

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА АЭС

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Прием нефтепродуктов.....	4
1.1 Хранение нефтепродуктов.....	6
1.2 Отпуск нефтепродуктов.....	7
2 Автоматизация технологических процессов на АЗС.....	8
2.1 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	10
2.2 Расчет нормы запаса нефтепродуктов. выбор резервуаров.....	13
3 Технологические трубопроводы.....	15
3.1 Резервуары хранения топлива.....	17
3.2 Оборудование резервуаров.....	18
3.3 Подбор предохранительных клапанов.....	20
4 Установка резервуаров в грунт.....	23
4.1 Защита резервуаров от коррозии.....	24
4.2 Ввод в эксплуатацию резервуаров.....	26
Заключение.....	28
Список используемых источников.....	29

ВВЕДЕНИЕ

Автомобильная заправочная станция (АЗС) – комплекс оборудования на придорожной территории, предназначенный для заправки топливом транспортных средств.

Наиболее распространены АЗС, заправляющие автотранспорт традиционными сортами углеводородного топлива – бензином и дизельным топливом.

Менее распространёнными являются автомобильная газонаполнительная компрессорная станция (АГНКС) – заправка сжатым природным газом и автомобильная газозаправочная станция (АГЗС) – заправка сжиженным нефтяным газом. Есть также несколько типов водородной заправочной станции.

Автозаправочные станции (АЗС), являющиеся важнейшим звеном системы нефтепродуктообеспечения, представляют собой сложные инженерные сооружения, оборудованные комплексом автоматизированных систем обеспечения технологического процесса приема, хранения топлив и заправки автотранспортной техники.

Эффективность и безопасность работы АЗС во многом зависит от уровня подготовки операторов – основного обслуживающего персонала. Автозаправочные станции являются объектами повышенной пожарной и экологической опасности.

1 ПРИЕМ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Доставка нефтепродуктов на АЗС осуществляется автоцистерной. Слив топлива предусматривается через сливные устройства, установленные в технологическом колодце.

В соответствии с требованиями, сливные устройства на каждый вид топлива комплектуются быстросъемной муфтой герметичного слива МС – 1, фильтром, огнепреградителем ОП – 80 и запорной арматурой.

Во время слива топлива с автоцистерны в резервуар эксплуатация АЗС приостанавливается, прекращается заправка автотранспорта через топливозаправочные колонки, связанные с заполняемым резервуаром до окончания слива в него нефтепродукта из автоцистерны. В технологической системе АЗС при сливе топлива предусматривается линия рециркуляции паров бензинов из резервуара в автоцистерну. На линиях предусмотрена установка запорной арматуры, огнепреградителей и дыхательных клапанов.

Прием нефтепродуктов из автоцистерн проводится не менее, чем двумя работниками.

При подготовке к сливу нефтепродуктов оператор:

- организует установку автоцистерны на площадку для слива;
- открывает задвижку для приема нефтепродукта в резервуар аварийного пролива;
- закрывает задвижку на трубопроводе отвода дождевых вод в очистные сооружения с площадки для автоцистерны;

- обеспечивает место слива нефтепродуктов первичными средствами пожаротушения;
- принимает меры к предотвращению разлива нефтепродуктов, локализации возможных последствий случайных или аварийных разливов нефтепродуктов (наличие сорбента, песка и др.);
- присоединяет автоцистерну к заземляющему устройству;
- убеждается в том, что двигатель автоцистерны выключен;
- проверяет время следования автоцистерны от нефтебазы и делает отметку о времени прибытия на АЗС;
- проверяет сохранность и соответствие пломб на горловине и сливном вентиле (задвижке);
- проверяет уровень заполнения автоцистерны «по планку». С использованием водочувствительной ленты или пасты определяет уровень подтоварной воды, отбирает пробу, измеряет температуру нефтепродукта в ней.

В случае положительного решения вопроса о сливе оператор:

- убеждается в исправности технологического оборудования и трубопроводов;
- убеждается в исправности технологического оборудования автоцистерны (сливные устройства, сливные рукава, заземление);
- убеждается в исправности резервуара, правильности включения запорной арматуры, соответствии полученного нефтепродукта продукту, находящемуся в резервуаре, в который он будет слит, исправности устройств для предотвращения переливов;
- прекращает заправку автотранспорта через ТРК, связанную с заполняемым резервуаром до окончания слива в него нефтепродукта из автоцистерны;
- измеряет уровень и определяет объем нефтепродукта в резервуаре;
- подсоединяет рукава автоцистерны к сливному устройству;

- принимает меры для исключения возможности движения автотранспорта на расстоянии ближе 3 метров от места слива нефтепродукта в резервуары.

