Автозаправочные станции: Оборудование. Эксплуатация. Безопасность

ГЛАВА 1

КЛАССИФИКАЦИЯ и общая ХАРАКТЕРИСТИКА АЗС

Автомобильные заправочные станции классифицируют по различным признакам.

По конструктивному исполнению:

• стационарные;

• контейнерные (КАЗС);

• передвижные (ПАЗС).

По функциональному назначению:

• общего пользования;

• ведомственные.

По способу размещения резервуаров:

• с подземным расположением;

• с наземным расположением;

• с расположением на транспортном средстве.

По нормативным параметрам типовых проектов:

• по числу топливозаправочных колонок;

• по числу заправок в часы пик;

• по количеству заправляемых машин в сутки;

• по общей вместимости резервуаров.

Стационарные АЗС могут обеспечить заправку до 1500 машин в сутки. По емкости их рассчитывают на 200, 250, 500, 750 и 1000 заправок автомобилей в сутки, по числу заправок в часы пик - 57, 100, 135, 170 автомобилей в час, возможны и другие мощности (табйг-1.1). Наиболее распространенными типами являются АЗС на 500-750 заправок в сутки

АЗС на 250 заправок строят в плотно заселенных районах больших городов и в сельской местности; на 1000-1500 заправок в сутки - в пунктах интенсивного движения на магистралях.

По типу расположения на местности автозаправочные станции бывают:

• дорожные;

• городские;

• сельские;

• речные.

Дорожные АЗС располагаются вблизи автомобильных дорог. Они должны обеспечивать заправку автомобилей топливом, сжатым воздухом и водой. Мощность дорожных станций зависит от напряженности автотранспорта на дороге и может достигать 1000-1500 заправок в сутки.

Городские АЗС размещаются в городах вне центральной части (жилой застройки) и рассчитаны на заправки всех типов автомобилей и мототехники. Мощность городских станций 250-1000 заправок в сутки, а станций «тротуарного типа» - 150-250 заправок в сутки в центральных районах города для личных легковых автомобилей.

Сельские АЗС обеспечивают заправку автотранспортных средств сельскохозяйственных предприятий и организаций районных центров всеми видами горючесмазочных материалов.

Речные АЗС осуществляют заправку водных маломерных судов - катеров, моторных лодок и др.

Стационарные АЗС строят по типовым проектам с серийно выпускаемыми технологическими системами для приема, хранения и заправки топливом, согласованные с Государственной Противопожарной Службой МЧС России. Допускаются несерийные технологические системы, документация которых согласуется с территориальными подразделениями Противопожарной службы.

Таблица 1.1
Нормативные параметры типовых проектов АЗС

Типы АЗС	Мощность АЗС, машин/ч	Количество резервуа-ров 25 м^3, шт.	Время заправки трансп. ср-ва, мин.	Число топ-ливораздаточных колонок, шт.	Средняя разовая заправка, п	Площадь АЗС, га
Первый	240	12	2,5	12	50	0,4
Второй	160	8	2,5	8	50	0,35
Третий	80	4	1,75	4	50	0,2
Четвертый	120	6	2,5	6	50	0,3

1.1. СТАЦИОНАРНЫЕ АЗС

1.1.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Представляют собой капитальные сооружения, включающие здания, топливозаправочные колонки, резервуары, технологические трубопроводы, очистные сооружения и различные системы обеспечения технологического процесса. Вариант сооружений АЗС показан на рис. 1.1.

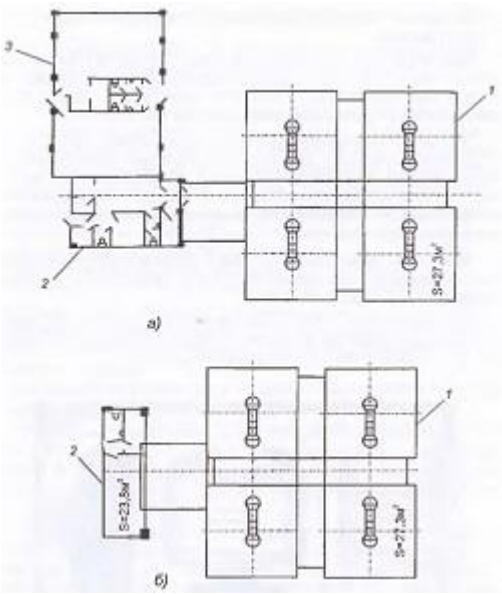


Рис. 1.1. Состав сооружений АЗС: а) 1 - навесная группа; 2 -- производственный блок здания; 3 - сервисный блок здания; б) 1 — навесная группа; 2 - модуль здания полной заводской готовности

Навесная группа включает заправочные островки, информационные колонные светильники, облицовочный комплект колоннады и навесной части, световой фриз в фирменной расколеровке «Заказчика», объемный световой знак «Заказчика», светильники освещения, переходной купол между зданием и навесной группой.
Заправочные островки изготавливают из полированной или шлифованной нержавеющей стали и используют в качестве оснований ТРК, опор колонн, стелл и сервисных постов с целью защиты их от повреждений автотранспортом.

Здание АЗС состоит из одного модуля заводской готовности или производственного и сервисного блоков. Производственный блок включает центральный вход, зону работы оператора, электрощитовую, кладовую, служебный выход, комнату слесаря, комнату администратора, служебный санузел,
санузел для посетителей и комнату охраны. Сервисный блок предназначен для обслуживания.

Здание АЗС оборудуется системами кондиционирования воздуха, тепловой завесы центрального тамбура, теленаблюдения, отопления, освещения и вентиляции, учета электроэнергии и расхода воды, канализации, охранно-пожарной сигнализации, громкой связи, блоками защиты ТРК, и др..

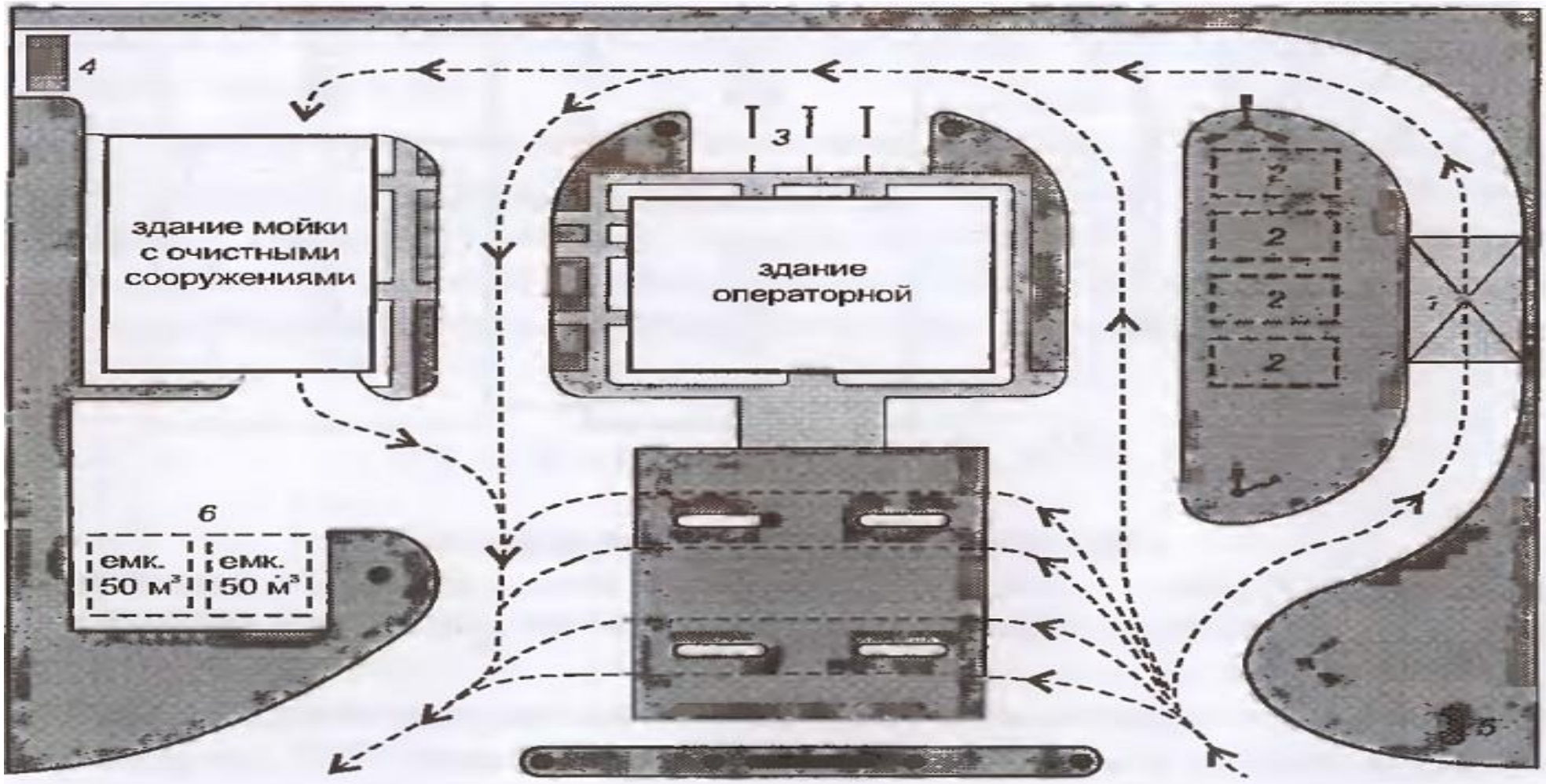
Технологический процесс функционирования стационарной АЗС включает комплекс операций по приему, хранению и выдаче нефтепродуктов. С целью повышения эффективности работы АЗС технологический процесс может быть обеспечен автоматизированными системами по определению количества топлива, контроля герметичности резервуаров, снижению потерь топлива и сохранению его качества.

Количество хранимого на АЗС топлива определяется исходя из средней величины заправки одного автомобиля (50 л), а количество ТРК - из расчета обслуживания 15 автомобилей в час.

Планировка станции может иметь различные решения в зависимости от мощности и количества

отпускаемого топлива и предоставляемых клиентам услуг. Одно из таких решений показано на рис. 1.2.

Рис. 1.2. План автозаправочной станции



1 - площадка под автоцистерну
2 - топливные резервуары
3 - стоянка машин
4 - мусорные баки
5 - стелла
6 - резервуары накопители для очистных сооружений
- фонарный столб
- уличный декоративный светильник
- направление движения транспорта

1.1.2. ТРЕБОВАНИЯ К РАЗМЕЩЕНИЮ АЗС

Для снижения загазованности жилых и производственных зданий АЗС располагается со стороны преобладающего направления ветров. Не допускается размещение на путепроводах, под ними и на плавсредствах.

Планировка должна исключать возможность растекания аварийного пролива топлива на территории АЗС и за ее пределы. На въезде и выезде с территории необходимо иметь пологие повышенные участки высотой не менее 0,2 м или дренажные лотки, отводящие загрязненные нефтепродуктами атмосферные осадки в очистные сооружения. Планировка предусматривает:

• удобный подъезд и стоянку автотехники у колонки во время заправки;

• хороший обзор всей территории из помещения оператора;

• отведение зон под зеленые насаждения;

• санитарно-гигиенические условия для работников станции;

• согласование с общей архитектурной композицией микрорайона.

Расположение обозначается дорожным знаком «АЗС». КАЗС должны устанавливаться на бетонированных площадках, бетонных плитах, в исключительных случаях на асфальтированных площадках, обеспечивающих сбор топлива при его утечке.

Минимальные расстояния АЗС до внешних объектов и между ее сооружениями, принимаются в соответствии с НПБ 111-98*.

Расстояние от края площадки для автоцистерн до наземно-расположенного технологического оборудования, конструкций навесов и технологических шахт подземных резервуаров должно быть не менее 2 м. Для технологических шахт подземных резервуаров, с негорючим материалом указанное расстояние не нормируется.

Ограждение АЗС должно быть продуваемым. Не допускается озеленение территории кустарниками и деревьями, выделяющими при цветении хлопья, волокнистые вещества или опушенные семена. Вблизи посадок сельскохозяйственных культур, по которым возможно распространение пламени, предусматривается наземное покрытие, не распространяющее пламя или вспаханная полоса земли шириной не менее 5 м.

1.1.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ АЗС

Технологическое оборудование АЗС размещается по четырем основным технологическим линиям.

Линия наполнения—комплекс оборудования, с помощью которого обеспечивается наполнение резервуара топливом из автоцистерны. Участок линии, входящий в состав резервуара, состоит из трубопровода Ду 80 с толщиной стенки не менее 4 мм, который с

одной стороны оканчивается на расстоянии не более 100 мм от дна резервуара рассекателем струи топлива, с другой - флан-цем для присоединения трубопровода линии наполнения. Участок, не входящий в состав резервуара, состоит из межблочных трубопроводов приемного и насосного колодцев. В приемном колодце размещены: быстросъемная муфта; фильтр-гидрозатвор, выполняющий функцию огнепреградителя; запорная арматура; штуцер для подсоединения системы испытания на герметичность; пост управления. В насосном колодце помещен насосный агрегат с электродвигателем во взрывобезопасном исполнении по ГОСТ 17494.

Линия выдачи — комплекс оборудования, с помощью которого обеспечивается подача топлива из резервуара к ТРК: трубопровод забора топлива Ду 50 с толщиной стенки не менее 3 мм, оснащенный приемным клапаном для забора топлива на расстоянии не менее 150 мм от дна резервуара; огне-преградитель; запорная арматура в технологическом колодце резервуара и перед ТРК; трубопроводы подачи топлива к ТРК. Участок трубопровода от технологического колодца до ТРК прокладывается в лотках, исключающих выход проливов топлива из него в грунт.

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 испытаниях 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 устанавливают в конце линии, высота установки от поверхности площадки равна 2,5 м. Пропускная способность линии контролируется при помощи манова-куумметра 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 нефтепродукта (при уровне нефтепродукта ниже места его забора линией выдачи) и при механизированной промывке резервуара закрытым способом. Линия обесшламливания состоит из:

• стационарной части, представляющей собой трубопровод Ду 40, с одной стороны оканчивающегося коллектором для пластового забора подтоварной воды, проходящего на расстоянии не более 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

1.1.4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ АЗС

Требования к технологическим трубопроводам АЗС установлены НПБ 111-98*, герметичность и прочность должна соответствовать СНиП 3.05.05, а антикоррозионная защита подземных участков - ГОСТ 6.602. На технологические трубопроводы должна быть составлена Схема трубопроводов с установленной на ней запорной арматурой.

Технологические трубопроводы запрещается прокладывать в общих траншеях с газопроводами, пожарным водопроводом, теплопроводами, а также с кабелями высокого и низкого напряжения.

Фланцевые соединения трубопроводов и оборудования должны быть плотно затянуты на прокладках из бензомаслостойкого материала.

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

Подземные участки коммуникаций должны иметь антикоррозийное покрытие. Наземные участки должны быть окрашены.

Технологические трубопроводы с арматурой, топливораздаточные колонки и сливные рукава должны быть надежно соединены в единую систему заземления.

Одностенные подземные трубопроводы для топлива и его паров следует располагать на глубине не менее 0,4 м в заглубленных лотках, исключающих утечки топлива за их пределы.

При использовании двустенных трубопроводов типа «труба в трубе» с разъемными соединениями, обеспечивающими раздельную герметизацию внутреннего и внешнего трубопроводов, допускается строительство без лотков.

Технологические трубопроводы, расположенные под землей или в свободном пространстве шахт резервуаров и технологических колодцев, должны удовлетворять следующим требованиям:

• соединения фланцев должно осуществляться по принципу «шип-паз»;

• надежность соединений должна соответствовать требованиям эксплуатационных документов;

• соединения должны быть опломбированы и оснащены устройствами, исключающими их саморазъединение;

• запорная и регулирующая арматура, установленная на трубопроводах для легковоспламеняющихся и токсичных нефтепродуктов, независимо от температуры и давления среды, должна быть стальной.

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

На всасывающих трубопроводах топливораздаточных колонок должны устанавливаться обратные клапана для предотвращения перемещения перекачиваемой жидкости в обратном направлении.

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 должна быть нанесена нумерация, соответствующая технологической схеме.

На запорной арматуре (задвижках, кранах), устанавливаемой на трубопроводах, должны быть 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 повышения давления сверх установленного проектом;

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

• следить, чтобы в трубопровод не попадала вода, во избежание его размораживания.

Осмотр трубопроводов должен проводиться ежедневно. Особое внимание должно уделяться состоянию фланцевых и муфтовых соединений.

Течи топлива из трубопровода и отпотины должны немедленно устраняться путем:

• постановки аварийных муфт 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 паро-воздушные трубопроводы необходимо продувать воздухом с целью очистки от отложений, и один раз в пять лет испытывать на герметичность.

Трубопроводы, соединяющие различное оборудование АЗС образуют технологические линии «слива-налива» топлива, деаэрации резервуаров и их зачистки.

1.2. ПЕРЕДВИЖНЫЕ АЗС

1.2.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Являются мобильной технологической системой, установленной на автомобильном шасси, прицепе или полуприцепе, изготовленной как единое заводское изделие. Предназначаются для перевозки и заправки топливом ав-тотранспортных средств в местах сосредоточения автотранспорта, сельскохозяйственной техники в полевых условиях, на туристических автомаршрутах, а также на территории стационарных АЗС в период зачистки и ремонта резервуаров.

