

ИНСТРУКЦИЯ ПО ЗАЧИСТКЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ РГС ОТ ОСТАТКОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ

ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Резервуар РГС - техническое средство для приема, хранения отпуску и учета нефтепродуктов.

Зачистка - технологический процесс очистки внутренних поверхностей резервуаров от остатков нефтепродукта.

Технологический остаток нефтепродукта - часть нефтепродукта, оставшаяся в резервуаре после выкачки насосом через зачистной патрубков.

Дойный осадок (шлам) - неподтекаемый осадок осевших на дно резервуара механических примесей (песок, ржавчина, или др.), скрепленных смолистыми веществами, выделяющимися из нефтепродукта.

Дегазация - технологический процесс замещения взрывоопасной среды в атмосфере резервуара воздухом.

Флегматизация - насыщение атмосферы резервуара инертными газами, аэрозолями, подавляющими процесс горения.

Температура вспышки - наименьшая температура конденсированного вещества при которой в условиях специальных испытания над его поверхностью образуются пары способные вспыхивать в воздухе от источника зажигания, устойчивое горение при этом не возникает [25].

Область воспламенения - диапазон взрывоопасной среды с концентрациями паров нефтепродукта от НКПРП до ВКПРП.

Температура воспламенения нефтепродукта - наименьшая температура нефтепродукта при которой в условиях специальных испытания нефтепродукт выделяет горючие пары с такой скоростью что при воздействии на них источника зажигания наблюдается воспламенение [25].

Нижний (верхний) концентрационный предел распространения пламени НКПРП (ВКПРП) - минимальное (максимальное) содержание горючего вещества в однородной смеси с окислительной средой, при котором возможно распространение пламени по смеси на любое расстояние от источника зажигания.

Температура самовоспламенения - наименьшая температура окружающей среды, при которой в условиях специальных испытаний наблюдается самовоспламенение вещества.

Температурные пределы распространения пламени (воспламенения) - такие температуры вещества, при которых его насыщенный пар образует в окислительной среде концентрации, равные соответственно нижнему (нижний температурный предел) и верхнему (верхний температурный предел) концентрационным пределам распространения пламени.

Взрывобезопасное состояние атмосферы резервуара - состояние, при котором исключается возможность взрыва.

Взрывоопасная среда - смесь воздуха с парами нефтепродукта с концентрацией, находящейся в области воспламенения.

Моющие машинки (гидромониторы) - устройство с автоматически поворачивающимися головками направляющими струю моющего средства на промываемую поверхность по определенной траектории.

Пароэжектор - переносной пароструйный насос работающий на энергии потока пара.

Гидроэжектор - струйный насос работающий на энергии потока жидкости.

Моющее средство - пожаробезопасное техническое моющее средство (ТМС) на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Вакуумная установка - установка, предназначенная для создания и поддержания вакуума в закрытых сосудах и аппаратах.

Каскадный отстойник - предназначен для приготовления, хранения моющего средства и сбора отмываемых продуктов, очистки воды от нефтепродукта, подогрева воды перед подачей на промывку.

ТЭС (тетраэтилсвинец) - металлоорганическое соединение, добавляемое в бензин для получения октановых чисел.

Экстракторная установка - устройство, обеспечивающее отделение (экстрагирование) нефтепродукта из отмываемых продуктов зачистки.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Для обеспечения эксплуатационной надежности резервуаров с нефтепродуктом необходимо соблюдение правил их технической эксплуатации, контроля, выявления и устранения дефектов. Необходимым условием выполнения этих работ является своевременный ремонт резервуаров с предварительной зачисткой от остатков нефтепродуктов и их отложений.

Зачистка резервуаров от остатков нефтепродуктов является неотъемлемой частью технологического процесса нефтепродуктообеспечения.

1.2 Металлические резервуары РГС, за исключением резервуаров предприятий длительного хранения, должны подвергаться периодической зачистке, зачистке при необходимости смены сорта нефтепродукта, освобождения от пирофорных отложений, высоковязких осадков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды, очередных и внеочередных ремонтов, проведения комплексной дефектоскопии и других эксплуатационных причин.

1.3 В соответствии с требованиями установлены следующие сроки периодической зачистки:

- не менее двух раз в год - для топлива для реактивных двигателей, авиационных бензинов, авиационных масел и их компонентов, прямогонных бензинов; допускается при наличии на линии заправки средств очистки с тонкостью фильтрования не более 40 мкм зачищать резервуары не менее одного раза в год;

- не менее одного раза в год - для присадок к смазочным маслам и масел с присадками;

- не менее одного раза в 2 года - для остальных масел, автомобильных бензинов, дизельных топлив, парафинов и аналогичных по физико-химическим свойствам нефтепродуктов.

Металлические и железобетонные резервуары для нефти, мазутов, моторных топлив и аналогичных по физико-химическим свойствам нефтепродуктов следует зачищать по мере необходимости, определяемой условиями сохранения их качества, надежной эксплуатации резервуаров и оборудования.

1.4 Обеспечение сохранности качества нефтепродукта при смене сорта регламентируется требованиями и, в зависимости от наливаемого в резервуар нефтепродукта, вида остатка в нем, предусматривает в максимальном объеме зачистки выполнение следующих операций:

- удаление остатка;

- дегазацию;

- промывку под давлением горячей водой с моющим веществом (или пропарить);

- последующую промывку горячей водой;

- вентиляцию (просушку) днища;

- протирку ветошью.

1.5 **Периодическая зачистка может быть сокращенной и полной** в зависимости от предполагаемых работ после завершения процесса зачистки резервуара и должна обеспечить пожарную безопасность и санитарные условия труда.

1.6 **Зачистка в полном объеме** необходима при последующем выполнении работ в резервуаре с применением открытого огня, длительном пребывании работников внутри резервуара, градуировке, дефектоскопии, а также перед наливом отдельных сортов топлива.

1.7 **Сокращенный объем** зачистки применяется в случаях, когда не требуется пребывание работников в резервуаре или кратковременного пребывания (периодическая зачистка и смена марки нефтепродукта в соответствии с ГОСТ 1510-84) и заключается в удалении остатка нефтепродукта, промывке горячей водой и просушке днища или, в отдельных случаях, только в удалении остатка (остаток не более 0,25% вместимости резервуара).

1.8 **Резервуары подземные**, эксплуатирующиеся на хранении высоковязких нефтепродуктов (мазуты, масла, моторное топливо и др.), зачищаются по мере необходимости, определяемой сроком ремонта и условиями сохранения качества.

Технология зачистки, оборудование и очищающие средства частично отличаются от используемых для зачистки наземных резервуаров.

1.9 **Резервуары из-под сернистых нефтепродуктов** подготавливают к зачистке в соответствии с требованиями [19].

1.10 Процесс зачистки характеризуется большой трудоемкостью и производственной опасностью. Поэтому организация и проведение технологического процесса зачистки должен предусматривать максимально возможную механизацию трудоемких операций и устранение опасных и вредных производственных факторов.

1.11 В соответствии с требованиями настоящей Инструкции применительно к различным видам резервуаров должны разрабатываться технологические (технические) регламенты, рабочие инструкции, проекты организации работ - ПОР), предусматривающие выполнение соответствующих Технологических операций с использованием сертифицированных средств механизации, приборов и устройств контроля безопасности.

1.12 Рекомендуемое специальное оборудование и устройства соответствуют требованиям безопасности и имеют соответствующие разрешения контролирующих организаций.

1.13 Для проведения работ по зачистке резервуаров необходимо создание **специализированного участка**, оснащенного средствами механизированной зачистки, с учетом количества резервуаров, их объемов, наличия очистных сооружений, энергетических источников и другими местными условиями.

2. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ЗАЧИСТКЕ

2.1 Зачистка резервуаров от остатков нефтепродуктов и нефти относится к газоопасным работам, поэтому организация, подготовка и проведение этой работы выполняется с учетом требований НТД:

- ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.1.044, ГОСТ 12.3.047;
- Правил технической эксплуатации резервуаров и инструкций по их ремонту;
- Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ, утвержденной Госгортехнадзором СССР 20.02.1985 г.;
- Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ на предприятиях нефтепродуктообеспечения, ТОИ Р-112-17-95;
- Правил пожарной безопасности в РФ ППБ 01-93**;
- Правил пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения, ВППБ 01-01-94;
- Настоящей Инструкции.

2.2 Соблюдение требований вышеупомянутых руководящих документов обеспечивает безопасные условия труда, как при операциях зачистки резервуара от нефтепродуктов, так и при проведении ремонтных работ.

2.3 Руководство предприятия, исходя из существующего на нем резервуарного парка, наименований нефтепродуктов, оборудования, устройств, наличия технических мощных средств, обеспечивающих качественную и безопасную зачистку, должно доукомплектовать предприятие необходимыми средствами зачистки и составить в установленном порядке на основе настоящей Инструкции рабочие инструкции на технологические процессы зачистки резервуаров.

2.4 В рабочей инструкции должны быть конкретизированы работы по подготовке и проведению операций зачистки, назначены ответственные работники за выполнение подготовительных и зачистных работ.

Проведение работ оформляется нарядом-допуском, приложение Б.

К наряду-допуску прикладываются схемы обвязки и установки оборудования (выкачке остатка, промывка, дегазация, удаление продуктов зачистки и т.д.) и технологический процесс. Разработанная документация согласовывается с начальником пожарной охраны предприятия, инженером по ОТ ТБ и ПБ и утверждается главным инженером предприятия.

2.5 **Главный инженер** (технический руководитель) и инженер по охране труда предприятия несут ответственность за организацию и безопасность работ по зачистке резервуаров, а там, где эти должности не предусмотрены, - работодатель или лицо, назначаемое приказом (из числа специалистов).

2.6 **Начальник цеха** (резервуарного парка) обязан:

- организовать разработку мероприятий по подготовке и безопасному проведению зачистных работ и обеспечивать контроль их выполнения;
- назначать ответственного за подготовку и ответственного за проведение работ, знающих порядок подготовки и правила проведения этих работ;
- совместно с ответственным за проведение работы определять средства индивидуальной защиты, состав исполнителей и устанавливать режим работы (продолжительность пребывания в средствах защиты, перерывов в работе, периодичность отбора проб воздуха и т.п.).

2.7 **Начальник смены** несет ответственность за правильность схемы отключения резервуара и коммуникаций, на которых должна проводиться работа, правильность и полноту инструктажа ответственного за подготовительные работы и ответственного за проведение зачистки, за правильность и полноту принятых мер безопасности, а также за допуск персонала к проведению подготовительных работ и к непосредственному выполнению зачистных работ.

2.8 **Ответственный за проведение подготовительных работ** несет ответственность за правильность и надежность отключения резервуара и отключения трубопроводов и выполнение мер безопасности, предусмотренных в наряде-допуске.

Ответственный за проведение подготовительных работ обязан:

- начинать работу только по согласованию с начальником смены;
- обеспечивать последовательность и полноту выполнения мероприятий, предусмотренных в наряде-допуске;
- обеспечивать проведение анализа воздушной среды на месте работы после выполнения подготовительных мероприятий;
- после окончания подготовительной работы проверить ее полноту и качество и сдавать объект ответственному за проведение зачистки;
- доводить до сведения ответственного за проведение работы по зачистке и исполнителей о специфических особенностях резервуара (наличие и исправность понтона, замерных устройств) и характерных опасностях, которые могут возникнуть при проведении работы.

2.9 Ответственный за проведение работ по зачистке резервуаров несет ответственность за правильность и полноту принятых мер безопасности, за достаточную квалификацию лиц, назначенных исполнителями работ, за полноту и качество их инструктажа, за техническое руководство работой и соблюдение работающими мер безопасности.

Ответственный руководитель работ должен пройти переподготовку (повышение квалификации) в Академии ГПС МЧС России или в аккредитованной организации по учебным программам, согласованным в Академии ГПС МЧС.

Ответственный руководитель работ обязан:

- совместно с ответственным за подготовку резервуара проверить полноту выполнения подготовительных мероприятий, готовность резервуара к зачистке;
- проверять у исполнителей наличие и исправность средств индивидуальной защиты, инструмента и приспособлений, их соответствие характеру выполняемых работ;
- проводить инструктаж исполнителей о правилах безопасного ведения работ и порядке эвакуации пострадавшего из опасной зоны;
- сообщать о готовности резервуара и исполнителей к производству работ газоспасательной службе (службе техники безопасности);
- по согласованию с начальником смены и при получении подтверждения о возможности выполнения работ по зачистке от представителя ГСС (службы техники безопасности), удостоверенных их подписями в п. 14 наряда-допуска, давать указание исполнителям приступить к работе, предварительно проверив место работы, состояние средств защиты, готовность исполнителей к работе;
- контролировать выполнение исполнителями мероприятий, предусмотренных в наряде-допуске;
- обеспечивать последовательность и режим выполнения операций зачистки;
- обеспечивать контроль состояния воздушной среды в резервуаре;
- принимать меры, исключающие допуск на место проведения работ лиц, не занятых ее выполнением;
- в случае возникновения опасности или ухудшения самочувствия исполнителей немедленно прекращать выполнение работ, поставить об этом в известность начальника цеха и принять необходимые меры по обеспечению безопасности работ;
- по окончании регламентированных перерывов убеждаться, что условия безопасного проведения работ не изменились. Не допускать возобновление работ при выявлении изменения условий ее безопасного проведения;
- по окончании работы совместно с начальником смены проверить полноту и качество выполненной работы и закрывать наряд-допуск.

2.10 Подготовку резервуара к зачистке выполняет подразделение предприятия, эксплуатирующее данный объект, а зачистку резервуара, сбор и утилизацию продуктов зачистки поручается специализированной бригаде этого предприятия или стороннего аккредитованного (имеющего сертификат системы сертификации услуг (работ) в области пожарной безопасности – СДСПБ) предприятия по договору. При проведении работ собственными силами члены зачистной бригады должны пройти обучение в аккредитованной в системе СДСПБ организации.

Выполнять работы по зачистке резервуара следует бригадой исполнителей в составе не менее двух человек (работающий и наблюдающий). Члены бригады должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, инструментом, приспособлениями и вспомогательными материалами в соответствии с требованиями п. 8.2. настоящей инструкции.

2.11 Ответственным руководителем работ по проведению подготовительных операций и операций по проведению зачистки резервуаров может быть назначен один работник, если зачистка резервуара проводится собственными силами предприятия.

2.12 Исполнители работ по зачистке резервуара несут ответственность за выполнение всех

мер безопасности, предусмотренных в наряде-допуске.

Исполнители работ по зачистке резервуаров обязаны:

- пройти инструктаж по безопасному проведению работ и расписаться в наряде-допуске;
- ознакомиться с условиями, характером и объемом работ на месте их выполнения;
- выполнять только ту работу, которая указана в наряде-допуске;
- приступать к работе только по указанию ответственного за проведение этой работы;
- применять средства защиты и соблюдать меры безопасности, предусмотренные нарядом-допуском и требованиями раздела 8 настоящей инструкции;
- знать признаки отравления вредными веществами, места расположения средств телефонной связи и сигнализации, порядок эвакуации пострадавших из опасной зоны;
- уметь оказывать первую помощь пострадавшим, пользоваться средствами индивидуальной защиты, спасательным снаряжением и инструментом;
- прекращать работу при возникновении опасной ситуации, а также по требованию начальника цеха, ответственного за проведение работ, начальника смены, представителя ГСС, работников службы техники безопасности, представителей инспектирующих органов;
- после окончания работ привести в порядок место проведения работ, убрать инструменты, приспособления и т.п.

3 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ЗАЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРОВ

Для выполнения технологических операций по зачистке резервуаров необходимы следующее основное оборудование, системы и устройства, сертифицированные в установленном порядке:

3.1.1 Насосная установка на базе ПСГ-160 представляет собой двухступенчатый центробежный насос 6НГМ-72 с приводом от двигателя автомобиля. Производительность насоса 110-160 м³/ч и давление 5-14 кПа (50-140 м вод. ст.). Насосная установка предназначена для подачи моющего раствора ТМС на очистку резервуара и на гидроэлеватор (эжектор).

3.1.2 Гидроэлеватор Г-600А (эжектор) работает на принципе эжекции и обеспечивает откачку образующейся в процессе мойки эмульсии и механических примесей (песок, ржавчина и т.д.) из очищаемого резервуара.

Производительность гидроэлеватора Г-600А зависит от давления рабочей жидкости в напорной линии. При давлении 0,8 Па производительность составляет 600 л/мин (36 м³/ч). Для подземных резервуаров следует использовать эжектор ЭВЗ-20 ПМ (Приложение К).

3.1.3 Рукава с соединительными головками служат для прокладки коммуникационных линий между оборудованием (насос, моечная машинка, гидроэлеватор и т.д.), по которым циркулирует рабочая жидкость. В технологической схеме применяются бензостойкие прорезиненные рукава внутренним диаметром 51, 66, 77 мм и упрочненные проволочной спирали рукава с внутренним диаметром 75 и 125 мм.

3.1.4 Рукавное разветвление трехходовое РТ-80 предназначено для управления потоком рабочей жидкости в рукавных линиях.

3.1.5 Ствол ручной доочистки РС-Б применяется для смыва остатков шлама с днища очищенного резервуара к гидроэлеватору. Производительность ствола, зависит от давления у насадка и изменяется от 0,35 л/с при давлении 0,4 МПа (40 м вод. ст.) до 4,0 л/с при давлении 0,6 МПа (60 м вод. ст.).

3.1.6 Переходники служат для соединения рукавов разных диаметров между собой.

3.1.7 Рукавные задержки устанавливаются при прокладке рукавных линий по вертикали.

3.2 Устройства для механизированной мойки резервуаров пожаро-безопасными ТМС - моечные машинки (гидромониторы). Техническая характеристика некоторых из них приведена в приложении В.

3.3 Устройства для принудительной вентиляции резервуаров (электровентиляторы, парозежекторы). Техническая характеристика парозежекторов приведена в приложении Г. Выбор количества вентиляторов и их характеристики должны обеспечивать требуемый режим вентиляции, приведенный в таблице приложения С.

3.4 Систему флегматизации атмосферы резервуара, приложение Д.

3.5 ТМС. Наименование и количество ТМС определяется в зависимости от удаляемого нефтепродукта, конструкции резервуара. Общедоступные ТМС: МЛ-51, МЛ-52, МЛ-72, Лабомид-203М (Темп-300) и другие. В качестве моющего средства может применяться вода (горячая вода) и вода в смеси с ТМС.

Применение ТМС - выбор температуры подогрева, дозировка, условия отделения от продуктов размыва и другие параметры применения должны быть в соответствии с

инструкциями заводов - изготовителей этих ТМС.

3.6 Систему приготовления, хранения, регенерации ТМС, сбора продуктов зачистки, включающую:

- каскадный отстойник, приложение Ж;
- системы трубопроводов для подачи ТМС в резервуар и выкачки продуктов зачистки;
- теплообменник;
- насосы подачи ТМС;
- устройство для сбора продуктов зачистки и экстрагирования остаточного нефтепродукта из него, приложение И.

3.6 Систему энергообеспечения оборудования (насыщенный водяной пар, электроэнергия).

3.7 Резинотканевые рукава (паровые, водяные диаметром 32 и 50 мм) с запорной арматурой.

3.8 Переносной пульт управления (электроцит) с пусковой аппаратурой и кабелями.

3.9 Транспортные и грузоподъемные средства.

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ЗАЧИСТКИ

4.1 **Технологический процесс** определяет принципиальную схему обвязки оборудования, последовательность проведения операций зачистки резервуара от остатков нефтепродукта в зависимости от следующих факторов:

- типа и размеров резервуара (вертикальные, горизонтальные, с понтоном или без понтона);
- физико-химических свойств нефтепродукта (вязкость, пожаро- и взрывоопасность);
- количества донного осадка;
- цели зачистки.

