

*Эта часть работы выложена в ознакомительных целях. Если вы хотите получить работу полностью, то приобретите ее воспользовавшись формой заказа на странице с готовой работой:*

<https://stuservis.ru/nauchno-issledovatel'skaya-rabota/22279>

**Тип работы:** Научно-исследовательская работа

**Предмет:** Нефтегазовое дело

Содержание

Введение 4

Глава 1. Общие вопросы эксплуатации резервуарных парков для хранения нефти 7

1.1. Типы резервуарных парков 7

1.2. Статистика применения резервуарных парков в Российской Федерации 11

1.3. Описание эксплуатационных операций 18

Глава 2. Аналитический обзор эффективности эксплуатации резервуарных парков для хранения нефти 25

2.1. Оценка эффективности эксплуатации резервуарных парков 25

2.2. Описание основных проблем эксплуатации резервуарных парков 29

2.3. Аналитический обзор предлагаемых решений по эксплуатации резервуарных парков 36

Глава 3. Методические аспекты системного анализа эффективности эксплуатации резервуарных парков для хранения нефти 58

3.1. Статистический анализ аварий и ЧС при эксплуатации резервуарных парков 58

3.2. Статистический анализ ремонтных и модернизационных мероприятий для повышения эффективности при эксплуатации резервуарных парков 62

3.3. Экономический анализ эффективности эксплуатации резервуарных парков для хранения нефти 75

Основные выводы 84

Список использованных источников 87

Введение

Резервуарный парк – это группа резервуаров разных типов или однотипных резервуаров. Резервуарный парк применяется для оперативного учета нефти по приему, хранению, откачке. Проектируют резервуарные парки в соответствии с Российскими и Международными Стандартами Качества ASME.

По назначению резервуарные парки можно разделить на следующие виды:

- товарно-сырьевые базы для хранения нефтепродуктов и нефти;
- резервуарные парки перекачивающих станций нефте- и нефтепродуктопроводов;
- резервуарные парки хранения нефтепродуктов различных объектов.

Эксплуатация резервуаров и резервуарных парков – это совокупность процессов по хранению, приему и сдачи нефти, приемке в эксплуатацию и испытанию, его ремонту, техническому обслуживанию и диагностированию.

Глава 1. Общие вопросы эксплуатации резервуарных парков для хранения нефти

1.1. Типы резервуарных парков

Резервуарные парки в нефтяной промышленности используются достаточно широко. Они представляют собой настоящий комплекс всевозможной тары, предназначенной для хранения различных видов сырья, объединенного в продуктовые группы.

Основное назначение таких конструкций – удобство учета и хранения углеводородного сырья. Разработки отвечают современным производственным требованиям к применению, интернациональным стандартам качества.

Стоит отметить, что проектируются они с учетом положений СНиП 2.11.03-93 и ГОСТов 1510-84 и 30852.9-2002. Именно эта документация регламентирует качество изделий и обеспечивает максимальную сохранность топлива в них. Помимо этого наличие резервного количества ископаемого обеспечивает бесперебойное выполнение технологических операций всего нефтеперерабатывающего комплекса[6].

Эксплуатация резервуарных парков напрямую зависит от решения организации быть полностью независимой или же решения о долевом участии и сотрудничестве с иными направлениями индустрии. Так,

один объект может совмещать работу с нефтеперерабатывающими комплексами, станциями транзита и т.д.

Все парки и емкости для хранения ресурсов разделены на определенные группы в зависимости от функциональной деятельности.

Стоит различать все конструкции по методу строительства: подземного и наземного типа. Первые контейнеры представляют собой железобетонные изделия, полностью обитые с внутренней стороны нержавеющей сталью. Это положительно влияет на прочностные характеристики.

При этом строительство резервуарных парков не предусматривает наличие облицовочного материала. Наземные инженерные конструкции производят из первоклассной ударопрочной стали.

По своему конструкционному профилю они бывают:

- вертикальной формы;
- горизонтальные баки со стационарной крышей;
- горизонтальные с плавающей крышей.

Применение положений СНиП 2.11.03-93 на производстве боксов позволит регламентировать требования к оснащению и компоновке не просто отдельно взятых резервуаров, а всего комплекса.

Так, емкость диаметром менее 50 см закрытого класса характеризуется способностью выдерживать достаточно большое гидростатическое давление углеводородного сырья. Этим стандартом предусматривается и схематическое положение контейнеров. Руководствуясь СНиПом, можно определить расстояние между емкостями, которые входят в резервуарный парк нефтебазы.

Кроме того, при строительстве учитываются параметры в зависимости от следующих аспектов:

- назначение, категория комплекса и его объем;
- длительность эксплуатации и схема расположения контейнеров;
- климатические условия и географическое расположение.

Генеральный план конструкции предусматривает сооружение и установку контейнеров в комплексе. Рассматриваются передовые решения по автоматизации всех систем, которые учитывают топливную экономию.

Все резервуарные парки для хранения нефтепродуктов проектируются с установленными запорными устройствами и силовыми агрегатами (насосами).

## 1.2. Статистика применения резервуарных парков в Российской Федерации

Современные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов всегда представляли особый интерес для широкого круга специалистов отрасли, что вовсе не удивительно. Как говорит практика промышленности, сохранить углеводородное сырье достаточно сложно, точно как и создать идеальные условия складирования нефтепродуктов разного вида и природного газа. Связано это с тем, что подобные вещества характеризуются качествами, которые усложняют процесс добычи, транспортировки и хранения. При этом ресурсы считаются:

1. Огнеопасными – при складировании нельзя подвергать риску предприятие или же создавать благоприятные условия для возникновения и распространения пламени. Это же касается и появления холодной искры статического тока.
2. Взрывоопасными. Это вынуждает организации предпринимать всевозможные защитные меры предосторожности.
3. Высокочувствительными. Сырье может легко засориться при попадании в него посторонних веществ. Это чревато ухудшением качества продукции.