Технические характеристики ПАЗС приведены в табл. 1.2.

ПАЗС должна располагаться на специально отведенной площадке, согласованной с административными органами, быть ровной и обеспечивать возможность свободного подъезда автотранспорта для заправки с соблюдением правил пожарной безопасности. Устанавливаются охранная разметка, соответствующие знаки о расположении пожарного водоема, водозаборных колодцев или пожарного гидранта, габаритные знаки навесов, плакаты с обязанностями водителя при заправке автомобиля.

Территория должна быть освещена в соответствии с существующими нормами, особенно места заправки и слива топлива, а также оборудована телефонной и громкоговорящей связью.

Устанавливаются таблички с указанием фамилии дежурного оператора, времени работы и расположения ближайшей АЗС. На каждой колонке должны быть нанесены ее порядковый номер и марка отпускаемого нефтепродукта.

ПАЗС ставится на учет в ГИБДД. На ней наносятся трафареты «Пере-

движная АЗС», «Огнеопасно» и знак классификации груза по ГОСТ 1943388 и «Правилам перевозки опасных грузов в РФ». На внутренней стороне
дверки шкафа помещается табличка с указанием отпускаемых марок нефтепродуктов и технологической схемы заправочного оборудования.

Комплект оборудования ПАЗС:

• специальное оборудование и инструмент;

• одиночный комплект запасных частей;

• мерник образцовый II разряда вместимостью 10 литров;

• два огнетушителя;

• кошма;

• медицинская аптечка;

• средства для сбора и ликвидации проливов разлившегося топлива.

На территории стационарных станций разрешается использовать ПАЗС только в случаях ремонта или зачистки резервуаров.

Специальное оборудование ПАЗС:

• цистерна с наливной горловиной;

• шкаф со счетно-раздаточными устройствами;

• боковые ящики;

• бензоэлектрический агрегат.

Цистерна в большинстве случаев имеет эллиптическую форму. В цистерне установлена заборная труба и сверху приварен штуцер с фланцем для крепления наливной горловины с люком. На цистерне имеются скобы-поручни для доступа водителя-заправщика к горловине.

Наливная горловина цистерны предназначена для заливки горючего и производства монтажных работ внутри цистерны. Диаметр лаза (652 мм) позволяет человеку при необходимости свободно проникать в цистерну. К корпусу люка приварены штуцеры для установки дыхательного клапана и указателя уровня топлива.

Счетно-раздаточные устройства размещены в шкафу каркасного типа сзади цистерны, либо с левой стороны по ходу. В транспортном положении раздаточные рукава с кранами крепятся на боковых стенах шкафа. Шкаф имеет электроосвещение.

В боковых ящиках, устанавливаемых на кронштейнах вдоль цистерны, размещаются инструмент, противопожарный инвентарь и др. Топливо выдается насосом с приводом от автомобиля или электродвигателя. Источником электрической энергии является бензоэлектрический агрегат (рис. 1.3.). Насос может работать и от внешнего источника электроэнергии.

Таблица 1.2.
Технические характеристики передвижных автозаправочных станций

Модель	Шасси	Вместимость цистерны, л	Полная масса, кг
ПАЗС 4612	ЗИЛ 431410	6500	17000
ПАЗС 46121	ЗИЛ 4331	6500	12000
ПАЗС 46123	ЗИЛ 433362	6500	12000
ПАЗС 5617	ЗИЛ 133Д4	11000	17915
ПАЗС 5613	КАМАЗ 53212	10700	18225
ПАЗС 5615	КАМАЗ 43101	7500	15450
ПАЗС 56142	МАЗ 5337	11000	17650
Передвижные автозаправочные станции на полуприцепах			
ПАЗС 9623	МАЗ 64221	30000	44000
ПАЗС 9627	КАМАЗ 5410	17000	19100
ПАЗС 9631	УРАЛ 44202	16000	18500
Передвижные автозаправочные станции на прицепах			
ПАЗС 86332	Тягач ЗИЛ 4314	5700	8040
ПАЗС 8638	Тягач ЗИЛ 4331	8500	11500
ПАЗС 8639	Тягач КАМАЗ 53212	10700	13915

1.2.2. ТИПОВЫЕ ПАЗС

Модель 56142 предназначена для транспортирования, кратковременного хранения и заправки техники топливом с плотностью не более 800 кг/м3. Рас-считана на эксплуатацию в дорожно-климатических условиях базового шасси автомобиля МАЗ-5337.

Техническая характеристика ПАЗС 56142:

• базовое шасси МАЗ-5337;

• колесная формула 4х2;

• вместимость цистерны - 11000 л.;

• полная масса - 17650 кг;

• производительность раздаточного оборудования - 500 л/мин.

Модель 46121 предназначена для транспортировки и заправки светлыми нефтепродуктами плотностью не более 800 кг/м3 и рассчитана на эксплуатацию при температуре воздуха от - 40 до +50°С.

Техническая характеристика ПАЗС 46121:

• базовое шасси ЗИЛ-4331 (дизель);

• колесная формула 4х2;

• вместимость цистерны - 6500 л.;

• полная масса - 10700 кг;

• производительность раздаточного оборудования - 50 л/мин.

Технологическое оборудование ПАЗС с приводом насоса от двигателя базового автомобиля (рис. 1.4) обеспечивает выполнение следующих операций (табл. 1.3):

• наполнение цистерны топливом;

• выдачу топлива из цистерны собственным и посторонним насосом;

• слив топлива из цистерны самотеком;

• перекачку топлива из одного резервуара в другой, минуя собственную цистерну;

• заправку автомобилей фильтрованным топливом;

• откачку топлива из раздаточных и заборных рукавов.

Водитель-оператор ПАЗС должен знать работу технологического оборудования.установленного на полуприцепах-цистернах и прицепах-цистернах для правильной их эксплуатации. Выдача топлива и заправка автомобилей проводится в соответствии с правилами технической эксплуатации транс-портно-заправочного средства

через топливораздагочные колонки. Водитель-оператор обязан следить за исправностью и нормальной работой колонок, требовать от водителей заправляемой техники выполнения правил безопасности, периодически определять погрешность колонок с отметкой в сменном отчете.

Передвижные заправочные станции эксплуатируют в соответствии с инструкцией, разработанной на основании следующих документов:

• инструкции по эксплуатации автомобиля, прицепа, полуприцепа;

■ инструкции по технике безопасности и пожарной безопасности для водителей-заправщиков;

• правил технической эксплуатации;

• правил технической эксплуатации электроустановок потребителей;

■ правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

Станция эксплуатируется в составе автопоезда и отдельно. Запрещается работа при неисправном автомобиле или прицепе, а также использование ПАЗС как транспортного средства для перевозки топлива.

Лицо, ответственное за эксплуатацию, назначается приказом по предприятию, за которым закреплена ПАЗС.

Таблица 1.3.
Технологические операции ПАЗС

	Номер элемента на схеме											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	А	Б
Наполнение цистерны:												
своим насосом	+	+									+	
посторонним насосом		+						+				
Опорожнение цистерны:												
своим насосом, минуя фильтр						+	+	+			+	
своим насосом через фильтр			+	+	+			+				
посторонним насосом		+						+			+	
самотеком									+			
Перекачка, минуя цистерну		+									+	+
Откачка топлива из раздаточных рукавов		+		+	+					+		

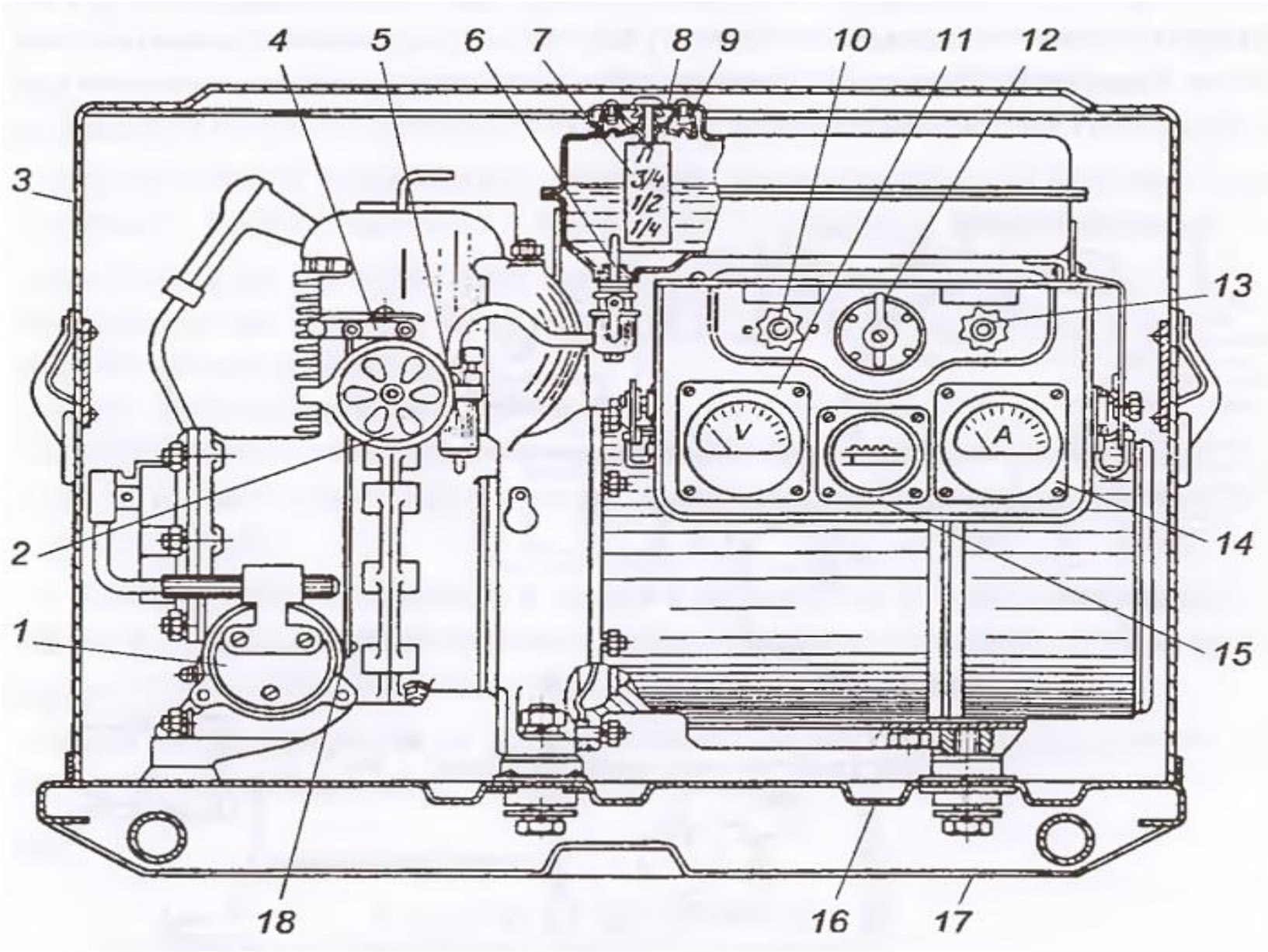

4
5
6
7
8
9
10
11
12
3
13
2
14
1
15
18
16
17
V
A

Рис. 1.3. Бензоэлектрический агрегат (разрез по кожуху):
1 - регулятор оборотов; 2 - воздухофильтр; 3 - кожух; 4 - рычаг дросселя; 5 - карбюратор; 6 - проходной клапан; 7 - стакан; 8 - пробка горловины; 9 - горловина; 10- кнопка возбуждения; 11 - вольтметр; 12 - выключатель нагрузки; 13 - ручка регулирования напряжения; 14- амперметр; 15- частотомер; 16- планка; 17 -каркас; 18 - тяга дросселя

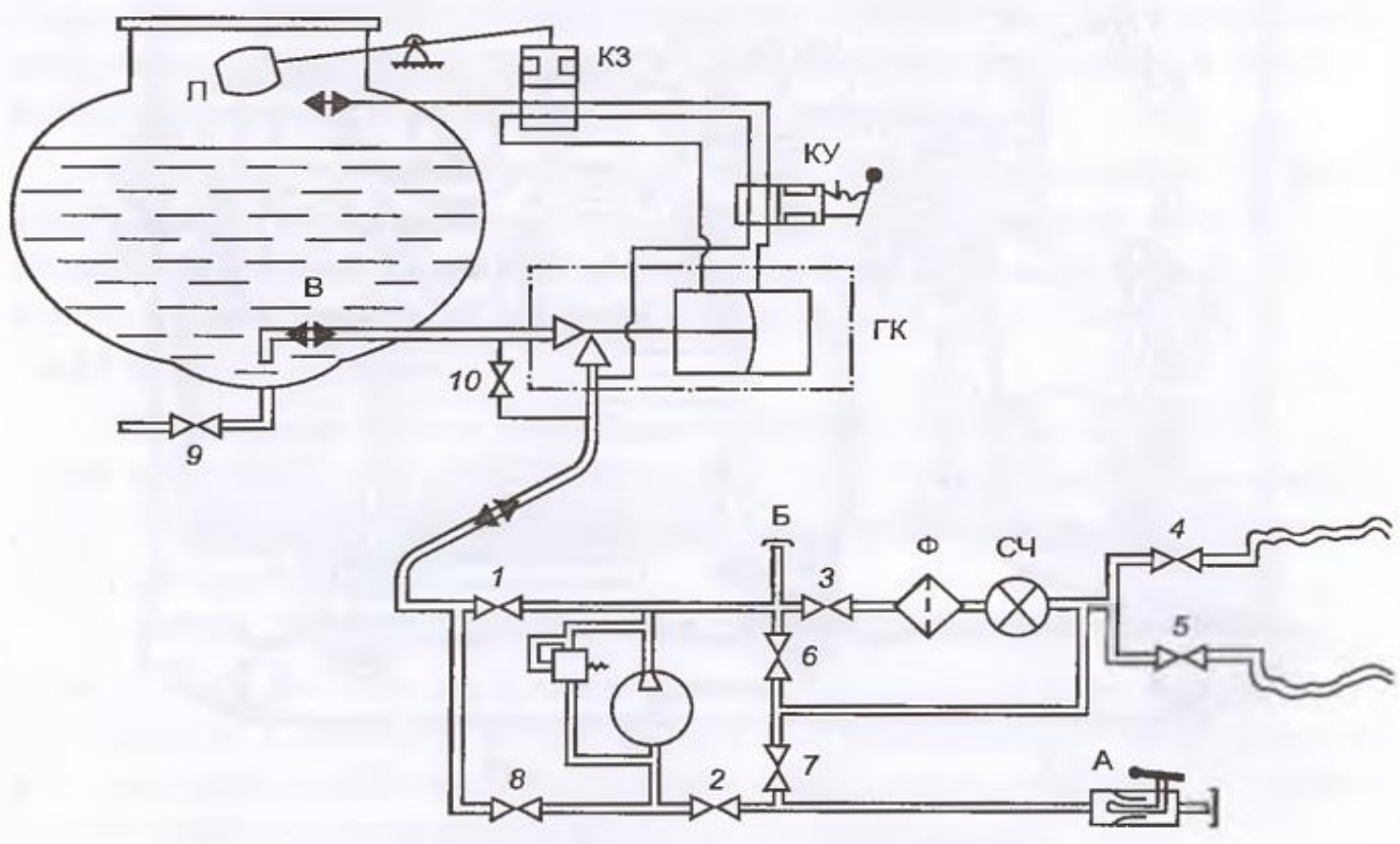


Рис. 1.4. Технологическая схема ПАЗС:
1-9 - задвижки; 10 - вентиль; А напорно-всасывающий патрубок; Б - напорный патрубок; В - трубопровод для наполнения и опорожнения; ГК - гидроклапан; П - поплавок; КЗ - клапан золотниковый; КУ - кран управления; Ф - фильтр;
СЧ - счетчик

1.3. КОНТЕЙНЕРНЫЕ АЗС

1.3.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

КАЗС изготавливаются в заводских условиях в соответствии с установленной технической документацией. Станции повышенной заводской готовности называются модульными. Внутренняя планировка контейнера управления такой станции показана на

рис. 1.5.

Типовая контейнерная станция на два поста включает:

• контейнер хранения, оборудованный двумя топливораздаточными колонками;

• контейнер управления, оборудованный бытовым помещением и санузлом, имеет систему обогрева воздуха;

• контейнер-магазин.

Конструкция контейнерной автозаправочной станции предусматривает подключение ее к сетям водоснабжения и канализации.

Техническая характеристика:

• максимальная пропускная способность - 250 автомобилей в сутки;

• количество резервуаров - 2 шт.;

• вместимость резервуаров - от 8 до 11,5 м3;

• количество заправочных постов — 2;

• занимаемая площадь (с подъездами) — 390 м2;

• степень огнестойкости контейнера управления — 2;

• степень огнестойкости модуля хранения топлива - 1.

В контейнере управления расположен силовой электрошкаф, контроллер управления топливораздаточными колонками, санузел, бытовое помещение, встроенный сейф. Контейнер обогревается масляными радиаторами и оборудован принудительной вентиляцией.

Конструкция контейнера управления позволяет пристыковать к нему складской, бытовой и торговый контейнеры.