4.2 **Состав и последовательность технологических операций зачистки** приведен в табл. 4.1

Таблица 4.1

Состав технологических операций зачистки резервуаров

№ п/п	Технологические операции зачистки	Проведение ремонта	Проведение ремонта без огневых работ	Смена марки нефтепродукта	Проведение дефектоскопии, градуировки резервуаре
1	Подготовительные работы	+	+	+	+
2	Удаление технологического остатка	+	+	+	+
3	*Предварительная дегазация или флегматизация	+	+	+	+
4	*Удаление осадка	+	+	+	+
5	*Дегазация	+	+	-	+
6	*Доводка поверхностей до требуемой чистоты	+	-	-	**+
7	*Контроль качества зачистки	+	+	+	+
8	Утилизация продуктов зачистки	+	+	+	+

Примечания.

"+" - операция проводится;

"-" - операция не проводится;

* - предварительно перед началом операции проводится отбор и анализ проб воздуха из резервуара,

** - операция проводится в отдельных местах в соответствии с требованиями п. 6.3;

4.3 Подготовительные работы

При подготовке резервуара к зачистке проводится:

4.3.1. Выкачка технологического остатка товарного нефтепродукта до минимального уровня (до "прохвата" насоса) по зачистной линии в свободный резервуар.

4.3.2 Отключение резервуара от трубопроводов, установка необходимых заглушек на системах трубопроводов выполнение мер безопасности, предусмотренных в наряде-допуске.

4.3.3 Определяется количество остатка, отбирается проба, определяется объем зачистных

работ.

4.3.4 Проводится инструктаж работников по безопасным методам проведения зачистных работ, пожарной безопасности, оказанию первой помощи пострадавшему работнику, по специфическим особенностям резервуара и характерным опасностям, которые могут возникнуть при проведении работ.

4.3.5 Проверяется исправность подъездных путей, наличие средств пожаротушения, заземления резервуара.

4.3.6 Оформляется акт о готовности резервуара к проведению зачистки.

4.3.7 Работник, ответственный за проведение зачистки, обязан:

- проверить совместно с ответственным за подготовку резервуара полноту выполненных подготовительных мероприятий, готовность резервуара к проведению зачистных работ;
- проверить правильность и полноту принятых мер безопасности, состояние и квалификацию работников, полноту и исправность инструмента и оборудования;
- проверить место работы и состояние средств защиты;
- обеспечить последовательность и режим выполнения операций по зачистке;
- контролировать выполнение работниками мероприятий, предусмотренных в наряде-допуске и в технологическом процессе;
- регулярно проводить контроль паровоздушной среды в резервуаре. Не допускать присутствия в зоне проведения работ посторонних лиц;
- по окончании работ по зачистке в составе комиссии проверить полноту и качество выполненных работ. Составить акт о выполненной зачистке по форме, указанной в приложении М.

4.3.8 Уточняется объем работ и технологический процесс зачистки по количеству, расположению и основным показателям (вязкость, содержание механических примесей, плотность, температура застывания и вспышки паров) остатка нефтепродукта.

4.3.9 Прокладываются специальные системы подачи пара и ТМС. Подготавливается средств выкачки продуктов зачистки, каскадный отстойник и ТМС.

4.3.10 Подготавливается оборудование по дегазации или флегматизации свободного пространства резервуара с температурой вспышки паров остатка нефтепродукта ниже 60 °С.

4.4 Зачистка резервуаров от остатков высоковязких нефтепродуктов

Процесс зачистки резервуара предусматривает следующие виды работ:

- разогрев остатка нефтепродукта в резервуаре системой подогрева;
- удаление остатка нефтепродукта;
- предварительную дегазацию в случае остатка нефтепродукта с температурой вспышки паров ниже 60 °С;
- промывку внутренних поверхностей резервуара ТМС;
- удаление продуктов зачистки;
- чистовую обработку днищевой поверхности.

4.4.1 Для удаления остатка вязкого нефтепродукта проводится его разжижение путем подогрева. Подогрев выполняется одним из способов:

- разогрев горячей водой;
- циркуляционным;
- гидромониторным.

4.4.2 При разогреве горячей водой или паром на остаток нефтепродукта наливают горячую воду (80-85 °С) на высоту, равную высоте остатка нефтепродукта.

Для интенсификации разогрева подают острый пар непосредственно в нефтепродукт. При возможности секционного включения штатного поверхностного подогревателя вводят в работу и секции, находящиеся под слоем разогреваемой массы (вода + нефтепродукт). В целях ускорения процесса подогрева нефтепродукта рекомендуется разогрев массы с перемешиванием ее насосом по схеме "резервуар-насос-резервуар".

Пар подается по паровым трубам (рукавам) диаметром 50-63 мм. Давление пара в магистрали должно быть не более 3 кгс/см². Температура подаваемого пара не должна превышать значения равного 80% от температуры самовоспламенения нефтепродукта [1].

Подачу пара в разогреваемую массу производят по всем возможным для этих целей входам и входам в резервуар (люки, лазы, свободные патрубки, зачистные люки), по которым возможно подать паропровод непосредственно в нефтепродукт.

Пар должен подводиться к трубопроводам по съемным участкам трубопроводов или гибким шлангам; запорная арматура должна быть установлена с обеих сторон съемного участка. После окончания продувки эти участки трубопроводов необходимо демонтировать, а на запорной арматуре установить заглушки с хвостовиками. Зазоры между паропроводом и горловиной

закрываются и уплотняются кошмой.

Продолжительность подогрева в зависимости от количества остатка составляет 18-24 часа в летний период и 30-32 часа в зимний. Разогретый остаток совместно с водой откачивается в разделочный резервуар или в сборник каскадного отстойника или в выделенную емкость.

4.4.3 При циркуляционном подогреве в случае наличия в резервуаре циркуляционной системы подогрева (специальные трубы с насадками, теплообменник, насос циркуляционный) на остаток наливают горячий аналогично остатку нефтепродукт (температура на 15-20 °С ниже температуры вспышки его паров) производят циркуляцию этой массы затопленными струями.

Циркуляция производится по схеме "резервуар-насос-теплообменник-резервуар". Продолжительность циркуляции 10-15 часов в зависимости от количества остатка.

Температура циркулирующего нефтепродукта, поступающего в резервуар, должна быть не ниже 45 °С.

В случае зачистки заглубленного или подземного резервуара возможно использование водного раствора ТМС, например ММ-5, ТЕМП-300 и др. приложение Е.

На остаток нефтепродукта наливают раствор ММ-5 в количестве не менее 5-6 объемов остатка. Температура 50-55 °С. Проводится циркуляция раствора по схеме "резервуар-насос-теплообменник-резервуар".

Продолжительность циркуляции 16-24 часа в зависимости от количества остатка и его физико-химических свойств. Образовавшаяся эмульсия откачивается в разделочный резервуар или другую емкость, где производится ее регенерация.

4.4.4 При гидромониторном способе нефтепродукт разжижается и смывается с днища струей горячей воды под давлением. Вода подается насосом на моечные машинки (гидромониторы). Напор воды на насосе 10-12 кгс/см²; температура воды 75-80 °С.

Моечные машинки заводят в резервуар через люки на кровле резервуара или через нижний люк-лаз (установка МБ-3). Машинки закрепляются на водоподводящих рукавах и опускаются на страховочных канатах на высоту 3-4 м от днища резервуара.

Учитывая большую поверхность днища резервуара операция разжижения остатка повторяется через другие горловины или рукава с машинками оттягиваются от центра их установки на 3-4 м. Оттяжку рукавов производят пеньковым канатом, закрепленным одним концом за рукав выше машинки, второй конец закрепляют за конструкции в резервуаре, расположенные на днище или стенке. Эта операция выполняется только после полной остановки подачи воды на моечные машинки и выкачки разжиженной части остатка нефтепродукта из резервуара.

Выкачка разжиженной подвижной массы, производится постоянно при работе моечных машинок и продолжается в течение 30-60 минут по окончании подачи воды.

Продолжительность разжижения зависит от количества остатка, его характеристик и может колебаться от 2-3 до 5-8 часов непрерывной работы моечных машинок.

Выкачка разжиженной массы (вода + нефтепродукт) производится в разделочный резервуар или в каскадный отстойник или в приспособленную емкость.

4.5 Дегазация резервуара

В практике применяются следующие методы дегазации и флегматизации свободного пространства резервуара для обеспечения взрывобезопасного состояния:

- снижение концентрации паров нефтепродукта замещением свободного пространства чистым воздухом;

- заполнение емкости водой;

- снижение содержания кислорода в атмосфере резервуара заполнением (флегматизация) инертными газами.

Снижение содержания паров нефтепродукта осуществляется естественной, принудительной вентиляцией или пропариванием резервуара.

Метод дегазации резервуаров наливом воды применяется только в отдельных случаях для подземных и заглубленных резервуаров из-за большого расхода воды и необходимости ее дальнейшей очистки от нефтепродукта.

4.5.1 Естественная вентиляция проводится при скорости ветра не менее 1 м/с. Открываются верхние крышки люков, для интенсификации вентилирования на люки устанавливаются дефлекторы. При этом более тяжелая (по сравнению с воздухом) смесь вытекает из резервуара в атмосферу, а более легкий и чистый атмосферный воздух входит в резервуар. Чистый атмосферный воздух входит в резервуар через люки на кровле. Естественная вентиляция более эффективна в высоких вертикальных резервуарах.

После прохождения области воспламенения (концентрация паров нефтепродукта в резервуаре ниже НКПП) открываются нижние люки-лазы и концентрация паров

нефтепродукта доводится до 2 г/м³.

4.5.2 Принудительная вентиляция паровоздушного пространства резервуара осуществляется вентиляторами искробезопасного исполнения с электрическими двигателями взрывозащищенного исполнения и парожекторами. Принудительная вентиляция осуществляется на подачу воздуха в резервуар в соответствии с приложением С.

При использовании электрических вентиляторов работы рекомендуется проводить в соответствии с [2].

В тех случаях, когда предприятия имеют возможность обеспечения подачи пара, рекомендуется использовать парожекторы.

Во избежание образования застойных зон в датируемом резервуаре кратность воздухообмена должна быть не менее трех объемов в час.

4.5.3 Технологическая операция пропаривания используется при удалении остатков вязких нефтепродуктов. Температура пропарки 80-90 °С.

Пропаривание эффективно для резервуара малых объемов до 1000 м³.

Продолжительность дегазации определяется анализами проб паровоздушной среды, отбираемых не ближе 2 м от открытых нижних люков, на расстоянии 2 м от стенки резервуара, на высоте 0,1 м от днища.

4.5.4 Флегматизация резервуара инертными газами

Наиболее широкое применение получили способы заполнения емкостей инертными газами, в качестве которых могут быть использованы сжиженный азот, азот мембранного разделения, сжатый азот или охлажденные дымовые отработавшие газы (двигатели, котельные установки, специальные генераторы газа).

4.6 Мойка резервуара

Осуществляем горячей водой, подаваемой через моечные машинки. Промывка проводится в два этапа:

- первичная промывка после подогрева и выкачки "мертвого" остатка нефтепродукта;
- чистовая промывка после удаления с днищевой поверхности остатка нефтепродукта и пропарки, рис. 1-8.

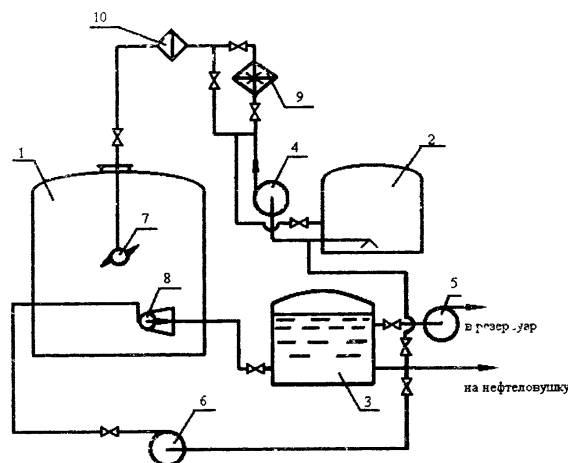
4.6.1 Первичная промывка проводится с 3-х уровней - на $\frac{2}{3}$, $\frac{1}{2}$, и $\frac{1}{3}$ высоты резервуара. Это позволяет улучшить качество очистки поверхности резервуара, как от нефтепродукта, так и от пластовой ржавчины, образовавшейся в процессе эксплуатации.

Количество моечных машинок определяется исходя из характеристик машинок, количества и вязкости продукта.

4.6.2 Количество одновременно работающих моечных машинок в неконтролируемой паровоздушной среде с целью обеспечения пожаровзрывобезопасности должно быть не более 4-х.

4.6.3 Промывка начинается с верхнего уровня с постепенным снижением в сторону днища. Моечные машинки переставляются в смежные горловины только на нижнем уровне.

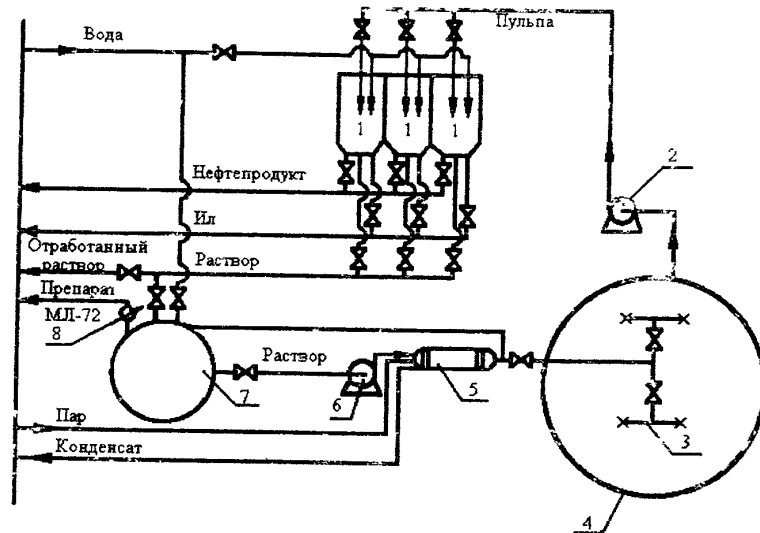
Промывка проводится горячей водой температурой 75-80 °С, напор воды 10-12 кгс/см². Продолжительность промывки на верхнем и среднем уровнях не менее 1-1,5 часов, а на нижнем уровне 3-4 часа. При промывке горячей водой предварительный разогрев донного осадка не требуется.



1 - очищаемый резервуар; 2 - емкость для ноющего раствора; 3 - резервуар-отстойник;

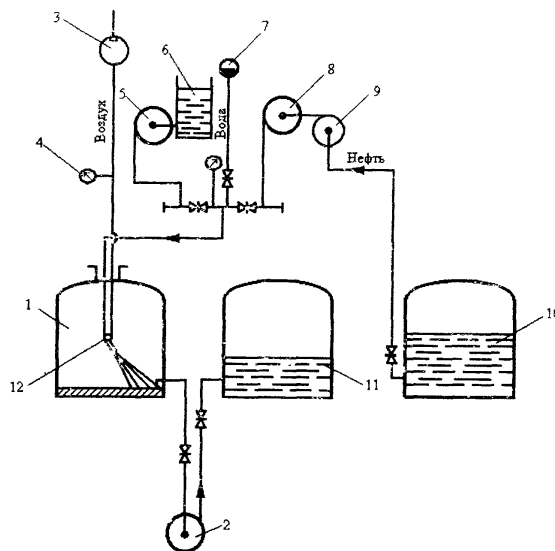
4 - насос для подачи нефти; 5 - насос для откачки нефтепродуктов из промежуточной емкости; 6 - насос для подачи рабочей жидкости на эжектор; 7 - моечная машинка; 8 - эжектор; 9 - подогреватель; 10 - фильтр.

Рисунок 1 - Технологическая схема мойки резервуара водными моющими растворами



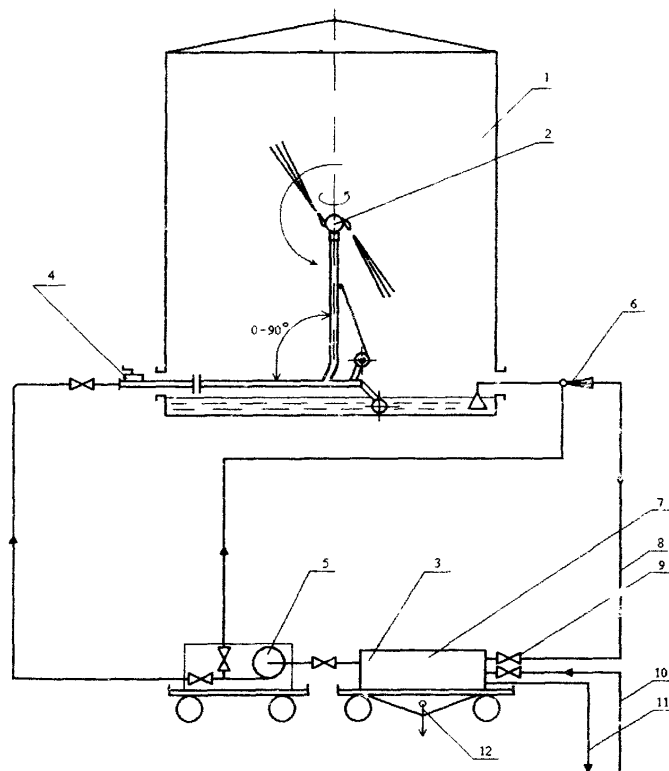
1 - отстойник; 2 - поршневой насос; 3 - моечная машинка; 4 - очищаемый резервуар; 5 - теплообменник; 6 - центробежный насос; 7 - резервуар для приготовления раствора; 8 - ручной насос.

Рисунок 2 - Технологическая схема установки для очистки резервуаров



1 - очищаемый резервуар; 2 - откачивающий насос; 3 - компрессор; 4 - манометр; 5 - дозировочный насос; 6 - емкость для водного раствора объемом 5 м³; 7 - пожарный гидрант, 8 - агрегат ПНА для закачки нефти; 9 - подпорный насос; 10 - резервуар с нефтью; 11 - резервуар-отстойник; 12 - моечная машинка ММС-100

Рисунок 3 - Технологическая схема очистки резервуара от остатков нефти с помощью ММС-100



1 - зачищаемый резервуар; 2 - машинка моечная; 3 – тележка; 4 – лебедка; 5 - насос моющей воды; 6 – эжектор; 7 – отстойник; 8 - рукав соединительный; 9 – задвижка; 10 - пожарный водопровод; 11 - промливневая канализация; 12 - выпуск шлама

Рисунок 4 - Схема расположения оборудования МБ-3 для мойки РВС

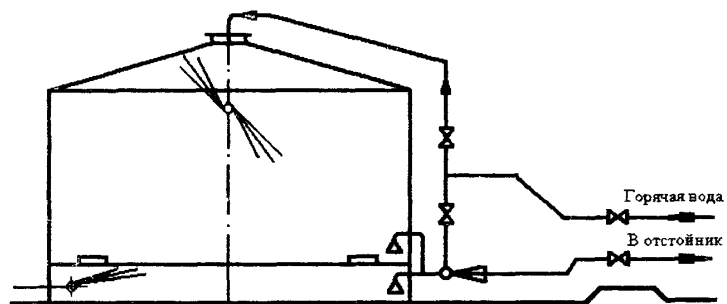
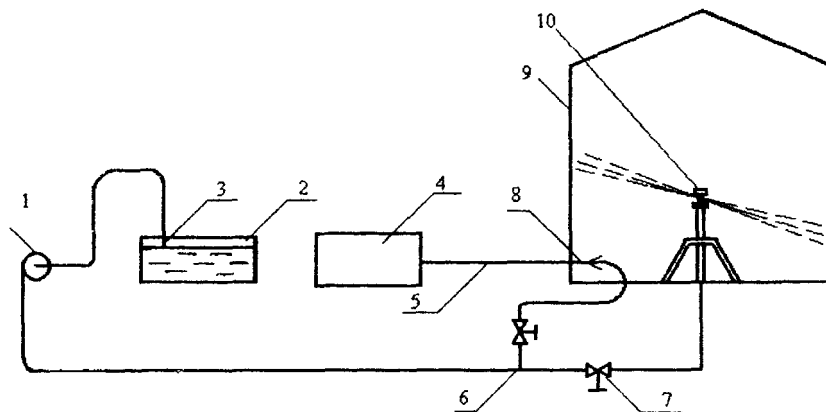


Рисунок 5 - Схема мойки резервуара с понтоном.