Конечно, изменить характеристики углеводородного сырья не представляется возможным. Но именно на качествах нефти и газа базируется широкий интерес к ним как к лучшим видам топлива. При этом выходом из ситуации будет создание всех необходимых условий их хранения. Так, искусственные и природные резервуары нефти и газа позволят исключить большое число рисков. Потому одним из главных элементов при создании оптимальных условий складирования считается подбор или проектирование емкостей, которые должны отвечать всем современным нормам и гостребованиям. Такие конструкции должны позволять работать с ископаемыми без дополнительных рисков и проблем.

Рассматривая резервуары для нефти, нужно сразу же сказать, что принимать решение о создании таких конструкций нельзя наобум. Все необходимо взвесить, просчитать. Связано это с тем, что нефть и газ – не просто дорогостоящее сырье, но достаточно опасный ресурс, который:

- должен вызывать повышенный интерес со стороны пожарных служб безопасности;

- способен стать причиной взрыва на производстве;
- представляет угрозу с экологической точки зрения;
- распространяет пары, опасные для живых организмов.

Потому подобное оснащение должно проектироваться опытными специалистами под всесторонним контролем. При этом они обязуются следовать определенным требованиям и правилам, нарушение которых чревато неприятными последствиями. Обоснован такой подход тем, что исключительно так можно создать максимально безопасное оснащение, использование которого уберезет от несчастных случаев и будет достаточно эффективным. Необходимо принять во внимание, что резервуары нефти и газа вполне могут содержать в себе сотни тонн ресурсов. Разгерметизация подобной конструкции может повлечь за собой негативные последствия вплоть до большой катастрофы.

В целом же требования к емкостям были созданы исходя из того, какие условия необходимо обеспечить при складировании углеводородных материалов. Необходимо помнить, что среди целого ряда требований фигурирует не одна лишь нужда в обеспечении полной безопасности. К основным требованиям относятся и прочие, не менее важные нюансы.

Разработка сравнительно небольших контейнеров относится к числу достаточно простых работ, но если предполагается дело с крупными емкостями, то такая задача становится решаемой лишь в руках обученных профессионалов, которые понимают все тонкости процесса и могут обеспечить особый подход. В заводских условиях конструкции достаточно часто собираются исключительно по частям, поэтому сложным вопросом становится их сборка в единое целое. Стоит отметить, что мелкие хранилища создаются серийно и штампуются целыми партиями. А вот крупные резервуары для хранения газа нередко проектируются по индивидуальному плану, что в некоторой степени усложняет процесс их разработки и производства. При этом растет и вероятность просчетов.

Важно отметить, что основные требования к емкостям для складирования нефтепродуктов и газа большого объема должны регламентироваться и соблюдаться более строго, чем к мелким емкостям. Это обусловлено тем, что нагрузка на такие контейнеры в несколько раз превышает ту, которая приходится на мелкие емкости. Большую роль играет тип размещения и конструктивные особенности резервуаров. Так, надземные и подземные вариации более подвержены всевозможным рискам и негативному воздействию окружающей среды. Достаточно важен и материал, из которого разрабатываются контейнеры. Его физико-химические характеристики вполне могут оставить свой след в требованиях, выдвигаемых к ним. Создание емкостей для углеводородных веществ и их обслуживание – это достаточно специфические вопросы индустрии, которые требуют тщательного подхода и особого внимания.

Сейчас устройство резервуаров считается достаточно актуальной темой среди специалистов отрасли, что совсем не удивляет, потому как строительство газовых и нефтеперерабатывающих комплексов ведется непрерывно и довольно активными темпами. Добытое сырье перекачивается в хранилища всех видов, а любой нефтяной или газовый парк представляет собой целый комплекс емкостей, в которых хранится углеводородное сырье.

### 1.3. Описание эксплуатационных операций

Резервуарные парки для хранения нефтепродуктов представляют собой целый комплекс емкостей различных типов, объединенных в группы оперативного режима для удобства их учета и хранения. Они отвечают производственным требованиям эксплуатации проекта, международным стандартам ASME качества, СНиПа 2.11.03-93, ГОСТам 1510-84 и 30852.9-2002, что обеспечивают бесперебойную деятельность в течение года трубопроводной магистрали. Кроме того, наличие резервного количества нефти обеспечивает технологическую операцию всей нефтяной системы.

Хозяйственная деятельность резервуарных парков для хранения нефтепродуктов зависит от решения быть независимыми либо в долевом участии с различными промышленными отраслями, нефтеперерабатывающими базами, станциями перекачивания. По специфике функциональной деятельности парки и сами емкости распределены по категориям, которые предназначены только для хранения нефтяного продукта либо его перекачки.

Различаются по методам размещения: подземного и наземного хранения. Подземное хранилище нефтепродуктов представляет собой железобетонный резервуар, обитый с внутренней стороны стальным листом для прочности, но может обходиться и без облицовочного материала.

Наземные же резервуары для укрытия от внешних силовых воздействий изготавливают высококачественной и прочной стали. И по композиционному профилю они бывают вертикальной формы

либо горизонтальной, со стационарной крышей или в плавающем исполнении. На выставочных экспозициях можно ознакомиться со всеми моделями конструкций.

Использование СНиП 2.11.03-93 при изготовлении резервуара регламентирует требования компоновки не только отдельной емкости, а всего парка без исключения.