Контейнер хранения состоит из двух резервуаров, расположенных в герметичной ванне, предохраняющей от случайного пролива топлива в грунт, перекачивающего устройства для заполнения топливом и двух раздаточных колонок. Перекачивающее устройство и ТРК расположены в запирающемся отсеке модуля.

Несколько модулей хранения топлива могут быть соединены в батарею для увеличения пропускной способности станции и видов реализуемого топлива.

ТРК должны располагаться с учетом обеспечения свободного доступа для их

технического обслуживания, управления и обзора информации от-счетного устройства с расстояния до 4 м при освещенности площадки по действующим нормам.

Ведомственные КАЗС могут быть без модуля операторной. В этом случае операторы могут размещаться в помещениях организации, на территории которой располагается станция.

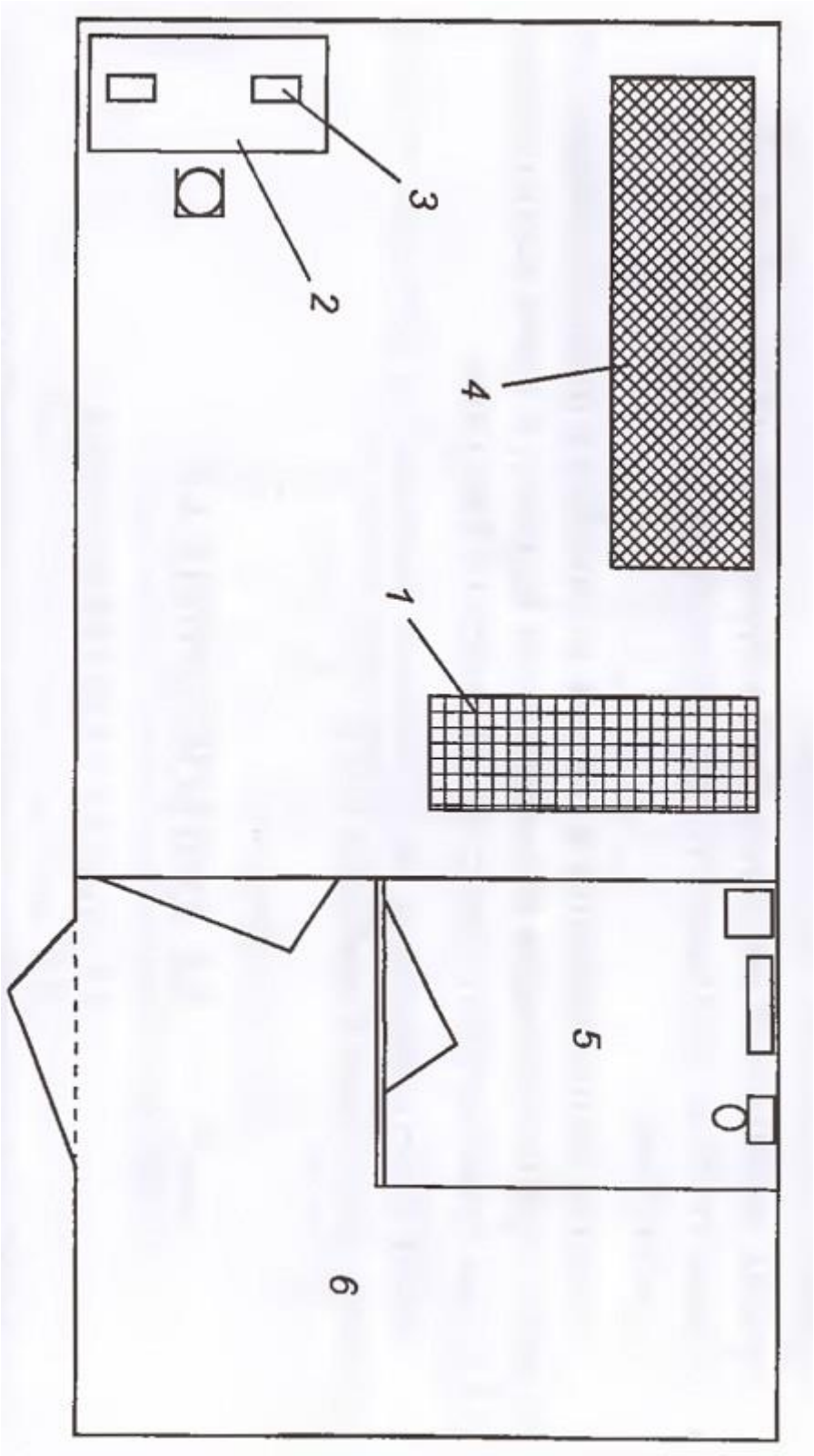


Рис. 1.5. Внутренняя планировка контейнера управления КАЗС:
1 - шкаф силовой; 2 - стол рабочий; 3 - контроллер управления; 4 - топчан; 5 - санузел; б - бытовое помещение

1.3.2. ТИПОВЫЕ АЗС

КАЗС «КАЗС-2М» (Россия)

Станция состоит из:

• контейнера управления с пультами управления ТРК, электрошкафом, местом для отдыха и санузлом;

• контейнера хранения топлива с двумя резервуарами по 8,6 м3, в котором размещены четыре топливораздаточные колонки, перекачивающее устройство и фермы с подвесными раздаточными устройствами.

Управление заправкой дистанционное.

Техническая характеристика станции:

- максимальная пропускная способность — 500 авт./сут.;

- общая вместимость резервуаров - 17,2м3;

- количество заправочных постов - 4;

- отопление контейнера управления - электрическое;

- масса контейнера управления - 6450кг;

- масса контейнера хранения - 6550 кг;

- площадь КАЗС с подъездами - 390 м2.

«МАЗС» (Россия)

Состоит из одного, двух или трех модульных автозаправочных блок-пунктов с дополнительным блок-резервуаром и операторной контейнерного типа.

Может располагаться на площадках в зависимости от гидрогеологических условий (скальные грунты, высокий уровень грунтовых вод и др.).

Резервуары заполняются насосом автоцистерны. Дыхательное устройство - клапан СМДК-50.

Вместимость резервуаров:

- блок-пункта модульного - 14м3;

- блок-резервуара - 15 м*.

Масса:

- блок-пункта модульного - 4190 кг;

- блок-резервуара — 2670 кг;

- операторной - 2900 кг.

«Паритет-К» (Россия)

Состоит из двух блоков полной заводской готовности: контейнера хранения топлива и приемного колодца. В технологическом отсеке контейнера хранения топлива установлено оборудование для перекачки топлива и аварийного опорожнения резервуара.

Могут применяться любые топливораздаточные колонки, разрешенные к эксплуатации на территории России и имеющие сертификат соответствия.
Для перекачки топлива используются центробежные насосы с электроприводом, для работы во взрывоопасной зоне.
Герметичность двухстенных резервуаров контролируется по рабочему уровню жидкости в межстенном пространстве. Для предотвращения образования пустот в межстенном пространстве при изменении температуры окружающей среды установлен расширительный бачок, оборудованный датчиком уровня жидкости. Воздушное пространство бачка сообщается с атмосферой через огневой предохранитель.

Для доступа к арматуре, на горловине резервуара, контейнер хранения топлива оборудован лестницей и площадкой с продуваемым настилом, обеспечивающим безопасную работу персонала.

Приемный колодец подключается к насосному оборудованию контейнера хранения топлива при помощи двухстенного трубопровода.

«KONEHITSAUS» (Финляндия)

В контейнере находятся от одного до четырех резервуаров в зависимости от количества видов топлива. Суммарная вместимость резервуаров от 10 до 25 м\ Каркас контейнера изготовлен из труб. Стены и крыша изготовлены из стального профильного листа с пластиковым покрытием, что обеспечивает защиту от коррозии. Крыша двухскатная или плоская. С торцевой стороны контейнера предусмотрена дверь для прохода при проверке технического состояния резервуаров и замере уровня топлива.
Топливные резервуары изготовлены из стального листа и теплоизолированы. Для удобства зачистки они оснащены внутри специальными лестницами. К. каждому резервуару подсоединена топливораздаточная колонка с раздаточным рукавом и краном. Колонки устанавливаются на основание контейнера под навесом.
Перевозка контейнера к месту установки осуществляется при помощи трейлера.
Фирма выпускает также станции с резервуарами, вместимостью 50 м3 (две камеры на 20 и 30 м3). Станция укомплектована двумя топливораздаточными колонками типа SU-8500 ST, установленными на одной раме с резервуаром хранения топлива. Колонки управляются микропроцессором, а топливо отпускается по картам.

В приемном отсеке размещены сливные патрубки с муфтами и сливной насос с фильтром и электродвигателем.

ГЛАВА 2

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТЫ АЗС

2.1. ИНФОРМАЦИЯ И ДОКУМЕНТАЦИЯ НА АЗС

При осуществлении контроля и надзора проверяется наличие на АЗС следующей информации:

• организационно-правовая форма и форма собственности организации;

• наименование организации (ФИО индивидуального предпринимателя);

• номер (при наличии) или наименование данной АЗС;

• место нахождения (адрес) и контактный телефон организации;

• перечень реализуемой продукции с указанием розничных цен и оказываемых услуг, включая услуги по заправке автотранспортных средств работниками АЗС. Розничные цены и стоимость оказываемых услуг утверждаются руководителем организации;

• режим или особые условия работы;

• фамилии, имена, отчества работающих операторов или смен операторов;

• ответственные за пожарную безопасность, охрану труда;

• указатели организации движения автотранспорта по территории АЗС;

• информация об особенностях работы с отдельными типами ТРК и МРК;

• информация об обязанностях водителей при заправке автотранспорта и правилах поведения при нахождении на территории АЗС;

• порядок очередности при обслуживании автотранспорта.

Допускается нанесение фирменных знаков, символов, логотипов на зданиях, сооружениях, конструкциях АЗС, установка флагштоков с фирменными вымпелами, флагами организации. Нанесенные фирменные знаки, символы и т.д., установленные флагштоки с вымпелами, флагами не должны нарушать условий безопасности эксплуатации АЗС.

Вся информация должна быть хорошо различима и читаема. Информация выполняется на русском языке. По усмотрению руководства АЗС информация может быть выполнена дополнительно на языках национального или межгосударственного общения.

При осуществлении контроля и надзора проверяется наличие на АЗС следующей документации:

• документ о регистрации в качестве юридического лица или индивидуального предпринимателя;

• лицензия на осуществление данного вида деятельности или заверенная копия;

• паспорт АЗС (приложение 8) с технологической и электрической схемами, схемами молниезащиты и заземления;

• Правила технической эксплуатации АЗС РД 153-39.2-080-01;

• паспорта на резервуары (приложение 9);

• формуляры (паспорта), руководства по эксплуатации на топливо- и маслораздаточные колонки, журналы учета работы ТРК (МРК) (приложение 10);

• градуировочные таблицы на резервуары;

• план и порядок действий персонала АЗС при возникновении и ликвидации возможных аварийных и чрезвычайных ситуаций, согласованный с компетентными организациями в установленном порядке;

• инструкции по:

- охране труда работников АЗС при выполнении всех технологических операций, при выполнении работ по обслуживанию и ремонту технического и технологического оборудования;

- пожарной безопасности;

- по эксплуатации очистных сооружений;

• паспорта технического и технологического оборудования: систем вентиляции и кондиционирования воздуха, водоснабжения, отопления, электродвигателей, насосов и т.д.;

• инструкции работников АЗС по исполнению функциональных обязанностей;

• журнал учета поступивших нефтепродуктов (приложение 12);

• журнал учета ремонта технического и технологического оборудования (приложение 13);

• сменный отчет (в соответствии с действующей документацией);

• график поверки на все средства измерения (СИ) и свидетельства или документы, подтверждающие факт выполнения поверки СИ;

• книга жалоб и предложений;

• утвержденный прейскурант цен на товары и услуги;

• паспорта (сертификаты) качества на товары;

• документация о выполнении всех видов проверок и испытаний электрического оборудования АЗС;

• приказы руководства организации о назначении лиц, ответственных за эксплуатацию АЗС, эксплуатацию электрооборудования, метрологическое обеспечение;

• документы о регистрации контрольно-кассовых машин в налоговых органах.

По решению владельца АЗС допускается ведение на АЗС дополнительной документации по учету товарно-материальных ценностей и эксплуатации АЗС.

Вся документация ведется на русском языке.

При осуществлении контроля и надзора проверяется наличие на ПАЗС следующей документации:

• лицензии на осуществляемые виды деятельности либо их копии, заверенные в установленном порядке;

• паспорт и протокол поверки цистерн ПАЗС;

• свидетельства о регистрации транспортного средства;

• документ, подтверждающий поверку госповерителем топливораздаточного агрегата (формуляр);

• инструкция водителя-оператора;

• инструкции по охране труда и пожарной безопасности для водителей-операторов;

• накладная на получение реализуемого нефтепродукта, оформленная в установленном порядке;

• паспорт качества и сертификаты соответствия на реализуемые нефтепродукты;

• книга жалоб и предложений;

• документы, подтверждающие регистрацию ККМ в налоговых органах.

2.2.

ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ РАБОТЫ АЗС

Деятельность по содержанию и эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций осуществляется юридическими лицами независимо от их организационно-правовой формы, а также физическими лицами, ведущими предпринимательскую деятельность без образования юридического лица (индивидуальными предпринимателями), на основании лицензии.

Лицензирование в Российской Федерации осуществляется на основании:

• Федерального закона от 08.08.2001 г. №128-ФЗ «О лицензировании отдельных видов

деятельности»

• постановления Правительства РФ №135 от 11.02.02 г. «О лицензировании отдельных видов деятельности»

• постановления Правительства Российской Федерации от 28 августа 2002 г. № 637 «О лицензировании деятельности в области эксплуатации электрических и тепловых сетей, транспортировки, хранения, переработки и реализации нефти, газа и продуктов их переработки».

Постановлением Правительства №637 среди прочих были утверждены:

• «Положение о лицензировании деятельности по транспортировке по магистральным трубопроводам нефти, газа и продуктов их переработки»;

• «Положение о лицензировании деятельности по хранению нефти, газа и продуктов их переработки»;

• «Положение о лицензировании деятельности по переработке нефти, газа и продуктов их переработки»;

• «Положение о лицензировании деятельности по реализации нефти, газа и продуктов их переработки».

Деятельность по реализации нефти, газа и продуктов их переработки исключена из видов, подлежащих лицензированию, Федеральным законом от 09.12.2002г. №164-ФЗ «О внесении изменения в статью 17 Федерального закона «О лицензировании отдельных видов деятельности».

Лицензии на осуществление деятельности по хранению нефти и продуктов ее переработки, а также на эксплуатацию автозаправочных станций, выданные в установленном порядке до принятия постановления №637, действуют до окончания указанного срока. В связи с принятием данного постановления утратили силу:

• Постановление Правительства Российской Федерации от 3 апреля 1996 г. № 394 «Об утверждении Положения о лицензировании деятельности по хранению нефти и продуктов ее переработки»;

• Постановление Правительства Российской Федерации от 5 апреля 2001 г. №266 « Об утверждении Положения о лицензировании деятельности по эксплуатации автозаправочных станций».

Деятельность по хранению нефти и продуктов ее переработки включает в себя налив, хранение, слив и внутрискладские операции (приемка, закачка и отбор).

Лицензирование деятельности по хранению нефти, газа и продуктов их переработки осуществляется Министерством энергетики Российской Федерации (далее именуется - лицензирующий орган).

Лицензионными требованиями и условиями при осуществлении деятельности по хранению нефти , газа и продуктов их переработки являются:

• соблюдение требований нормативных правовых актов Российской Федерации и нормативных технических документов, устанавливающих правила хранения нефти, газа и продуктов их переработки;

• подтвержденное документами наличие у лицензиата принадлежащих ему на праве собственности или на ином законном основании производственных помещений и сооружений, соответствующих техническим нормам и требованиям эксплуатации технологического оборудования и инвентаря;

• наличие у лицензиата работников, имеющих высшее или среднее профессиональное техническое образование либо иное высшее или среднее профессиональное образование, при условии прохождения ими переподготовки с целью осуществления лицензируемой деятельности, а также специалистов, прошедших специальную подготовку в установленном порядке;

• наличие в штате лицензиата лица, имеющего соответствующую квалификацию и ответственного за обеспечение безопасности хранения нефти, газа и продуктов их переработки;

• наличие актов о приемке в эксплуатацию объектов по хранению нефти, газа и продуктов их переработки;

• наличие и содержание в работоспособном состоянии средств противопожарной защиты (пожарной сигнализации и пожаротушения), противопожарного водоснабжения и расчетного запаса специальных огнетушащих средств, необходимых для ликвидации пожара.

Для получения лицензии соискатель лицензии представляет в лицензирующий орган следующие документы:

а) заявление о предоставлении лицензии с указанием:

• наименования, организационно-правовой формы, места нахождения -для юридического лица;

• фамилии, имени, отчества, места жительства, данных документа, удостоверяющего личность, - для индивидуального предпринимателя;

• лицензируемой деятельности;

б) копии учредительных документов и копия свидетельства о государственной регистрации соискателя лицензии в качестве юридического лица; копия свидетельства о государственной регистрации соискателя лицензии в качестве индивидуального предпринимателя;

в) копию свидетельства о постановке соискателя лицензии на учет в налоговом органе;

г) копии документов, подтверждающих соответствующую установленным требованиям квалификацию должностного лица, ответственного за безопасность хранения нефти, газа

и продуктов их переработки;

д) копии документов, подтверждающих квалификацию работников соискателя лицензии;

е) документ, подтверждающий уплату лицензионного сбора за рассмотрение лицензирующим органом заявления о предоставлении лицензии.