1 - насосная установка; 2 - резервуар с раствором; 3 - фильтрующее приемное устройство;
 4 - грязевой резервуар; 5 - рукава; 6 - тройник; 7 - запорная арматура; 8 - эжектор;
 9 - промываемый резервуар; 10 - моеющее устройство

Рисунок 6 - Схема промывки вертикального наземного резервуара с помощью комплекта оборудования ОМЭР

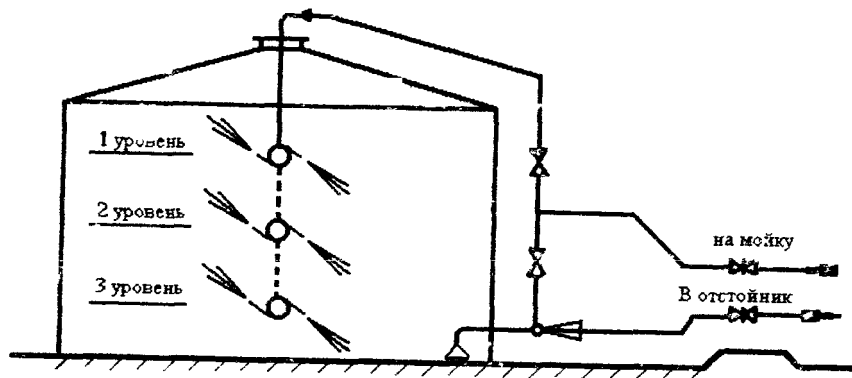
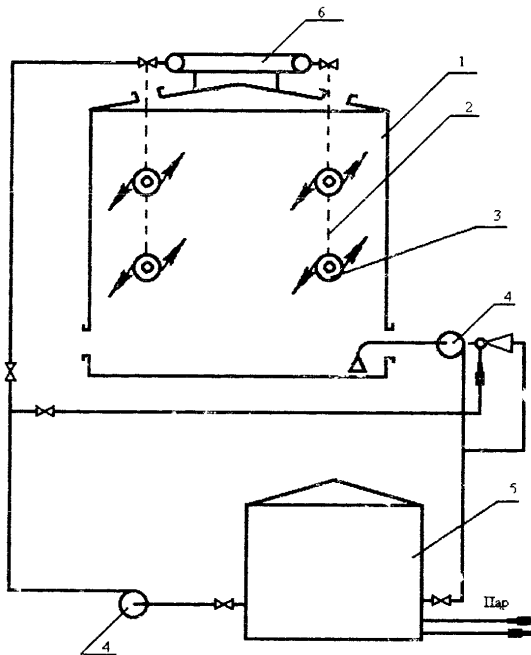


Рисунок 7 - Технологическая схема мойки резервуара без понтона через верхний лок



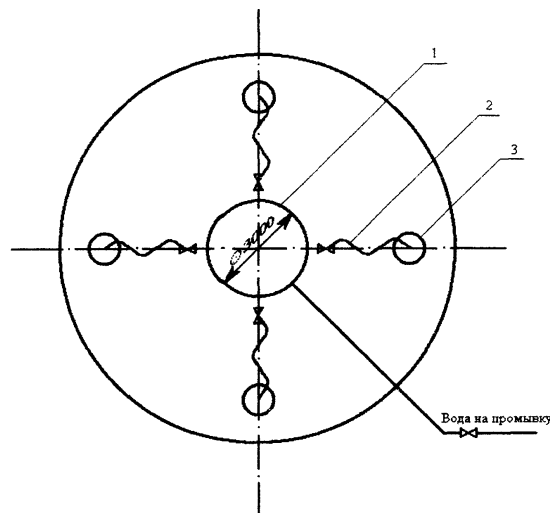
1 - зачищаемый резервуар; 2 - рукав резиновый; 3 - гидромониторы, 4 - насосы; 5 - резервуар-отстойник; 6 - коллектор.

Рисунок 8 - Технологическая схема мойки РВС через верхние люки с коллектором

4.6.4 Качество и продолжительность мойки поверхностей зависит от своевременного удаления продуктов промывки из резервуара. Особое значение это имеет в процессе мойки днища. Выкачка продуктов промывки проводится постоянно и продолжается до прохвата воздуха откачивающими средствами.

4.8.5 По окончании первичной промывки резервуара подача воды на моечные машинки прекращается, открываются все световые люки. В люки устанавливаются парожеткеры, к которым подключаются паропроводные рукава, включается пар и атмосфера резервуара дегазируется и охлаждается.

4.6.6 После достижения в атмосфере резервуара условий для пребывания работников в защитных средствах они входят в резервуар, удаляют оставшийся на днище осадок.



1 – коллектор; 2 - рукав резиновый; 3 - люк зачистной

Рисунок 13 - Схема коллектора для подключения моющих машинок

4.7 Удаление осадка

4.7.1 В случае его большого количества производят пневмотранспортером и гидротранспортерной установкой, приложение К.

4.7.2 От резервуара прокладывается трубопровод $D = 100$ мм (облегченные алюминиевые трубы или полевой трубопровод) к вакуумной установке.

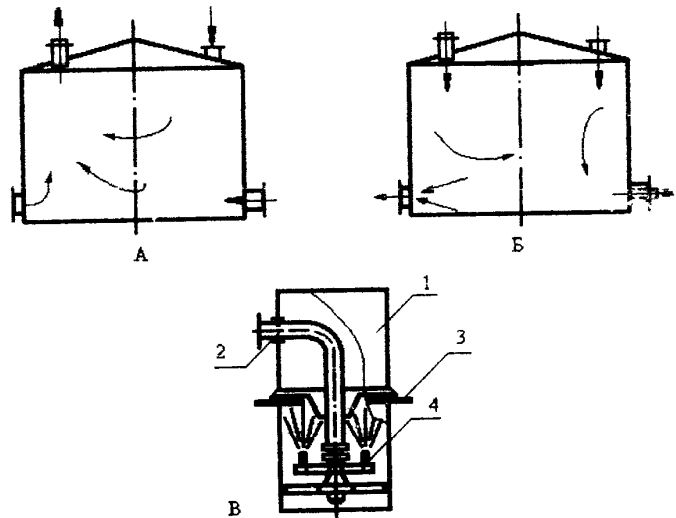
4.7.3 Приемный патрубок устанавливается на днище резервуара. Отложения подгоняются гидростволами к всасывающему патрубку вакуумной установки и перекачиваются в баллон.

4.7.4 В случае небольшого (менее $0,1 \text{ м}^3$) количества оставшийся осадок собирается вручную совками и щетками в ведра.

4.7.5 По мере наполнения баллон периодически опорожняют в бункер-сборник или экстракторную установку, приложение И. При большом удалении сборника от вакуумной установки собранный продукт выдавливают водяным паром, подаваемым непосредственно в вакуум-баллон.

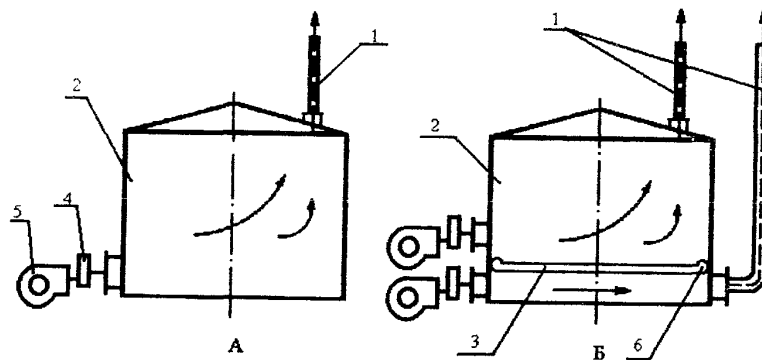
По окончании работ по удалению осадка работники, выполняющие эту операцию, выходя - из резервуара.

4.7.6 Вентиляция атмосферы резервуара продолжается в период всего времени нахождения работников в резервуаре. Схемы вентилирования резервуаров указаны на рис. 9-12.



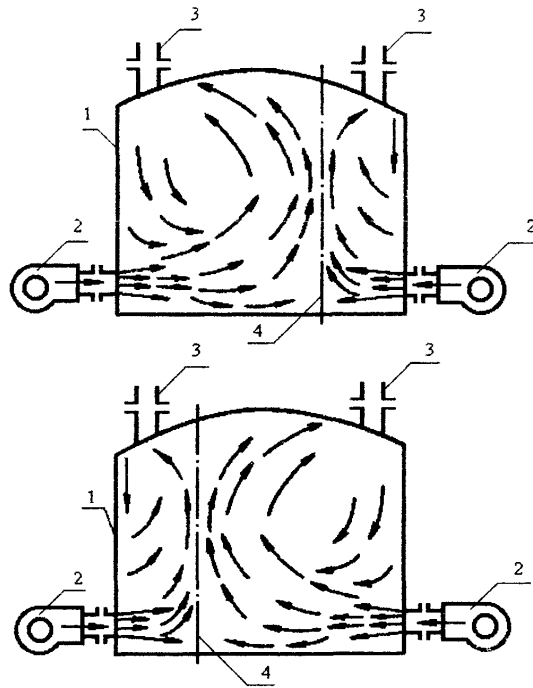
1 - цилиндрический корпус; 2 - паропроводящая труба; 3 - опорный лист парэжектора;
4 - ротор с двумя соплами

Рисунок 9 - Схемы вентилирования резервуара (А, Б) парэжектором (В)



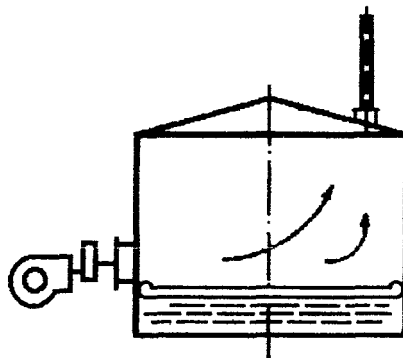
1 - трубы рассеивающие; 2 - резервуар; 3 - понтон; 4 - устройств поворота струи воздуха с шибром; 5 - вентилятор; 6 - затвор

Рисунок 10 - Схема установки оборудования для принудительной вентиляции резервуара без понтона (А) и с понтоном (Б)



1 - резервуар; 2 - вентилятор; 3 - газоотводная труба; 4 - плоскость соударения струй

Рисунок 11 - Интенсивность перемешивания паровоздушной смеси при вентиляции резервуара



1 - трубы рассеивания; 2 - резервуар; 3- понтон; 4 - устройство поворота струн воздуха с шибером; 5 - вентилятор; 6 – затвор

Рисунок 12 - Схема вентилирования коробов понтона в резервуаре

4.7.7 При наличии в резервуаре системы подогрева (местный, стационарный или горячеструйный) трубы пароподогревателя очищаются от нефтепродукта и проверяется их исправность.

4.7.8 Дефектация труб пароподогревателя проводится путем секционного подключения напыщенного водяного пара и продувки труб. Свободный выход чистого конденсата из труб указывает на исправность подогревателя. Отсутствие или появление загрязненного нефтепродуктом конденсата из исходящих труб указывает на наличие дефекта - трещин, неплотностей в соединениях труб, через которые нефтепродукт попал внутрь труб. Наличие дефекта также определяется путем внешнего осмотра трубопроводов.

4.7.В При входе рабочего в резервуар для визуального осмотра труб и во время его нахождения там количество пара, подаваемого на продувку, максимально сокращается.

4.7.10 Обнаруженные дефекты устраняются. После устранения дефектов пар вновь включается на подогреватель и продолжается продувка труб до появления чистого конденсата пара.

4.7.11 При горячеструйном подогреве трубы пароподогрева также продуваются паром. Подача пара производится под давлением 1,5-2 кгс/см² и продуваются до чистого конденсата. Продолжительность продувки не менее 30-40 мин.

4.8 Чистовая обработка поверхностей резервуара

4.8.1 Процесс чистовой обработки состоит из следующих операций:

- обработка загрязненных поверхностей резервуара, труб пароподогревателя и приемораздаточного патрубка растворителем;
- чистовая промывка;
- удаление остатков промывки и доведение поверхностей в резервуаре до требуемой чистоты.

4.8.2 В качестве растворителя используется керосин, газойль, дизельное топливо с температурой вспышки паров выше 60 °С.

4.3.3 Растворитель наносится на загрязненные поверхности днища малярными кистями или щетками, растворяя и разжижая загрязнения. Время выдержки растворителя не менее 1,5-2 часов.

4.8.4 После выхода работников из резервуара вентиляция его прекращается, крышки нижних люков закрываются. Всасывающий патрубок откачивающего средства устанавливается в резервуар и соединяется с всасывающим трубопроводом.

4.8.5 Промывка производится с нижнего уровня расположения моечных машинок. Продолжительность промывки в одном положении моечной машинки составляет 1,0-1,5 часа. Температура промывочной воды 60-65 °С. Боковые поверхности резервуара также промываются при наличии плохо промытых участков.

4.3.6 Откачка продуктов промывки производится постоянно до полного удаления их с пищевой поверхности.

4.8.7 По окончании чистовой промывки атмосфера резервуара вновь подвергается принудительной вентиляции.

4.8.8 После достижения условий для пребывания работников внутри резервуара проводятся, при необходимости, работы по **ручной доводке поверхностей днища до требуемой чистоты** протиркой ветошью, опилками.

4.9 Зачистка заглубленных и подземных резервуаров

4.9.1 Особенность зачистки заглубленных и подземных резервуаров заключается в том, что в них можно применить не все механизмы и устройства, применяемые для вертикальных, наземных резервуаров (МБ-3, эжекторы, насосы). В связи с этим технологически процесс их зачистки предусматривает следующие операции:

- пропаривание внутренних поверхностей;
- мойка циркуляционным способом и чистовая обработка поверхностей.

4.9.2 Производится пропарка резервуара подачей острого водяного пара.

Пар подается по рукавам (трубам), напор не более 1 кгс/см². Продолжительность пропарки 10-12 часов. Одновременно производится выкачка образующегося продукта (конденсат-нефтепродукт). По окончании пропарки проводится принудительная вентиляция до достижения условий возможности пребывания работников в защитных средствах.

Проводится осмотр внутренних поверхностей резервуара, особенно днищевой поверхности. При обнаружении значительных участков, загрязненных нефтепродуктами, приступают к **чистовой обработке**.

4.9.3 Для очистки поверхностей в резервуар наливается вода, нагретая в каскадном отстойнике (емкость под раствор) до температуры 76-78 °С. Высота налива составляет не менее 4-5 высот осадка, но не менее чем 0,5 м. Определяется объем налитой воды. Включается в работу циркуляционный насос и осуществляется циркуляция воды по схеме резервуар-насос-теплообменник-резервуар. Скорость циркуляции по периметру резервуара должна быть не менее 0,2 м/с. В воду дозируется концентрированный раствор ТМС в количестве, рекомендуемом инструкцией завода-изготовителя. Температура раствора в период циркуляции поддерживается в пределах 50 °С. Объем раствора должен составлять не менее 4-5 кратного объема осадка в резервуаре. Продолжительность циркуляции 16-24 часа. При увеличении подачи раствора продолжительность циркуляции значительно сокращается.

В процессе циркуляции моющего раствора по истечении 7-8 часов через каждые 3 часа отбирается проба раствора для определения содержания в нем нефтепродукта.

4.9.4 Циркуляция раствора прекращается, когда анализами будет установлено, что содержание отмытого нефтепродукта в моющем растворе не изменяется. Моющий раствор выкачивается в выделенную емкость. Выкачка производится циркуляционным, поршневым насосом или гидроэжектором.

4.9.5 Резервуар дегазируется и просушивается принудительной вентиляцией. После

снижения концентрации паров нефтепродукта до 10% НКПВ в резервуар устанавливаются моечные машинки и погружные насосы (типа "Гном"). Проводится водоструйная мойка резервуара моющими средствами.

4.9.6 Промытый резервуар снова дегазируется до достижения условий возможности пребывания работников в защитных средствах. Резервуар осматривается и, при необходимости, проводится чистовая обработка поверхностей. Эта операция проводится также, как указано в п. 4.8.

4.10 Зачистка резервуаров от остатков светлых нефтепродуктов

4.10.1 К светлым нефтепродуктам относятся: дизельное топливо всех сортов, авиа и автомобильные бензины, включая этилированный, топлива для реактивных двигателей и другие аналогичные им топлива.

4.10.2 Технологический процесс предусматривает следующие операции:

- удаление технологического ("мертвого") остатка нефтепродукта;
- удаление остатка нефтепродукта;
- предварительная дегазация;
- промывка внутренних поверхностей резервуара;
- дегазация;
- доводка поверхностей до требуемой чистоты.

4.10.3 Выкачивается технологический остаток нефтепродукта по зачистной линии в свободный резервуар (до "прохвата" насоса).

4.10.4 Остаток нефтепродукта "поднимается на воду" и смесь воды с нефтепродуктом выкачивается в отстойник.

Для подъема остатка "на воду" в резервуар наливается вода в количестве, не меньшем остатка нефтепродукта.

Подача воды осуществляется из каскадного отстойника или из системы пожарного водопровода.

4.10.5 Контроль за уровнем воды в резервуаре осуществляется измерением его рулеткой с лотом.

Отбирается проба воды из резервуара и определяется наличие нефтепродукта на поверхности воды. Проба смеси наливается в стеклянный сосуд, отстаивается и визуально отмечается наличие свободного нефтепродукта на зеркале воды.

4.10.6 После выкачки нефтепродукта подачу воды прекращает и полностью откачивают ее из резервуара.

4.10.7 **Дегазация и испарение** оставшегося нефтепродукта проводится с помощью парожектора или вентилятора, устанавливаемого в люк-лаз или на горловину светового люка резервуара.

Принудительная вентиляция проводится в соответствии с требованиями [20] и раздела 7 настоящей инструкции.

4.10.8 Резервуар считается взрывобезопасным в результате флегматизации его атмосферы инертным газом, если концентрация инертного газа, паров нефтепродукта и воздуха образуют среду, при которой смесь становится неспособной к распространению пламени при любом соотношении паров нефтепродукта и воздуха.

В случае применения охлажденных дымовых газов концентрация CO_2 должна быть не ниже 12%, кислорода не более 5%. При снижении концентрации CO_2 до 8% необходимо проверить подачу дымовых газов.

4.10.9 При приведении свободного пространства резервуара в безопасное состояние для проведения работ его дегазацию необходимо обеспечивать до содержания паров нефтепродуктов:

- не более $0,1 \text{ г/м}^3$ при выполнении любых видов работ, связанных с пребыванием работников в резервуаре без защитных средств, [23];
- не более $2,0 \text{ г/м}^3$ (5% НПВ) при выполнении любых видов работ с доступом работников в защитных средствах органов дыхания внутрь резервуара, [2];
- не более $8,0 \text{ г/м}^3$ (20% НПВ) - для резервуаров из-под светлых нефтепродуктов перед их осмотром, ремонтом (без применения огневых работ), окрашиванием, градуировкой с доступом работников внутрь резервуара (в защитных средствах), [1];
- не более $12,5 \text{ г/м}^3$ (50% НПВ) - при выполнении указанных работ без доступа работников внутрь резервуара, [1].

4.10.10 Скорость приточной струи воздуха, подаваемого в резервуар в начале процесса при прохождении области взрывоопасной концентрации, не должна превышать 10 м/с, но и не менее 2 м/с в целях предотвращения образования в резервуаре застойных зон с малой подвижностью

(менее 0,1 м/с).

4.10.11 Для повышения эффективности дегазации в резервуар наливается подогретая до 40-50 °С вода до уровня приемораздаточного патрубка. Включается вентиляция. При этом компоненты нефтепродукта с низкой температурой кипения быстро испаряются, увлекая за собой высококипящие фракции. Температура воды интенсифицирует этот процесс. Контроль за наличием нефтепродукта осуществляется аналогично указанному в п. 4.10.5.