К примеру, резервуар диаметром не больше 50 сантиметров обвалования закрытого вида обладает способностью выдерживать гидростатическое давление хранящейся нефти. Этим же положением установлено и схематическое нахождение резервуаров с определением их расстояния в зависимости от емкости.

Учетные параметры зависят от обстоятельств:

- Принадлежности к категориям парков, объёма, назначения;
- Схемы устройства парков и даты эксплуатационного периода;
- Географического расположения на местности.

Генеральный проектируемый план предусматривает строительство и монтаж резервуарных парков с внедрением комплексной автоматизации системы устройств с учетом топливной экономии, оборудованных запорными устройствами и насосами, с которыми также можно ознакомиться на выставке.

А также расчетные параметры количества емкостей, габариты при соблюдении следующих условий:

- Соответствия типовых форм и их вместимости;
- Использования транспортных средств по грузоподъемности в целях транспортировки нефти;
- Иметь не менее двух емкостей по различным видам топлива;
- Практическая загруженность парка и ремонтные работы по графику;
- Техническое обслуживание.

Составленный проект резервуаров и парков находится в прямой зависимости от нефтяной базы.

Поэтому в технологическую карту включают следующие параметры:

- Емкостные типы резервуаров по геометрической форме;
- Наличие понтона плавающей крыши;
- Порядковый номер, объемы нефтепродуктов в соответствии с высотой резервуара;
- Уровень закачивания и откачивания продуктов;
- Допустимые уровни на случаи аварийных ситуаций нефтепродуктов;
- Меры предосторожности, типы защиты и их количественный состав;
- Использование контрольных и измерительных средств.

## Глава 2. Аналитический обзор эффективности эксплуатации резервуарных парков для хранения нефти

### 2.1. Оценка эффективности эксплуатации резервуарных парков

Анализ экономической эффективности резервуаров показывает, что сравнение технико-экономических показателей, например, по общему расходу конструктивного материала, помогает выявить оптимальные конструкции по удельному расходу металла (в расчете на 1 м<sup>3</sup> полезного объема), однако простое сопоставление не раскрывает всех сторон экономической эффективности резервуаров различных типов. Широкая номенклатура резервуаров содержит большой перечень сооружений, не сопоставимых по своему назначению.

Например, не имеет смысла сравнивать между собой резервуары низкого и высокого давлений (обычные вертикальные резервуары со сферическими крышами) по величине потерь нефтепродуктов от испарения, т.к. назначение их различно. Также нельзя просто сравнивать резервуары с плавающей крышей и резервуары с понтоном, т.к. резервуары с плавающей крышей в среднем экономичнее резервуаров с понтоном на 20 % из-за отсутствия лишней стационарной крыши, но каждый из них имеет свою рациональную область.

Во многих случаях в связи с определенными условиями эксплуатации необходимо применение резервуаров с понтоном. Например, в районах с большими снеговыми осадками или в районах с песчаными бурями резервуары с плавающей крышей непригодны. Но в районах, где оба вида резервуаров эквивалентны по сокращению потерь, предпочтение следует отдавать резервуарам с плавающей крышей, которые имеют ряд преимуществ. Они более удобны для наблюдения во время эксплуатации, в пожаротушении и ремонте, при защите от коррозии.

Специфическая особенность нефтяных резервуаров в отличие от других строительных конструкций и сооружений заключается в том, что в них, с точки зрения экономической эффективности, значительно большее значение имеет не экономия стали или снижение себестоимости, а стоимость сокращения потерь

от испарения, которая несравненно выше. Например, если экономия стали или сметной стоимости составляет тысячи рублей, то экономия от сокращения потерь нефтепродукта составляет десятки или сотни тысяч рублей. Это следует из общего количества потерь нефти и нефтепродуктов, которое оценивается в пределах 5/7% от объема добываемой нефти в стране и составляет миллионы тонн. С другой стороны, борьба с потерями нефти и нефтепродуктов с точки зрения охраны окружающей среды также имеет большое социальное значение. Таким образом, экономическая эффективность резервуаров должна выявляться и оцениваться путем комплексного анализа всех факторов с учетом приведенных затрат, включающих эксплуатационные расходы и стоимость потерь при хранении.

При упрощенном анализе экономической эффективности резервуаров различных типов следует сравнивать между собой в основном однотипные резервуары, отличающиеся лишь объемом. В этом случае следует сравнивать между собой удельные расходы или стоимости, приходящиеся на 1 м<sup>3</sup> объема. При комплексном анализе для более полного выявления экономической эффективности стальных резервуаров учитывают все факторы, в том числе эксплуатационные расходы, включающие стоимость сокращения потерь при хранении.

При анализе эффективности не отдельных резервуаров, а целых резервуарных парков учитывают, кроме того, стоимость территории, внутри парковых коммуникаций и других обще парковых расходов. В таком случае более полно выявляется экономическая эффективность как отдельных резервуаров, так и всего парка в целом.

Как свидетельствуют данные многолетнего мониторинга, только 15 % нефтяных хозяйств имеют в своем распоряжении технические средства, приспособленные для перевозки нефтепродуктов и их временного хранения достаточного технического качества.

## 2.2. Описание основных проблем эксплуатации резервуарных парков

Анализу причин аварий резервуаров посвящен ряд работ [1-6]. Начиная с 2003 г., в журнале Ростехнадзора «Безопасность труда в промышленности» ведется рубрика «Хроника аварий», где систематически публикуются сведения об авариях резервуаров.