Если копии документов, предусмотренных подпунктами «б» и «в» настоящего пункта, не заверены нотариусом, они представляются с предъявлением оригинала.

Требовать от соискателя лицензии представления иных документов не допускается.

За предоставление недостоверных сведений соискатель лицензии несет отвегственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Лицензирующий орган принимает решение о предоставлении или об отказе в предоставлении лицензии в срок, не превышающий 60 дней с даты получения заявления со всеми необходимыми документами. Соответствующее решение оформляется приказом руководителя лицензирующего органа.

Лицензирующий орган при проведении лицензирования имеет право проводить проверки соответствия соискателя лицензии лицензионным требованиям и условиям.

Лицензия на осуществление деятельности по хранению нефти, газа и продуктов их переработки предоставляется на 5 лет

Срок действия лицензии может быть продлен по заявлению лицензиата в порядке, предусмотренном для переоформления лицензии.

Лицензирующий орган ведет реестр лицензий, в котором указываются:

а) наименование лицензирующего органа;

б) лицензируемая деятельность;

в) сведения о лицензиате:

- наименование, организационно-правовая форма, место нахождения (с указанием мест нахождения территориально-обособленных подразделений, осуществляемых лицензируемую деятельность) - для юридического лица;

- фамилия, имя, отчество, место жительства, данные документа, удостоверяющего личность, - для индивидуального предпринимателя;

- код лицензиата по Общероссийскому классификатору предприятий и организаций и идентификационный номер налогоплательщика;

г) адреса сооружений, используемых для осуществления лицензируемой деятельности;

д) дата принятия решения о предоставлении лицензии;

е) номер лицензии;

ж) срок действия лицензии;

з) сведения о регистрации лицензии в реестре лицензий;

и) сведения о продлении и переоформлении лицензии;

к) основания и даты приостановления и возобновления лицензии; л) основания и дата анулирования лицензии.

Следует знать, что информация, содержащаяся в реестре лицензий, является открытой и предоставляется юридическим и физическим лицам на платной основе в виде выписок о конкретных лицензиатах. Выписка выдается в течение 3 дней с даты подачи соответствующего заявления с приложением документа, подтверждающего оплату ее получения.

Органам государственной власти и органам местного самоуправления информация из реестра лицензий предоставляется бесплатно.

Должностные лица лицензирующего органа несут ответственность за нарушение или ненадлежащее исполнение установленного порядка лицензирования в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Контроль за соблюдением лицензиатом лицензионных требований и условий осуществляется путем проведения лицензирующим органом про-верки на основании распоряжения (приказа) его руководителя, в котором указываются:

а) фамилия, имя, отчество и должность лица (лиц), уполномоченного осуществлять проверку;

б) цели, задачи и предмет проверки;

в) даты начала и окончания проверки.

Продолжительность проверки не должна превышать 1 месяц.

Плановая проверка проводится лицензирующим органом не чаще 1 раза в 2 года.

Лицензирующие органы осуществляют контроль за рациональным и безопасным использованием организациями и индивидуальными предпринимателями нефти и нефтепродуктов, сохранением их качества с целью предотвращения аварий, нарушения экологии, угрозы человеческих жертв и повреждений, а также эффективного использования энергетических ресурсов.

Обследования для осуществления указанного контроля производятся с целью:

• проверки соблюдения соискателем соответствующей лицензии требований и условий, установленных для осуществления деятельности, указанной в лицензии, и выдачи

заключений для получения лицензий в соответствии с порядком, установленным действующим законодательством;

• проверки выявления нарушений лицензиатом лицензионных требований и условий, которые могут повлечь за собой нанесение ущерба правам, законным интересам, нравственности и здоровью граждан, а также обороне страны и безопасности государства;

• осуществления энергетического надзора в области добычи, переработки, транспортировки, учета, хранения, реализации и потребления нефти и нефтепродуктов.

При проведении проверок на АЗС деятельности по хранению нефти и продуктов ее переработки и выдаче соответствующих заключений, государственные надзорные и контрольные органы инспекции проверяют соответствие требованиям действующих правил технической эксплуатации.

Основными направлениями проверок является выявление следующих нарушений:

1. Использование моторного топлива, непредназначенного для работы автотракторной техники;

2. Использование горюче-смазочных материалов и других нефтепродуктов в нарушение государственных стандартов, технических условий, а также нормативных документов по эксплуатации топливоиспользующей техники и оборудования;

3. Сверхнормативные потери при хранении, транспортировке, приеме и отпуске нефтепродуктов;

4. Перерасход горюче-смазочных материалов сверх установленных норм в технологических процессах, при эксплуатации топливоиспользующей техники и оборудования;

5 Потери нефтепродуктов из-за неудовлетворительного технического состояния и обслуживания трубопроводного транспорта, автотракторной техники, резервуарных парков и других сооружений;

6. Потери в результате неполного слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн, танкеров и других средств транспортировки;

7. Необоснованное использование жидкого резервного топлива вместо основного при эксплуатации топливопотребляющих объектов, техники и оборудования;

8. Потери от неудовлетворительного состояния измерительных средств и приборов, нарушений в ведении учета нефти, нефтяного сырья и нефтепродуктов;

9. Потери из-за нерационального использования отработанных нефтепродуктов и нарушений установленного порядка их сбора и сдачи;

10. Потери из-за снижения качества нефти и нефтепродуктов в результате их смешения, загрязнения, обводнения, аварий и т.д.;

11. Потери нефтепродуктов или ухудшение их качества из-за невыполнения условий лицензирования деятельности.

Внеплановая проверка проводится для подтверждения устранения лицензиатом выявленных при проведении плановой проверки нарушений лицензионных требований и условий.

По результатам проверки составляется акт с указанием конкретных нарушений и срока их устранения. Акт составляется по установленной лицензирующим органом форме в 2-х экземплярах, один из которых вручается лицензиату. К акту при необходимости прилагаются копии документов, подтверждающих наличие выявленных нарушений.

Если лицензиат не согласен с результатами проверки, он имеет право отразить в акте свое мнение. В случае отказа лицензиата от ознакомления с результатами проверки должностное лицо (лица) фиксирует этот факт в акте и заверяет его своей печатью.

Содержание акта доводится до сведения руководителя проверяемой организации, который его подписывает. В случае отказа от подписи в акте делается соответствующая запись, подтверждаемая руководителем проверки.

Акт проверки передается проверяемой организации, копии акта — государственным надзорным и контрольным органам, проводившим проверку, а также при необходимости соответствующему органу исполнительной власти, представителям организаций, участвовавшим в проверке, и в Минэнерго

Лицензиат обязан проинформировать (в письменной форме) лицензирующий орган об устранении выявленных нарушений.

Лицензиат обязан проинформировать (в письменной форме) в 15-ти дневный срок лицензирующий орган об изменении места своего нахождения, а также мест нахождения территориально обособленных подразделений, осуществляющих лицензируемую деятельность.

В случае если лицензируемый вид деятельности осуществляется на нескольких территориально обособленных объектах, лицензиату одновременно с лицензией выдаются ее заверенные копии с указанием местоположения каждого объекта. Копии лицензий регистрируются в установленном порядке.

При ликвидации юридического лица или прекращении действия свидетельства о государственной регистрации индивидуального предпринимателя выданная лицензия теряет юридическую силу.

2.3.

ОРГАНИЗАЦИЯ УЧЕТА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА АЗС

2.3.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

Учет количества нефтепродуктов на АЗС осуществляется в соответствии с действующей нормативной документацией по учету нефтепродуктов на АЗС. Приказом (распоряжением) по организации для обеспечения учета нефтепродуктов на АЗС определяются:

порядок (система) организации учета нефтепродуктов;

• материально-ответственные лица из числа персонала АЗС;

• лица, осуществляющие контроль за организацией, порядком и правильностью осуществления учета нефтепродуктов;

• состав инвентаризационной комиссии;

• периодичность проведения инвентаризации и порядок предоставления результатов;

• порядок учета нефтепродуктов, находящихся в технологических трубопроводах.

Учет нефтепродуктов на АЗС осуществляется по:

• наличию в резервуарах (учитывается количество нефтепродуктов по каждому резервуару и суммарно по нефтпродуктам каждой марки);

• результатам отпуска через топливо-, маслораздаточные колонки;

• наличию в технологических трубопроводах;

• документам, отражающим движение нефтепродуктов и иных товаров.

Учет фасованных нефтепродуктов осуществляется по фактическому наличию.

Наименование основных операций по учету нефтепродуктов приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1
Основные операции по учету нефтепродуктов

Наименование операции	Периодичность проведения	Руководящие документы
1	2	3
Измерение уровня нефтепродуктов в резервуарах	При приеме нефтепродуктов (до и после слива). При проведении технологических перекачек из одного резервуара в другой. При приеме (сдаче) смены. Перед проведением	Инструкция о порядке поступления, хранения и учета нефти и нефтепродуктов на нефтебазах и автозаправочных станциях системы Госкомнефтепродукта СССР. Утверждены Зам. Председателя Госкомнефтепродукта СССР 15.08.1985г. Правила технической эксплуатации стационарных, контейнерных и передвижных автозаправочных станций. Введены в действие приказом Главного управления по госпоставкам и коммерческой

	закачки резер-вуара	деятельности ГП "Роснефть" от 24.12 1993г.
Измерение плотности нефтепродукта	При приеме нефтепродуктов	ГОСТ 3900-85
Измерение температуры нефтепродукта	При приеме нефтепродуктов. При приеме (сдаче) смены	ГОСТ 3900-85
Отбор проб из автоцистерны	При приеме нефтепродуктов	ГОСТ 2517-85
Измерение уровня подтоварной воды	При приеме нефтепродуктов. При приеме (сдаче) смены	Инструкция о порядке поступления, хранения и учета нефти и нефтепродуктов на нефтебазах и автозаправочных станциях системы Госкомнефтепродукта СССР. Утверждены Зам. Председателя Госкомнефтепродукта СССР 15.08.1985г.
Проверка по-грешности ТРК с помощью образцового мерника **II** разряда	При приеме (сдаче) смены	Инструкция о порядке поступления, хранения и учета нефти и нефтепродуктов на нефтебазах и автозаправочных станциях системы Госкомнефтепродукта СССР. Утверждены Зам. Председателя Госкомнефтепродукта СССР 15.08.1985 г. (п. 6.16), ГОСТ 8.400-80, МИ 1864-88
Снятие сум-марных показаний всех топливораздаточных колонок	При приеме (сдаче) смены	Инструкция о порядке поступления, хранения и учета нефти и нефтепродуктов на нефтебазах и автозаправочных станциях системы Госкомнефтепродукта СССР. Утверждены Зам. Председателя Госкомнефтепродукта СССР 15.08.1985г.
Оформление документации	При приеме нефтепродуктов (до и после слива). При приеме (сдаче) смены. Перед	Инструкция о порядке поступления, хранения и учета нефти и нефтепродуктов на нефтебазах и автозаправочных станциях системы Госкомнефтепродукта СССР. Утверждены Зам. Председателя

	проведением зачистки резервуара	Госкомнефтепродукта СССР 15.08.1985г.

2.3.2.

ПОРЯДОК ПЕРЕДАЧИ СМЕНЫ НА АЗС

Для осуществления учета нефтепродуктов при приеме и передаче смены определяется следующий порядок действий операторов :

• снятие показаний суммарного счетчика всех топливораздаточных колонок и определение на их основе объема нефтепродуктов, реализованных потребителю за смену;

• измерение температуры, общего уровня нефтепродуктов и уровня подтоварной воды в каждом резервуаре;

• определение по результатам измерений объема нефтепродукта, находящегося в каждом из резервуаров АЗС;

• определение количества расфасованных в тару нефтепродуктов и других товаров;

• передача по смене остатков денег, талонов и иных материальных ценностей.

Пример сменного отчета, составляемого по окончании каждой смены, приведен на рис. 2.1.

В графе 4 отчета приводят данные об остатках нефтепродуктов на начало смены, показанные в графе 15 отчета предыдущей смены.

В графе. 5 показывают количество поступивших за смену нефтепродуктов, расшифровка которых приводится в графах 1-9 на оборотной стороне отчета.

В графах 6-10 на основании счетных механизмов топливораздаточных колонок определяют количество отпущенных нефтепродуктов. Количество, показанное в графе 10, должно быть расшифровано в графах 10-17 оборотной стороны отчета.

Примечание. В графе 11 оборотной стороны сменного отчета показывают количество отпущенных нефтепродуктов по единым талонам за минусом количества нефтепродуктов, по талонам, выданным водителям в порядке «Сдачи». Нефтепродукты по этим талонам (в литрах) показывают справочно в графе 18.

На основании произведенных измерений остатка нефтепродуктов в резервуарах, а также проверки остатков других товаров определяют фактический остаток нефтепродуктов на конец смены, который отражают в графе 15 отчета.

В графе 16 показывают расчетный остаток нефтепродуктов на конец смены, определяемый как разница между итогом данных по графам 4 и 5 и данными по графе 10.

В графах 17 и 18 приводят результат работы операторов, сдающих смену, - излишек или недостача (разница между данными 15 и 16).

СМЕННЫЙ ОТЧЕТ АЗС №2 ЗАО «Эрго»

СМЕННЫЙ ОТЧЕТ АЗС №2 ЗАО «Эрго»

"__" _____ 200__ г.

Ст. Оператор Семенова Л.И.

Оператор Орлова Л.П.

Смена с 8[00] до 20[00] ч

Нефтепродукты	Код	Единица измерения	Остаток на начало смены	Поступило за смену	Показания счетных механизмов					Остаток на конец смены						Результат		Погрешн. ТРК	
					№ ТРК	№ расчетного крана	На конец смены	На начало смены	Расход (гр.8–гр.9)	Номер резервуара	Общий уровень, мм	Уровень воды, мм	Уровень нефтепродукта, (гр.12–гр.13), мм	Фактический остаток, л	Расчетный (книжный) остаток (гр.4+гр.5–гр.10)	Излишки (гр.15–гр.16),	Недостача (гр.16–гр.15), л	%	л
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
АИ-95	ОКП 0251120800	л	2460	9950	3	2	3490	1990	1500	1	2305	–	2305	2510	2501	9	-	–0,29	–3,7

Оборотная сторона

Расшифровка поступления									Расшифровка реализации							
Нефтепродукты, товары	Код	Поставщик		Номер документа	Количество			Температура нефтепродукта в резервуаре, °С	Вид топлива	По разделительной ведомости	По кредитным картам	За наличный расчет			Всего	
		Наименование	Код		Объем, л	Плотность, кг/м³	Масса, т					Кол-во, л	Цена за литр, руб	Сумма, руб	Колонка, л	Сумма, руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
АИ-95	ОКП 0251120 800	Мос НПЗ		ТНП №92 от 1/9/2003	9950	750	7462	15	АИ-95	–	600	6750	10,00	67500	7350	73500

Определенную при приемке и сдаче смены с помощью образцовых мерников фактическую погрешность измерения каждой топливораздаточной колонки в процентах и литрах приводят в графах 19 и 20.

При этом, если колонка недодает нефтепродукт, то погрешность измерения указывают со знаком «+», а если она передает его - то со знаком «-».

Погрешность ТРК в абсолютных величинах (миллилитрах) определяют по шкале горловины образцового мерника, а относительную величину (%) — по формуле:

$$q = (V_k - V_m)/V_m \quad 100,$$

где: V_k – показатель отсчетного устройства в литрах;

V_m – показания мерника в литрах.

Сменный отчет составляется в двух экземплярах (под копирку) и подписывается операторами сдающим и принимающим смену.

Первый экземпляр отчета (отрывной) с приложенными к нему отоваренными и погашенными талонами, товарно-транспортными накладными, актами приемки нефтепродуктов, документами, подтверждающими сдачу наличных денег и др. оперт ором, сдающим смену, представляют в бухгалтерию управления АЗС под расписку, а второй экземпляр остается в книге сменных отчетов на АЗС, и является контрольным для операторов смен.

Сделанные при проверке сменных отчетов исправления заверяют подписями оператора, а также главного бухгалтера или по его поручению другим работником бухгалтерии.

Излишки и недостачи нефтепродуктов (по видам и маркам), выявленные в результате фактической погрешности ТРК по сменным отчетам, бухгалтерия учитывает по каждой смене в контрольно Накопительной ведомости в течение межинвентаризационного периода. На дату проведения инвентаризации производят подсчет итогов погрешности и определяют результат в сальдированном виде.

Наряду с контрольно-накопительной ведомостью на излишки и недостачи нефтепродуктов в результате погрешности измерения колонок бухгалтерия ведет контрольно-накопительную ведомость результатов (излишков и недостач), определенных при приеме и передаче нефтепродуктов каждым составом смен по видам и маркам Орафы 17 и 18 сменного отчета). Результаты посменных передач нефтепродуктов суммируются за межинвентаризационный период.

Погрешность измерения топливораздаточных колонок на АЗС может быть применена только при условии ежесменной регистрации фактической погрешности каждой колонки в сменных отчетах. Если регистрация фактической погрешности измерения топливораздаточных колонок при передаче смен не производится, применение ее для отражения в учете запрещено.
Водители заправщики передвижных АЗС сменный отчет составляют ежедневно и с приложением соответствующих документов в установленное время представляют его в бухгалтерию.