В ходе и по завершении слива нефтепродуктов в резервуары АЗС необходимо:

- снять пломбы с горловины и сливного вентиля;
- открыть горловину настолько, чтобы был обеспечен доступ атмосферного воздуха в пространство над нефтепродуктом;
- начало слива, характеризующееся заполнением сливных рукавов и приемных трубопроводов, выполнять при малом расходе, с постепенным его увеличением по мере заполнения трубопроводов;
- выполнить слив нефтепродуктов из автоцистерны;
- обеспечить постоянный контроль за ходом слива нефтепродукта и уровнем его в резервуаре, не допуская переполнения или разлива;
- по завершении слива оператор лично убеждается в том, что нефтепродукт из автоцистерны и сливных рукавов слит полностью;
- отсоединить сливные рукава;
- после отстоя и успокоения нефтепродукта в резервуаре(не менее 20 минут)произвести замер уровня и определить объем фактически принятого продукта по градуировочной таблице;
- внести в журнал поступления нефтепродуктов, в сменный отчет и товарно–транспортную накладную данные о фактически принятом количестве нефтепродукта;
- при отсутствии расхождения между фактически принятым количеством (в тоннах) нефтепродукта и количеством (в тоннах), указанным в товарно– транспортной накладной, расписаться в накладной, один экземпляр которой остается на АЗС, а три экземпляра возвращаются водителю, доставившему нефтепродукты. При выявлении несоответствия поступивших нефтепродуктов товарно–транспортной накладной составить акт на недостачу в трех экземплярах, из которых первый приложить к

сменному отчету, второй – вручить водителю, доставившему нефтепродукты, а третий остается на АЗС.

1.1 Хранение нефтепродуктов

Хранение нефтепродуктов предусматривается в трех двустенных двухсекционных стальных горизонтальных резервуарах для подземной установки емкостью 60 м³ каждый. В соответствии с требованиями резервуары для топлива устанавливаются в железобетонную оболочку на песчаную подушку. Защита резервуара от коррозии выполнена путем нанесения усиленного антикоррозионного покрытия.

1.2 Отпуск нефтепродуктов

Отпуск нефтепродуктов предполагается тремя топливораздаточными колонками «Global Star», модель ННС 33–33, с количеством сортов на входе и на выходе, равным трем и количеством пистолетов, равным шести.

Управление колонками осуществляется дистанционно из операторной с компьютера (кассового аппарата). Колонки комплектуются пультом дистанционного управления. Пульт позволяет оператору задавать требуемую дозу топлива, следить за ходом его отпуска, а при необходимости прекратить выдачу. Индикация количества отпускаемого топлива и отключение колонки после отпуска дозы выполняются автоматически.

Местное управление топливораздаточными колонками осуществляется кнопками управления, расположенными непосредственно на ТРК.

2 АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА АЗС

В настоящее время существуют системы автоматизированного отпуска и коммерческого учета топлива, позволяющие автоматизировать весь комплекс работ по приему, хранению, выдаче и учету нефтепродукта.

Для автоматизации производства на АЗС устанавливаем систему автоматизированного отпуска и коммерческого учета «АССОЛЬ», в состав которой входят:

- комплекс управления для АЗС;
- дополнительное оборудование к базовому комплексу – система оперативного контроля нефтепродуктов «Струна 1М»;
- считыватель пластиковых карт;
- считыватель штрих кода;
- процессинговый центр.

Система обеспечивает выполнение следующих функций:

- одновременное управление до 16 ТРК отечественного и зарубежного производства;
- сопряжение с фискальными регистраторами;
- автоматический учет реализованного нефтепродукта с выдачей справочной информации по ТРК, резервуарам, топливу, приему нефтепродукта, деньгам и электронным картам без остановки процесса выдачи

нефтепродуктов;

- контроль количества нефтепродуктов в резервуарах по уровню, объему и массе.

Сменный отчет установленной формы формируется данной системой с расшифровками по следующим параметрам:

- наименование и код нефтепродукта (НП);
- поступление НП за смену (в литрах, килограммах);
- наименование поставщика и документы;
- номера подключенных ТРК;
- показания счетчиков на начало и конец смены;
- расход (в литрах, килограммах);
- номера резервуаров и уровень НП в мм;
- наличие подтоварной воды;
- расчетный остаток в литрах;
- баланс по массе, излишки и недостача в резервуарах (в литрах);
- погрешность ТРК (в литрах и процентах).

Процессинговый центр обеспечивает работу с электронными картами:

- формирование и передачу учетно–отчетной информации;
- разграничения доступа к установкам, настройкам и информации;
- эмиссию электронных карт с защитой денежных средств клиента;
- ведение договоров с клиентами;
- формирование и предоставление клиентам отчетной

документации и ведение лицевых счетов;

- формирование баланса за отчетный период;
- ведение справочников;
- централизованный сбор информации о заправках.

Отчетные документы выдаются на принтер и сохраняются на жестком диске.

Для установки системы в базовом варианте не требуется специальной монтажной работы, остановка технологических процессов на АЗС,

изменения в электромонтажной схеме проводки. Аппаратура монтируется в течение 30 минут. Проведение сопряжения с новыми внешними устройствами (ТРК,

«Струна 1М», платежные терминал) не вызывает сложностей.