С каждым годом количество аварий на резервуарах возрастает в связи с тем, что больший процент из них выработал свой проектный ресурс. Износ эксплуатируемых вертикальных стальных резервуаров (РВС) составляет 60-80%. В системе трубопроводного транспорта, например, более 3000 РВС находятся в эксплуатации более 50 лет, свыше 1000 РВС – от 40 до 50 лет [4].

Практически каждый из них представляет собой объект повышенной опасности для персонала предприятий, населения, соседних сооружений и окружающей среды.

Интенсивность возникновения зарегистрированных аварий за последние 10 лет составляет от 2 до 11 разрушений резервуаров в год.

Основными причинами аварий резервуаров являются:

- нарушения правил эксплуатации резервуаров;
- неоднородная осадка основания, приводящая к образованию трещин и разрушению;
- дефекты сварных соединений;
- коррозионный износ днища и нижней части первого пояса;
- дефекты формы резервуара;
- склонность некоторых марок сталей к охрупчиванию при низких температурах;
- стихийные бедствия (грозы, землетрясения и др.).

В приведенной классификации не указана относительная роль каждого фактора в причинах аварий.

Приведем сравнение причин аварий по данным прошлых лет (примерно с 1965 по 1995 г.) и по данным за последнее десятилетие.

В табл. 2.1 приведены данные по анализу физических причин аварий на примере 65 аварий, произошедших за 30 лет (примерно с 1985 г. по 2015 г.) с сосудами наиболее распространенных типов вместимостью более 500 м<sup>3</sup>, такими как: резервуары для нефти и нефтепродуктов, газгольдеры, изотермические резервуары, сосуды давления, резервуары для холодной и горячей воды).

Список этот не полон. Так, по данным ЦНИИПСК им. Мельникова [5] общее число аварий может быть в 3-5 раз больше регистрируемых.

Из табл. 2.1 видно, что наиболее частой причиной аварий резервуаров в прошлом являлось хрупкое

разрушение, происходившее, как правило, в форме лавинного разрушения с отрывом стенки от днища и кровли. В 65% случаев разрушение происходило по монтажным сварным соединениям стенки резервуара. Среди основных причин аварий резервуаров в прошлом 70% случаев – дефекты строительства, 17% – недостатки проекта, 11% – нарушение правил при эксплуатации. Анализ распределения ответственности за аварии по причине недостатков строительства показывает, что в 60% случаев аварии происходят по вине монтажной организации и около 30% случаев – по вине завода-изготовителя.

### 2.3. Аналитический обзор предлагаемых решений по эксплуатации резервуарных парков

В настоящее время на рынке доступно большое количество простых и сложных систем предупреждения и оповещения об опасных происшествиях.

В самых общих чертах, назначение систем обнаружения и предупреждения для нефтегазовой отрасли можно сформулировать следующим образом: своевременно выявить и предупредить о возможных событиях, которые не являются составной частью производственного процесса, и могут нести угрозы жизни, собственности и производству. Аппаратура и инструменты производственного цикла созданы и функционируют для обеспечения этого цикла, и как правило, не выдают информацию, которая выходит за рамки установленных для них границ. Противопожарные системы предупреждения и оповещения, не входящие в производственный процесс, служат инструментом предупреждения возникновения опасных ситуаций. Эти системы имеют возможность индикации различных отклонений от нормальных процессов производства, которые стандартная аппаратура не может обнаружить.

Рассмотрим существующие возможности предупреждения и оповещения об опасных происшествиях на складах нефти и нефтепродуктов.

Первым звеном в цепочке системы предупреждения и оповещения является мониторинг производства персоналом. Как правило, это осуществляется путем непрерывного или периодического наблюдения операторами всей деятельности на объекте. Никакие механизмы или приборы не могут полностью заменить человека с его жизненным опытом и степенью реакции. Однако, следует иметь в виду, что человеку свойственно подвергаться паническим настроениям, смятению и растерянности в кризисных ситуациях. Здесь чрезвычайно важную роль играет постоянное проведение инструктажей и тренировок по действиям в такой обстановке – с тем, чтобы персонал четко знал порядок действий.

По сути, это обычные ручные выключатели, которые сделаны таким образом, чтобы избежать случайного включения. Обычно они устанавливаются на основных путях выхода и эвакуации из производственных зон – для рассматриваемых объектов: на выходах из взрывоопасных зон, периферийных путях эвакуации и в местах сбора по тревоге.

Доклады и сообщения по телефону также возможно отнести к техническим средствам предупреждения. Однако, они могут быть неэффективными по следующим причинам:

- о Подвергаться воздействию факторам аварии.
- о Из-за возникающих шумов информация может искажаться.
- о Информация, передаваемая голосом, может неправильно трактоваться и интерпретироваться.
- о Одновременное использование телефонов приведет к перегрузке АТС.

Как правило, на больших производствах персонал оснащается такими системами. Их недостатки аналогичны, указанным для телефонов, однако, они обеспечивают непрерывную связь – обычно на специально выделенной для аварийных ситуаций частоте.

Извещатели дыма устанавливаются в тех случаях, где возможные аварийные ситуации требуют более короткого значения времени установления показаний, чем для детекторов тепла.

Извещатель дыма обнаружит появление невидимых и видимых продуктов сгорания до возникновения температуры достаточной для активирования детекторов тепла.

Характеристики извещателей дыма по обнаружению пожара зависят от роста, распространения, скорости горения, коагуляции и движения дыма. В том случае, если необходимо обеспечить безопасность персонала, необходимо обнаружить пожар на его ранней стадии. Это важно вследствие присутствия токсичных газов, возможного недостатка кислорода, резкого снижения видимости путей эвакуации из-за дыма. При наличии всех перечисленных факторов, следует рассмотреть вопрос об установке извещателей дыма.