2.3.3.

СРЕДСТВА ЗАМЕРА КОЛИЧЕСТВА ГОРЮЧЕГО НА АЗС

Для осуществления учета нефтепродуктов на АЗС используются следующие средства измерений:

• метрштоки;

• рулетки с лотом;

• приборы для измерения уровня;

• градуировочные таблицы и резервуары;

• мерники.

На эти средства измерения выдается свидетельство о государственной поверке или ставится клеймо государственного поверителя. Периодичность поверки средств измерения уровня устанавливается эксплуатационными документами, но не реже 1 раза в год.

Метрштоки изготавливают нескольких типов: МШР - метршток раздвижной (складной), МШС - метршток составной (неразъемный 1-го и 2-ш исполнений), МША - метршток неразъемный алюминиевый.

Метрштоки изготавливают из стальных и алюминиевых холоднокатаных или электросварных труб диаметром 20-25 мм с наконечником из латуни. Основные параметры метрштоков указаны в табл. 2.2.

Конструкция метрштока предусматривает возможность:

• замены наконечника;

• крепления водочувствительной ленты;

• сборки и фиксации звеньев (для МШР),

• неразъемного соединения звеньев (для МШС).

Наконечник метрштока должен крепиться без люфта. Основные метрологические характеристики метрштоков должны соответствовать техничес-ким требованиям по ГОСТ 18987. Погрешность общей длины шкалы метр-штока и отдельных ее делений при температуре 20 ± 5 °С не должна превышать значений:

• по всей длине шкалы — ±2 мм;

• от начала до середины шкалы - ±1 мм;

• для сантиметровых делений - ±0,5 мм;

• для миллиметровых делений - ±0,2 мм.

Неперпендикулярность торцевой поверхности наконечника относительно образующей метрштока — не более ± 1°.

Рулетки с лотом (рис. 2.2).

Лот — стакан цилиндрической формы с крышкой. На наружной поверхности стакана имеется металлическая линейка, при помощи которой определяют уровень воды на дне резервуара. Характеристики рулеток приведены в табл. 2.3.

Рекомендуется ежедневно проверять внешний вид шкалы метрштоков и рулеток с лотом, а также отсутствие на их рабочей части забоин и следов коррозии. По окончании измерений метрштоки и ленту вытирают насухо и слегка смазывают маслом. Хранение осуществляется в сухом помещении.

Таблица 2.2
Основные параметры метрштоков

Показатели	Тип метрштока			
	МШР	МШС-1	МШС-2	МША
Максимальная длина метрштока в развернутом и фиксированном положении, мм	3500	3500	4500	2000-4500
Длина шкалы, мм	3300	3300	3300	2000-4300
Цена деления шкалы, мм	1	1	1	1
Минимальная длина шкалы звеньев, мм	1100	1100	1100	1100
Максимальная масса, кг	2,8	3,0	4,0	2,1

Таблица 2.3

Технические характеристики рулеток

Показатели	Тип рулетки	
	РЛ-10	РЛ-20
Длина ленты, м	10	20
Диаметр барабана, мм	50	35
Допустимая погрешность, мм: на всю длину на 1 см	 ±5 ±0.5	 ±5 ±0,5
Масса, кг	0,5	0,25

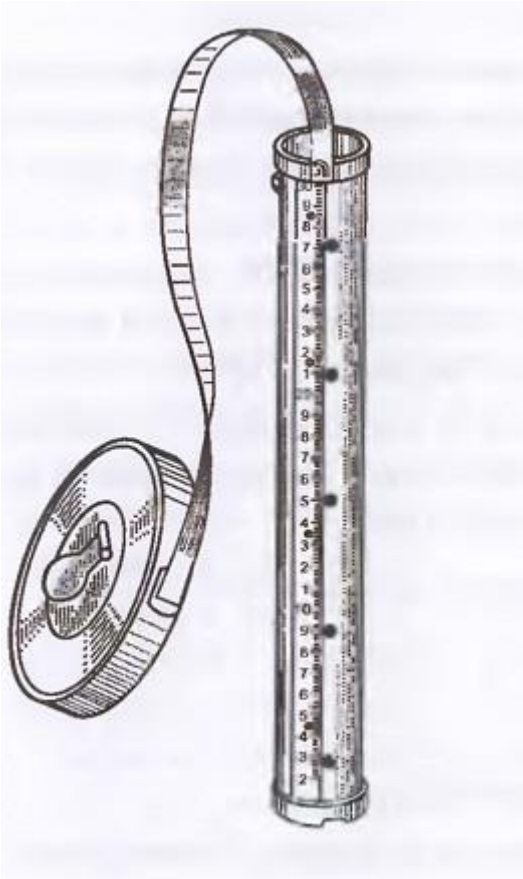


Рис. 2.2. Мерная рулетка с лотом

Приборы для измерения уровнягорючего на АЗС

Кроме метроштоков и рулеток с лотами для измерения высоты налива резервуаров, существует целый ряд методов контроля уровня, применение которых определяется свойствами топлив, условиями эксплуатации, требованиями автоматизации и др. Метод контроля обусловливает конструкцию прибора.

По назначению приборы делятся на:

• сигнализаторы, контролирующие предельное значение уровня;

• уровнемеры для непрерывного измерения уровня;

• измерители границы раздела двух сред.

По принципу действия приборы подразделяются на:

• механические;

• пьезометрические;

• электрические.

Приборы по устройству подразделяются на:

механические — поплавковые уровнемеры с чувствительным элементом, находящимся на поверхности измеряемой жидкости и передающим значение уровня указателю с помощью мерной ленты или троса;

буйковые - имеющие в качестве чувствительного элемента буек, связанный с компенсационным устройством, реагирующим на изменение массы при изменении глубины погружения его в жидкость;

пьезометрические - определяющие уровень жидкости по величине давления воздуха в пневматической трубке;

манометрические — определяющие уровень по давлению пьезометрического столба жидкости, воспринимаемого манометром;

электрические — кондуктометрические, основанные на изменении электропроводности измеряемых сред, применяются в основном для контроля раздела сред;

емкостные — использующие различие диэлектрических свойств воздуха и измеряемой жидкости;

радиоактивные - использующие поглощение измеряемой жидкостью у-лучей, излучаемых радиоактивными элементами,

радиоинтерференционные - использующие эффект изменения частоты радиоволн, в зависимости от глубины погружения антенны колебательного контура в измеряемую жидкость;

ультразвуковые - измеряющие уровень по скорости распространения по времени ультразвуковых волн в измеряемой среде.

По способу передачи показаний различают уровнемеры с местным отсчетом и дистанционного действия. J,

Градуировочные таблицы резервуаров - составляются при первичной и периодической поверках согласно ГОСТ 8.346.Межповерочный интервал

для резервуаров устанавливается в зависимости от их назначения, но не более 5 лет. Поверка заключается в определении вместимости резервуаров, соответствующей данной высоте наполнения. Методы поверки резервуаров подразделяют на объемный и геометрический. При подземном расположении резервуаров геометрический метод не применяется. Допускаемая относительная погрешность определения объема жидкости при помощи резервуаров в зависимости от класса точности не должна превышать ±1,0 % или ±2,0 %. Результат определения вместимости и градуировки оформляют в градуировочные таблицы. С их помощью определяется объем топлива в резервуарах. Градуировочные таблицы должны быть утверждены и подписаны органами Госстандарта РФ. К градуировочной таблице прилагаются:

• опись деформаций резервуара;

• таблица исходных данных резервуара;

• расчетная таблица по сантиметровой градуировке горизонтального резервуара;

• акт измерения базовой высоты.

Относительная погрешность градуировки:

0,5 % при классе точности резервуара 1,0;

1,0 % при классе точности резервуара 2,0.

Мерники для измерения уровнягорючего на АЗС

Применяются образцовые и технические в зависимости от назначения и класса точности (рис. 2.3). Кроме того, существуют рабочие меры вместимости (авто- и железнодорожные цистерны, горизонтальные и вертикальные резервуары), которые при выполнении определенных требова-ний и обеспечения заданной точности градуировки могут быть классифицированы как технические мерники или рабочие средства измерения объема.

Для измерения объемного количества нефтепродуктов применяют технические мерники класса точности 2 вместимостью от 5-10'3— 50 м3 с допустимой относительной погрешностью до 0,5 %.

В качестве рабочих средств измерения объема могут использоваться авто- и железнодорожные цистерны вместимостью до 100 м3, горизонтальные цилиндрические резервуары вместимостью до 100 м3 и вертикальные цилиндрические резервуары вместимостью до 50 000 м3. В зависимости от условий применения и используемой емкости, мерники могут быть переносными (передвижными) и стационарными. Технические мерники подлежат периодической поверке не реже, чем один раз в два года.

Образцовые мерники в зависимости от разряда имеют следующую вместимость, л:

1-ый разряд..... 5, 10, 20, 50, 100, 200, 500, 1000

2-ой разряд..... 5, 10, 20, 50, 100, 200, 500, 1000, 2000, 5000.

Мерники изготавливаются из нержавеющей стали или меди. Образцовые мерники подлежат периодической поверке не реже одного раза в год.

Металлические образцовые мерники рекомендуется ежедневно проверять на:

• отсутствие на корпусе вмятин и нарушений лакокрасочного покрытия;

• наличие маркировки;

• отсутствие подтекания топлива в местах соединений и уплотнений деталей.

Поддержание средств измерений в постоянной готовности к применению, их правильное обслуживание обеспечивают единство и достоверность измерений количества горючего при приеме, хранении и отпуске.

2.4.

МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАБОТЫ АЗС

Метрологическое обеспечение АЗС заключается в применении аттестованных методик выполнения измерений, правильном выборе, содержании и эксплуатации средств измерений для:

• постоянного контроля за погрешностью применяемых средств измерений;

• определения количества нефтепродуктов в резервуарах;

• измерения количества выдаваемых нефтепродуктов;

• организации порядка учета нефтепродуктов.

Все применяемые на АЗС средства измерения должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений, допущенных для применения

на территории России, иметь соответствующие сертификаты в соответствиии с Законом Российской Федерации от 27 04.93 № 4871-1 «Об обеспечении единства измерений» («Ведомости СНД и ВС РФ», 10.06. 1993, № 23, ст. 811).

Средства измерений, находящиеся в эксплуатации на АЗС, подвергаются Государственной поверке, которая удостоверяется клеймением, выдачей свидетельства о поверке или отметкой в паспорте средства измерения. Государственная поверка производится лицами, аттестованными в качестве государственныхповерителей в установленном порядке.

Ответственный за метрологическое обеспечение деятельности АЗС определяется руководством организации.

Эксплуатация средств измерений осуществляется в соответствии с требованиями соответствующей нормативной технической документации.

Руководством организации на основании действующей нормативной технической документации разрабатываются и утверждаются методики (указания, распоряжения) выполнения работниками АЗС измерений, порядка содержания и эксплуатации средств измерения.

Порядок поверки или калибровки резервуаров и технологических трубопроводов, оформления градуировочных таблиц регламентируется соответствующей нормативной

технической документацией.

Отступления от требований нормативной технической документации по применению и эксплуатации средств измерения не допускается.

2.5.

ПОДГОТОВКА К ЭКСПЛУАТАЦИИ АЗС В ОСЕННЕ-ЗИМНИЙ ПЕРИОД

Для обеспечения бесперебойной эксплуатации АЗС в осенне-зимний период необходимо:

• отремонтировать, опробовать и подготовить системы отопления зданий и подогрева масла;

• утеплить колодцы водопроводных систем и пожарные гидранты;

• огнетушители перенести в отапливаемое помещение и вывесить плакат с надписью «Здесь находятся огнетушители»;

• подготовить системы водостоков и очистных сооружений;

• утеплить дверные и оконные проемы зданий;

• заменить летние сорта нефтепродуктов на зимние или всесезонные;

• подготовить инвентарь для уборки территории во время гололеда;

• откачать подтоварную воду из резервуаров;

• заготовить и просушить песок для противопожарных нужд, для посыпки площадок и подъездных дорог при гололеде.

С наступлением осенне-зимнего периода необходимо:

• пустить в эксплуатацию систему подогрева масел и отопления зданий;

своевременно очищать от снега сооружения, оборудование и площадки АЗС;

посыпать площадки и подъездные дороги песком при образовании гололеда.

По окончании зимнего периода необходимо: принять меры, предотвращающие затопление территории АЗС и подъездных дорог к ним;

принять меры по предупреждению «выброса» либо деформации заглубленных в землю резервуаров: заполнить и поддерживать на максимальном уровне заполнения нефтепродуктами резервуар; в случае отсутствия в достаточном количестве нефтепродуктов допускается залив резервуара водой при условии обязательного вывода из эксплуатации резервуара;

обеспечить надежную герметизацию резервуаров, исключающую попадание в них воды и утечку нефтепродуктов из них до наступления паводка;

очистить от мусора и льда все колодцы и приямки производственноливневой канализации;

снять утеплители колодцев водопроводной сети и пожарных гидрантов; отключить подогрев масел при установившихся плюсовых температурах окружающего воздуха;

провести техническое обслуживание огневых предохранителей и дыхательных клапанов резервуаров;

установить огнетушители в места летнего их нахождения; произвести при необходимости окраску оборудования АЗС, а также здания и сооружения.

ГЛАВА 3 УСТРОЙСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ АЗС

3.1. РЕЗЕРВУАРЫ АЗС

3.1.1 ОДНОСТЕННЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ АЗС

Для хранения нефтепродуктов на АЗС используются подземные и наземные стальные горизонтальные или вертикальные резервуары.

Горизонтальные цилиндрические резервуары, устанавливаемые заглубленно, получили наибольшее распространение. Они выдерживают более высокие внутренние избыточные давления и разрежения по сравнению с вертикальными. Однако имеют увеличенный расход стали на 1 м3 хранимого горючего и большую сметную стоимость 1 м3 вместимости резервуара. Небольшая единичная вместимость вынуждает устанавливать их в большом количестве.

Вертикальные резервуары лишены этих недостатков. Они широко распространены, в основном, на нефтебазах. Появились проекты вертикальных цилиндрических резервуаров и для АЗС. Техническая характеристика горизонтальных и вертикальных резервуаров приведена в табл. 3.1.

Таблица 3.1
Техническая характеристика резервуаров для хранения топлива

Вместимость, $м^3$	Наружный диаметр, мм	Длина (высота), мм	Толщина стенки, мм	Масса, кг
Горизонтальные				
4	1378	2873	4	733
5	1846	2036	3	446

8	1593	4263	4	1024
10	2220	3100	4	980
20	2483	4770	4	1776
25	2768	4840	4	2350
50	2870	8480	4	3369
60	2770	11100	5	4750
Вертикальные				
5	1788	2018	4	473
10	2233	3100	4	840
15	2818	2518	4	1140
25	3186	3218	4	1750

Вертикальные резервуары могут устанавливаться в железобетонных колодцах. В бетонное основание колодца закладывается швеллер для тяг крепления резервуара. Колодец закрывается перекрытием, в котором имеется отверстие для управления оборудованием резервуара.

Горизонтальные резервуары изготавливают по ГОСТ 17032 вместимостью: 5, 10, 25, 50, 75 и 100 м3. По требованию заказчика выпускают резервуары вместимостью 4, 8,20 и 60 м3. Маркировка: буква Р - резервуар; цифра -вместимость в метрах кубических. Горизонтальный цилиндрический резервуар состоит из обечайки (цилиндрическая часть) и двух днищ. Обечайка сваривается из нескольких царг (колец) встык или внахлестку. Днища изготавливаются плоскими, коническими, в некоторых случаях - сферическими и привариваются к обечайке, как правило, с помощью уторных уголков.

Резервуары вместимостью до 8 м3 включительно должны изготавливаться с плоскими днищами. Для усиления конструкции внутри резервуаров по длине на расстояниях, примерно равных диаметру, привариваются кольца жесткости.

Резервуары и защитные кожухи к ним изготавливают из материала, обладающего достаточной устойчивостью к физическому и химическому воздействию рабочей жидкости и окружающей среды. В основном это малоуглеродистая сталь СтЗсп по ГОСТ 380.

Комплект оборудования резервуара показан на рис. 3.1.