Внедрение системы автоматизированного отпуска нефтепродуктов позволяет:

- значительно увеличить пропускную способность АЗС за счет уменьшения в 1,5–2 раза времени обслуживания клиентов;
- ведение быстрого и точного учета поступлений и продажи нефтепродуктов и сопутствующих товаров;
- оперативная передача информации с АЗС в центральный диспетчерский пункт по существующим каналам связи;
- определение критического запаса топлив на АЗС;
- оперативный контроль электронного оборудования системы выдача заявок на обслуживание;
- оперативный контроль запаса нефтепродуктов и выдача заявок на его потребность;
- формирование отчетной документации по движению ГСМ.

Для автоматизации 95% уровня топлива применяются регуляторы – сигнализаторы ЭРСУ–3, по команде которых отключаются электромагнитные клапаны подачи топлива.

Применение современных топливозаправочных колонок «Global Star» позволяет автоматизировать отпуск топлива в топливные баки автотранспортных средств и тару потребителя в режиме самообслуживания, кроме того, колонки оснащены автоматическим топливным краном, служащим для предотвращения перелива бензобака автомобиля.

2.1 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Аварийной ситуацией на АЗС является:

- загорание АЗС;
- неисправность в электрооборудовании;
- утечки нефтепродукта из топливораздаточной колонки, резервуара;
- загазованность (свыше 100 мг/м^3) в здании АЗС;
- пролив и перелив при приёме нефтепродуктов.

Требования пожарной безопасности при эксплуатации АЗС соответствуют требованиям, предъявляемым правилами пожарной безопасности в Российской Федерации и правилами пожарной безопасности при эксплуатации организаций нефтепродуктообеспечения.

Степень огнестойкости АЗС – III.

Класс конструктивной пожарной опасности – С0. Класс функциональной пожарной опасности – Ф3.

Для построения системы пожарной сигнализации и оповещения людей о пожаре используются прибор «Сигнал–20П SMD».

АЗС обеспечена автоматической модульной установкой порошкового пожаротушения рисунок 1.1 согласно, которая обеспечивает возможность тушения пожара вокруг топливораздаточной колонки на площади возможного разлива бензина, равной $S = 63 \text{ м}^2$.

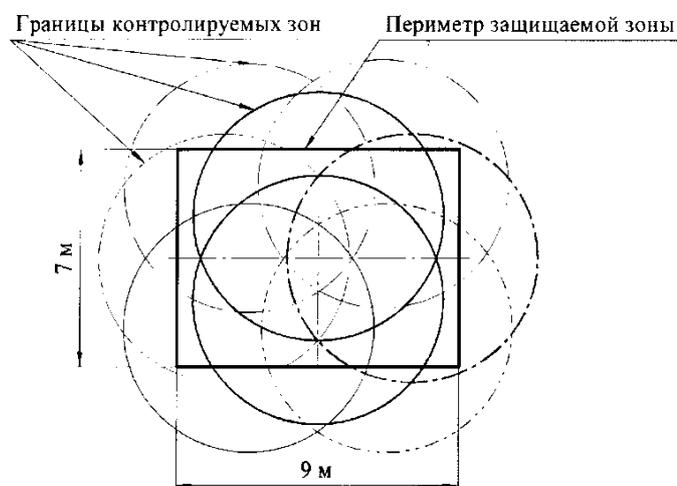


Рисунок 1.1 – Схема границ обзора модулей порошкового пожаротушения на АЗС

Взрывобезопасность производственных процессов обеспечивается предупреждением возникновения взрывоопасной ситуации, а также взрывозащитными и организационно–техническими мероприятиями.

Определим потенциал статического электричества на поверхности цистерны емкостью = 60000 л, в которую производится слив бензина со скоростью $V = 100$ л/мин. Скорость электризации $q = 10^{-8}$ А/мин на 1 л продукта. Электрическая емкость цистерн, применяемых в практике для слива–налива нефтепродуктов, $C = 10^{-9}$ Ф.

Полный заряд, передаваемый электризованным бензином, цистерне

$$Q=qM,$$

В результате расчета получим следующее $Q = 10^{-8} \cdot 1000 = 60^{-4}$ к.

Потенциал статического электричества на поверхности цистерны

$$U = Q/C,$$

В результате расчета получим следующее

$$U = 60^{-5}/10^{-9} = 60000 \text{ В.}$$

Тепловая энергия искры

$$E=CU^2/2,$$

В результате расчета получим следующее

$$E = 10^{-9} \cdot 6 \cdot 10^{16}/2 = 3 \cdot 10^7 \text{ Дж.}$$

Вывод: энергия искры значительно превышает энергию, необходимую для воспламенения паров нефтепродуктов.

В соответствии с действующим законодательством ответственность за обеспечение пожарной безопасности возлагается на руководителя.

