используемыми для сооружения противофильтрационных экранов геосинтетическими материалами, является жесткая стандартизация качества материалов, процедур укладки, сварки и контроля качества произведенных работ. Применение геомембран при строительстве фундаментов нефтяных резервуаров позволяет полностью исключить загрязнение почвы при аварийных разливах нефти и нефтепродуктов.

Особенностью нефтегазодобывающего производства является то, что оно требует отвода больших земель (нередко на высокопродуктивных угодьях). Объекты нефтегазодобычи (скважины, пункты сбора нефти и т.п.) занимают относительно небольшие площадки в сравнении, у примеру, с угольными карьерами, занимающими очень большие территории (как сам карьер, так и отвалы вскрышных пород). Однако число объектов

нефтегазодобычи очень велико. В связи с очень большими расстояниями между объектами нефтегазодобычи очень велика протяжённость коммуникаций - постоянных и временных автодорог, железных дорог, водных путей, линий электропередач, трубопроводов различного назначения (нефте-, газо-, водо-, глино-, продуктопроводов и т.д.). Поэтому общая площадь отводимых под нефтегазодобычу земель – пашен, лесов, сенокосов, пастбищ, ягельников и т.д. – достаточно велика.

Ещё одной отличительной особенностью нефтегазодобывающего производства является огромное количество транспортных средств. Вся эта техника – автомобильная, тракторная, речные и морские суда, авиатехника, двигатели внутреннего сгорания в приводах буровых установок и т.д. так или иначе загрязняет окружающую среду: атмосферу – выхлопными газами, воды и почвы – нефтепродуктами (дизельным топливом и маслами).

Важно отметить тот факт, что в целом по уровню отрицательного воздействия на окружающую природную среду нефтегазодобывающее производство занимает одно из самых первых мест среди отраслей народного хозяйства. Такое воздействие загрязняет практически все сферы окружающей среды - атмосферу, гидросферу (поверхностные и подземные воды), геологическую среду.

2.8 Физическая культура на производстве.

1. Социальная потребность общества, личности и государственных органов в возобновлении и модернизации производственной гимнастики

На сегодняшний день актуален поиск современных способов совершенствования производственной физической культуры, и ее компонента производственной гимнастики, позволяющей предотвращать отрицательные факторы трудового процесса, формировать потребность в здоровом образе жизни, повышать общую работоспособность, и как следствие увеличивать производительность труда. Также проблемным

моментом является отсутствие методических рекомендаций по производственной гимнастике для вновь появившихся профессий, модернизации гимнастики, учитывая смещение характера труда, характера производства.

2. Понятие производственная гимнастика и ее формы:

Физическая культура на производстве – это набор физических упражнений, которые выполняются на рабочем месте и включаются в режим рабочего дня с целью повышения работоспособности, укрепления здоровья и предупреждения утомления, комплекс составляется с учётом условий труда.

Физкультурная пауза - эта форма производственной гимнастики, проводимая в первую и вторую половины рабочего дня в течение 5-6 минут, 14 в течение которой выполняется комплекс из 6-7 специально подобранных физических упражнений.

Вводная гимнастика – это физические упражнения, проводимые до работы с целью подготовки организма к предстоящей деятельности, по своему влиянию на организм вводная гимнастика отнесена к средствам, действующим во многом сходно со средствами активного отдыха.

Физкультурная минутка – это малая форма активного отдыха, в виде кратковременной физкультурной паузы, которая проводится для того чтобы локально воздействовать на утомленную группу мышц, она состоит из 2-3 упражнений и проводится в течение рабочего дня несколько раз по 1 – 2 мин.

Микропауза активного отдыха – это самая короткая форма производственной гимнастики, длящаяся всего 20-30 с., снижая при этом общее или локальное утомление, путем частичного снижения или повышения возбудимости центральной нервной системы.