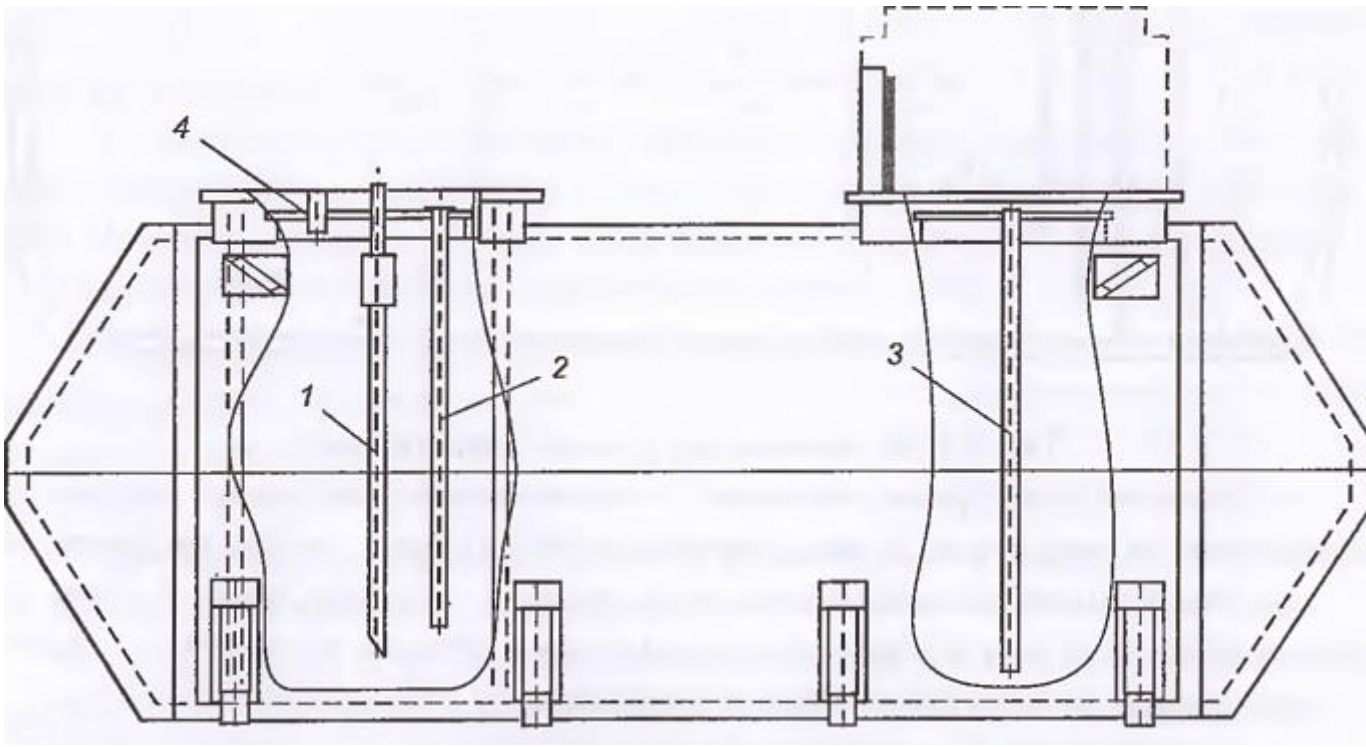


Рис. 3.1. Комплект оборудования резервуара:
I - сливная линия; 2 - замерная труба; 3 - линия выдачи; 4 - дыхательная линия

3.1.2.

ДВУХСТЕННЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ АЗС

Резервуары, изготавливаемые по ТУ-4034588-097-96, имеют вместимость 40 м3,20 + 20 м3,10 + 30 м3,49 м3, 24 + 25 м3, 10 + 19 + 20 м3,15 + 34 м3, 25 м3 и предназначены для хранения нефтепродуктов, плотность которых не превышает 1100 кг/м3 (рис. 3.2).

Климатические условия для эксплуатации:

• температура наружного воздуха не ниже -40 °С (233 °К);

• сейсмостойкость не более 7 баллов.

При усилении дорожного покрытия резервуар допускается устанавливать под проезжей частью с нагрузкой на ось до 12,5 тонн. Резервуар устанавливается в горизонтальном положении с уклоном в сторону люка 1 %. Основные характеристики резервуаров приведены в табл.3.2.

Таблица 3.2

Характеристики двухстенных резервуаров

Вместимость резервуара, м^3	Длина, мм	Диаметр, мм	Масса, кг	Количество люков
10	5320	1615	2015	2
20	4530	2525	3755	2
25	5530	2500	4135	2
50	10690	2525	8250	2
60	12670	2525	9810	2
80	12770	2925	13720	2
100	15850	2925	15850	2

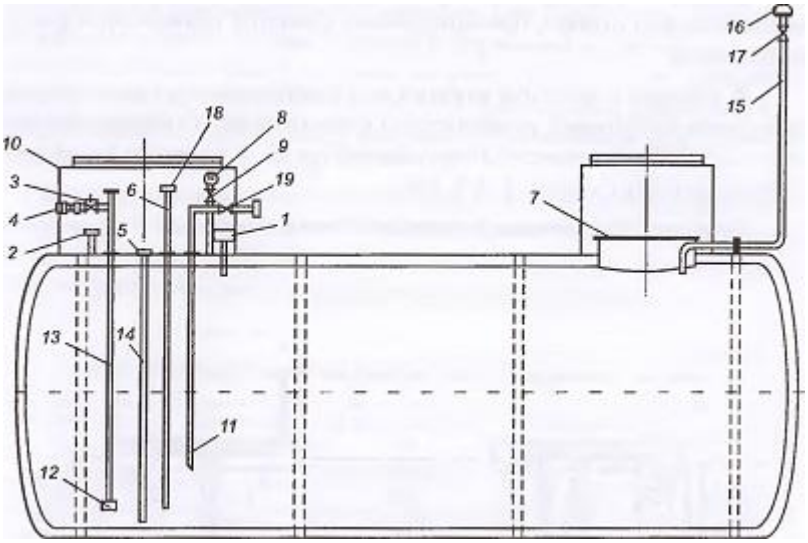


Рис. 3.2. Устройство двухстенного резервуара:
I - датчик верхнего уровня горючего; 2 - предохранительный клапан системы герметичности резервуара; 3 - кран шаровой линии выдачи; 4 - муфта соединительная линии выдачи; 5 - крышка зачистной трубы; б - замерная труба; 7 - люк технологического лаза; 8 манометр системы герметичности резервуара; 9 - кран трехходовой системы герметичности резервуара; 10 технологический отсек;
II - сливная труба; 12 - обратный клапан линии выдачи; 13 - заборная труба;
14 - зачистная труба; 15 - линия деаэрации; 16- дыхательный клапан;
17— огнепреградитель; 18- крышка замерной трубы; 19- обратный клапан слива

Котлован для установки и монтажа резервуара изготавливается по специальному проекту в зависимости от типа грунта, уровня грунтовых вод и т. д. При засыпке резервуара грунтом необходимо со всех сторон резервуара уложить слой песка зернистостью до 19 мм без острых кромок толщиной минимум 200 мм. Глубина залегания резервуара в грунте

до его обечайки 0,8... 1,2 м. При минусовой температуре слой прилегающего грунта должен быть сухим, без включений льда и смерзшихся комков.

Резервуар двухстенный вместимостью 25 м3 предназначен для подземного хранения светлых нефтепродуктов. Герметичность межстенного пространства контролируется путем периодического наблюдения за падением избыточного давления инертного газа в межстенном пространстве резервуара (НБП 111-98). Падение давления определяется при помощи манометра со шкалой не более 0,1 МПа.

Избыточное давление в межстенном пространстве не должно превышать 0,02 МПа. Порог допустимого падения давления в межстенном пространстве 0,01 МПа. Для предогвращения превышения избыточного давления в межстенном пространстве, на резервуаре установлен предохранительный клапан с порогом срабатывания при повышении давления до 0,03 МПа.

Герметичность межстенного пространства контролируется ежедневно персоналом АЗС при передаче смены с записью в журнале. При обнаружении падения давления до 0,01 МПа проводится опорожнение резервуара и пневматические испытания согласно требований НБП 111-98.

Резервуар наполняется топливом через напорный трубопровод, проложенный под землей. Напорный трубопровод на выходе в технологический отсек имеет пламегаситель, обратный клапан, муфту сливную. Напорный трубопровод должен иметь уклон в сторону технологического отсека резервуарного парка.

Для автоматического обеспечения герметичности системы наполнения, перед сливной муфтой устанавливается обратный клапан.

Пламегаситель установлен в основании сливной муфты и препятствует проходу в линию наполнения открытого огня в случае его возникновения.

Обратный клапан установлен в технологическом отсеке линии наполнения и обеспечивает ее автоматическое перекрытие в случае расстыковки с

топливной цистерной. Клапан открывается за счет избыточного давления, создаваемого насосом.

Расстояние установки технологического отсека напорной линии от технологических шахт и технологического оборудования АЗС должно составлять не менее 2 м. Электромагнитный клапан напорной линии расположен в технологическом отсеке резервуара на линии наполнения и служит для автоматического перекрытия линии в случае наполнения резервуара до 95 % объема.

Датчик максимального уровня напорной линии устанавливается в технологическом отсеке резервуара и обеспечивает подачу сигнала исполнительному механизму обратного клапана с целью его перекрытия.

Линия выдачи топлива оборудована обратным клапаном типа К0.000.812.М112800ПС с условным проходом 50 мм, срабатывающим под давлением или разрежением, создаваемым насосом, и герметично закрывающимся при неработающем насосе. На

выходе из резервуара линия выдачи имеет запорную арматуру, выполненную по ГОСТ 95440 и совмещенную с пламегасителем. Топливопровод заканчивается выходом в кабельный приямок «островка» ТРК. Топливопроводвыполнен из полимерных материалов. Пластиковый трубопровод, на протяжении от резервуара до ТРК не имеет разъемных соединений, что обеспечивает его герметичность. Пластиковый трубопровод в технологических отсеках крепится зажимной муфтой, установленной на проходной гильзе, согласно требований НПБ 111-98. Обратный клапан устанавливается в резервуаре в начале линии выдачи на высоте от дна резервуара не более 200 мм. Кран шаровый - для перекрытия линии выдачи при проведении регламентных работ. Пламегаситель устанавливается на входе в резервуар с целью защиты его полости от проникновения пламени при аварийных ситуациях.

Резервуары типа 2РТ - двухстенные, стальные, горизонтальные, предназначены для наземного и подземного хранения автомобильных бензинов, дизельного топлива и масел. Климатическое исполнение резервуаров - УХЛ, сейсмическая стойкость - не более 8 баллов. Внутренняя поверхность резервуаров защищается от коррозии с помощью маслобензостойких покрытий типа ХС-5132, наружная — с помощью эпоксидных покрытий типа ХС-717.

3.1.3.

ОБОРУДОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ АЗС

Основное оборудование резервуара показано на рис. 3.3.

СЛИВНОЕ УСТРОЙСТВО используется для приема горючего из автоцистерн. Оно состоит из быстроразъемной сливной муфты и сливной трубы.

Быстроразъемные сливные муфты (рис. 3.4) предназначены для соединения подающего рукава автоцистерны со сливной трубой резервуара. В настоящее время наиболее распространены сливные муфты МС-1 и МС-1М (табл. 3.3) с крышкой и эксцентриковым зажимом или шибером, который одновременно служит и ключом зажимной гайки. Муфты оборудованы фильтром и маслобензостойким уплотнением. Для подключения патрубка сливного шланга цистерны необходимо отвернуть зажимную гайку, вынуть шибер или открыть эксцентриковые зажийы, вставить патрубок и завернуть зажимы. Отсоединяют шланг в обрат

ном порядке.

Таблица 3.3

Технические характеристики сливных муфт

Параметры	Марка сливной муфты	
	МС-1	МС-1М
Условный проход , мм	80	80
Номинальное давление, МПа	0,1	0,1
Максимальное давление, МПа	0.6	0,6
Габаритные размеры, не более:		
длина, мм	190	300
диаметр (ширина), мм	200 (280)	160 (180)

Масса, кг	3,5	4,0

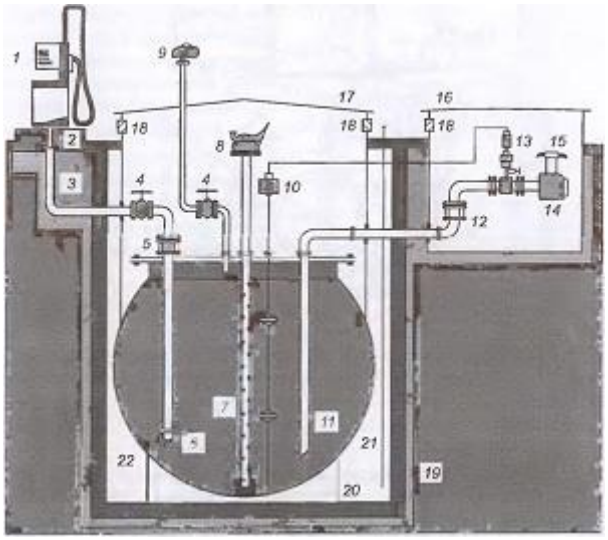


Рис. 3.3. Основное оборудование резервуара:
1 - топливораздаточная колонка; 2 - фланец; 3 - трубопровод подачи топлива;
4 - задвижка для нефтепродуктов (30с41 нж); 5 — огневой предохранитель (ОП-50 ЧА);
6 - клапан приемный (КП-40); 7 - замерный трубопровод; 8 - люк замерный (Л13-80); 9 - клапан дыхательный совмещенный (СМДК-50 ЧА); 10 - уровнемер «Струна-М» с датчиком; 11 - трубопровод налива; 12 - огневой предохранитель (ОГ1-100 ЧА); 13 - электромагнитный клапан отсечки (КРТ); 14 - фильтр грубой очистки (ФС-80); 15 - муфта сливная (МС-1М); 16- сливной колодец;
17- технологическая шахта; 18 - вентиляционная решетка; 19- железобетонный колодец; 20 -ложемент; 21 - зонд для определения утечек из резервуара;
22 - одностенный резервуар

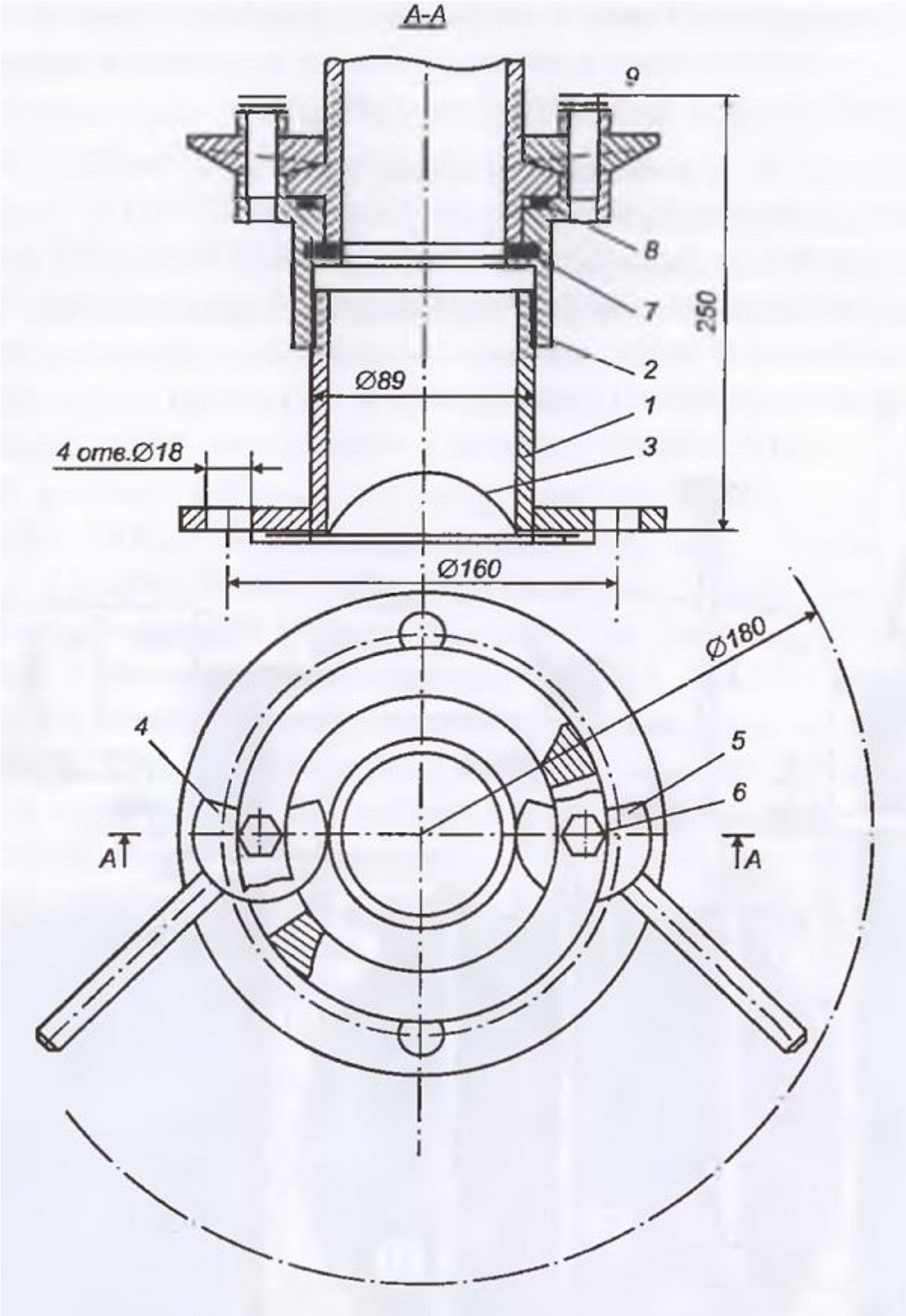


Рис. 3.4. Быстроразъемная сливная муфта:
1 - патрубок; 2 - корпус; 3 - фильтр-огнепреградитель; 4 - зажим левый; 5 - зажим

правый; б - ось зажима (2 шт.); 7 - кольцо уплотнительное;
8 - кольцо уплотнительное; 9 - патрубок сливной

Сливная труба резервуаров АЗС

Сливная труба устанавливается на расстоянии не более 200 мм от днища резервуара. Для предотвращения попадания наружного воздуха, сливной трубопровод монтируют в резервуаре ниже клапана на всасывающем трубопроводе, что дает возможность обойтись без специального гидравлического затвора.