Для каждого взрывопожароопасного объекта разработаны планы ликвидации аварий и планы тушения пожаров – планы быстрого реагирования (ПБР).

Курение на территории АЗС запрещается и может быть разрешено только в специально отведенных и оборудованных местах, обозначенных надписью «Место для курения».

2.2 Расчет нормы запаса нефтепродуктов. Выбор резервуаров

Для АЗС норму запаса следует принимать в объеме, соответствующем не менее 2-х суточному потреблению среднемесячной реализации и страхового запаса от этой потребности в размерах нормы страхового запаса, принятого для предприятия, с которого будут поступать нефтепродукты.

Таким образом, исходя из условия, что пропускная способность АЗС составляет 500 автомобилей в день, а также то, что каждый автомобиль заправляет в среднем 35 литров топлива, то норма запаса нефтепродуктов будет равна, м³:

$$V_{\text{зап}} = t \cdot n \cdot v_{\text{ср}},$$

где n – количество автомобилей в сутки;

$v_{\text{ср}}$ – среднее количество литров заправляемых одним автомобилем.

t – длительность срыва поставки нефтепродуктов на АЗС в днях.

В результате расчета получим следующее:

$$V = \frac{8 \cdot 500 \cdot 35}{1000} = 140 \text{ м}^3$$

Линия деаэрации – комплекс оборудования, с помощью которого обеспечивается пожаровзрывобезопасное сообщение с атмосферой свободного пространства резервуара. Линия состоит из наземного участка стального трубопровода, конец которого оборудован дыхательным клапаном и запорной арматурой перед дыхательным клапаном и участка, проложенным в шахте, соединяющим паровое пространство резервуара с наземным участком. Запорная арматура предназначена для перекрытия этого трубопровода при испытании на герметичность системы, а также для безопасной замены и обслуживания дыхательного клапана. Пороги срабатывания дыхательного клапана: вакуум 100–150 Па; давление 1400*50 Па. Дыхательный клапан устанавливается в конце линии. Высота установки от поверхности площадки равна 2,5 м. Пропускная способность линии контролируется при помощи мановакуумметра с запорной арматурой.

Линия обесшламливания – комплекс оборудования с помощью которого обеспечивается удаление из резервуара подтоварной воды с твердыми частицами (шлама). Линия применяется также для полного опорожнения резервуара от остатков нефтепродуктов (при уровне нефтепродукта ниже места его забора линией выдачи) и при механизированной зачистке резервуара закрытым способом. Линия обесшламливания состоит из:

- стационарной части, представляющей собой трубопровод Ду 40, с одной стороны оканчивающийся коллектором для пластового забора подтоварной воды, проходящего на расстоянии 10 мм от дна резервуара, а с другой стороны – штуцером с герметично закрывающейся заглушкой и предназначенным для подсоединения шланга насоса откачки шлама или моющего раствора;

- переносной части, состоящей из шланга откачки, ручного насоса, шланга слива и переносной емкости для сбора шлама.

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Сеть технологических трубопроводов АЗС позволяет производить прием и выдачу шести сортов топлива из автоцистерн в резервуары, из резервуаров через топливораздаточные колонки потребителям.

Места ввода трубопроводов в резервуары находятся выше номинального уровня заполнения их топливом.

На всасывающих трубопроводах топливораздаточных колонок установлены обратные клапаны для предотвращения перемещения перекачиваемой жидкости в обратном направлении.

Соединения трубопроводов с резервуарным оборудованием и топливораздаточными колонками осуществляется фланцами по, исполнение 4 («шип–паз»), должны быть плотно затянуты на прокладках из бензостойкого паронита. Надежность соединений соответствует требованиям эксплуатационных документов; соединения опломбированы и оснащены устройствами, исключающими их саморазъединение;

Сальниковые уплотнения запорных и других устройств должны регулярно проверяться с добавлением или заменой сальниковой набивки.

Технологические трубопроводы монтируются из бесшовных стальных труб, поставляемых по группе В ст. 10. Трубопроводы между резервуарным оборудованием, сливным колодцем и ТРК соединяются сваркой и прокладываются в лотковых каналах с уклоном 0,004 в сторону резервуаров. Основание канала уплотняется, выравнивается песком; после укладки также засыпаются песком с последующей трамбовкой.

Трубопроводы прокладываются на песчаной подушке толщиной 100 мм и покрываются усиленной изоляцией в следующем составе: грунтовка ГТ–832; лента поливинилхлоридная ПВХ – Л – в 3 слоя; покрывной слой – пленка оберточная.

Подземные участки коммуникации имеют антикоррозийное покрытие.

Наземные участки – окрашены.

Сварку трубопроводов производить электродами типа Э–42. Запорная и регулирующая арматура, установленная на трубопроводах,

выполнена из стали. В качестве запорной арматуры используются краны шаровые. Задвижки, краны, вентили и другие запорные устройства должны содержаться в исправности и обеспечивать возможность надежного и быстрого перекрытия трубопроводов. Неисправности в запорных устройствах должны немедленно устраняться.