4.10.12 В случае невозможности проведения принудительной вентиляции проводится естественная вентиляция резервуара. Естественная вентиляция резервуара при концентрации паров в газовом объеме более 2 г/м³, должна проводиться только через верхние световые люки с установкой на них дефлекторов.

Вскрытие люков-лазов первого пояса для естественной вентиляции (аэрация) допускается при концентрации паров нефтепродукта не более 2 г/м³.

Запрещается проводить вскрытие люков и дегазацию при скорости ветра менее 1 м/с, [5].

4.10.13 **Водоструйная мойка** внутренних поверхностей резервуара проводится аналогично, как и резервуаров от остатков вязких нефтепродуктов. Уровень установки моечных машинок, их количество, напор промывочной воды соответствуют выше приведенным показателям (п. 4.6). Используется техническая вода без подогрева или с подогревом. Температура подогрева воды может быть 65-70 °С.

Время промывки 1-1,5 часа на верхнем и среднем уровне и 2,5-4 часа на нижнем в зависимости от количества осадке на днище и длительности эксплуатации резервуара без зачистки.

Промывку необходимо начинать с нижнего уровня с постепенным подъемом моечных машинок в сторону кровли резервуара.

4.10.14 **Мойка внутренних поверхностей резервуаров с понтонами** производится при нахождение понтона на стойках или на подвесках. Мойка проводится над понтоном и под понтоном раздельно.

Пространство над понтоном и понтон промываются моечными машинками, помещаемыми в люки на крыше резервуара на различные уровни по высоте.

Промывочная вода с понтона стекает через спускной клапан или через отжатый затвор по периметру на дно резервуара.

Мойка под понтоном производится одной моечной машинкой, перемещаемой поочередно в нижние люки-лазы. Во избежание повреждения понтона из полимерных материалов давление промывочной воды снижается до 4-5 кг/см² или над моечной машинкой помещается специальный колпак (установка МБ-3).

4.10.15 Промытый резервуар снова дегазируется до достижения условий возможности пребывания работников в защитных средствах.

4.11 **Зачистка от остатков нефтепродуктов резервуаров на АЗС** проводится по такой же технологии с помощью установки АМ-10 (рис. 19) или вручную.

5 РЕГЕНЕРАЦИЯ ПРОДУКТОВ ЗАЧИСТКИ

5.1 Состав продукта зачистки

В зависимости от технологической операции могут образовываться следующие продукты зачистки:

- смесь разогретого и разжиженного остатка с товарным топливом, использованным для этих целей (в дальнейшем "разжиженный" остаток);
- водонефтяная эмульсия, образовавшаяся при размыве остатка нефтепродукта горячей водой, подаваемой через моечные машинки, или при водозеркальном подогреве;
- промывочная вода, содержащая эмульгированный нефтепродукт, от 600 до 1500 мг/л;
- промывочная вода, содержащая растворенный бензин от 110 до 340 мг/л;
- ТМС, содержащее от 25 до 100 г/л эмульгированного нефтепродукта;
- твердые продукты зачистки (ТПЗ) - ил, ржавчина, песок и т.д., содержащие высокомолекулярные углеводороды (парафин, асфальто-смолистые и др. вещества).

5.2 Регенерация и утилизация продуктов зачистки

5.2.1 Разжиженный остаток вместе с товарным топливом откачивается в емкости предприятия (разделочный или специально выделенный резервуар) и после статического отстоя может быть использован по прямому назначению. При необходимости производят термоотстой при температуре 55-60 °С.

5.2.2 Легко подвижная масса, состоящая из воды (80%) и нефтепродукта (20%), в начале откачивается в разделочный резервуар или в отстойник или в специально выделенную емкость,

где разделяется на две фазы - отстоявшийся (всплывший) нефтепродукт и воду. Нефтепродукт может содержать эмульгированную воду от 5 до 50% массы, рис. 15.

Отстоявшийся нефтепродукт выкачивается в сборник обводненного нефтепродукта и подвергается термоотстою при температуре 65-70°C. Время отстоя 10-12 часов.

В отстоявшемся продукте определяется содержание влаги и механических примесей. В зависимости от их количества продукт сдается, как СНО или утилизируется путем смешения с котельным (товарным) топливом в пределах имеющегося запаса качества.

5.2.3 При многократном использовании воды в качестве ТМС (замкнутый цикл мойки) она насыщается нефтепродуктом и продуктами размыва, теряет моющую способность и становится непригодной для мойки при содержании 1200-1500 мг/л эмульгированного нефтепродукта.

Порядок утилизации промывочного раствора указан в приложении Ф.

Очистка воды осуществляется на очистных сооружениях (отстой в каскадном отстойнике, напорная флотация, встроенная в каскадный отстойник, как, например, в установке "Коалесцент" или др. очистные сооружения).

Техническая характеристика установки "Коалесцент" приведена в приложении Н.

По окончании зачистных работ и необходимости освобождения емкостей, использованных в качестве каскадного отстойника, от отработанной промывочной воды она подвергается статическому термоотстою при температуре 75-80 °С. Время отстоя 48-72 часов.

Вода, содержащая нефтепродукт не более 250 мг/л, подается на очистные сооружения.

5.2.4 Промывочная вода, содержащая бензин, очищается путем аэрации (продувка воздухом) при соотношении подаваемого объема воздуха к объему воды 1/20. Время аэрации 10-15 часов. Температура воды не ниже 35 °С. Перед аэрацией с поверхности воды удаляется пленочный нефтепродукт путем отстоя и перекачки через каскадный отстойник. Затем вода перекачивается в другую емкость, оборудованную для продувки воздуха.

5.2.5 Отработанный ТМС, содержащий эмульгированный нефтепродукт свыше 100-150 г/л, теряет свою моющую способность, не может использоваться для мойки. Этот раствор подлежит регенерации отстоем.

5.2.6 Осадок, образующийся в процессе промывки резервуара от остатков вязких нефтепродуктов, характеризуется следующими составляющими, % масс:

- неорганическая часть (ржавчина, ил, песок)	35-45
- вода	10-15
- органическая часть (парафины, асфальто-смолистые вещества и т.д.)	45-55

Очистка осадка от углеводородной части проводится путем экстракции ее из неорганической части в специальной экстракторной установке, рис. 16.

Сущность операции заключается в разогреве осадка "острым" паром, подаваемым непосредственно в слой осадка через перфорированные трубы, последующего барботажа осадка, нефтепродукта и конденсата, образующегося в процессе разогрева. Время обработки 6-8 часов при давлении подаваемого пара 0,2-0,8 кгс/см². Расход пара 50-60 кг на 1 м³ осадка. Отделенный нефтепродукт отводится в разделочный резервуар или в резервуар - сборник обводненного нефтепродукта или в сборник каскадного отстойника, а неорганическая часть, представляющая собой сыпучую ржавчину, транспортируется любым видом транспорта в отвалы в соответствии с разрешением регионального Центра санэпиднадзора (ЦСЭН), оформляемым предприятием.

6 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЗАЧИСТКИ

6.1 Требования, предъявляемые к чистоте поверхностей и атмосфере резервуаров

Чистота внутренних поверхностей и состояние атмосферы резервуара по окончании процесса обработки оценивается в зависимости от назначения очистки и приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Требования, предъявляемые к чистоте поверхностей и атмосфере резервуаров в зависимости от назначения очистки

Назначение очистки	Требования к чистоте поверхностей и атмосферы		
	Боковая поверхность	Днище	Атмосфера
1	2	3	4
Периодическая По ГОСТ 1510-84	Допускается пленка нефтепродукта; металл может иметь налет ржавчины	Допускается пленка нефтепродукта; допускается наличие донного остатка, мех примесей и ржавчины не более 0,1% объема	Допускается наличие паров углеводородов, ТЭС
Для смены марки нефтепродукта и дефектоскопии	По ГОСТ 1510-84 (табл. 2) металл может иметь налет ржавчины	По ГОСТ 1510-84 (табл. 2) донный остаток - отсутствует	Допускается наличие паров углеводородов не более ПДК (0,1-0,3 г/м ³), ТЭС – не более ПДК (0,005 мг/м ³)*
Для проведения ремонта (с открытым огнем); градуировки по ГОСТ 8.346 и окрашивания по ГОСТ 9.402	Пленка нефтепродукта отсутствует, ТЭС - не более ПДК	Пленка нефтепродукта отсутствует, донный остаток - отсутствует, ТЭС - не более ПДК	Пары углеводородов и ТЭС - не более ПДК
Для проведения ремонта без открытого огня	Допускается пленка нефтепродукта; металл может иметь налет ржавчины, ТЭС - не более ПДК	Допускается пленка нефтепродукта; донный остаток - отсутствует, ТЭС - не более ПДК	Пары углеводородов и ТЭС - не более ПДК

Требования, предъявляемые к степени подготовки емкости при смене нефтепродукта, регламентируются ГОСТ 1510-84.

6.2 Особые требования к чистоте поверхностей при подготовке резервуара к дефектоскопии

При подготовке резервуара к обследованию и дефектоскопии чистота поверхностей должна соответствовать следующим требованиям:

- аналогичным, как и для проведения ремонтных работ с открытым огнем (табл. 6.1);
- специальных инструкций, регламентирующих порядок проведения диагностики стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

6.3 Требования при подготовке резервуара к ремонту

При подготовке резервуара для ремонтных работ с применением открытого огня независимо от нефтепродукта чистота поверхностей должна исключать возможность загорания внутри резервуара. Поддержание паров углеводородов и ТЭС должно быть в пределах ПДК воздуха рабочей зоны.

Чистота очистки поверхностей от нефтепродукта оценивается комиссией визуально и результатами лабораторного анализа проб воздуха из атмосферы резервуара. В комиссии по приему очищенного резервуара участвуют:

- работник, ответственный за проведение зачистных работ;
- представитель технической службы предприятия (главный инженер или начальник цеха);
- представитель пожарной охраны;
- начальник отдела ОТ ТБ и ПБ.

Акт о полноте и качестве выполненных работ составляется комиссией по форма, указанной в приложении М.

7 ТРЕБОВАНИЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

7.1 При проведении работ по зачистке резервуаров от остатков нефтепродуктов требуется соблюдение требований безопасности, предусмотренных в Правилах.

7.2 Обеспечение пожарной безопасности работ внутри резервуара должно обеспечиваться:

- контролем состава воздушной среды;
- проведением дегазации или флегматизации газового пространства;
- применением электроприводов оборудования взрывозащищенного исполнения;
- контролем электризации технологических операций и специальных защитных средств.
- применением оборудования, размещаемого в газоопасной зоне, изготовленного из цветных металлов и из материалов, не образующих искр при ударе о металлические конструкции.

7.3 В целях пожарной безопасности при зачистке резервуаров, особенно из-под нефтепродуктов с температурой вспышки паров ниже 60 °С, необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

- резервуар должен быть заземлен;
- крышки люков при подогреве остатков нефтепродуктов должны быть закрыты, а при наличии отверстий, зазоров должны быть уплотнены кошмой;
- выкачка продуктов зачистки должна производиться закрытым способом с применением уплотнений (кошма, брезент) зазоров между горловиной люков и всасывающих приемников, труб, шлангов, устанавливаемых в резервуар;
- оборудование (моечные машинки, трубы, парожекторы) и приспособления, применяемые при зачистке резервуаров, должны быть сертифицированы в установленном порядке и изготовлены из материалов, не образующих искры при ударе о стальные предметы резервуара и его оборудование;
- моечные машинки, парожекторы должны быть заземлены к корпусу резервуара;
- система пожаротушения резервуара должна быть в технически исправном состоянии;
- до достижения безопасного состояния атмосферы резервуара не допускать больших скоростей истечения пара, инертного газа (более 10 м/с) в его атмосферу, ограничивая тем самым образование статического электричества;
- процесс промывки резервуара должен проходить при постоянном содержании кислорода не более 5-6% или паров нефтепродуктов не выше 5% НКПП, приложение Т;
- питание для электродвигателей насосов должно подаваться по кабелю, специально прокладываемому для этих целей в соответствии с требованиями ПУЭ;
- резервуары, отстойники и другие емкости с нефтепродуктом, промывочной водой должны быть установлены на расстоянии не ближе 20 м от источников открытого огня;
- дыхательные и предохранительные клапана резервуара должны быть в технически исправном состоянии;
- все оборудование, используемое на зачистных работах, следует поддерживать в технически исправном состоянии; утечки продуктов промывки не допускаются;
- в качестве переносного источника света должны использоваться светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12 вольт;

7.4 Меры, принимаемые против возможного разрушения конструкции:

- при создании давления в резервуаре необходимо учитывать дополнительное давление, образующееся за счет температурного расширения паровоздушной среды;
- при охлаждении резервуара необходимо учитывать дополнительное снижение давления внутри его.

7.5 Отбор проб и определение концентраций контролируемых параметров должен производиться специалистами лаборатории предприятия; результаты анализов заносятся в журнал.

7.6 Запрещается доступ рабочих внутрь резервуара при наличии в газовом пространстве взрывоопасных концентраций паров нефтепродукта.

7.7 Рабочие, не прошедшие специальной подготовки и инструктаж к ведению работ не допускаются.

7.8 При проведении предремонтной подготовки (зачистки) резервуара у места проведения работ должны быть следующие сертифицированные средства пожаротушения:

- пожарная автоцистерна или мотопомпа;
- кошма, войлочное или асбестовое полотно (4 шт);
- огнетушители порошковые ОП-5 (2 шт), пенные ОП-10 (2 шт), углекислотные ОУ-5 (2 шт);
- лопаты (2 шт);
- ящик с песком.

7.9 Взрывобезопасность процесса струйной мойки резервуара должна обеспечиваться путем применения антистатического технического моющего средства, электростатически безопасным технологическим режимом, контроля уровня опасности статического электричества и (или) предварительной дегазации резервуара.

7.10 В процессе выполнения работ внутри резервуара (монтаж моечного оборудования,

ручная зачистка, огневые и ремонтные работы, антикоррозийная защита и т.п.) должна производиться принудительная вентиляция газового пространства.

7.11 Для сбора возможных аварийных проливов нефтепродукта и сбора продуктов зачистки на месте производства работ должен быть сертифицированный сорбент.

8 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА, ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОМСАНИТАРИИ

8.1 При проведении работ по очистке резервуаров от остатков нефтепродуктов требуется соблюдать требования следующих нормативно-технических документов:

- "Типовой инструкции по охране труда при зачистке резервуаров на предприятиях нефтепродуктообеспечения", ТОИ Р-112-16-95, [3];
- "Правил техники безопасности и промышленной санитарии при эксплуатации нефтебаз, складов ГСМ, стационарных и передвижных АЗС", [5];
- "Правил электробезопасности электроустановок потребителей" (ПЭЭП);
- "Правил техники безопасности эксплуатации тепломеханического оборудования станций и тепловых сетей".

8.2 При выполнении работ по зачистке резервуаров от остатков нефтепродуктов всех видов необходимо соблюдать следующие меры предосторожности:

- к проведению работ привлекаются рабочие, достигшие 18-летнего возраста и прошедшие медосмотр, инструктаж по технике безопасности при проведении работ и изучившие технологию зачистки;
- все рабочие, участвующие в зачистке резервуара, должны быть обеспечены соответствующей **спецодеждой, обувью и индивидуальными средствами защиты** (костюм брезентовый, сапоги кирзовые, рукавицы брезентовые);
- пребывание рабочих внутри резервуара для выполнения доводочных работ допускается только при достижении условий обитания в соответствии с требованиями безопасности (п. 7.4) и при наличии вытяжной вентиляции. Предельно-допустимая концентрация (ПДК) паров в воздухе рабочей зоны не должна превышать: углеводороды - 0,3 г/м³, бензин - 0,1 г/м³, ТЭС - 0,005 г/м³ (ГОСТ 12.1.005), приложение У;
- запрещается пребывание рабочих внутри резервуара при температуре его атмосферы выше 3 °С, относительной влажности воздуха выше 70 %;
- перед входом рабочих в резервуар и в процессе работы проводится определение концентраций контролируемых загрязняющих веществ. Результаты анализов воздушной среды заносятся в журнал и доводятся до сведения руководителя работ;
- контроль содержания паров нефтепродуктов осуществляется газоанализаторами, приложение Л;
- при повышении концентраций контролируемых загрязняющих веществ, температуры, относительной влажности воздуха выше допустимых норм, рабочие удаляются из резервуара, и он подвергается вентиляции или повторной промывке;
- вход рабочих в резервуар для проведения работ осуществляется при обязательном присутствии наблюдающего, обязанность которого состоит в постоянном контроле состояния рабочих путем прямого контакта с ними;
- работы в резервуаре проводятся только в присутствии двух наблюдающих находящихся вне емкости, экипированных так же, как и работающий, причем один из наблюдающих должен иметь противогаз. Находиться внутри резервуара или емкости в шланговом противогазе не более 15 минут, после чего должен последовать отдых не менее 15 минут.
- в случае появления у работников первых признаков отравления бригадир должен немедленно прекратить работы, принять меры по эвакуации пострадавшего, оказанию ему первой помощи, при необходимости отправке больного в лечебное учреждение. Работа по зачистке возобновляется после установления причин отравления работника и устранения их, если они вызваны воздействием внутренней среды резервуара;
- в каждой смене должен быть работник, обученный правилам оказания первой помощи пострадавшим с использованием медикаментов и перевязочных средств из аптечки;
- во избежание опасности отравления предварительные замеры выполняются газоанализатором который можно опустить на пеньковом канате внутрь резервуара через световой люк на расстояние 0,8-1,2 м от днища. Возможно закрепление газоанализатора на деревянной рейке, вводимой через нижние люки на расстояние 3-3,5 м от горловины;
- если концентрация паров анализируемого продукта не превышает ПДК, в резервуар входит лаборант и делает контрольные замеры в застойных зонах; вход лаборанта в резервуар и

контрольные замеры проводятся под наблюдением руководителя работ (наблюдающего);

- допуск работников в резервуар при концентрации паров нефтепродукта, превышающей допустимую норму, может быть разрешен работником, ответственным за проведение зачистных работ и под его наблюдением, при условии обязательного применения СИЗ (шланговый противогаз, спасательный пояс со страховочным канатом). Крепление страховочного каната к поясу должно осуществляться только с помощью карабина, позволяющего быстрое присоединение и отсоединение. Страховочный канат служит сигнальным концом. При этом должны соблюдаться следующие условия:

а) во время работы в резервуаре у нижнего люка должен постоянно находиться дежурный, который обязан все время прислушиваться к сигналам, подаваемым из резервуара, чтобы в нужный момент оказать помощь;

б) дежурный не должен отлучиться от горловины люка пока в резервуаре находятся работники;

в) по окончании работы дежурный должен убедиться в отсутствии людей в резервуаре;

г) вентилятор шлангового противогаза устанавливается с таким расчетом, чтобы пары из резервуара не достигали вентилятора. Корпус вентилятора до начала работ должен быть заземлен. На шланге, подающем воздух, вблизи маски противогаза, должно быть установлено приспособление, регулирующее скорость движения воздуха;

д) прокладка воздушного шланга должна проводиться по самой короткой трассе, очищенной от грязи и остатков нефтепродуктов;

е) после присоединения воздушного шланга к вентилятору проводится его продувка в течение 1-2 мин.;

ж) новые шланги перед применением надо обязательно промыть спиртом;

з) шлем-маска после использования должна протираться смесью спирта с 10% содовым раствором;

и) при передаче другому рабочему шлем должен быть продезинфицирован;

к) противогаз не реже 2-х раз в полгода проверяется на герметичность в хлорпикриновых камерах.