Наибольшее распространение получили сливные устройства марок МУ-91-12 и АЗТ.5-885-800 (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Технические характеристики сливных устройств

Парам етры	Марка сливного устройства	
	МУ-91-12	АЗТ 5-885-800
М есто установки	Специальный колодец	Крышка горловины резервуара
Число приемных патрубков	1	2
Условный диаметр, мм:		
приемных патрубков	50	50
сливной трубы	50	70
Номинальная скорость слива самотеком, м³/ч	10	16
Материал фильтрующего элем ента	Латунная сетка	Гофрированная нержавеющая лента
Габаритные размеры, мм:		
В ысота	450	520
Д иа метр	300	350
Масса, кг	16	30

Заборная труба резервуаров АЗС

Заборная труба монтируется в резервуаре на расстоянии не менее 200 мм от днища резервуара. На заборной трубе на резьбе присоединяется обратный клапан (рис. 3.5), в корпусе которого имеются впускные окна и отверстие для направляющей штока клапана. Клапан представляет собой диск с направляющей осью. Под действием силы тяжести и столба жидкости, диск, перемещаясь по направляющей, закрывает впускные окна и препятствует сливу горючего из всасывающего трубопровода.

Техническая характеристика обратных клапанов представлена в табл.3.5. Клапан может быть совмещен с огневым предохранителем.

Таблица 3.5

Технические характеристики обратных клапанов

Параметры	Марка клапана	
	М-9134	АЗТ.5 800-801
Место установки клапана	Нижний конец всасывающей трубы	Крышка горловины резервуара
Тип клапана	2-х тарелочный	Однотарелочный
Условный диаметр, мм	40	40
Материал фильтрующего элемента	Латунная сетка	Гофрированная нержавеющая лента
Габаритные размеры, мм:		
высота	200	200
диаметр	160	1 80
Масса, кг	12,0	14,4

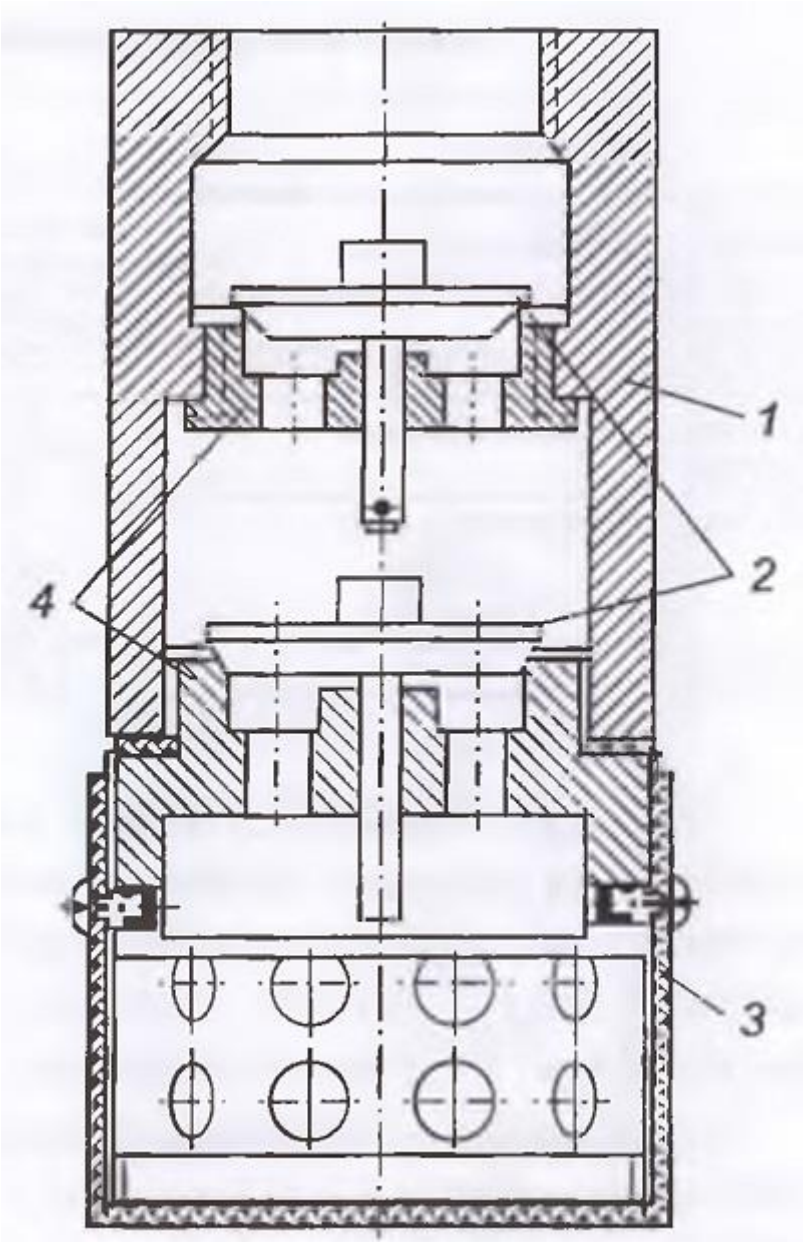


Рис. 3 Обратный клапан: 1 - корпус; 2 - тарелки;
3 - сетка; 4 — гнезда

Дыхательный клапан резервуаров АЗС

ДЫХАТЕЛЬНЫЙ КЛАПАН применяется для автоматического поддержания заданных рабочих величин давления и разрежения внутри резервуара при приеме и выдаче горючего и малых дыханиях. Он снижает выброс паров горючего в окружающее воздушное пространство, предотвращает разрушение резервуара.

При повышении давления в резервуаре выше расчетного, паровоздушная смесь через клапан выходит в атмосферу. При разрежении ниже допускаемого, атмосферный воздух через клапан поступает в газовое пространство резервуара.

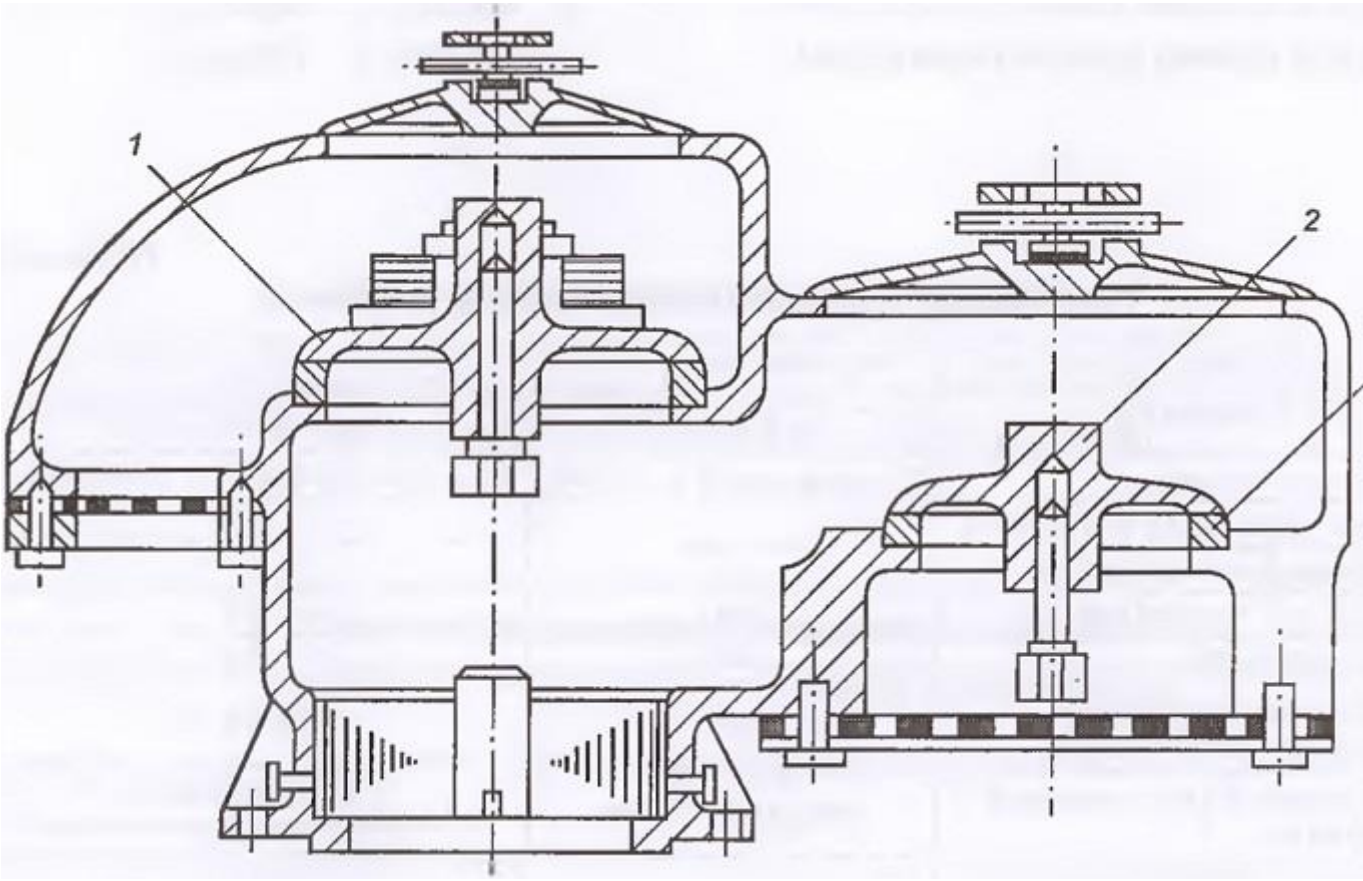


Рис. 3.6. Совмещенный дыхательный клапан (СМДК):
1 - клапан давления; 2 - клапан вакуума; 3 - вставка из фторопласта

Промышленность выпускает совмещенные механические дыхательные клапаны (СМДК) - рис. 3.6 и пневмоклапаны предохранительные реверсивные (ППР) - рис. 3.7. Их технические характеристики представлены в табл.3.6.

Клапан СМДК для поддержания избыточного давления и вакуума имеет тарельчатого типа запорные устройства, которые перемещаются по направляющим стержням. При избыточном давлении срабатывает клапан давления, а при избыточном разрежении - клапан вакуума.

Клапан ППР представляет собой двойную реверсивную конструкцию, которая

обеспечивает высокую пропускную способность паровоздушной смеси при сливе (наливе) резервуара.

При изменении давления в резервуаре от расчетного открывается соответствующий клапан и, сжимая тарировочную пружину, выравнивает давление в резервуаре с атмосферным.

Таблица 3.6
Технические характеристики дыхательных клапанов

Параметры	Марка клапана			
	СМДК-50	СМДК-100	ППР-50	ППР-40
Диаметр условного прохода, мм	50	100	50	40
Пропускная способность, м³/ч	25	25-100	26	16
Масса, кг	12.0	19,0	2.2	1.5
Давление срабатывания, МПа	0,002-0.02	0,002-0,02	0,04	0.04
Разрежение срабатывания, МПа	0,002-0,003	0.002-0,003	0,01	0,01

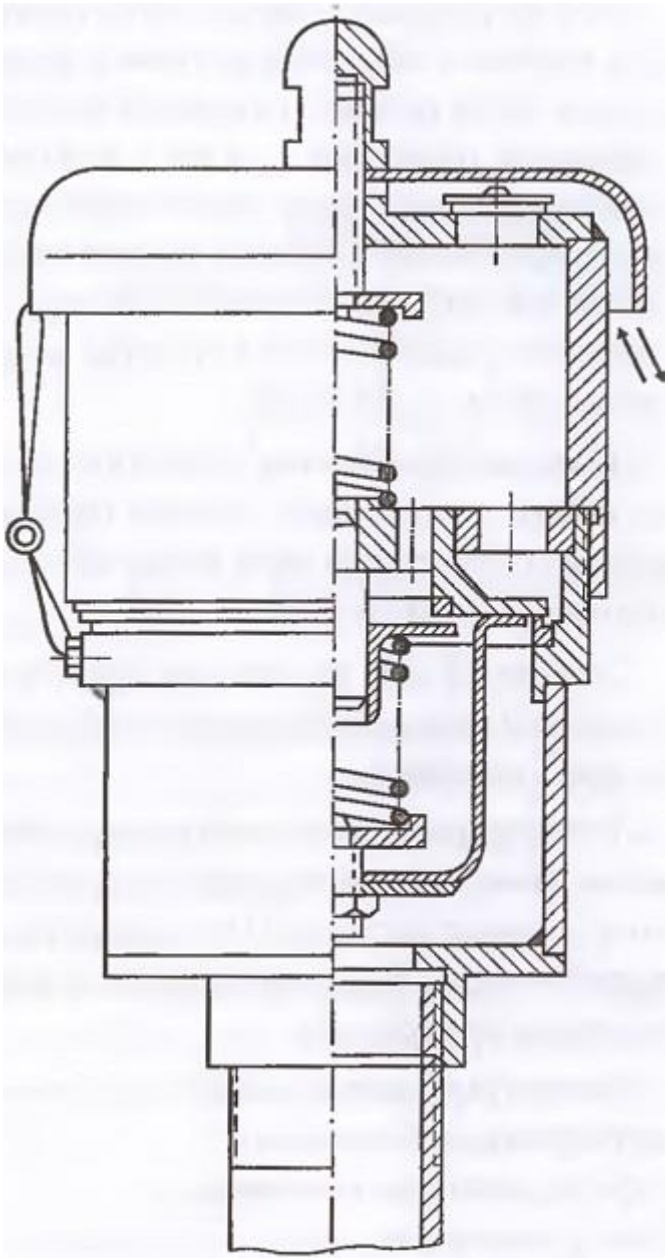


Рис. 3.7. Дыхательный клапан ППР

Горловины резервуаров АЗС

ГОРЛОВИНЫ РЕЗЕРВУАРОВ плотно закрывают крышками на прокладках из листовой маслобензостойкой резины марки Б по ГОСТ 7338. При отсутствии такой резины прокладки могут быть изготовлены из:

• паронита толщиной 3...4 мм - для бензина;

• паронита или картона, пропитанного горячей олифой и, после просушки, промазанного с обеих сторон горячим столярным клеем с добавлением небольшого количества белил - для дизельного топлива;

• картона, размоченного в горячей воде и пропитанного жидким столярным клеем, — для масла.

В целях повышения герметичности резервуары, выпускаемые с 1979 года, имеют утолщенные фланцы горловин, патрубков и крышек с уплотнительным соединением типа «шип-паз». До 1979 г. резервуары выпускались с плоскими уплотнениями.

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

Резервуары имеют внутреннее защитное покрытие (оцинкованы). Наружные поверхности резервуаров и оборудования должны быть окрашены. Лакокрасочные материалы согласуются между предприятием-изготовителем и потребителем. Неокрашенные детали (крепежные изделия и т. п.) должны быть законсервированы.

Резервуары должны иметь закрепленные на видном месте металлические таблички, где указаны:

• предприятие-изготовитель;

• тип резервуара;

• номер по системе нумерации предприятия-изготовителя;

• год и месяц изготовления;

• рабочее давление;

• номинальный объем;

• масса.

Остальное оборудование резервуаров АЗС

Газоуравнительные системы соединяют воздушные пространства резервуаров и автоцистерн при проведении сливоналивных операций. Для безопасной работы системы оборудуются дыхательной аппаратурой, огнепреградителями и др.

Диски-отражатели применяют для снижения выбросов паров нефтепродуктов в окружающую среду. Они устанавливаются под монтажным патрубком дыхательного клапана в наземных и в заглубленных металлических резервуарах (рис. 3.8).

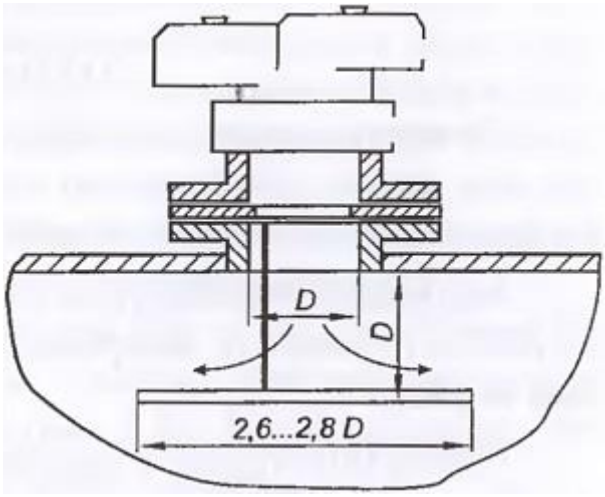


Рис. 3.8. Установка диска-отражателя

Принцип работы диска-отражателя заключается в изменении направления входящей в резервуар струи воздуха, с вертикального на почти горизонтальное, в результате чего поток воздуха не распространяется вглубь резер-вуара. Перемешивание воздуха с парами нефтепродуктов происходит в верхней части, примыкающей к кровле резервуара, где концентрация паров нефтепродукта незначительна в сравнении с более насыщенным паром, находящимся у поверхности нефтепродукта и почти не участвующим в процессе конвективного перемешивания.

Диски-отражатели наиболее эффективны в резервуарах с большой оборачиваемостью. В течение теплого

времени года потери от «больших дыханий» сокращаются на 30...40 %.