На запорно–регулирующей арматуре наносится нумерация соответствующая технологической схеме. На запорной арматуре (задвижках, кранах), устанавливаемой на трубопроводах, наносятся указатели крайних положений. Все технологические трубопроводы должны быть отградуированы согласно методическим указаниям «Вместимость технологических трубопроводов. Методика выполнения измерений».

В процессе эксплуатации технологических трубопроводов необходимо:

- не допускать повышение давления сверх установленного проектом;

- открывать и закрывать задвижки трубопроводов с помощью маховиков или специальных ключей, не применяя каких-либо дополнительных рычагов;

- следить, чтобы в трубопровод не попала вода, во избежание его размораживания.

Осмотр трубопроводов должен проводиться ежедневно. Особое внимание должно уделяться фланцевым и муфтовым соединениям.

Течи топлива из трубопровода и отпотины немедленно устраняются путем:

- постановки аварийной муфты и хомутов;
- сварки;
- подтягиванием болтов или заменой прокладок во фланцевых соединениях с предварительным освобождением трубопровода;
- ремонта трубопровода с помощью пластмасс на основе эпоксидных смол.

Не реже одного раза в год паровоздушные трубопроводы необходимо

продувать воздухом с целью очистки от отложений, и один раз в 5 лет испытывать на герметичность.

Требования к технологическим трубопроводам АЗС установлены, герметичность и прочность соответствует, а антикоррозийная защита подземных участков в соответствии с. Приемку и испытания трубопроводов выполнять в соответствии с требованиями. На трубопроводы составлена принципиальная схема технологических трубопроводов.

3.1 Резервуары хранения топлива

Для приема, хранения и выдачи топлива на данной АЗС приняты 3 двустенных двухсекционных резервуара (стальных горизонтальных подземной установки) вместимостью 60 м³ каждый. В каждом резервуаре

будет храниться 2 вида топлива: Аи–98, Аи–95; Аи–92, Аи–80; ДТ_{лет}, ДТЗ_{арк}.

Для приема возможного аварийного пролива топлива принят стальной горизонтальной резервуар емкостью 25 м³, расположенный подземно.

Установка резервуаров производится подземно, верхняя отметка корпуса резервуара на глубине 0,65 м от поверхности островка. Оборудование резервуаров монтируется в металлических колодцах прямоугольной формы с размерами в плане 1000-1200 мм, установленных на резервуарах. Корпус колодца приваривается к корпусу резервуара электродуговой сваркой. Для предохранения от коррозии поверхность резервуара и колодцев покрывается антикоррозионной усиленной изоляцией.

В целях предохранения от действия статических электрозарядов и блуждающих токов резервуары оборудуются специальным заземлением.

3.2 Оборудование резервуаров

Герметизированный слив топлива из автоцистерны производится через шланг, оборудованный стандартным патрубком, присоединяемым к сливной муфте узла наполнения.

Сливное устройство состоит из быстроразъемной сливной муфты и сливной трубы. Быстроразъемная сливная муфта МС–1 предназначена для соединения подающего рукава автоцистерны со сливной трубой резервуара,

состоит из крышки с эксцентриковым зажимом, который одновременно служит и ключом зажимной гайки.

Муфта оборудована фильтром и маслобензостойким уплотнением.

Сливную трубу устанавливают на расстоянии 200 мм от днища резервуара. Для предотвращения попадания наружного воздуха, сливной трубопровод монтируем в резервуаре ниже клапана на всасывающем

трубопроводе, что дает возможность обойтись без специального гидравлического затвора.

Заборная труба монтируется в резервуаре на расстоянии 200 мм от дна резервуара. На заборной трубе на резьбе присоединяется обратный клапан, в корпусе которого имеются впускные окна и отверстия для направляющей штока клапана.

Узел наполнения служит для оборудования резервуаров, предназначенных для хранения светлых нефтепродуктов, и является соединительным звеном между шлангом автомобильной цистерны и трубопроводом линии наполнения резервуара.

Конструкция узла наполнения включает в себя топливный гидрозатвор и поплавковый клапан, которые препятствуют распространению пламени по линии наполнения резервуара. Клапан отсечной поплавокый предназначен для перекрытия линии наполнения при достижении уровня нефтепродуктов 95% объема резервуара. Клапан устанавливается на участке трубопровода линии наполнения, находящегося непосредственно в резервуаре.

На резервуаре устанавливается датчик контроля переполнения ПМП–046. Нижний конец сливной трубы имеет скос углом и устанавливается на высоте 100 мм от дна резервуара; сливная труба устанавливается таким образом, чтобы скошенная часть была в противоположную сторону от всасывающего устройства.