8.3 В процессе доведения работ по зачистке резервуара необходимо помнить:

- неисправные шланги, трубопроводы и зачистное оборудование к эксплуатации не допускаются;

- шланги, применяемые для подачи пара, моющей жидкости, воздуха должны отвечать требованиям ГОСТа и иметь сертификат;

- применение шлангов, не предназначенных для пропуска рабочей среды с определенными свойствами (температура, среда и др.) запрещается;

- переноска парожеткторов, моечных машинок и других средств с одного рабочего моста на другое должна проводиться при отключенном паре, воздухе или моющей жидкости;

- пар на парожетктор и на линию пропарки должен подаваться от линии, имеющей редукционный клапан, отрегулированный на 3 кг/см²;

- у входа рабочих в очищаемый резервуар должны быть приготовлены опилки, ветошь и ведро с растворителем (керосин или дизтопливо) для мытья рук и обуви;

- использованный (загрязненный нефтепродуктом) обтирочный материал, опилки, ржавчину и т.п. необходимо собирать в специально подготовленную тару и вывозить в отведенное контролирующими органами место;

- для мойки рук перед едой и по окончании работы рабочие должны быть обеспечены горячей водой, мылом и полотенцами;

- после работы прием душа обязателен;

- на участке должна быть предусмотрена возможность сушки спецодежды и обуви;

- спецодежда и белье, значительно загрязненное бензином, подлежит немедленной замене;

для этой цели на предприятии должны быть запасные комплекты;

- работы с кристаллическим перманганатом калия необходимо выполнять в защитных очках, фартуке и рукавицах;

- на участке проведения очистных работ должна находиться аптечка с необходимым набором медикаментов.

9 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

9.1 В технологическом процессе должны использоваться многоступенчатые системы очистки воды (каскадный отстойник) на базе комбинированных операций (флотация, отстой), конструктивных решений, обеспечивающих исключение непосредственного контакта

нефтепродукта с атмосферой, грунтом; закрытое исполнение емкостей для уловленных нефтепродуктов, обратная система использования промывочной воды, контроль качества очистки (регенерация) отмываемых нефтепродуктов.

9.2 Должен обеспечиваться контроль состояния технологического оборудования, не допуская случаев утечки и т.п.

9.3 Дегазация резервуаров из-под светлых нефтепродуктов должна начинаться только после удаления остатка нефтепродукта из резервуара.

9.4 Должен быть предусмотрен отвод воды, загрязненной нефтепродуктами, в канализацию и на очистные сооружения. Сбор загрязненных обтирочных материалов (опилки, ветошь и т.д.) с цепью передачи их на утилизацию либо захоронение в установленном порядке.

10 СИСТЕМА ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

10.1 Обеспечение тепловой и электрической энергией предусматривается от энергетических установок предприятия.

10.2 Необходимое количество пара для технологических нужд должно определяться в каждом отдельном случае в зависимости от принятых технологических операций.

10.3 Подача пара к месту потребления может быть осуществлена:

- существующими паропроводами;
- по временно прокладываемым трубопроводам.

10.4 Трансформаторная подстанция предприятия должна обеспечить необходимой электроэнергией технологическое оборудование. В связи с этим в каждом случае при рассмотрении и выборе схемы очистки необходимо определить требуемую мощность, согласовать с допустимой нагрузкой с учетом других потребителей предприятия.

11 ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

11.1 Технологический процесс зачистки предусматривает использование различного переносного моечного оборудования, материалов и приспособлений.

11.2 Должно быть выделено помещение с устройствами для складирования моечных машинок, парожеток, гидрожеток, рукавов, труб, и т.д., а также рабочее место для проведения ремонта.

11.3 Для погрузо-разгрузочных работ на территории участка рекомендуется иметь грузоподъемный механизм (грузоподъемный кран, тельфер), вид и грузоподъемность которого определяется для каждого конкретного случая.

11.4 Для транспортировки оборудования от места хранения к месту использования следует иметь транспорт (автомашина, трактор с прицепом).

12 НОРМИРОВАНИЕ ТРУДА

12.1 Нормы времени на зачистку резервуаров составлены на основе опыта выполнения работ по зачистке резервуаров на предприятиях нефтепродуктообеспечения и опыта применения Инструкции по зачистке резервуаров (РД 112-РСФСР-021-89) [16].

Нормы времени подлежат уточнению в процессе совершенствования способов и оборудования зачистки резервуаров и других емкостей от остатков нефтепродуктов.

Вместимость и площадь поверхностей резервуаров приведены в приложении Р.

12.2 Условия труда при выполнении зачистных работ, выполняемых в основном вручную, относятся к вредным, тяжелым и особо тяжелым.

К особо вводным и особо тяжелым работам относятся работы, выполняемые чистильщиками резервуаров и противогазов.

12.3 Нормы времени во механизированную зачистку вертикальных резервуаров из-под маловязких нефтепродуктов в составе операций, указанных в табл. 4.1, приведены в табл. 12.1, горизонтальных резервуаров - в табл. 12.2.

Классификация нефтепродуктов приведена в приложении П.

Таблица 12.1

Нормы времени на механизированную зачистку вертикальных резервуаров из-под маловязких нефтепродуктов

Класс нефтепродуктов	Вид внутреннего покрытия резервуара	Разряд работы	Норма времени на 10 м ² , ч
Светлые и маловязкие	Антикоррозионное без покрытия	III	1,89
		III	2,24
Этилированные бензины и специальные жидкости	Антикоррозионное без покрытия	III	2,38
		III	2,86

Таблица 12.2

Нормы времени на механизированную зачистку горизонтальных резервуаров из-под маловязких нефтепродуктов

Класс нефтепродуктов	Вид внутреннего покрытия резервуара	Разряд работы	Норма времени на 10 м ² , ч
Светлые и маловязкие	Антикоррозионное без покрытия	III	2,29
		III	2,76
Этилированные бензины и специальные жидкости	Антикоррозионное без покрытия	III	2,86
		III	3,56

12.4 Нормы времени на механизированную зачистку резервуаров АЗС моечными машинами Т-2000 (Финская фирма "Финн-Ролба"), АМ-10 и др. машинами, по полной программе указаны в табл. 12.3.

Состав бригады моечной автомашины - 3 чел.

Таблица 12.3

Нормы времени на механизированную зачистку резервуаров АЗС моечными машинами Т-2000 (Финская фирма "Финн-Ролба") и АМ-10

№ п/п	Наименование работ	Норма времени, ч			Разряд работы
		дизельное топливо, керосин, масла	бензин этилированный	бензин неэтилированный	
1	Подготовка моечной машины: подключение заземления, электропитания, подсоединение трубопроводов	0,5	0,5	0,5	III
2	Подготовка резервуара: демонтаж арматуры, разлуживание	1,0	1,0	1,0	III
3	Выкачка остатка нефтепродукта	1,0	1,0	1,0	III
4	Дегазация	0,5	4,0	1,0	II
5	Монтаж моечного оборудования в резервуаре	0,5	0,5	0,5	III
6	Мойка	1,5	2,0	1,5	III
7	Обезвреживание от ТЭС резервуаров из-под этилированного бензина	-	0,5	-	II
8	Выкачка обезвреживающего раствора, мойка чистой водой, выкачка воды	-	0,5	-	II
9	Демонтаж моечного оборудования из резервуара и установка их по штатным местам	1,0	1,0	1,0	II
10	Удаление осадка вручную	0,4	0,4	0,4	III
11	Залуживание резервуара, монтаж	1,0	1,0	1,0	II

	арматуры				
12	Оформление документов	0,5	0,5	0,5	II

Примечания:

1. Время переезда машин до АЗС и обратно планируется по фактическому расстоянию от места базирования моечной бригады до АЗС и др. местным условиям.

2. При зачистке резервуаров вместимостью более 25 м³ применять коэффициент К:

для резервуара Р-50 м³ К = 1,2;

для резервуара Р-75 м³ К = 1,5.

3. Состав бригады моечной машины 3 чел.

12.5 Нормы времени на механизированную периодическую зачистку резервуаров АЗС по сокращенной программе применяются по табл. 12.3 за исключением поз. 6, 7 и 8.

12.6 Нормы времени на механизированную заметку резервуаров из-под зябких нефтепродуктов применять временно, как и для ручной зачистки, по фактическому составу выполняемых операций по табл. 12.4-12.21.

12.6.1 Пропаривание

Состав работы: прокладка паропровода, установка запорной и контрольно-измерительной аппаратуры, пропаривание.

Разряд работы II.

Таблица 12.4

Нормы времени пропаривания в ч на резервуар

Вместимость резервуаров, м ³			
до 1000	от 1000 до 3000	от 3000 до 5000	свыше 5000
18	20	24	по фактическому времени

12.8.2. Выкачка разжиженного пропаркой остатка нефтепродукта.

Состав работы: выкачка нефтепродукта насосом, подгонка нефтепродукта гребками к приемнику.

Разряд работы III

Таблица 12.5

Норма времени в ч на выкачку на 10 м²

Уровень нефтепродукта	Нефтепродукт					
	I гр.	II гр.	III гр.	IV-V гр.	Керосины	Бензин, растворители
1	2	3	4	5	6	7
30	1,96	2,12	2,96	4,36	1,56	2,00
40	2,20	2,32	3,28	4,68	1,74	2,20
50	2,36	2,56	3,64	4,96	1,90	2,40
60	2,60	2,76	3,92	5,28	2,06	2,64
70	2,80	2,96	4,24	5,56	2,22	2,84
80	3,04	3,20	4,56	5,88	2,38	3,00
90	3,20	3,40	4,88	6,20	2,52	3,20
100	3,44	3,60	5,24	6,48	2,70	3,40
110	3,64	3,84	5,32	6,76	2,82	3,60
120	3,88	4,04	5,84	7,04	3,00	3,80
130	4,04	4,24	6,16	7,36	3,16	4,04
140	4,32	4,44	6,44	7,68	3,30	4,20
150	4,48	4,68	6,76	7,96	3,46	4,44
160	-	-	-	8,24	-	-
170	-	-	-	8,60	-	-
180	-	-	-	8,88	-	-
190	-	-	-	9,16	-	-

200	-	-	-	9,44	-	-
210	-	-	-	9,72	-	-
220	-	-	-	10,08	-	-
230	-	-	-	10,36	-	-
240	-	-	-	10,64	-	-
250	-	-	-	10,96	-	-
260	-	-	-	11,24	-	-
270	-	-	-	11,56	-	-
280	-	-	-	11,84	-	-
290	-	-	-	12,12	-	-
300	-	-	-	12,44	-	-

12.6.3 Размыв неподвижного осадка нефти и нефтепродуктов горячей водой температурой до 60 С, подаваемой под давлением (через брандспойт) или специальные насадки

Состав работы: монтаж и демонтаж трубопроводов, размывка струями под давлением, подгонка осадка гребками к приемнику насоса, выкачка осадка по зачистному трубопроводу. Промывка зачистной линии.

Разряд работы III.

Таблица 12.6

Норма времени на размыв и удаление осадка на 10 м² днища, ч

Уровень осадка, мм	Н/продукт IV-V гр.	Уровень осадка, мм	Н/продукт IV-V гр.	Уровень осадка, мм	Н/продукт IV-V гр.
30	5,68	150	10,36	270	15,04
40	6,08	160	10,72	280	15,40
50	6,44	170	11,20	290	15,76
60	6,88	180	11,56	300	16,16
70	7,24	190	11,92	350	18,16
80	7,64	200	12,28	400	20,16
90	8,08	210	12,64	450	22,16
100	8,44	220	13,12	500	24,16
110	8,80	230	13,48	550	26,16
120	9,16	240	13,84	650	30,16
130	9,56	250	14,24		
140	10,00	260	14,60		

Примечания.

1 При зачистке осадков бензина, керосине дизельного топлива, высокосернистой нефти и мазута в летний период с 1.05 по 1.10 применять коэффициент К = 1,25.

2 При зачистке осадков в осенне-зимний период с 1.10 по 1.05 применять коэффициенты по группам нефтепродуктов

II группа К = 1,05

III группа К = 1,20

IV-V группы К = 1,40.

12.6.4 Выборка остатков нефтепродукта вручную.

Состав работы: удаление оставшегося после закачки насосом осадка с помощью жгута (тряпок) в ведра, выноска через люк-лаз на расстояние до 25 м от резервуара.

Разряд III

Таблица 12.7

Норма времени на выкачку остатков нефтепродукта вручную на 10 м² днища, ч

Класс нефтепродукта					
I гр.	II гр.	III гр.	керосин II кл.	керосин I кл.	бензины, лигроины

1,96	2,32	3,44	1,72	1,88	2,48
------	------	------	------	------	------

12.6.5. Протирка днища опилками.

Состав работы: доставка опилок, протирка днища опилками, удаление пропитанных опилок ведрами через люк-лаз на расстояние до 25 м от резервуара. Разряд работы II.

Таблица 12.8

Норма времени на протирку днища опилками на 10 м² днища, ч

Класс нефтепродукта					
I гр.	II гр.	III гр.	керосин II кл.	керосин I кл.	бензины, лигроины
3,16	3,48	4,00	2,84	3,04	3,68

12.6.6 Промывка днища резервуара горячей водой.

Состав работы: промывка днища горячей водой с помощью брандспойта, выкачка воды насосом по зачистной линии, подгонка воды гребками к приемнику.

Разряд работы III.

Таблице 12.9

Нормы времени в ч на промывку днища горячей водой на 10 м² днища

Класс нефтепродукта						
I гр.	II гр.	III гр.	IV-V гр.	керосин II кл.	керосин I кл.	бензины, лигроины
1,92	2,08	2,64	3,12	1,80	1,04	2,28

Примечание.

При промывке водой с последующей протиркой тряпками применять коэффициент K = 1,1.

12.6.7 Протирка днища тряпками с ТМС.

Состав работы: протирка тряпками с ТМС "насухо", доставка и выноска ТМС.

Разряд работы II.

Таблица 12.10

Норма времени в ч на протирку днища тряпками с ТМС на 10 м² днища.

Класс нефтепродукта					
I гр.	II гр.	III гр.	керосин II кл.	керосин I кл.	бензины, лигроины
2,52	2,80	3,08	2,28	2,40	3,24

12.6.8 Мойка стен днища резервуара горячей водой.

Состав работы: промыть резервуар водой из брандспойта.

Разряд работы III.

Таблица 12.11

Нормы времени в ч на мойку резервуара на 10 м²

Класс нефтепродукта				
I гр.	II гр.	III гр.	IV-V гр.	керосины, бензины
2,68	3,24	3,48	4,13	2,56

Примечания:

1. При мойке поверхностей с последующей протиркой тряпками применять коэффициент K = 1,1.
2. При мойке резервуаров с подогревателями применять коэффициент K = 1.05.

12.6.9 Протирка стен резервуара тряпками с ТМС.

Состав работы: протирка стен резервуара тряпками с ТМС насухо, доставка и выноска ТМС.
Разряд работы II.

Таблица 12.10

Нормы времени в ч на протирку стен резервуара тряпками с ТМС на 10м²

Класс нефтепродукта				
I гр.	II гр.	III гр.	IV-V гр.	керосины
4,80	6,52	6.00	7,00	4,56

12.6.10 Удаление льда с днища резервуара.

Состав работы: раскалывание льда и выноска его через люк-лаз.

Разряд работы II.

Таблица 12.13

Нормы времени на удаление льда на 10 м² днища, ч

Степень примерзания льда	Толщина слоя льда, мм			
	до 30	40-50	70-100	110-200
легко отслаивающийся	3,56	4,36	6,20	7,40
трудно отслаивающийся	5,72	5,96	8,60	9,48

Примечание.

Эта операция проводится, как правило, при зачистке резервуаров с неисправной кровлей и подогревателями.

12.6.11 Мойка кровли и ее ферм от продукта коррозии

Состав работ: смывание ржавчины с внутренней поверхности кровли и ферм струей воды, обор и удаление ржавчины через люк-лаз.

Разряд работы II.

Таблица 12.14

Нормы времени на мойку кровли на 10 м², ч

Класс нефтепродукта						
I гр.	II гр.	III гр.	IV гр.	керосин II кл.	керосин I кл.	бензины, лигроины
2,00	2,20	2,76	3,28	1,88	1,92	2,40

12.6.12 Очистка труб подогревателей

Состав работы: очистить скребками слой нефтепродукта, промыть тряпками с ТМС и протереть насухо.

Разряд работы III.

Норма времени на 1 м² - 9,04 ч.

12.7 Нормы времени на зачистку цистерн, мерников, технологических колодцев и другая баков малой вместимости.

12.7.1 Удаление остатка нефтепродукта

Состав работы: собрать остаток нефтепродукта ведрами, черпаками и вынести в сборник.

Разряд работы II.

Таблица 12.15

Нормы времени на одну цистерну, мерник или бак из-под мазута, ч

Уровень налива остатка	Вместимость	
	до 20 м ³	от 20 до 50 м ³
до 100 мм	35,56	52,00

от 100 до 200 мм	54,72	73,88
свыше 200 мм	73,88	95,76

Примечания

1. При зачистке емкостей от остатков масел применять коэффициент $K = 0,8$, керосинов $K = 1,1$, бензинов $K = 1,2$
2. При зачистка горизонтальных цилиндрических цистерн, мерников и баков применять $K = 1,1$.

12.7.2 Протирка стен и днища емкостей тряпками с ТМС.

Состав работы: доставка ТМС и тряпок, протирка поверхностей.

Разряд работы II.

Таблица 12.16

Нормы времени на протирку тряпками с ТМС на одну емкость, ч

Наименование нефтепродукта	Вместимость	
	до 20 м ³	от 20 до 50 м ³
мазут	46,52	65,68
масла	38,32	52,00
керосины, бензины	30,12	38,32

12.8 Нормы времени на зачистку канализационных колодцев.

12.8.1 Выемка грязи из колодцев ведрами при очистке канализационных труб.

Состав работы: очистка колодца от грязи с подъемом вверх ведрами с отноской на расстояние 6 м и переходом к следующему колодцу.

Разряд работы II.

Таблица 12.17

Нормы времени на 1 м³ грязи, ч

Глубина колодцев, м					
до 3	до 4	до 5	до 6	до 7	более 7
4,7	6,0	7,4	9,2	11,5	13,0

12.8.2 Очистка водопроводных и канализационных колодцев от мусора при глубине до 2,5 м.

Состав работы: очистка колодца от мусора г. выемкой вверх и отноской на расстояние до 6 м.

Разряд работы II.

Таблица 12.18

Нормы времени на очистку колодцев от мусора, ч

Толщина слоя мусора, м		
0,2	0,3	0,4
1,11	1,77	2,32

12.8.3 Относка осадка яри участке колодцев.

Разряд работы II.

Таблица 12.19

Норма времени на 1 м³ отнесенных осадков, ч

Расстояние относки, м	Норма времени
-----------------------	---------------

До 10 м	1,35
На каждые следующие 5 м	по 0,23

12.3.4 Промывка тупиковых канализационных линий и колодцев водой под давлением

Состав работы: промывка тупиковых канализационных линий и колодцев содой под давлением: с установкой и открытием стендера, прокладкой и креплением шлангов, открытием задвижек, уборкой шлангов и отливкой воды из колодца ведрами.

Разряд работы II.

Норма времени на одну промывку 0,79 часа.

12.8.5 Скалывание льда и мерзлой грязи в колодцах.

Состав работы: скалывание льда и мерзлой грязи в колодце с выемкой на поверхность, относной на расстояние до 6 м и переходом к следующему колодцу.

Разряд работы II.

Таблица 12.20

Нормы времени на один колодец, ч

Объем льда или мерзлой грязи в колодце, м ³	Скалывание грязи	Скалывание льда
0,1	0,84	0,54
0,2	1,75	0,84
0,3	2,70	1,45
0,5	4,50	2,10
1,0	8,70	3,60

12.9 Нормы времени на зачистку манифольдов.

При зачистке манифольдов, учитывая неудобства из-за обвязки труб и задвижек, применять нормы времени по п. 12.6.1 и коэффициент К = 1,15.

Примечания:

1. При промывке пароподогревателей и стеллажей применять нормы времени по п. 12.6.6. с коэффициентом К = 1.1.

2. При очистке днища резервуаров от ржавчины и механических примесей применять нормы времени по п. 12.6.10 в зависимости от слоя ржавчины или механических примесей.

3. При зачистке резервуаров из-под бензина и керосина с помощью гидроэжектора применять нормы времени по п. 12.6.1 с коэффициентом К = 1,1.