Производственная ФК представляет собой систему физкультурных мероприятий, применяющихся как в режиме труда, так и во внерабочее время, включающих производственную гимнастику и оздоровительно-

профилактические комплексы, мероприятия по восстановлению после работы и профессионально-прикладную физическую подготовку.

Основные формы занятий производственной гимнастикой:

- Вводная гимнастика
- Физкультурная пауза
- Физкультминутки
- Микропаузы

2 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Расчет экономической эффективности

3.1.1 Себестоимость внедрения пожаротушения.

Затраты на внедрение системы пожаротушения определяются по формуле:

$$З_{\text{вб}} = З_{\text{об}} + З_{\text{м}} + З_{\text{п}} + З_{\text{о}}, \quad (3.1)$$

где $З_{\text{об}}$ –затраты на оборудование, (см таблицу 3.1);

$З_{\text{м}}$ –затраты на монтаж (см таблицу 3.2);

$З_{\text{п}}$ –затраты на проектирование, $З_{\text{п}}=20000$ руб;

$З_{\text{о}}$ – затраты организационного плана, включают изготовление плана эвакуации, покупке огнетушителей и т.д. (см таблицу 3.3.)

Таблица 3.1 – Затраты на оборудование

№ п/п	Оборудование	Кол-во	Цена тыс. руб.
1	Резервуар для хранения нефтепродукта	1	250,0
2	Устройство системы пожаротушения	1	100,0
Итого			350,0

Таблица 3.2 – Затраты на монтаж

Поз.	Статья затрат	Кол-во	Цена руб.
1	Монтаж приборов	1	5000
2	Монтаж датчика	5	15000
3	Наладка системы (компл)	1	10000
Итого			30000

Таблица 3.3 – Затраты на организацию ПБ

№ п/п	Наименование дополнительных мероприятий	Затраты, руб
1	Приобретение спецодежды	10000р.
2	Провести аттестацию рабочих мест	10000р.
3	Организовать обучение и проверку знаний вновь принятых работников учреждения по охране труда	25000р.
4	Разместить инструкции по безопасности труда во время работы	2000р.
5	Провести общий технический осмотр резервуаров	10 000р.
Итого		57000р.

Общие затраты составят:

$$З_{\text{пб}} = 350000 + 30000 + 20000 + 57000 = 457000 \text{ руб.}$$

3.1.2 Сравнение с потерями от пожаров исходя из статистических данных.

Вероятность пожара составляет $k=0,1$ за год.

Общая стоимость оборудования, которое может пострадать при пожаре составляет ориентировочно $Ц_{\text{об}} = 350,0$ тыс. руб., стоимость нефтепродукта $Ц_{\text{неф}} = 15000$ тыс. руб.

Статистически можно определить ущерб от пожара в случае без установки пожаротушения ($У_б$) и в случае её внедрения ($У_в$) в процентном соотношении от стоимости оборудования:

$$У_б=80\%$$

$$У_в=5\%$$

Соответственно годовые потери от пожара в случае без установки пожаротушения составит:

$$\Pi_{\phi} = (\Pi_{об} + \Pi_{мф}) \cdot \kappa \cdot Y_{\phi} \quad (3.2)$$

А потери в случае с установкой пожаротушения определяться:

$$\Pi_{\phi} = (\Pi_{об} + \Pi_{мф}) \cdot \kappa \cdot Y_{\phi} \quad (3.3)$$

Подставив значения в формулы получим

$$\Pi_{\phi} = (350000 + 15000000) \cdot 0,1 \cdot 0,85 = 1304750 \text{ руб.}$$

$$\Pi_{\phi} = (350000 + 15000000) \cdot 0,1 \cdot 0,05 = 76750 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости составит:

$$T = \frac{\Pi_{\phi} + Z_{об}}{\Pi_{\phi}} \quad (3.4)$$

$$T_{ок} = \frac{76750 + 457000}{1304750} = 0,38 \text{ года}$$

Коэффициент эффективности капиталовложений составит:

$$E_{\phi} = \frac{1}{T_{ок}} \quad (3.5)$$

$$E_{\phi} = \frac{1}{0,38} = 2,6$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования подтвердили пожарную опасность процессов хранения и перекачки нефти и нефтепродуктов, при которых в нормально работающих аппаратах, емкостях и вне этих емкостей, могут образовываться взрывоопасные, горючие концентрации при «больших» и «малых» дыханиях, а также при разгерметизации трубопроводов, износе оборудования, авариях, и других отклонениях от технологического регламента. Так же обусловлено наличием потенциальных источников зажигания и путями распространения пожара.

Для снижения риска требуется неуклонно соблюдать требования технологического регламента и требования пожарной безопасности, проводить планово-предупредительный осмотр и ремонт без нарушений периодичности, вводить мероприятия по снижению выбросов путем их улавливания и переработке различными установками; модернизировать устаревшее оборудование с помощью внедрения новых прогрессивных технологий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН №123-ФЗ от 22 июля 2008 года «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
2. ГОСТ Р 12.3.047–98 Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
3. ГОСТ Р 50800–95 Установки пенного пожаротушения автоматические. Общие технические требования. Методы испытаний.
4. ГОСТ Р 51330.9–99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон.
5. ГОСТ Р 50588–93 Пенообразователи для тушения пожаров. Общие технические требования. Методы испытаний.
6. ГОСТ 12.1.044–89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
7. ГОСТ 12.3.046–91 Установки пожаротушения автоматические. Общие технические требования.
8. ГОСТ 27331–87 Пожарная техника. Классификация пожаров.
9. ГОСТ 28338–89 Соединения трубопроводов и арматура. Проходы условные. Размеры номинальные.
10. ГОСТ 10704–91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
11. СП 4.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным конструктивным решениям.
12. СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.
13. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

14. Пособие по применению НПБ 105–95 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности» при рассмотрении проектно-сметной документации.
15. Аболенцев Ю.И. Экономика противопожарной защиты – М.: ВИПТШ МВД СССР, 1985.
16. Александров Г.В. Капитальные вложения в обеспечение пожарной безопасности: Фондовая лекция. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2007.
17. Александров Г.В. Расходы на содержание систем, обеспечивающих пожарную безопасность: Фондовая лекция. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2007.
18. Алексеев М.В., Волков О.М., Шатров Н.Ф. Пожарная профилактика технологических процессов производств. – М.: изд. ВИПТШ МВД СССР, 1986.
19. Волков О.М. Пожарная опасность резервуаров с нефтепродуктами. – М.: Недра, 1984.
20. Евтихин В.Ф. Новое в проектировании и эксплуатации резервуаров для нефти и нефтепродуктов. М., ЦНИИТЭнефтехим, 1980. – 58 с.
21. Едигаров С.Г., Бобровский С.А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ. – М.: Недра, 1973. – 367 с.
22. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения. Справ. Изд.: в 2-х частях/А.Н. Баратов, А.А. Корольченко, Г.Н. Кравчук и др. – М.: Химия, 1990.
23. Константинов Н.Н. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов. М., Гостоптехиздат, 1961.
24. Конь М.Я. Зелькинд Е.М., Шершун В.Г. Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность за рубежом. Справ. М.: Химия, 1986. – с. 28.
25. Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях. Выпуск 2. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1990. – 35–59 с.

26. Сигал И.Я. Защита воздушного бассейна при сжигании топлива – М.: Недра, 1988.
27. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. Выпуск 2. М, ЦНИТЭнефтехим, 1981. – 39 с.
28. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. – М.: Экономика, 1990.
29. Единые нормы амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства страны. – М.: Экономика, 1991.
30. Яковлев В.С. Хранение нефтепродуктов. Проблемы защиты окружающей среды. – М.: Химия, 1987.