В фотоэлектрических (оптических) извещателях дыма видимые продукты сгорания частично перекрывают или отражают луч света, проходящий от источника (ИК-светодиод) к фотоприемнику. Применение данных извещателей необходимо, когда ожидается, что при пожаре могут выделяться видимые частицы дыма.

Иногда их устанавливают в том случае, когда другие типы газовых извещателей срабатывают от продуктов

горения, возникающих в результате допустимых процессов (например, в котельных, гаражах, при сварочных операциях).

Извещатель аспирационный с лазерными или оптическими дымовыми извещателями. Данный тип имеет чувствительность в 100 больше, чем ионизационные, за счет того, что лазер обнаруживает чрезвычайно мелкие продукты первичного процесса горения. Установка данных типов рекомендована в помещениях без постоянного нахождения персонала с наличием большого количества электронных компонентов (помещения КИП и телекоммуникаций, электрические помещения)

В нефтегазовой отрасли газоанализ используется для целей предупреждения и возможного предотвращения возникновения смесей взрывных газов. В основном применяется три типа извещателей.

При разработке вариантов защиты от аварийных ситуаций для процессов с газами или потоками жидкостей, главным вопросом является анализ состава этих потоков. Как правило, в нефтегазовой промышленности присутствуют смеси газов и паров. Поэтому, для выбора газового извещателя следует правильно определить его тип. В таких случаях, выбирают газ или пар, который представляет наибольшую степень опасности для рассматриваемой области. Критериями степени опасности считаются:

- o Газ с наибольшим диапазоном пределов воспламеняемости – из всех присутствующих газов.
- o Газ с наибольшим процентным составом в рассматриваемом потоке.
- o Газ, обладающий самой низкой температурой воспламенения.
- o Газ с высокой плотностью паров.
- o Значение энергии искры для поджига.
- o Допустимая температура.

На рис. 2.2 представлена таблица сравнительных характеристик газов, которые в большинстве случаев присутствуют на складах нефти и нефтепродуктов

2.2. Таблица сравнительных характеристик газов, присутствующих на складах нефти и нефтепродуктов: НПВ - нижний взрывоопасный предел ВПВ - верхний предел взрываемости ТС - температура самовоспламенения ПП - плотность пара

Заранее определить места размещения извещателей газа на объектах нефтегазовой промышленности достаточно затруднительно. Это вызвано большой номенклатурой газов, которые необходимо обнаружить, различными окружающими условиями, значениями температур и давления. Общий принцип – размещать «как можно ближе» к источникам потенциальных утечек. В качестве примера, приведем требования для хранилищ сжиженного природного газа СП 240.1311500.2015 [29] по установке систем:

### Глава 3. Методические аспекты системного анализа эффективности эксплуатации резервуарных парков для хранения нефти

#### 3.1. Статистический анализ аварий и ЧС при эксплуатации резервуарных парков

Нефтебаза – это промышленное сооружение, включающее в себя устройства для приёма, разгрузки и хранения нефти и нефтепродуктов, которое осуществляется в резервуарном парке. Как показывает практика, при эксплуатации предприятий обеспечения нефтепродуктами, не исключена возможность нарушения герметичности используемых систем для приема, хранения и отпуска и выброс в окружающую среду большого количества нефтепродуктов. При этом опасность таких объектов определяется их спецификой: большой массой обращающихся горючих веществ, их пожаровзрывоопасностью, высокой биологической активностью веществ, их способностью оказывать вредное воздействие на человека и экосистемы окружающей природной среды. Следовательно, важно выявление возможных причин возникновения и развития аварийных ситуаций с учетом отказов и неполадок оборудования, возможных ошибочных действий персонала, внешних воздействий природного и техногенного характера. Необходимо отметить, что процедура выявления возможных причин возникновения и развития аварийных ситуаций базируется на результатах анализа информации. При решении этой задачи анализируются две группы причин - внутренние и внешние.

В качестве внутренних причин рассматриваются специфические эксплуатационные ошибки и технические неполадки, к которым относятся утечки нефти и нефтепродуктов через неплотности соединений, коррозия металла, а, следовательно, разрушение металла, статическое электричество, дефекты металла, дефекты сварки и так далее. Как свидетельствует опыт, аварии сопровождающиеся взрывами и пожарами,

и, как правило, начинаются с нарушения герметичности соединений, запорной и регулирующей арматуры, нарушения правил эксплуатации. Достаточно часты аварии, вызванные ошибками персонала, отсутствием должного контроля технологического процесса со стороны операторов.

Под внешними причинами подразумеваются: аварии на соседних объектах, природные явления (например, град, молния, интенсивные осадки, наводнения, оползни, ураганы, лесные (степные) пожары), транспортные аварии, неосторожные действия человека, террористические акты. Внешние причины более случайны, чем внутренние и труднее поддаются контролю и оценке, но они существуют и, поэтому, требуют учета.

При оценке событий, способных привести к чрезвычайной ситуации нужно руководствоваться несколькими соображениями: во-первых, реализация такого события должна приводить к аварийной (чрезвычайной) ситуации, например, разрушению зданий, сооружений, гибели людей; во-вторых, это событие должно быть реальным, не противоречить законам природы, возможно, уже имевшим место в практике на рассматриваемых объектах; в-третьих, для такого исходного события необходимо иметь информацию о частоте его возникновения [1, 2].