4. При зачистке резервуаров из-под дизельного топлива с помощью гидроэжектора применять нормы по п. 12.6.1 с коэффициентом К = 1,2.

5. При зачистке и промывке днищ и выколке льда из резервуаров, оборудованных пароподогревателями, применять коэффициенты:

а) в резервуарах с секционными пароподогревателями площадью нагрева до 200 м² применять коэффициент К = 1,05;

б) в резервуарах с секционными и стеллажными пароподогревателями площадью нагрева свыше 200 м² применять коэффициент К = 1,3,

в) в резервуарах со стеллажными пароподогревателями площадью нагрева до 200 м² применять коэффициент К = 1,1.

6. При зачистке, промывке и протирке днища резервуаров, оборудованных усиленным пароподогревом (двухъярусным, одним стеллажным и спиральным), применять коэффициент К = 1,3.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01-93**.

2 Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения ВППБ 01-01-94, утверждены Минтопэнерго РФ 13.06.1995.

3 Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ на предприятиях нефтепродуктообеспечения, ТОИ Р-112-17-95.

4 ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение

5 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз складов ГСМ, стационарных и передвижных АЗС, утверждены Постановлением Минтруда РФ от 06.05.2002 г. № 33.

- 6 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) эксплуатации электроустановок, ПОТ РМ-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00, М.: 2001 г.
- 7 Межотраслевая инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве, М.: 2001, утверждена Министерством труда и социального развития РФ.
- 8 Очистка нефтеналивных судов и емкостей от остатков нефтепродуктов. М.: "Транспорт", 1976 г.
- 9 Справочник по пожарной безопасности и противопожарной защите на предприятиях химической, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, М.: "Химия", 1975 г.
- 10 Технологический процесс очистки танкеров от остатков этилированного бензина: Астраханское ЦКБ, 1981 г.
- 11 Инструкция по обеспечению взрывобезопасности танкеров при подготовке их к полной очистке от остатков бензина, Астраханское ЦКБ, 1981 г.
- 12 Каталог. Пожаробезопасные технические моющие средства. М.: "Машиностроение", 1983.
- 13 Обзорная справка о разработке моющих средств для очистки нефтеналивных судов, Астраханское ЦКБ, 1985 г.
- 14 Исследование влияния дымовых газов на свойства бензинов, Астраханское ЦКБ, 1980.
- 15 Защита от коррозии резервуаров, цистерн, тары и трубопроводов для нефтепродуктов бензостойкими покрытиями, М.: "Химия", 1978 г. Лыков М.В.
- 18 Временная инструкция по зачистке резервуаров от остатков нефтепродуктов, РД 112-РСФСР-021-89, утверждена Госкомнефтепродуктом РСФСР, согласована ЦК профсоюза рабочих химической и нефтехимической промышленности 14. 08.1989.
- 17 Основные термины и определения нефтепродуктообеспечения. Библиотека журнала "Автозаправочный комплекс", М.: 2002 г.
- 18 Общие и специальные правила перевозки наливных грузов Минморфлот (7-М) М: Мортехинформреклама.
- 19 Инструкция по борьбе с пирофорными соединениями при эксплуатации и ремонте нефтезаводского оборудования, утв. Миннефтехимпромом СССР, 1974 г.
- 20 Временная инструкция по дегазации резервуаров от паров нефтепродуктов методом принудительной вентиляции, Астрахань: 1982 с дополнениями (для резервуаров, оборудованных понтонами).
- 21 Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 6-е издание с изменениями, исправлениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ в период с 01.01.1992 по 01.01.1999 г., Санкт-Петербург, 2002.
- 22 Положение. Работы с повышенной опасностью. Организация проведения, ПОТ РО 14000-005-98, утверждено Департаментом экономики машиностроения Министерства экономики РФ, 1998.
- 23 ГОСТ 12.1005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 24 ГОСТ 12.1.044-89 ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
- 25 ГОСТ 12.1.033-81* ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения.
- 26 ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 27 ГОСТ Р 12.3.047-98 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов.
- 28 ГОСТ 12.1.010-76. (СТ СЭВ 3517-81) ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 29 ГОСТ Р 51330.9-99 (МЭК 60079-10-92). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон.
- 30 ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность Защитное заземление. Зануление.
- 31 ГОСТ 12.1.016-79. Система стандартов безопасности труда. Воздух рабочей зоны. Требования к методикам измерения концентраций вредных веществ.
- 32 ГОСТ 12.1.018-93. ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.

Характеристика основных нефтепродуктов по пожаровзрывоопасности.

Наименование нефтепродукта (марка, ГОСТ, ТУ)	Температура самовоспламенения паров в воздухе, ! С		Пределы распространения пламени (воспламенения)						Температура вспышки паров, С
	в закрытом тигле	в открытом тигле	температурные, °С		объемные, %		концентрационные, мг/л		
			НТПВ	ВТПВ	НОПВ	ВОПВ	НКПВ	ВКПВ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Топливо дизельное ГОСТ 305-82									
Л -летнее	62		69	119	0,52*		40		300
З -зимнее	40		62	105	0,61*		47		310
А -арктическое	35		57	100	0,75*				330
2. Топливо моторное для среднеоборотных и малооборотных дизелей ГОСТ-1667-68 ДТ	65		91-99	135-155	0,60**				350-370
3. Топливо нефтяное для газотурбинных установок ГОСТ 10433-75 ТГВК	65		91	155	0,60**				350
4. Топливо нефтяное мазут ГОСТ 10585-75 флотский Ф5 флотский Ф12 топорный 40 топочный 100	80 90 140*	90 160	106* 138* 102*	133* 145*	0,53 0,43* 0,44* 0,37*				350
5. Топливо для реактивных двигателей ГОСТ 10227-86 ТС-1 Т-1 Т-2	28 30		25 50 -10	65 105 34	1,5 1,8 1,0	8,0 8,0 6,8			220 220 230
6. Бензины автомобильные ГОСТ 2074-77 4-72 А-76 Аи-93	-36* -35* -36*		-38* -35* -38*	17*	1,08* 1,04* 1,06*		46,8* 46,5*		
7. Бензины авиационные ГОСТ-1012-72 Б91/115 Б95/130	-38* -37*		-38* -37*	+5...-10 10*	0,98* -	5,48* -			380-475
8. Керосин осветительный ГОСТ 38,01407-86 КО-30	48	57	35	15	1,4	7,5			216

9. Бензин растворитель для резиновой промышленности "Нефрас" СЗ- 80/120 (БР-1, Польша) ГОСТ 443-76									
		-17			1,1	5,4			270
10. Топливо печное бытовое (ТПБ) ТУ 38-101856-76	42		62	119	0,69*				310-345

Примечание:

Показатели пожаровзрывоопасности нефтепродуктов приведено по данным Государственных и отраслевых стандартов, технических условий и Ленинградского филиала ВНИИПО со знаком*, полученным расчетным путем.

Приложение Б

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер предприятия

подпись, ФИО
" ____ " _____ 200__ г.

**НАРЯД-ДОПУСК
на выполнение работ повышенной опасности**

Б1 Выдан (кому) _____
должность руководителя работ (ответственного за выполнение работ),

Ф.И.О, дата

Б2 На выполнение работ _____
указывается характер и содержание работы,

опасные и вредные производственные факторы

Б3 Место проведения работ _____
отделение, участок, установка,

аппарат, помещение

Б4 Состав бригады исполнителей (в том числе дублеры, наблюдающие). (При большом числе членов бригады ее состав и требуемые сведения приводятся в прилагаемом списке с отметкой об этом в настоящем пункте)

№ п/п	Ф.И.О.	Выполняемая функция	Квалификация (разряд, группа по электробезопасности)	С условиями работы ознакомлен, инструктаж получил	
				Подпись	Дата
1	1 Производитель работ (ответственный, старший исполнитель, бригадир)				
2					
3					
4					

Б5 Планируемое время проведения работ

Начало _____ время _____ дата

Окончание _____ время _____ дата

Б6 Меры по обеспечению безопасности _____

указываются организационные и технические меры

безопасности осуществляемые при подготовке объема к проведению работ повышенной опасности,

при их проведении, средства "коллективной и индивидуальной защиты, режим работы

Б7 Требуемые приложения _____
наименование схем эскизов, анализов ППР и т.п.

Б8 Особые условия _____
В том числе присутствием лиц, осуществлявших надзор за проведением работ

Б9 Наряд выдан _____
должность, ФИО, подпись выдавшего наряд, дата

Б10 Согласовано:
Представитель пожарной охраны _____
_____ подпись _____ фамилия
" ____ " _____ 200 ____ г.

Б11 Объект к проведению работ подготовлен:
Ответственный за подготовку объекта _____
_____ должность, ФИО.,
_____ подпись
_____ дата, время

Руководитель работ _____
_____ должность, ФИО.,
_____ подпись
_____ дата, время

Б12 К выполнению работ допускаю: _____
_____ должность, Ф.И.О., подпись

Б13 Отметка о ежедневном допуске к работе, окончании этапа работы

Дата	Меры безопасности по п. 6 выполнены			
	Начало работы		Окончание	
	Время (ч, мин)	Подпись допускающего к работе	Подпись руководителя	Время (ч, мин)

Б14 Наряд-допуск продлен до _____
_____ дата, время, подпись выдавшего наряд,
_____ ФИО, должность

Б15 Продление наряда-допуска согласовано:
Представитель пожарной охраны _____
_____ подпись _____ фамилия
" ____ " _____ 200 ____ г.

Б16 К выполнению работ на период продления допускаю _____
_____ должность допускающего, Ф.И.О., подпись, дата, время

Б17 Изменение состава бригады исполнителей

Ф.И.О	Введен в состав бригады				Выведен из состава бригады			Руководитель работ (подпись)
	С условиями работы ознакомлен, проинструктирован (подпись)	Квалификация, разряд, группа	Выполняемая функция	Дата, время	Ф.И.О.	Дата, время	Выполняемая функция	

Б18 Работа выполнена в полном объеме, рабочие места приведены в порядок, инструмент и материалы убраны, люди выведены, наряд-допуск закрыт _____
_____ руководитель работ,

_____ подпись, дата, время

начальник смены (старший по смене) по мосту проведения работ

Ф.И.О., подпись, дата, время

Примечания:

Б19 Наряд-допуск выписывается в двух экземплярах: один экземпляр остается у лица, ответственного за проведение работ, второй - передается пожарной охране предприятия для хранения в течение года.

Б20 Наряд-допуск является письменным разрешением на производство работ в течение всего срока, необходимого для выполнения указанного в наряде объема работ.

Б21 Наряд-допуск оформляется отдельно на каждый вид работы.

Б22 Перерыв в работе в течение или после окончания рабочей смены оформляется в наряде-допуске с указанием даты и времени с подписью лица, выдавшего наряд-допуск и ответственного за проведение работ.

Б23 В случае необходимости изменения вида, увеличения объема работ и расширения рабочего места оформляется новый наряд-допуск.

Б24 Запрещается вносить в наряд-допуск исправления, перечеркивания и оформлять записи карандашом.

Приложение В

Техническая характеристика моечных машинок

Параметр	Тип гидромонитора		
	Г-15М	ММПУ-12,5	ММПУ-25/50
ТУ	212-005-002-95	212-005-006-96	212-005-003-95
Количество сопел, шт.	4	2	2
диаметр сопел, мм	10	8,5	11
Рабочее давление моющей жидкости, МПа (кгс/см ²)	0,6-0,8 (6-8)	0,5-0,03 (5-0,3)	0,4-1,0 (4-10)
Температура моющей жидкости, °С	от 5 до 90	от 10 до 30	
Продолжительность цикла мойки, мин	25-30		20-10
Расход жидкости, м ³ /ч	18-22	12,5	25/50
Распределение моющей жидкости на промываемой поверхности, %:			
на стену и крышу;	35	равномерно	равномерно
на днище	65		
Габариты, мм	360! 250! 150		
Эффективная длина струи, м	5	4,0	6,0
Масса, кг	14,5	4,5	9,5
Завод-изготовитель			

* Оборудование ОАО "АЦКБ" сертифицировано Российским морским Регистром.

Приложение Г

Техническая характеристика парозежкторов

Г1 Парозежектор представляет собой цилиндрический корпус (1), изготовленный из оцинкованной тонколистовой стали, внутри которого жестко установлена пароподводящая труба (2) на нижнем конце которой расположена реактивная головка, состоящая из двух наклонных сопел (4). Корпус парозежектора имеет опорный лист (3) с помощью которого устанавливается на горловину люка (рис. 9, в).

Эжектирование воздуха струями пара дополняется насосным эффектом вращающейся головки аппарата. Служит для вентилирования паровоздушной среды замкнутых пространств.

Г2 Пар на парозежектор подается по резиноканевым рукавам диаметром 25-32 мм. Парозежектор работает на удаление воздуха из резервуара и устанавливается на горловине смотрового люка (на крыше, рис. 9, а) или в нижних люках-лазах (рис. 9, б). В первом случае

вход атмосферного воздуха в резервуар обеспечивается с противоположной стороны и с открытых нижних люков. Во втором случае воздух поступает со всех имеющихся на крыше резервуара люков.

Таблица Г1

Характеристика парожекторов

Тип парожектора	Производительность, м ³ /ч	Расход пара, кг/ч	Давление пара, кгс/см ²	Уровень шума при работе, ДБ
ПЭ-11А	5500-7500	120-180	3-4	81-92
ПЭ-11Б	6000-8000	180-220	3-5	81-92

Приложение Д

Флегматизация паровоздушной среды

Технический азот получают из воздуха, который содержит в своем составе до 78% азота.

Для разделения воздуха на компоненты применяют аппараты однократной и двух кратной ректификации.

Установка для получения азота громоздка, энергоемка и требуют больших капиталовложений. В связи с этим используются в основном на крупных производствах. В целях флегматизации паровоздушной среды до пожаровзрывобезопасного состояния необходимо довести содержание кислорода (O₂) в резервуаре не более, чем 5-6%.

Наиболее простым, доступным и дешевым способом флегматизации паровоздушной среды является заполнение емкости охлажденными дымовыми газами, в которых большая часть кислорода заменена двуокисью углерода (O₂).

Схема специальной дымоагнетательной установки представлена на рис. 16.

Дымовые газы вентилятором (парожектором) нагнетаются в скруббер с насадкой из колец Рашига. В скруббере происходит охлаждение и очистка газов, водяной конденсат от скруббера и влагоуловителя отводится по специальному трубопроводу. Охлажденный до 30-40 °С очищенный газ вентилятором по нагнетательному трубопроводу подается в резервуар.

В состав охлажденного дымового газа входят: углекислый газ 12-14%, кислород 4-6%, окись углерода 0,004-0,2%, сернистый ангидрид 0,09%, твердые частицы и вода 0,002%, азот и др.

Действующие инструктивные документы регламентируют состав используемых газов по содержанию углекислого газа не менее 12% и кислорода не более 6%.

В случае использования чистой углекислоты флегматизация паровоздушной среды достигается при ее содержании не менее 29-32%.

Выпускаемые в настоящее время дымоагнетательные установки имеют производительность по охлажденным газам 1500-3000 м³/ч. Газогенераторные установки возможно изготовить передвижными, установив их на прицепе-тяжеловозе.

Приложение Е

Моющие средства

В практике развития способов зачистки поверхностей от нефтепродуктов разработаны многочисленные виды пожаробезопасных технических моющих средств (ТМС).

На объектах нефтепродуктообеспечения целесообразно применение следующих очищающих средств:

ТМС типа МЛ (МЛ-72, МЛ-52, МЛ-51);

- горячая техническая вода (для всех видов нефтепродуктов);

- горячая вода в смеси с ТМС;

- терморегулируемое моющее средство (ММ-5); целесообразно для высоковязких нефтепродуктов в объектах, расположенных в трудно доступных местах (полуподземные,

подземные) резервуары, эффективно только при циркуляционном способе очистки;

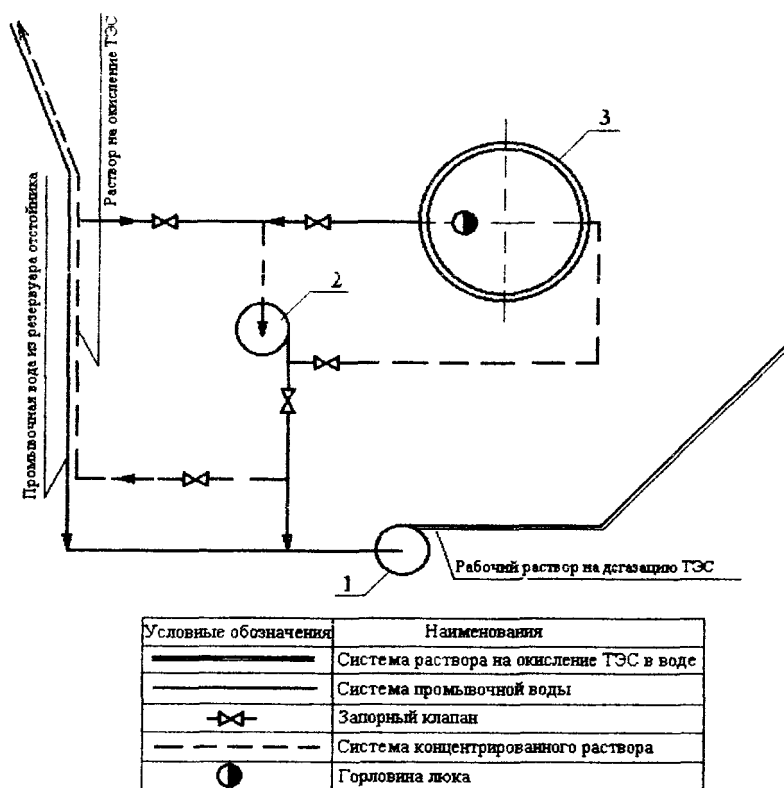
- обезвреживающий раствор перманганата калия при очистке резервуаров от остатков этилированного бензина.

Техническая вода используется при температуре 75-80 °С, что позволяет качественно очистить поверхность от остатков любого вида нефтепродукта, включая высоковязкие, при некотором увеличении времени промывки.

Вода используется многократно по замкнутому циклу. Отстой и разделение на фазы "вода-отмытый нефтепродукт" производится в каскадном отстойнике. Температура воды в отстойнике 55-60 °С, а подаваемой на моечные машинки 75-80 °С.

При насыщении воды нефтепродуктом она легко поддается очищению с помощью встроенного в отстойник флотатора или за счет термоотстоя и дальнейшей обработки на сепарационной установке "Коалесцент" (научно-производственное предприятие "ЮВОЛ" г. Белгород), обеспечивающей глубокую очистку воды от нефтепродукта. На конечном этапе очистки содержание нефтепродукта может доводиться до 0,05 мг/л.

Моющее средство ММ-5 рекомендуется для эффективной очистки емкостей от остатков высоковязких нефтепродуктов. Например, полуподземные и подземные резервуары, эксплуатирующиеся длительный период (5-10 лет) без очистки.