Подача топлива из резервуара производится погружной насосной установкой к топливораздаточной колонке по напорному трубопроводу с клапанно–распределительным устройством и огнепреградителем.

Горловины резервуаров необходимо плотно закрыть крышками на прокладках из листовой маслобензостойкой резины марки Б. При отсутствии такой резины прокладки могут быть изготовлены из паронита толщиной 3–4 мм.

Замерный люк резервуара должен быть постоянно закрыт крышкой на прокладке и опломбирован. Он открывается только при отборе проб

горючего.

Резервуары для хранения топлива и сбора аварийного пролива нефтепродуктов оборудуются системами предотвращения переполнения нефтепродуктами резервуаров путем установки датчиков предельного уровня, обеспечивающих автоматическую сигнализацию (звуковую и световую) при достижении 90 % заполнения и автоматическое прекращение наполнения резервуара не менее, чем через 5 секунд, при достижении 95 % заполнения.

Датчики предельного уровня кабельными линиями через сборные клеммники подключаются к сигнальным постам управления типа ПКУ,

установленных в операторной. При аварийном уровне (0,45 м от верха резервуара) на соответствующем ПКУ загорается сигнальная лампочка и включается звонок.

Дыхательное устройство служит для поддержания давления до определенных значений (200 мм рт. ст.) в камерах резервуара при «больших» и «малых» дыханиях. Дыхательное устройство состоит из совмещенного клапана с огневым предохранителем и патрубком со всасывающей трубой, опущенной на расстояние 350 мм от днища резервуара (на 50 мм выше уровня воды). Патрубок закрыт герметичной фланцевой заглушкой. При откачке аварийного пролива топлива заглушка снимается и к патрубку крепится фланец гибкого трубопровода насосного агрегата для откачки.

Устанавливаем на резервуар совмещенный механический дыхательный клапан СМДК, который для поддержания избыточного давления и вакуума имеет тарельчатого типа запорное устройство, которое перемещается по направляющим стержням. При избыточном давлении срабатывает клапан давления, а при избыточном разрежении клапан вакуума.

Определим диаметр условного прохода клапана СМДК на основании следующего расчета.

3.3 Подбор предохранительных клапанов

Предохранительные клапаны подбираются по площади проходного сечения, которая определяется по формуле

$$F_c = G / 15,9 \alpha \sqrt{\beta (p_1 - p_2)} \rho,$$

где F_c – площадь проходного сечения, равная наименьшей площади сечения в проточной части, мм²;

G – максимально возможная пропускная способность паров, кг/ч;

α – коэффициент избытка газа или жидкости под клапаном;

β – коэффициент, учитывающий расширение среды;

p_1 – максимальное избыточное давление перед предохранительным клапаном, МПа;

ρ – плотность жидкости, кг/м³

p_2 – избыточное давление за предохранительным клапаном, МПа.

Избыточное давление внутри резервуара определяется по формуле

$$p_2 = p_p + 0,15 p_p + 0,1,$$

где p_p – рабочее давление резервуара, МПа.

В результате расчета получим следующее

$$p_2 = 0,15 + 0,15 \cdot 0,15 + 0,1 = 0,2725 \text{ Па.}$$

Определим нагрузку G , действующую на стенки резервуара, кг/см², по формуле для ориентировочных расчетов

$$G = 300D(L + 0,5D),$$

где D – диаметр резервуара, м;

L – длина резервуара, м.

В результате расчета получим следующее

$$G=300 \cdot 2,8(11,28+0,5 \cdot 2,8)=10651,2 \text{ кг/см}^2.$$

Подставим полученное значение G в формулу и вычислим площадь проходного сечения предохранительного клапана F_c , мм²

$$F_c = \frac{10651,2}{15,9 \cdot 0,6 \sqrt{0,04} \cdot 1,65} = 820$$

Проходное сечение клапанов для полно–подъемных клапанов равно

$$F_c = \pi \cdot d_c^2 / 4,$$

где d_c – диаметр клапана, мм.

$$d_c = \sqrt{4 \cdot F_c / \pi},$$

В результате расчета получим следующее

$$d_c = \sqrt{4 \cdot 820 / \pi} = 32$$

Принимаем клапан СМДК с проходным диаметром 40 мм.

4 УСТАНОВКА РЕЗЕРВУАРОВ В ГРУНТ

Горизонтальные резервуары располагаем подземно. Заглубленные резервуары уменьшают пожарную опасность и сокращают потери горючего от испарения. Расстояние от поверхности земли до верха обечайки 1,2 м.

Толщина песчаной подушки под нижней образующей 200 мм, угол охвата образующей резервуара песчаной подушкой 90°. Засыпка пространства между стенками оболочки и резервуарами принято песчано-гравийной смесью, способной впитывать топливо при разгерметизации резервуаров на высотустенки непроницаемой оболочки. Дальнейшая засыпка

выполняется местным грунтом.