Возникновение и развитие опасных событий (аварий) на любом объекте исследования в общем виде можно представить следующим образом:

- происходит нарушение герметичности системы и неконтролируемый выход нефтепродукта;
- нефтепродукт выходит наружу, растекаясь по поверхности земли, воды, приводя к их загрязнению;
- в результате испарения образуется паровоздушное токсичное, взрывопожароопасное облако;
- распространяясь в атмосфере, пары нефтепродукта вызывают интоксикацию людей, животных, растений;
- случайный источник воспламенения приводит к взрыву паров с последующим развитием пожара разлития;
- на людей, животных, растения, здания и сооружения воздействуют поражающие факторы взрыва (ударная волна, высокая температура) и пожара (повышенная температура, пламя и искры, токсичные продукты горения).

За период 2012 – 2017 гг. зарегистрировано 238 пожаров на объектах добычи, транспорта, хранения и переработки нефти и нефтепродуктов. Статистика свидетельствует, что в системе Главтранснефти произошло пожаров: на насосных нефтепроводах – 10%, на нефтепромыслах – 14%, на НПЗ – 27,7%, а на распределительных нефтебазах зафиксирована наибольшая доля пожаров – 48,3%.

На наземных резервуарах произошло 93,3% пожаров и аварий из общего их числа. По виду хранимых продуктов эти пожары распределились следующим образом: 32,4% – на резервуарах с сырой нефтью; 53,8% – на резервуарах с бензином; и 13,8% – на резервуарах с другими видами нефтепродуктов (мазут, керосин, дизельное топливо, масло и др.). Пожары происходили, в основном (222 случая), на действующих резервуарах типа РВС, из них в 194 случаях (81,5%) пожар возникал в резервуарах с бензином и сырой нефтью.

Установлено, что основными источниками зажигания, от которых возникали пожары, являются: огневые и ремонтные работы (23,5%), искры электроустановок (14,7%), проявления атмосферного электричества (9,2%), разряды статистического электричества (9,7%), большая часть всех пожаров на резервуарах (42,2%) произошла от самовозгорания пиррофорных отложений, неосторожного обращения с огнем, поджогов и других источников зажигания. Доля пожаров от перечисленных источников зажигания, существенно различается по отраслям промышленности.

За исследованный период средняя частота возникновения пожаров и загораний в год составляет: на распределительных нефтебазах – 5,75; в резервуарных парках НПЗ – 3,3; на промыслах – 1,65; на нефтепроводах – 1,2. Средняя частота пожаров по всем объектам и отраслям нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности составили 12 пожаров в год.

### 3.2. Статистический анализ ремонтных и модернизационных мероприятий для повышения эффективности при эксплуатации резервуарных парков

Технология продления срока эксплуатации резервуарных парков и нефтехранилищ полимерными вкладышами, разработанная на Западе, успешно практикуется на российском рынке компанией НПФ «Политехника». Активное распространение технологии по установке полимерных вкладышей в резервуары связано требованиями оснащать системой защиты от течей наземные вертикальные резервуары (РВС) для хранения наливных продуктов. Поэтому в последние 10–15 лет все действующие одностенные резервуары либо постепенно заменяются на двустенные, либо переоснащаются.

В российских условиях использование композитных вкладышей — это надежная и экономически выгодная

альтернатива строительству нового резервуара или капитальной реконструкции старого. Так, установка в резервуар полимерного вкладыша серии ПЭР-СВ производства НПФ «Политехника» может перевести резервуар с запретом на эксплуатацию в категорию положительной экспертизы. Полимеры — надежная защита против коррозии. Как показывает практика, основная часть коррозионного износа в процессе эксплуатации приходится на нижнюю часть корпуса, где подтоварная вода, осаждающаяся из нефтепродуктов и насыщенная химически активными элементами, вызывает коррозию днища и нижней части первого пояса, а также на верхнюю часть корпуса и кровлю, подверженных воздействию газовой среды, в которой присутствуют весьма активные коррозионные агенты.

Технология установки полимерных вкладышей в надземный или подземный резервуар позволяет полностью восстановить герметичность резервуара и продлить срок его службы для дальнейшей эксплуатации. Полимерные вкладыши ПЭР-СВ производства НПФ «Политехника» изготавливаются по передовым технологиям и представляют собой полиэфирную ткань с двусторонним полимерным покрытием (в зависимости от условий эксплуатации). Герметичный вкладыш резервуара сваривается из отдельных сегментов тканей с полимерным покрытием термосварным методом. Каждый полимерный вкладыш производится индивидуально под конкретные размеры и конфигурацию резервуара.

Существует два варианта вкладышей:

- на основе ПВХ, в них могут храниться буровые растворы и суспензии, вода для гидроразрыва пласта, нефтешламы;
- на основе термополиуретанов и многослойных композитов, предназначенные для сырой нефти, бензина, дизельного топлива.

Материал вкладыша обладает высокими характеристиками по механической прочности и химической устойчивости к самым различным типам агрессивных сред. Свойства полимера обеспечивают полную защиту дна и стен стального резервуара от коррозии со стороны агрессивных агентов содержимого. Перед установкой полимерного вкладыша ПЭР-СВ предварительно необходимо провести ряд операций:

- зачистку поверхностей до необходимой степени, фосфатирование внутренней поверхности резервуара (создание химическим способом антикоррозийной пленки нерастворимого фосфата);
- обследование толщины стенок методами неразрушающего контроля на предмет соответствия нормативным требованиям;
- нанесение праймера или полимерных составов (опционально).

Монтаж осуществляется в несколько этапов:

1. В резервуар с использованием подъемного крана опускают сложенный в рулон мягкий полимерный вкладыш.
2. Оболочку вкладыша разворачивается на днище резервуара.
3. Оболочка фиксируется по периметру днища резервуара и на его технологических деталях.
4. С помощью грузоподъемных блоков и лебедки, временно установленных по краю крыши резервуара, боковое полотнище оболочки вкладыша поднимают по стенкам и фиксируют по краю крыши и на деталях стенок резервуара.