1 - насос промывочной воды; 2 - насос приготовления раствора; 3 - цистерна раствора

Рисунок 14 - Технологическая схема приготовления и подачи концентрированного раствора перманганата калия

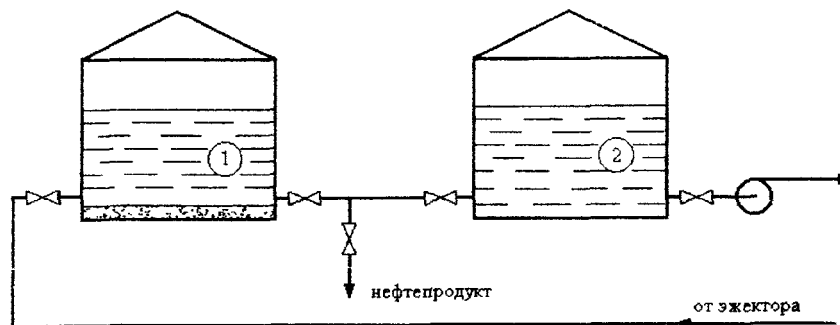
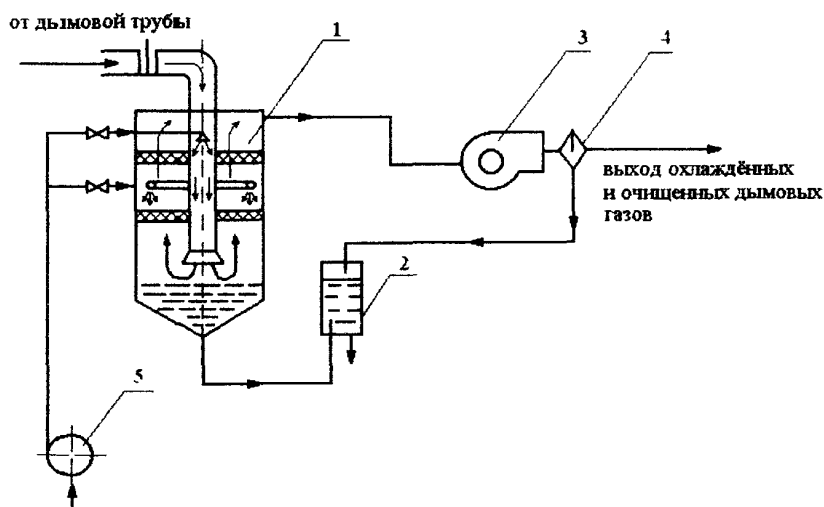


Рисунок 15 - Схема каскадного отстойника из двух РВС



1 – скруббер; 2 - сливная воронка (гидрозатвор); 3 - вентилятор (дымосос);
4 – влагоотделитель; 5 - насос для подачи охлаждающей воды

Рисунок 16 - Технологическая схема дымонагнетательной установки

Способ использования – циркуляционный, т.е. моющий раствор циркулирует по системе "резервуар-насос-теплообменник-резервуар". Температура раствора 40-50 °С.

Регенерация осуществляется при подогреве раствора до 80 °С. Скорость движения раствора около 0,2 м/сек по периметру резервуара.

Дозировка раствора, оптимальные температурные режимы мойки, регенерации уточняются на месте применения с учетом требований к качеству очистки, особенностей технологии данного предприятия, вида отмываемого нефтепродукта.

Е1 Приготовление и хранение моющего раствора ММ-5

Рабочий раствор ММ-5 представляет собой водный раствор двух поверхностно-активных веществ:

- смачиватель ОП-10 концентрации 0,1% по ГОСТ 8433-81;
- смесь сложных эфиров жирных и смоляных кислот талового масла и триэтаноламина (эмульгал) концентрации 0,2% по ТУ-14-1035-79.

Рабочий раствор приготавливается в процессе очистки резервуара циркуляционным способом, рис. 17.

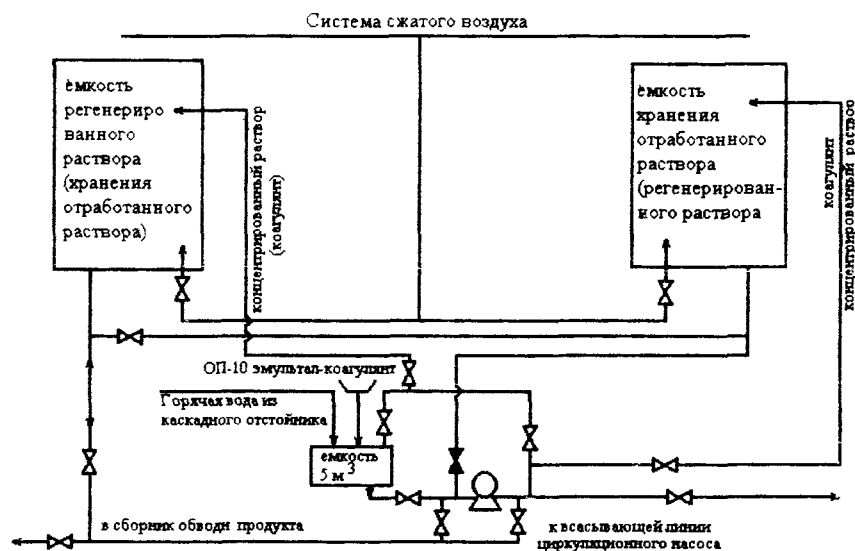


Рисунок 17 - Схема приготовления и регенерации моющего раствора ММ-5

Расход компонентов моющего раствора для промывки резервуара зависит от характеристики остатка нефтепродукта в нем.

Приготовление раствора проводится в 2 этапа:

- 1 этап - приготовление концентрированного водного раствора смачивателя ОП-10;
- 2 этап - приготовление концентрированного раствора смешанных ПАВ в концентрированном растворе ОП-10.

Для приготовления концентрированного раствора необходима емкость объемом 5 м³ с системой трубопроводов налива горячей воды, смешения раствора, подачи его во всасывающую линию циркуляционного насоса или непосредственно в резервуар.

Насос для смешения при приготовлении концентрированного раствора должен иметь подачу не менее 3 объемов емкости в час (15 м³/ч).

Использованный рабочий раствор, сохранивший эмульгирующее и моющее свойство, откачивается из резервуара после окончания операции промывки в емкость для хранения раствора.

Для откачки и хранения раствора на участке должны быть предусмотрены 2 емкости (объем определяется в каждом конкретном случае).

Эти емкости служат:

- для хранения рабочего раствора;
- для регенерации отработанного раствора. Емкости должны быть оборудованы системами:
 - подогрева раствора до 80-85 °С;
 - подачи и смешения коагулянта с раствором;
 - слива отделившегося нефтепродукта от раствора;
 - подачи концентрированного раствора компонентов и смешения в целях доведения его по концентрации ПАВ до рабочего состояния.

Составляющие компоненты моющего раствора, смачиватель ОП-10 и смесь эфиров жирных и смоляных кислот талового масла и триэтаноламина (эмульгатор) поставляются заводами-изготовителями в бочках по 200-250 кг.

Смачиватель ОП-10 при температуре воздуха 25-30 °С представляет собой пастообразную массу, требующую для слива из емкости обязательного подогрева до температуры 50-60 °С.

Эмульгатор - маловязкая темно-коричневого цвета жидкость, свободно выливающаяся из емкости.

В бак емкостью 5 м³ наливается горячая вода с температурой 55-65 °С, одновременно с этим смачиватель ОП-10 подогревается острым паром, вводимым непосредственно через трубку диаметром 1/2" в массу ОП-10.

После налива горячей воды в бак и разогрева смачивателя до жидко-текущего состояния включают насос для смешения воды и смачивателя. Бочку с ОП-10 грузоподъемным устройством, подносят к горловине бака и выливают содержимое из бочки в воду. Таким образом, вводят все расчетное количество ОП-10, необходимое для приготовления рабочей концентрации моющего раствора.

Произведя полное растворение ОП-10 в горячей воде, готовый концентрированный раствор начинают подавать во всасывающую линию циркуляционного насоса.

При этом насос должен работать на циркуляции горячей воды в резервуаре с подачей не менее 4-5 объемов бака в час ($20 \text{ м}^3/\text{ч}$) Подъемным устройством подносят бочку с эмульталом и выливают содержимое в растворный. Таким образом, производят налив расчетного количества эмультала, необходимого для приготовления рабочего раствора.

После закладки необходимого количества эмультала продолжается перемешивание в течение 1,5-2 часов.

По истечении 2-х часов работы насоса приготовленный концентрированный раствор смешанных ПАВ подается во всасывающую линию циркуляционного насоса.

По окончании подачи всего количества раствора в бак наливают воду для обмыва стенок от раствора ПАВ. После обмыва эта вода может быть также подана в резервуар С момента подачи раствора смешанных ПАВ начинается отсчет времени промывки резервуара моющим раствором ММ-5.

Схема технологии приготовления концентрированного раствора ММ-5 приведена на рис 17.

Е2 Регенерация моющего раствора ММ-5

Моющий раствор, содержащий в себе эмульгированный нефтепродукт в количестве 20-22 г/л, теряет свою моющую способность и должен быть очищен от нефтепродукта.

Регенерация отработанного моющего раствора производится путем термохимического отстоя с использованием неочищенного сернокислого глинозема марки "Б" ГОСТ 5155-74.

Регенерация моющего раствора производится в емкости хранения отработанного моющего раствора, выделенной на участке и оборудованной специальной системой, указанной в п. Е1

Расход глинозема на регенерацию составляет 0,02-0,05% к объему регенерируемого моющего раствора.

Перед вводом глинозема отбирается проба регенерируемого раствора и в лабораторных условиях определяется необходимая для данного раствора концентрация глинозема. Увеличение вводимого количества глинозема может привести к отрицательному результату, т.е. раствор может быть не осветлен.

Глинозем вводится в регенерируемый моющий раствор в виде 10% водного раствора.

Приготовление раствора глинозема проводится в той же емкости (5 м^3) и с использованием той же системы трубопроводов, что и при приготовлении концентрированного раствора моющего средства.

Раствор глинозема приготавливается путем растворения рассчитанного количества глинозема в воде в процессе ее циркуляции в емкости.

Глинозем засыпается в емкость через горловину бака.

Для лучшего растворения глинозема циркуляция воды в емкости проводится в течение 1-2 часов.

Приготовленный раствор глинозема насосом производительностью $15 \text{ м}^3/\text{ч}$ подается в моющий раствор, подогретый до температуры 80-85 °С в емкости хранения отработанного моющего раствора.

Перемешивание раствора глинозема с моющим раствором осуществляется за счет подачи в емкость сжатого воздуха под давлением 0,2-0,5 кгс/см² в течение полутора часов.

После введения и перемешивания раствора глинозема с моющим раствором производится отстой раствора в течение 20 часов.

В процессе отстоя происходит разделение жидкости в емкости на 2 слоя:

- верхний слой - отделившийся нефтепродукт и ПАВ;
- нижний слой - очищенный от нефтепродукта моющий раствор.

По истечении 20-часового отстоя замеряется количество отделившегося нефтепродукта и отбирается проба осветленного (регенерированного) раствора для определения содержания в нем нефтепродукта и ПАВ.

Осветленный моющий раствор самотеком перепускается из емкости хранения отработанного моющего раствора в емкость регенерированного раствора. После этого производится дополнительная откачка осветленного раствора (нижний слой) насосом в емкость регенерированного раствора.

В период откачки через каждые 0,5 ч отбирается проба осветленного раствора, в которой определяется содержание нефтепродукта.

При увеличении содержания нефтепродукта в пробе до 5000 мг/л раствор сбрасывается в сборник обводненного нефтепродукта или в сборник продуктов очистки каскадного отстойника. Осветленный моющий раствор после дополнительного введения в него недостающего

количества ПАВ может использоваться в дальнейшем для чистовой промывки резервуара.

Приложение Ж

Каскадный отстойник

Каскадный отстойник служит для сепарации промывочной воды от нефтепродуктов в процессе очистки резервуара.

При отсутствии специальных отстойных резервуаров для этой цели рекомендуется выделить емкости, имеющиеся на данном предприятии.

В зависимости от количества отстойных емкостей осуществляется двух-трех ступенчатый проточный отстой воды, содержащей нефтепродукт.

Степень очистки воды от нефтепродукта зависит от продолжительности отстоя, количества ступеней отстоя, правильного расположения отверстий на входе и выходе смеси, содержащей нефтепродукт в системе отстойников, продолжительности проточного отстоя, удельного веса содержащегося в смеси нефтепродукта, подогрева смеси.

Продолжительность проточного отстоя (T , ч) определяется по формуле в зависимости от суммарной вместимости отстойников (V , м³) и суммарного часового расхода воды, подаваемой всеми одновременно работающими моечными машинками (Q , м³).

$$T = \frac{V}{Q}. \quad (1)$$

При удалении продуктов зачистки из резервуара с помощью гидроэжектора продолжительность отстоя определяется:

$$T = \frac{V}{Q + Q_{\text{эж}}} \quad (2)$$

где $Q_{\text{эж}}$ - подача моеющей жидкости.

Эффективная эксплуатация каскадного отстойника достигается тогда, когда объем его равен 6-8 объемам расходуемой на очистку воды в час при зачистке емкостей от светлых нефтепродуктов и 8-10 объемам - при зачистке емкостей от остатков вязких нефтепродуктов (мазут и др.).

Емкости каскадного отстойника оборудуются:

- поверхностным подогревателем для поддержания температуры смеси не ниже 55-60 °С;
- дыхательной аппаратурой, системой обеспечения пожаровзрывобезопасности, запорными и приемными устройствами, датчиками уровня, пробоотборными кранами. Емкости обвязываются системой трубопроводов, позволяющими проведение различных операций (перекачка отстоявшегося нефтепродукта в сборник, прием воды из любой емкости отстойника и др. операции для обслуживания отстойника).

Приложение И

Экстракторная установка

Отделение органической части осадка от твердых отложений производится экстракцией ее путем разогрева и барботаж осадка паром.

Процесс экстрагирования производится на экстракторной установке, представляющей собой емкость прямоугольной формы, оборудованной внутри перфорированными трубками и сливными карманами, а также системой трубопроводов пара (5) и слива жидкой фазы нефтепродукта (6). С целью уменьшения теплопотерь при работе емкость (1) снабжена крышкой (3) и имеет двойные стенки и днище рис. 20.

Процесс экстрагирования происходит следующим образом.

После загрузки продуктов зачистки в емкость подается пар через перфорированные трубки, создающий подогрев и барботаж этих продуктов. При этом отделяющийся нефтепродукт вместе с конденсатом по мере накопления переливаются в сливные карманы, откуда по трубопроводу стекают в сборник для отстоявшейся жидкости. Твердые продукты оседают на дно экстрактора.

Процесс экстрагирования ведется при температуре 60-80 °С. Время обработки 5-8 часов. Расход пара на обработку 1 м³ продуктов очистки составляет 100-120 кг при давлении 0,2-0,8 кгс/см².

Отработанные твердые продукты зачистки представляет собой светлую массу, допускаемую для вывоза в отвалы или другие места захоронения, транспортируемую любым видом транспорта.

Приложение К

Рекомендуемые откачивающие средства

К1 Обеспечение качественной мойки внутренних поверхностей резервуара зависит от своевременного и полного удаления из очищаемого резервуара продуктов размыва. Продукты зачистки делятся на два вида:

- легкоподвижная масса (ТМС + нефтепродукт);
- неподвижная масса (ил, песок, ржавчина и др. примеси.) так называемые твердые продукты зачистки (ТПЗ), остающиеся на днище резервуара после удаления легкоподвижной массы.

К2 Производительность откачивающих средств должна быть на 25-30% больше производительности подачи промывочной жидкости через моечные машинки в резервуар.

К3 Технологическая схема мойки предусматривает возможность использования следующих откачивающих средств:

- **насос типа НК**, ТУ 26-06-1323-81, подача 90 м³/ч, напор 125 м, взрывозащищенное исполнение, мощность 75 кВт;

- **паровой поршневой насос ПОГ-130/80**. Подача 130 м³/ч, напор до 8 кгс/см², расход пара 800 кг/ч и давление пара 7 кгс/см². Используется для выкачки жидкотекучей массы и ТПЗ, а также в качестве циркуляционного насоса при подогреве технологического остатка нефтепродукта;

- **струйный насос (гидроэжектор)**; техническая характеристика гидроэжектора ГЭ-130 приведена в табл. К1.

Таблица К1

Техническая характеристика гидроэжектора ГЭ-130

Наименование	Параметры
Подача, м ³ /ч	130
Подача рабочей жидкости, м ³ /ч	35
Напор рабочей жидкости, МПа (кгс/см ²)	0,94 (9,4)
Напор, м	5
Масса, кг	39,7

- **пневмотранспортерная установка, состоящая из:**

- автоматизированного вакуум-баллона;
- откачивающего насоса (пароэжектор);
- системы трубопроводов подачи воды для работы вакуум-насоса и отвода ее;
- системы трубопроводов выкачки из вакуум-баллона жидкой фазы, и выдавливания ТПЗ.

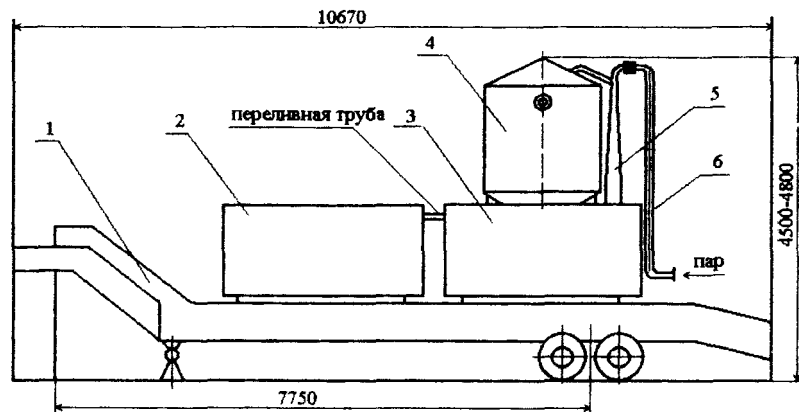
Установка обеспечивает выкачку, как жидкой массы, так и твердых продуктов (ТПЗ). Возможно использование и переносной вакуум-установки для удаления ТПЗ. Вместимость вакуум-баллона 1 м³.

Пароэжектор, образует вакуум в баллоне, с расходом пара 1 т/ч, Р = 5 кгс/см². Производительность 2 м³/час.

К4 Откачивающие средства должны быть максимально приближены к очищаемому резервуару или смонтированы на передвижных площадках, (автотранспортные прицепы, трейлеры, передвижные площадки).

К5 Подвод пара, электроэнергии должен быть предусмотрен по временным специально прокладываемым энергосистемам.

К6 Примерная компоновка оборудования, обеспечивающего процесс зачистки резервуара, на прицепе - тяжеловозе приведена на рис. 18.



1 - прицеп-тяжеловоз; 2 - цистерна сбора нефтепродукта; 3 - экстрактор; 4 - вакуум-баллон; 5 - эжектор; 6 - паропровод

Рисунок 18 - Схема расположения экстрактора и переносного вакуум-баллона на полуприцепе тяжеловозе

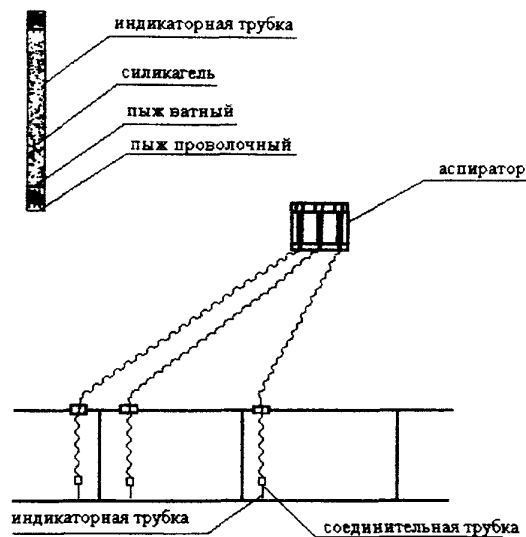
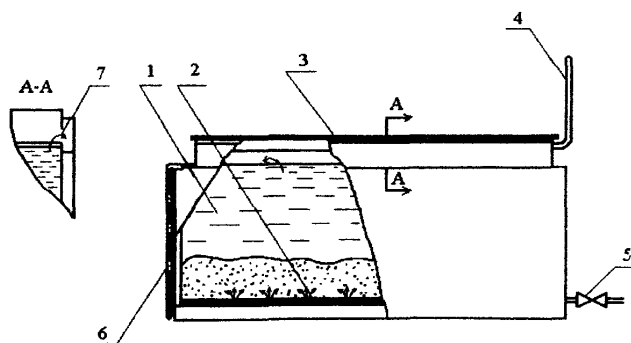


Рисунок 19 - Схема отбора пробы воздуха на содержание ТЭС



1 - корпус; 2 - перфорированные трубы; 3 - крышка корпуса; 4 - газоотводная труба; 5 - паропровод; 6 - сливная труба; 7 - сливные карманы

Рисунок 20 - Схема экстрактора

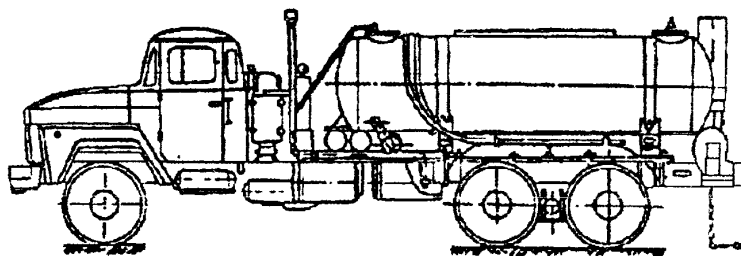


Рисунок 21 - Агрегат моечный для резервуаров АЗС (АМ-10)

Грузоподъемность прицепов колеблется от 19,5 до 58,8 т при длине кузовов 4,9 до 8,2 м. В кузове свободно устанавливаются: вакуум-баллон, вакуумный насос, откачивающий насос, промывочный насос с теплообменником и электрораспределительный щит с устройствами электрооборудования.