Под каждым резервуаром днище оболочки выполняется с уклоном в сторону лотка, а лоток выполняется с уклоном в сторону смотровой асбестоцементной трубы диаметром 150 мм. Нижняя часть асбестоцементной трубы на высоту 200 мм перфорирована для приема и обнаружения нефтепродуктов при разгерметизации резервуара.

Работы по устройству основания должны производиться в соответствии с требованиями. Установка резервуаров в грунт производится в следующей последовательности:

- зачистка внутренней поверхности резервуара;
- очистка от краски и ржавчины наружной поверхности резервуара;
- пневматическое испытание резервуара ($P_{и} = 0,05 \dots 0,07$ МПа). При пневмоиспытании резервуар считается исправным, если созданное в нем избыточное давление не снизилось в течении 15–20 мин. В случае снижения давления необходимо определить место утечки воздуха с помощью мыльного раствора, который наносят на сварные швы, вмятины и другие подозрительные места. После устранения дефекта резервуар подвергают повторному испытанию;

- нанесение противокоррозионного покрытия. Защитное покрытие наносится на тщательно очищенную и обезжиренную поверхность резервуара. Очищенная стальными щетками поверхность резервуара вначале покрывается слоем праймера, являющегося грунтовкой, а после его высыхания – двумя слоями нефтебитума;

- подготовка котлована глубиной на 0,5 м выше грунтовых вод;
- устройство песчаной подушки в котловане высотой не менее 0,5 м;
- установка резервуара на песчаную подушку;
- устройство заземления резервуара и проверка его сопротивления. Общее сопротивление растеканию тока промышленной частоты должно быть менее 100 Ом;

- засыпка резервуара грунтом;

- устройство смотрового колодца с крышкой на горловине резервуара;
- планировка обсыпки резервуара с уклоном 1:1,5;
- устройство подъездов и оборудование площадок средств перекачки горючего. Площадка для приема горючего из автоцистерн выполняется из безыскрового бетона, уложенного на основание из песка с уклоном 0,01 в сторону приемки для сбора проливов.

Для доступа к оборудованию над горловиной резервуара устанавливается колодец из бетона. Вокруг стенки колодца устраивается глиняный замок толщиной 0,2м. При угрозе затопления колодец снизу заливается цементным раствором. Высота колодца над грунтом должна быть не менее 0,15м. Через стенку или крышку колодца могут выводиться трубопроводные коммуникации. На колодец крепится одно- или двухскатная крышка с петлями для закрытия и

пломбировки. На крышке колодца должны быть надписи с указанием порядкового номера резервуара, базовой высотой (высотного трафарета) и марки хранимого продукта.

4.1 Защита резервуаров от коррозии

Коррозия стальных металлических резервуаров резко сокращает эксплуатационную надежность резервуаров, снижает срок службы, вызывает разрушение отдельных элементов конструкции и может привести к потерям топлива.

Работы по защите металлоконструкций от коррозии должны соответствовать требованиям Указаний по защите резервуаров от коррозии «Правил технической эксплуатации резервуаров».

Антикоррозионную защиту наружных поверхностей подземных сооружений АЗС осуществлять согласно комплексно путем нанесения покрытий на основе битумных материалов.

Противокоррозионное покрытие внешних поверхностей состоит из одного слоя праймера (грунтовки) и двух слоев битумной изоляции.

Для приготовления праймера берем 1 часть нефтебитума марки 3 или 4 на 3 части бензина (по объему). Нефтебитум нагревается до температуры 170–200 °С, хорошо перемешивается. После охлаждения его до 50–70 °С в него наливаем бензин, и смесь перемешиваем до полного растворения нефтебитума.

Битумная изоляция изготавливается из 85 % битума марки 4 или смеси марок 3 и 5, и 15 % каолина или молотого известняка. Изоляцию наносим в два слоя толщиной 1,5–2 мм каждый, с помощью кисти.

Защита от коррозии, предусмотренная проектом, должна быть выполнена до сдачи подземных сооружений в эксплуатацию.

При выполнении работ по защите подземных резервуаров АЗС от коррозии следует руководствоваться.

Защиту от коррозии внутренних поверхностей резервуаров осуществлять с помощью маслобензостойких покрытий ХС–717 и ХС–5133.

Состояние защитных покрытий подземных сооружений необходимо контролировать согласно.

4.2 Ввод в эксплуатацию резервуаров

Приемку нового резервуара должна осуществлять специальная комиссия из представителей строительной организации, заказчика, пожарной охраны и других заинтересованных органов.