Установку вкладыша рекомендуется производить в теплое время года (при температуре до минус 10°C). Экономическая выгода до 500% Преимущества использования полимерного вкладыша ПЭР-СВ перед альтернативными технологиями капитального ремонта резервуаров. Перечислим основные из них. Универсальность. Технология пригодна для использования как на металлических, так и на бетонных резервуарах вместительностью от 1 до 5 000 м<sup>3</sup>, для самых различных жидких сред (технологические водные растворы, нефтепродукты, удобрения). Экономическая выгода. Реставрация резервуара с применением полимерного вкладыша в 5–6 раз выгоднее капитального ремонта. Не требуются затраты на замену изношенных стальных листов, пораженных коррозией. А при штатных условиях эксплуатации также отсутствуют дополнительные расходы, связанные с обслуживанием резервуара изнутри. Ресурс службы восстановленного с помощью полимерного вкладыша резервуара — до 5 лет и может продлеваться многократно заменой на новый вкладыш с обязательным контролем состояния металлических стенок резервуара.

На базе технологии полимерных вкладышей успешно реализовано производство инновационных гибридных резервуаров (ГР), сочетающих в себе прочность традиционных стальных резервуаров с мобильностью и надежностью эластичных емкостей. Данные резервуары предназначены для оперативного и длительного хранения сырой нефти, светлых и темных нефтепродуктов, а также воды и технических жидкостей (кислоты, щелочи, жидкие удобрения и т.д.). ГР представляет собой вертикальный цилиндр, собранный из гофрированных оцинкованных стальных листов (толщиной 0,7–1,2 мм), соединенных между собой болтами,

который устанавливается на кольцевом ленточном бетонном фундаменте или на кольцевом стальном уголке, закрепленном в грунте с помощью винтовых свай.

Гофрированный цилиндр обеспечивает механическую прочность и устойчивость конструкции, которая оснащается тремя видами вкладышей. Первый слой выполнен из прочного нетканого полотна типа Дорнит; второй слой предназначен для герметичности и состоит из синтетической ткани с двусторонним ПВХ или ТПУ покрытием; третий (внутренний) вкладыш закрытого типа устанавливается в случаях, когда требуется дополнительная защита от протеканий.

ГР оснащают сливо-наливными и дренажными отводами (от ДУ50 до ДУ200 и более), также возможна комплектация крышей — верхнего перекрытия резервуара из полимерного материала на стальном каркасе. Для монтажа не требуется применения специализированной грузоподъемной техники, а также сварочных и огневых работ. ГР разворачиваются из транспортного положения в рабочее в течение одного-двух дней бригадой из 6-8 человек. Демонтаж также не занимает много времени — достаточно нескольких дней, в течение которых резервуары упаковываются, после чего могут быть повторно установлены уже на новом месте.

Постоянное повышение требований к качеству, надёжности и безопасности систем мониторинга и управления технологическими процессами хранения нефтепродуктов и отпуска их потребителям — характерная черта современного производства. Это обстоятельство приводит к необходимости постоянно модернизировать соответствующие информационно-управляющие системы. При этом, если эксплуатационные особенности, точность работы и надёжность узлов системы, являющихся объектами контроля и управления (датчики, сигнализаторы, измерители, насосы, заслонки и т. п.), не будут соответствовать функциональным и коммутационным возможностям устройств микропроцессорной техники (контроллеры, рабочие и операторские станции и т. п.), то рассчитывать на существенное улучшение свойств модернизируемой системы вряд ли стоит. В зависимости от конкретных условий на предприятии (технологических особенностей объектов, финансовых возможностей) процесс модернизации может быть разовым или поэтапным.

### 3.3. Экономический анализ эффективности эксплуатации резервуарных парков для хранения нефти

#### Основные выводы

По результатам проведенной работы можно сделать следующие выводы:

Резервуарные парки в нефтяной промышленности используются достаточно широко. Они представляют собой настоящий комплекс всевозможной тары, предназначенной для хранения различных видов сырья, объединенного в продуктовые группы.

Основное назначение таких конструкций – удобство учета и хранения углеводородного сырья. Разработки отвечают современным производственным требованиям к применению, интернациональным стандартам качества.

Одним из специфических свойств нефти и нефтепродуктов является испаряемость легких фракций углеводородов (ЛФУ) при их хранении. ЛФУ - основная причина технологических потерь ценного сырья и вредных выбросов в окружающую атмосферу. По оценкам отечественных специалистов, в России только за год потери бензина от испарения на нефтебазах составляют более 100 тыс. тонн.

степенью окупаемости – 1,4 года.

Список использованных источников

1. Абузова Р.Ф. Хранение нефти и нефтепродуктов: горная энциклопедия [электронный ресурс]. URL: <http://enc-dic.com/> (Дата обращения: 21.09.2018)
2. Александров, В.Н., Гольянов А.И., Шаммазов А.М. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций: учебник для вузов/ В.Н.Александров, А.И.Гольянов, А.И.Шаммазов. – М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2003 - 404 с.
3. Диагностика объектов нефтеперекачивающих станций: Учеб. пособие/А.А. Коршак, Л.Р. Байкова.—Уфа: Дизайн Полиграф—Сервис, 2008.—176 с.
4. Дидковский О.В., Еленицкий Э.Я. «Коррозионная безопасность крупногабаритных листовых конструкций», Нефть, Газ и Бизнес - 2006 - № 7 - С.62-63.
5. Еленицкий Э.Я. «Несущая способность корпуса вертикальных цилиндрических стальных резервуаров в