К7 Удаление продуктов зачистки из резервуара происходит следующим образом.

Всасывающий трубопровод (шланг) 1 откачивающего средства соединяется с патрубком 2 специально установленного на сменной крышке 3 люка - лаза горловины 4 очищаемого резервуара. Свободный конец патрубка 2 должен быть на расстоянии 10-15 мм от днища резервуара.

В качестве нагнетательного трубопровода откачивающего средства может быть использован технологический трубопровод резервуара, соответственным образом отсоединенный от технологической линии запорной аппаратурой, или специально прокладываемый нагнетательный трубопровод к месту (объекту) сбора продуктов очистки. Примерные принципиальные технологические схемы расположения средств механизации способа зачистки резервуаров представлены на рис. 2 и 3.

Каждый вид откачивающих средств имеет свои преимущества и недостатки.

- паровой насос требует подвода паропровода и трубопровода для работы, но в то же время может быть использован как циркуляционный при проведении работ по подогреву и разжижению "мертвого" остатка в очищаемом резервуаре;

- гидроэжектор требует подведения рабочей жидкости, его нельзя использовать для циркуляции подогреваемого остатка.

В обоих случаях необходимо использование переносного вакуум-баллона для удаления ТПЗ. При этом необходимо учесть, что вакуум-баллон имеет небольшой объем 1 м³ и требует частого опорожнения от ТПЗ, поэтому нужно максимально приблизить сборник к очищаемому резервуару. Для этого рекомендуется использовать экстракторную установку, размещенную на прицепе-тягеловозе, на которой установлена переносная вакуум-установка. При заполнении вакуум-баллона открытием и закрытием соответствующих клапанов ТПЗ под собственным весом высыпаются непосредственно в экстрактор, рис. 16.

Приложение Л

Приборы и методы контроля

Для качественного и количественного определения состава газов и паров в паровоздушной среде резервуара рекомендуются приборы:

Л.1 Малогабаритный, переносной, с автономным питанием газоанализатор АНТ-2М или АНТ-3. Обеспечивает экспресс-контроль концентраций паров веществ в воздухе рабочей зоны и промышленных выбросов в атмосферу Поиск мест утечек из емкостей и технологического оборудования в условиях повышенной загазованности окружающей среды.

Техническая характеристика:

- диапазон измерения - от 50 до 1600 мг/м³;
- сигнализатор газов СГГ-20;
- диапазон измерения, % НКПР, 0 - 50;
- диапазон показаний, % НКПР, 0 - 100;
- погрешность, % НКПР, 5.

Л.2 Газоанализатор ГХП-2, ГХП-3М для определения содержания в паровоздушной среде: углекислого газа СО₂, кислорода О₂ и окиси углерода СО и непредельных углеводородов.

Л.3 Газоанализатор электрический ПГФ-2М-ИЗГ "Эфир" служит для периодического

количественного определения горючих газов и паров нефтепродукта в воздухе. Предел измерения 2,25 – 80 мг/л, с разбавлением воздухом до 160 мг/л.

Работа с приборами контроля, ремонт и уход за ними должны проводиться в соответствии с приложенными к ним инструкциями.

Приборы следует предъявлять на периодическую проверку в лабораторию согласно указаниям в инструкции по эксплуатации.

Л.4 Газоанализатор для арбитражных измерений TESTO 360 предназначен для измерения углеводородов и других газов, влажности воздуха, дифференциального давления, скорости и температуры.

Поставщик НПО "ЭКО-ИНТЕХ", г. Москва

Л.5 Газоанализатор ГИАМ-305 предназначен для контроля концентраций суммы углеводородов в газовой среде и выдачи предварительной и аварийной сигнализации о достижении и превышении рабочей ПДК по углеводородам:

- диапазон измерения, мг/м³ от 0 до 500;

- диапазон показаний, мг/м³ от 0 до 2500.

Изготовитель: Смоленское ПО "Аналитприбор".

Приложение М

Форма акта на выполненную зачистку резервуара № _____

Предприятие _____
наименование объединения

УТВЕРЖДАЮ

Директор

_____ подпись

"__" _____ 200__ г.

АКТ

на выполненную зачистку резервуара № _____

"__" _____ 200__ г. Предприятие _____

наименование объекта

Комиссия в составе: главного инженера предприятия _____

инженера по охране труда _____

должность, фамилия, имя, отчество

представителя пожарной охраны _____

должность, фамилия, имя, отчество

начальника ремонтного цеха (при подготовке резервуара к ремонту) _____

_____ должность, фамилия, имя, отчество

начальника товарного цеха (при подготовке резервуара под налив) _____

_____ должность, фамилия, имя, отчество

провела проверку готовности резервуара № ____ после очистки перед выполнением следующих операций

_____ налив нефтепродуктов, ремонт с ведением огневых работ,

_____ дефектоскопия градуировка

_____ или другие операции

Резервуар очищен _____ способом

_____ механизированным или ручным

в соответствии с утвержденным регламентом.

В процессе зачистки выполнено:

М1 Выкачка остатка нефтепродукта _____
 М1.1 Разогрев паром в течение _____ ч
 температура пропарки _____ ! С
 М1.2 Размыв осадка _____
 _____ способ размыва
 продолжительность размыва _____ ч
 М1.3 Выкачка осадка _____
 _____ каким оборудованием
 М1.4 Предварительная дегазация _____
 _____ способ дегазации
 продолжительность дегазации _____ ч
 М1.5 Залив водой (на какую высоту), пропаривание, вентилирование _____
 М1.6 Отбор и анализ проб из резервуара _____
 _____ пары углеводородов
 М1.7 Мойка:
 температура воды _____ °С, давление _____ МПа (кгс/см²),
 продолжительность мойки _____ ч
 Наименование и тип моечного оборудования _____
 М1.8 Отбор и анализ проб воздуха из резервуара _____
 _____ пары углеводородов
 М1.9 Дегазация до санитарных норм _____
 _____ способ дегазации
 продолжительность дегазации _____ ч
 М1.10 Отбор и анализ проб воздуха из резервуара после окончания дегазации _____
 _____ мг/м³
 _____ углеводородов, сероводородов, тетраэтилсвинца
 М1.11 Обезвреживание от ТЭС _____
 _____ наименование препарата,
 _____ дозировка
 М1.12 Удаление осадка _____
 _____ способ выполнения,
 _____ наименование оборудования
 М1.13 Дополнительное вентилирование _____ ч
 М1.14 Контроль качества очистки:
 воздух в резервуаре: углеводороды _____ мг/м³
 сероводород _____ мг/м³
 ТЭС _____ мг/м³
 Резервуар осмотрен. Качество выполненной очистки обеспечивает

 _____ налив нефтепродуктов, выполнение дефектоскопии

 _____ градуировка, проведение ремонта с выполнением огневых работ

 _____ или других операций

Подписи:
 Главный инженер предприятия _____
 Ответственный по зачистке _____
 Начальник товарного цеха _____
 Представитель пожарной охраны _____
 Инженер по охране труда _____
 Начальник ремонтного цеха _____

Приложение К

Техническая характеристика установки "Коалесцент"

Показатели	Единицы измерения	Количество
Максимальное количество подаваемых вод, подлежащих	м ³ /ч	От 3 до 10

очистке		
Концентрация загрязненных веществ в воде:		
нефтепродукт	мг/л	250
взвешенные вещества	мг/л	120
СПАВ	мг/л	до 15
БПК _{полн}	мг О ₂ /л	до 15
Концентрация веществ в очищенной воде:		
нефтепродукт	мг/л	0,05
взвешенные вещества	мг/л	5,0
СПАВ	мг/л	0,1
БПК _{полн}	мг О ₂ /л	3

Очищенная на установке вода может быть сброшена в водоем или использована на предприятии на технические нужды.

Приложение П

Группировка нефтепродуктов по вязкости

I группа. Маловязкие продукты (V_{50} - до 3 град.) - дизельные топлива: Л, З, С и А, масла: соляровое, веретенное, трансформаторное, промышленное, парфюмерное, приборное МВП.

II группа. Нефтепродукты средней вязкости (V_{50} - от 3 до 7 град.) - масло осевое, моторное топливо ДТ, масло вазелиновое медицинское, цилиндрическое 2, гипоидное, масло компрессорное М, мазут флотский Ф5

III группа. Вязкие нефтепродукты (V_{50} - от 7 до 10 град.) - компрессорное Т, КС-13, масла трансмиссионные автотракторные: ТАп15, Тап10, мазут флотский 12, масла авиационные, масла автотракторные: Сап10, Акп10, моторное Т, дизельные масла, вазелиновое, масла промышленные: И-8А, И-12А, ИГП-4, ИГП-6, ИГП-8.

IV группа. Высоковязкие нефтепродукты (V_{50} - от 10 и выше град.) - сырые нефти, мазуты топочные: 40, 100, масло цилиндрическое 6, вискозин, вапор, полугудрон, топливо для мартеновских печей МП, автол АК-15, масла для холодильных машин, масла промышленные: И-20А, И-25А, И-30А, И-40А, И-50А, И-70А, И-100А, ИГП-18, ИГП-30, ИГП-38, ИГП-49, ИГП-72, ИГП-91, ИГП-114, масла турбинные и др.

Приложение Р

Вместимости и площади поверхностей резервуаров

Вертикальные резервуары

Вместимость, м ³	20000	10000	5000	3000	2000	1000	700	400	300	200	100
Площадь внутренней поверхности, м ²	4982	3116	1656	1301	918	603	459	300	254	193	114
в том числе площадь днища, м ²	1632	318	408	181	181	120	86	54	42	35	16

Горизонтальные резервуары

Вместимость, м ³	1700	100	75	60	50	25	20	10	3	5
Площадь, м ²	1187	138	109	100	84	48	39	30	25	18

Приложение С

Параметры вентиляции

Объем резервуара, м ³		100-700	1000-5000	5000-20000	20000 и более
1	2	3	4	5	6
Кратность воздухообмена оптимальная, 1/ч		30-70	20-50	15-20	10-13
Кратность воздухообмена минимальная, 1/ч		8	8	4	2,5
Скорость приточного воздуха минимальная м/с		10	15	20	30
над понтоном	Кратность воздухообмена оптимальная, 1/ч	30-70	20-50	15-20	10-15
	Кратность воздухообмена минимальная, 1/ч	8	8	4	3
	Минимальная скорость приточного воздуха, м/с	10	15	20	15
под понтоном и плавающей крышей	Кратность воздухообмена оптимальная, 1/ч	50-70	50-70	30-50	20-30
	Кратность воздухообмена минимальная 1/ч	10	12	8	6
	Минимальная скорость приточного воздуха, м/с	10	20	25	30

Приложение Т

Показатели пожарной опасности нефтепродуктов

Наименование нефтепродуктов	НКПРП		5% НКПРП		20% НКПРП	
	% об	г/м ³	% об	г/м ³	% об	г/м ³
1	2	3	4	5	6	7
Бензин А-72 (зимний)	1,08	44,1	0,0540	5,20	0,22	8,82
бензин АИ-93 (зимний)	1,1	44,1	0,0540	2,20	0,22	8,82
Бензин АИ-93 (летний)	1,06	43,7	0,0530	2,20	0,21	8,74
Бензин авиационный Б-70	0,92	39,5	0,0460	1,98	0,18	7,90
Дизельное топливо "зимнее"	0,61	44,1	0,0305	2,01	0,12	8,04
Дизельное топливо "летнее"	0,52	44,5	0,0260	2,23	0,10	8,92
Керосин КО-20	0,55	44,1	0,0275	2,01	0,11	8,04
Керосин КО-22	0,64	41,2	0,0320	2,01	0,13	8,04
Керосин КО-25	0,66	42,9	0,0330	2,15	0,13	8,60

Приложение У

Значения предельно-допустимой санитарной концентрации (ПДК)

Вещество	Величина предельно-допустимой концентрации, мг/м ³
Бензин (в пересчете на С)	100
Керосин (в пересчете на С)	300
Сероводород в смеси с углеводородами С ₁ - С ₅	3
Углеводороды (С ₁ – С ₁₀ в пересчете на С)	300

Приложение Ф

Утилизация промывочного раствора

Ф.1 После использования ТМС производится предварительный отстой в течении 2-3 часов. Всплывший нефтепродукт откачивается в резервуар-отстойник, а водный раствор ТМС

нейтрализуется.

Ф.2 Перед сливом в канализацию отработанный раствор необходимо догреть водяным паром до 60-80 °С и нейтрализовать сернокислым алюминием или хлорной известью из расчета 2-3 кг/м³. Раствор ТМС с коагулянтом (сернокислым алюминием или хлорной известью) тщательно перемешивается.

Ф.3 После отстоя нейтрализованного раствора ТМС в течении 12 часов производится его слив в канализацию с разбавлением водой в 15 раз.

Утилизация нефтеостатков осуществляется путем смешения их с товарным топливом или путем сжигания в энергетических установках.

Ф.4 Отмытые механические примеси (песок, ржавчина, окалина) при использовании при мойке растворов ТМС практически не содержат нефтеостатков и после обезвоживания вывозятся на свалку или могут использоваться в качестве строительного материала.

Ф.5 Растворы ТМС (Лабомид, МС, Темп) могут использоваться многократно, в т.ч. с последующей корректировкой.

Ф.6 Корректировка ТМС перед его повторным использованием производится из расчета 15-20% от исходной концентрации в растворе, т.е. в раствор добавляется новая порция ТМС в количестве 1,5-3 кг/м³ при использовании ТМС МС-16, МС-18, Лабомид-101, Лабомид-102, Темп-100, Темп-200 и 0,8-1,5 кг/м³ при использовании ТМС "Темп-300".

Приложение X

Датчик напряжения электростатического поля (ИСЭ)



Назначение: Датчик напряженности электростатического электричества (ИСЭ), предназначен для контроля напряженности электростатического поля.

Основные параметры:

- Исполнение пульта обеспечивает искробезопасность линии связи между пультом и зондом по ГОСТ 22782.5-78.

- Зонд является взрывобезопасным для всех категорий и групп взрывоопасных паровоздушных смесей. (Исполнение по взрывозащите – оЕхiallCT6).

- Электропитание ИСЭ осуществляется от внутреннего автономного источника постоянного тока.

- Время работы от внутреннего источника не менее 250 ч.

- Верхний контролируемый предел напряженности электростатического поля 30 кВ/м.

- Время готовности прибора после подания питания не более 60 с.

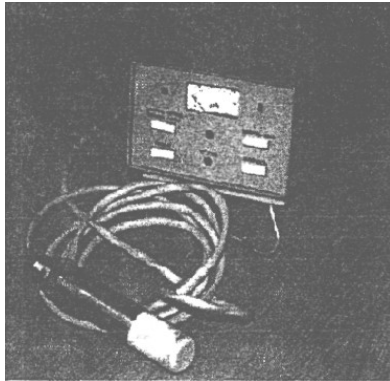
- Соединение зонда с пультом осуществляется линией связи длиной не более 60 м.

- Температурный диапазон работы пульта от -10 °С до +50 °С, зонда от -10 °С до +70 °С.

Гарантийные обязательства;

Гарантийный срок на ИСЭ исчисляется в течение 1 года. Гарантийный ремонт производится безвозмездно при условии соблюдения правил эксплуатации, транспортирования, хранения и при отсутствии постороннего вмешательства в конструкцию изделия.

Прибор контроля статического электричества (ИНП)



Назначение: Индикатор напряженности поля (ИНП) предназначен для контроля напряженности электростатического поля.

Основные параметры:

- Исполнение пульта обеспечивает искробезопасность линии связи между пультом и зондом по ГОСТ 22782.5-78.

Зонд является взрывобезопасным для всех категорий и групп взрывоопасных паровоздушных смесей. (Исполнение по взрывозащите - oExiallCT6)

- Электропитание ИНП осуществляется от внутреннего автономного источника постельного тока.

- Время работы от внутреннего источника не менее 250 ч.

Чувствительность ИНП к напряженности электростатического поля не менее 3 делений шкалы при напряженности 3 кВ/м.

- Верхний контролируемый предел напряженности электростатического поля 30 кВ/м. Время готовности прибора после подания питания не более 60 °С. Соединение зонда с пультом осуществляется линией связи длиной не более 60 м.

- Температурный диапазон работы пульта от -10°С до +50 С, зонда от -10 °С до +70 °С.

Гарантийные обязательства:

Гарантийный срок на ИНП исчисляется в течение 1 года. Гарантийный ремонт производится безвозмездно при условии соблюдения правил эксплуатации, транспортирования, хранения и при отсутствии постороннего вмешательства в конструкцию изделия.

Содержание

Основные термины и определения

1 Общие положения

2 Организация работ по зачистке

3 Основные технические средства для зачистки резервуаров

4 Технологический процесс зачистки

4.1 Технологический процесс

4.2 Состав и последовательность технологических операций

4.3 Подготовительные работы

4.4 Зачистка внутренних поверхностей от остатков высоковязких нефтепродуктов

4.5 Дегазация резервуара

4.6 Мойка резервуара

4.7 Удаление осадка

4.8 Чистовая обработка поверхностей

4.9 Зачистка заглубленных и подземных резервуаров

4.10 Зачистка резервуаров от остатков светлых нефтепродуктов

4.11 Зачистка от остатков нефтепродуктов резервуаров РГС на АЗС

5 Регенерация продуктов зачистки

5.1 Состав продуктов зачистки
5.2 Регенерация и утилизация продуктов зачистки
6 Контроль качества зачистки
6.1 Требования, предъявляемые к чистоте поверхностей и атмосфере резервуаров
6.2 Особые требования к чистоте поверхностей при подготовке резервуаров к дефектоскопии
6.3 Требования при подготовке резервуара к ремонту
7 Требования пожарной безопасности
8 Требования по охране труда, промышленной безопасности и промсанитарии
9 Охрана окружающей среды
10 Система энергообеспечения технологических процессов
11 Вспомогательное оборудование
12 Нормирование труда
Список использованных источников
Приложения
Приложение А Характеристика основных нефтепродуктов по пожаровзрывоопасности
Приложение Б Наряд-допуск на выполнение работ повышенной опасности
Приложение В Техническая характеристика моечных машинок
Приложение Г Техническая характеристика парожеткторов
Приложение Д Флегматизация паровоздушной среды
Приложение Е Моющие средства
Приложение Ж Каскадный отстойник
Приложение И Экстракторная установка
Приложение К Рекомендуемые откачивающие средства
Приложение Л Приборы и методы контроля
Приложение М Форма акта на выполненную зачистку резервуара
Приложение Н Техническая характеристика установки "Коалесцент"
Приложение П Группировка нефтепродуктов по вязкости
Приложение Р Вместимости и площади поверхностей резервуаров
Приложение С Параметры вентиляции
Приложение Т Показатели пожарной опасности нефтепродуктов
Приложение У Значения предельно допустимой санитарной концентрации (ПДК)
Приложение Ф Утилизация промывочного раствора
Приложение Х Датчик напряженности электростатического поля (ИСЗ)
Приложение Ш Прибор контроля статического электричества (ИНП)