Комиссии должны быть предъявлены следующие документы:

- рабочие и детализованные чертежи стальных конструкций;
- заводские сертификаты на поставленные металлические конструкции;

- документы о согласовании отступлений от чертежей, допущенных при изготовлении и монтаже

- акты приемки скрытых работ ответственными представителями заказчика, строительной и монтажной организациями (по устройству насыпной подушки, изолирующего слоя под резервуар, заделки закладных деталей и т. д.);

- сертификаты, удостоверяющие качество материалов, сталей, стальных канатов, метизов, электродов, электродной проволоки и других сварочных материалов, примененных при монтаже и вошедших в состав сооружений;

- журналы промежуточной приемки работ; монтажные, сварочные, подготовки поверхности под покраску и др., которые ведутся линейным инженерно–техническим персоналом или ОТК;

- акты испытаний: на герметичность сварных соединений днища, стенок резервуара в соответствии с требованиями; на прочность наливом воды до высоты, предусмотренной проектом;

- акты контроля качества сварных соединений, предусмотренного;

- описи удостоверений дипломов о квалификации сварщиков, с указанием присвоенных им номеров или знаков;

- заключение по просвечиванию монтажных швов проникающих излучений со схемами расположения мест просвечивания;

- акты приемки смонтированного оборудования;

- схема и акт испытания заземления резервуара;

- акты на окраску, выполненную при монтаже;

- акт на скрытые работы по изоляции корпуса;

- акт на послойное тромбование грунта над корпусом резервуара;

- документы, подтверждающие марку бетона подтверждающие основания резервуара.

На каждый резервуар, вводимый в эксплуатацию должны быть:

- технический паспорт в соответствии со СНиП;

- градуировочная таблица;
- журнал учета текущего обслуживания.

В паспорт АЗС заносятся данные о резервуарах, их техническом обслуживании, калибровке, зачистке и обследованиях.

Каждый резервуар оснащен полным комплектом оборудования, предусмотренного настоящим проектом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Автозаправочные станции предназначены для снабжения топливом и смазочными маслами автомобильного транспорта (легкового, грузового и специального), мотоциклов, мотороллеров, мопедов и других машин, а также для розничной продажи нефтепродуктов, расфасованных в мелкую тару. На АЗС можно производить заправку транспорта топливной смесью.

Автозаправочные станции располагаются в населенных пунктах, на магистралях шоссейных дорог и в крупных автомобильных парках. По

объему обслуживания транспорта станции строят на 500, 750 и 1000 заправок в сутки. Разработан проект и малогабаритной АЗС на 250 заправок в сутки. Режим работы станции: 365 дней в году, как правило, при трехсменной работе. Нефтепродукты на АЗС обычно завозят автомобильным транспортом.

Технологическое оборудование АЗС включает оборудованные подземные резервуары, раздаточные колонки и трубопроводы. В населенном пункте общий объем подземных резервуаров не должен превышать 250 м³.

Подземный резервуар оборудуется сливным трубопроводом, один конец которого соединен со сливным фильтром, а другой опущен в резервуар на 100--120 мм ниже всасывающего клапана (на уровне «мертвого» остатка). Этим создается гидравлический затвор, предотвращающий проскакивание искры или пламени в резервуар во время сливных операций.

Электрооборудование раздаточной колонки состоит из электродвигателя, пускового устройства, электрического фонаря для освещения колонки в ночное время и клеммой коробки для разделки кабеля.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 НПБ 111–98 Автозаправочные станции. Требования пожарной безопасности. – Взамен НПБ 102–95; введ. 1.05.1998. – Москва, 1998. – 41 с.

2 ВНТП 5–9 Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз). – Введ. 3.04.1995. – Волгоград, 1995. – 54 с.

3 Санитарно–защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. –

Введ. 29.04.2003. – Москва, 2003. – 29 с.

4 Нормы проектирования. Склады нефти и нефтепродуктов СНиП 2.11.03–93. – Введ. 01.07.1993. – Москва, 1993. – 75 с.

5 Волгушев, А. Н. Автозаправочные станции. Оборудование. Эксплуатация / А. Н. Волгушев. – Москва, 2001. – 108 с.

6 СНиП 23–01–99 Строительная климатология. – Взамен СНиП 2.01.01–82; введ. 1.01.2000. – Москва, 2000. – 67 с.

7 СНиП 2.01.07–85 Нагрузки и воздействия. – Взамен СНиП 2–6–74; введ. 29.08.1989. – Москва, 1987. – 55 с.

8 СНиП 2–7–81 Строительство в сейсмических районах. – Взамен СНиП 2–12–69 ; введ. 01.01.1982.– Москва, 2000. – 93 с.

9 Правила пожарной безопасности в РФ [Текст]: ППБ–01–03: утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390 (Письмо МЧС РФ от 18 мая 2012 г. N 19-2-4-1940): введ. в действие с 30.06.2003.– Москва, 2003. – 51 с.

10 Грознов, Г. А. Строительство нефтебаз и автозаправочных станций / Г. А. Грознов, Ю. Б. Вашукин. – Москва : Недра, 1980. – 419 с.

11 ГОСТ 17032–71 Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Типы и размеры. – Введ. 11.06.1971.– Москва, 1992. – 7 с.

12 ГОСТ 14249–69 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. – Введ. 01.01.1990. – Москва, 1990. – 55 с.