- условиях сейсмического воздействия», Сейсмостойкое строительство. Безопасность сооружений, 2009 - № 1.
6. Еленицкий Э.Я. «Обеспечение сейсмостойкости вертикальных цилиндрических стальных резервуаров», Сейсмостойкое строительство. Безопасность сооружений, 2006 - № 5 - С. 45-50.
7. Еленицкий Э.Я. «Проблемы нормативно-технической базы в отечественном резервуаростроении», Нефть, Газ и Бизнес - 2006 - № 6 - С.62-63.
8. Еленицкий Э.Я. «Расчет узла сопряжения стенки и днища вертикальных цилиндрических стальных резервуаров», Строительная механика и расчет сооружений. - 2007-№ 4 - С.2-7.
9. Еленицкий Э.Я. «Уточненный расчет прочности стенки вертикальных цилиндрических стальных резервуаров», Строительная механика и расчет сооружений. - 2009 - № 1.
10. Еленицкий Э.Я., Дидковский О.В. «Проблемы оценки прочности напряженных участков резервуарных конструкций», Нефть, Газ и Бизнес. - 2006 - № 6 - С.58-63.
11. Еленицкий Э.Я., Дидковский О.В., Худяков О.В. «Повышение безопасности резервуарных парков за счет применения резервуаров со стальной защитной стенкой», Управление качеством в нефтегазовом комплексе. - 2007 - № 1 - С.17-22.
12. Еленицкий Э.Я., Худяков О.В. Оценка стихийного воздействия водного потока на ВЦСР, расположенные в прибрежных зонах рек, морей и океанов // «Монтажные специальные работы в строительстве» № 11. Москва, 2006.
13. Земенков Ю.Д. Хранение нефти и нефтепродуктов: учебн. пособие/ Ю.Д. Земенков. - Тюмень: 2001 - 550 с.
14. Клебанов Я.М., Еленицкий Э.Я., Дидковский О.В., Давыдов А.Н. «Циклическая несущая способность врезок резервуаров», РАН, Проблемы машиностроения и надежности машин, №2, 2004, с. 31-37.
15. Коршак А.М. Основы нефтегазового дела: учебн.пособие/ А.М.Коршак. - М.: Дизайн Полиграф Сервис, 2005 - 528с.
16. Мартынюк В.Ф., Суворова В.В. Категорирование опасных состояний эрготехнической системы в многомерном фазовом пространстве // Тез. Докладов 7-й всероссийской научно-технической конференции "Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России". М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. - 2007. - с. 464.
17. Нефтегазовое строительство : учеб. пособие / В. Я. Беляева [и др.]. - М. : ОМЕГА-Л, 2005. - 774 с.: ил.
18. Николаев Н. В. Стальные вертикальные резервуары низкого давления для нефти и нефтепродуктов / Н. В. Николаев, В. А. Иванов, В. В. Новосёлов. - М. :ЦентрЛитНефтеГаз, 2007. - 496 с.
19. Новиков А.А. Физико-химические основы процессов транспорта и хранения нефти и газа: учебное пособие / А.А. Новиков, Н.В. Чухарева; Томский политехнический университет. - Томск: Изд-во ТПУ, 2005. - 111 с.
20. Основы нефтегазового дела: Учебник / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. - 2-е изд., доп. и испр. - Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2002. - 554 с.
21. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: Учеб. пособие для вузов/ Е.А. Богданов. - М.: Высш. Шк., 2006. - 279 с.
22. Проектирование и эксплуатация НС и КС : учеб. для вузов / А. М. Шаммазов [и др.]. - М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 404 с.
23. Резервуары вертикальные стальные для нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и анализ безопасности: метод. указ. СА-03- 008-08 / Ассоциация «Ростехэкспертиза», НПС «РИСКОМ», НПК «Изотермик». М., 2009. - 288 с
24. Сеницкий Ю.Э., Еленицкий Э.Я., Дидковский О.В. «К вопросу о нормативных требованиях по расчету вертикальных цилиндрических стальных резервуаров в условиях сейсмического воздействия», Сейсмостойкое строительство. Безопасность сооружений, 2006-№ 4- С. 65-70.
25. Сеницкий Ю.Э., Еленицкий Э.Я., Дидковский О.В. «Определение импульсивной и конвективной составляющих гидродинамического давления жидкости в цилиндрических резервуарах при сейсмическом воздействии», Изв. Вузов. - 2005 - № 5, С. 18-26.
26. Система управления резервуарными парками переработки и хранения нефтепродуктов. Н. Балин, А. Демченко, М. Лавров СТА №2, 2001 г. с. 24-31
27. Сооружение и ремонт резервуарных парков, терминалов и газохранилищ [Текст]: учеб. пособие / Н. С. Вишневецкая, Е. В. Исупова, Е. Е. Яворская, А. И. Попова - Ухта : УГТУ, 2014. - 126 с.
28. СП 123.1330.2012. Подземные хранилища газа, нефти и продуктов их переработки. - Введ. 01.07.13. - Госстрой России, 2013. - 24 с.

29. Статистика.ру: Госкомстат, Росстат и государственные службы статистики РФ. [Электронный ресурс]  
<http://www.staatistika.ru> Дата обращения: 24.09.2018

30. Цыбульский П.Г. Практика подземного хранения газонефтепродуктов: горный журнал. – М.: ИКИ, 2010 – 256с.

*Эта часть работы выложена в ознакомительных целях. Если вы хотите получить работу полностью, то приобретите ее воспользовавшись формой заказа на странице с готовой работой:*

<https://stuservis.ru/nauchno-issledovatel'skaya-rabota/22279>