Дыхательная и предохранительная аппаратура применяется для предотвращения загрязнения воздушного бассейна при хранении нефтепродуктов. Как отмечалось раньше, для этой цели применяются совмещенные механические дыхательные клапаны и пневмоклапаны предохранительные реверсивные (см. табл. 3.6).

Тепло-отражающие покрытия на наружной поверхности стальных наземных резервуаров эффективно снижают потери нефтепродуктов при хранении за счет снижения интенсивности солнечной радиации и уменьшения амплитуды температурных колебаний газового пространства резервуара и поверхности нефтепродукта. Этот эффект проявляется в основном при хранении нефтепродуктов в наземных резервуарах, когда температура в резервуаре приближается к среднесуточной температуре окружающего воздуха.

Отражательная способность поверхности резервуара зависит от цвета покрытия резервуара (табл. 3.7).

Теплоотражающие эмали ПФ-5135 и ПФ-5144, нанесенные на поверхность наземного резервуара, сокращают потери нефтепродуктов в результате испарения в среднем на 16-30 %.

Таблица 3.7

Влияние цвета окраски на отражение солнечных лучей

Цвет окраски	Отражение солнечных лучей, %
Белый	90
Светло-кремовый	88
Светло-розовый	86
Голубой	85
Светло-зеленый	78,5
Алюминиевый	35-67
Светло-серый	57
Неокрашенный р-р	10
Черный	0

.1.4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ РЕЗЕРВУАРОВ АЗС

Установка в грунт резервуаров АЗС

Горизонтальные резервуары можно располагать на поверхности земли или под землей. Максимально допустимое заглубление (расстояние от поверхности земли до верха обечайки) - 1,2 метра.

Заглубленные резервуары уменьшают пожарную опасность и сокращают потери горючего от испарения. Схема установки резервуара в грунт показана на рис. 3.9.

Работы по устройству основания должны производиться в соответствии с требованиями СНиП 3.02.01. Установка резервуаров в грунт проводится в следующей последовательности:

• зачистка внутренней поверхности резервуара (вручную, ОМЗР);

• очистка от краски и ржавчины наружной поверхности;

• внешний осмотр резервуара;

• пневматическое испытание резервуара (Р = 0,05...0,07 МПа). При пневматическом испытании резервуар считается исправным, если созданное в нем избыточное давление не снизилось в течение 15...20 мин. В случае снижения давления определяют 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 нефтебтума;

• подготовка котлована глубиной на 0,5 м выше уровня грунтовых вод;

• устройство песчаной подушки в котловане толщиной менее 0,5 м;

• установка резервуара на песчаную подушку. При угрозе затопления резервуары устанавливают в котловане на сплошных бетонных фундаментах с креплением стальными хомутами (рис. 3.10). Расстояние между соседними резервуарами должно быть не менее I метра;

• устройство заземления резервуара и проверка его сопротивления. Резервуары заземляют с целью отвода статического электричества, возникающего и накапливающегося во время перекачки горючего. Общее сопротивление растеканию тока промышленной частоты должно быть не больше 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 для средств перекачки горючего. Площадка для приема (выдачи) горючего выполняется из безыскрового бетона, уложенного на основание из песка с уклоном 0,01 в сторону приямка для сбора проливов.

Для доступа к оборудованию над горловиной резервуара устанавливается колодец из бетона или кирпича. Вокруг стенки колодца устраивается глиняный замок толщиной 0,2 м. При угрозе затопления колодец снизу заливается цементным раствором.

Высота колодца над грунтом должна быть не менее 0,15 м. 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 высоты (высотного трафарета) и марки хранимого продукта.

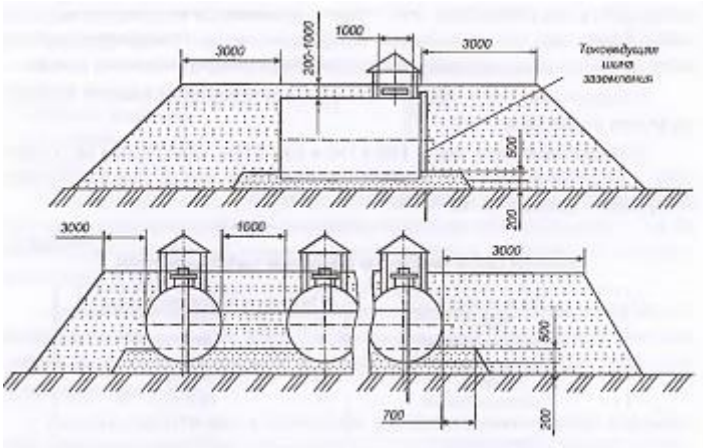


Рис. 3.9. Схема заглубленной установки стальных горизонтальных резервуаров

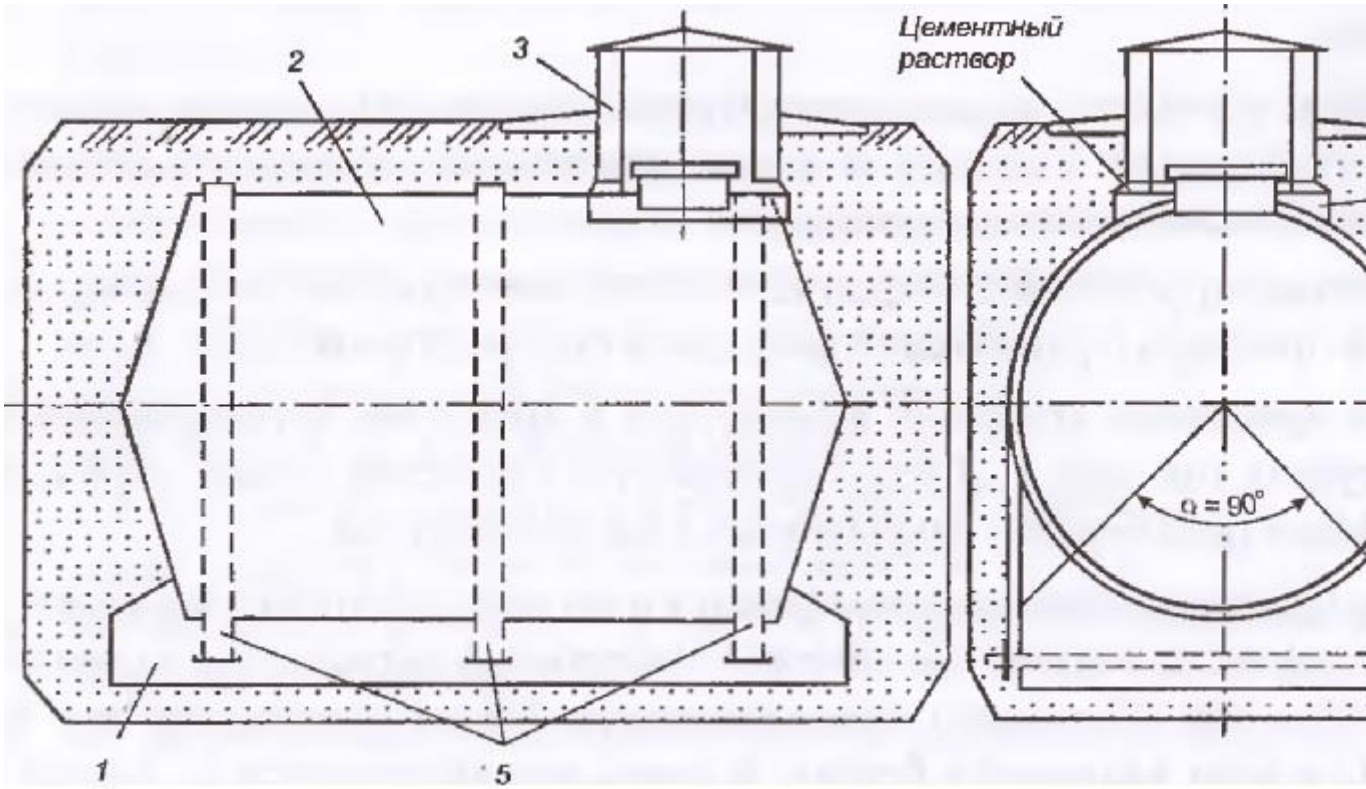


Рис. 3.10. Установка стальных горизонтальных резервуаров при высоком уровне грунтовых вод:
1 - бетонный фундамент; 2 - резервуар; 3 - колодец резервуарного оборудования; 4 - опора из кирпича (бетона); 5 - стальные хомуты

Защита от коррозии резервуаров АЗС

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

Основные способы защиты внутренних поверхностей стальных резервуаров от коррозии:

• нанесение лакокрасочных и металлизационных покрытий;

• применение электрохимической катодной защиты;

• использование ингибиторов коррозии.

Выбор того или иного метода защиты определяется скоростью коррозии, условиями эксплуатации, видом топлива и технико-экономическими показателями.

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

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

При временной установке резервуаров и прокладке трубопроводов в сухих грунтах (на срок 1...2 года) допускается нанесение только двух или трехслойного праймерного покрытия без слоя нефтебитума.

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

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

Ввод в эксплуатацию резервуаров АЗС

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

Комиссии должны быть предъявлены следующие документы:

• рабочие и деталировочные чертежи стальных конструкций;

• заводские сертификаты на поставленные стальные конструкции;

• документы о согласовании отступлений, допущенных от чертежей 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, элекгродной проволоки и других сварочных материалов, примененных при монтаже и вошедших в состав сооружения;

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

• акты испытаний: на герметичность сварных соединений днища, стенок резервуара в соответствии с требованиями СНиП III-18;на прочность наливом воды до высоты, предусмотренной проектом;

• акты контроля качества сварных соединений, предусмотренного СНиП III-18;

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

• заключение по просвечиванию монтажных швов проникающим излучением со схемами расположения мест просвечивания;

• акты приемки смонтированного оборудования;

• схема и акт испытания заземления резервуара;

• акты на окраску, выполненную на монтаже;

• акт на приемку протекторной защиты (при ее наличии);

• акт на скрытые работы по изоляции корпуса;

• акт на скрытые работы по креплению резервуара стальными хомутами к бетонному основанию;

• акт на послойноетромбование грунта над корпусом резервуара;

• документы, подтверждающие марку бетона основания резервуара.

На каждый резервуар, вводимый в эксплуатацию, должны быть:

• технический паспорт в соответствии со СНиП III-18;

• градуировочная таблица;

• журнал учета ремонта оборудования (журнал текущего обслуживания),

• распоряжения и акты на замену оборудования;

• технологические карты на замену оборудования;

• акты по техническому обслуживанию и ремонту.

Последние три документа прилагаются к техническому паспорту.

Если за давностью строительства техническая документация на резервуар отсутствует, то паспорт должен быть составлен предприятием, эксплуатирующим резервуар, на основании детальной технической инвентаризации.

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

Каждый резервуар должен быть оснащен полным комплектом оборудования, предусмотренного типовым проектом или стандартами, и иметь надписи с указанием порядкового номера резервуара, базовой высоты (высотного трафарета), марки хранимого горючего.

Базовую высоту резервуара измеряют ежегодно в летний период, а также после ремонта, оформляют протоколом, который прилагают к градуировочным таблицам.

Градуировка резервуаров АЗС

В соответствии с требованиями ГОСТ 2.601 на каждый резервуар, должен составляться паспорт и градуировочная таблица для определения объема горючего в зависимости от высоты наполнения. Градуировку резервуаров проводят в соответствии с ГОСТ 8.346.

К градуировочным таблицам прилагают исходные и расчетные величины: полная вместимость, площадь зеркала, поправки на неровности днища и корпуса, внутреннее оборудование и т. д. Поправки на неровности днища и корпуса проверяют при каждом опорожнении резервуара, акт проверки прилагают к градуировочным таблицам.

При градуировке резервуара должен быть определен его высотный трафарет — расстояние по вертикали от днища резервуара до верхнего среза замерного люка в постоянном месте замера. Величина высотного трафарета проверяется ежегодно.

Градуировку производят двумя методами: объемным и геометрическим.

При объемном методе в резервуар заливают точно отмеренные объемы жидкости и определяют высоту наполнения. Метод точен, но длителен и технически трудно осуществим для резервуаров большой вместимости вследствие неизбежного колебания температуры и объема жидкости в процессе градуировки. Метод приемлем для резервуаров небольшой вместимости.

При градуировке горизонтальных резервуаров учитывают непостоянство площади зеркала жидкости при изменении высоты наполнения и различную форму днищ (плоскую, сферическую, коническую). При конических и сферических днищах зависимость возрастания объема наполненной части от высоты нелинейная.
Геометрический метод наиболее доступен и легко технически осуществим, поэтому является основным.
Порядок градуировки горизонтальных резервуаров объемным и геометрическими методами изложен в ГОСТ 8.346 «Резервуары стальные горизонтальные. Методы и средства поверки». В этом стандарте приведены значения коэффициентов заполнения, определяемые по отношению высоты наполнения к диаметру резервуара.
Замер количества горючего проводится при приеме (выдаче), снятии остатков, контроле за герметичностью резервуаров.
Для замера необходимы: рулетка с лотом или метршток, водочуствительная лента или паста, пробоотборник, цилиндр стеклянный или металлический для определения плотности, набор нефтеденсиметров, кусковой мел, чистая сухая ветошь и взрывобезопасный электрический фонарь (в темное время суток).
Высота наполнения горючим горизонтальных резервуаров замеряется рулеткой или метроштоком в двух противоположных точках горловины по осевой линии. Предварительно убеждаются в отсутствии воды.
Объем горючего в резервуарах определяют с учетом наличия подтоварной воды или льда при помощи высотных трафаретов. Наличие льда определяют по несовпадению постоянного и фактического высотных трафаретов, толщину слоя — по их разности, а высоту слоя горючего - по смоченной части метрштока. Вычисляют вначале общий объем горючего и льда (воды) по суммарной высоте, затем объем льда (воды), который вычитается из общего объема.

Техническое обслуживание резервуаров АЗС

Для поддержания резервуаров в исправном состоянии и предотвращения аварий проводятся следующие плановые работы:

• ежедневное техническое обслуживание (ТО);

• профилактическое обслуживание;

• ремонт резервуаров и их оборудования;

• зачистка резервуаров от воды, грязи и ржавчины.

Особое внимание при ежедневном техническом обслуживании уделяется состоянию сварных швов и запорной арматуры. При появлении трещин и отпотин в сварных швах или в основном металле резервуар немедленно опорожняется и ремонтируется.

Замеченные недостатки при проведении профилактического обслуживания устраняются на месте.

Оборудование резервуаров должно подвергаться осмотрам по графику ТО и ППР, разработанному в соответствии со сроками эксплуатационных осмотров (табл. 3.8). Результаты осмотров регистрируются в журнале ремонтов оборудования.

Резервуары, находящиеся в эксплуатации, подлежат периодическому обследованию и дефектоскопии для определения их технического состояния. Очередность, сроки проведения обследований, а также объем работ по проверке технического состояния резервуара регламентируются Руководством по обследованию резервуаров. Сроки проведения частичного и полного обследования представлены в табл. 3.9.

Таблица 3.8

Сроки осмотра оборудования резервуаров

Оборудование	Срок осмотра
Люк замерный	Каждый раз при пользовании, но не реже одного раза в месяц
Дыхательный клапан	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже двух раз в месяц в теплое время года, и не реже одного раза в неделю при температуре наружного воздуха ниже нуля.
Огневой предохранитель	Не реже одного раза в месяц при положительной температуре наружного воздуха, и не реже двух раз в месяц при температуре ниже нуля
Прибор для замера уровня	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже одного раза в месяц
Заземляющее устройство	Внешний осмотр не реже одного раза в месяц
Сливной фильтр	Не реже одного раза в месяц

Всасывающий клапан	Не реже одного раза в месяц
Прокладка крышки горловины	Два раза в год
Изоляция резервуара	Один раз в три года

Таблица 3.9

Сроки проведения обследования резервуаров

Вид хранимого нефтепродукта	Срок экс-плуатации резервуара	Полное обследование с выводом из эксплуатации	Частичное обследование без вывода из экс-плуатации
Бензин Бензин Дизтопливо Дизтопливо	более 25 лет менее 25 лет более 25 лет менее 25 лет	через 3 года через 5 лет через 4 года через 7 лет	через 1 год через 2,5 года через 2 года через 3 года

Зачистка резервуаров АЗС

Резервуары АЗС должны зачищаться в следующие сроки (ГОСТ 1510):

1 раз в два года - резервуары для автобензина и дизельного топлива и масел без присадок;

1 раз в год - резервуары для масел с присадками

Резервуары зачищаются перед ремонтом и перед заливом горючего, если остаток горючего некондиционный или заливаемый продукт более высокого качества. При зачистке резервуара применяется омедненный инструмент. Зачищаются резервуары механическим способом или вручную.

Зачистка проводится под надзором должностного лица, назначенного руководством, в светлое время суток, лицами, допущенными к этой работе приказом по предприятию.

Перед началом работ рабочие должны быть проинструктированы по правилам ведения зачистки, мерам оказания первой помощи при несчастных случаях и технике безопасности. Инструктаж проводится на рабочем месте руководителем работ под роспись в журнале инструктажа по технике безопасности.

Работы по зачистке резервуаров вручную проводятся с применением средств индивидуальной защиты:

• шлангового противогаза ПШ-1 (ПШ-2);

• спасательного пояса с веревкой;

• брезентового костюма;

• перчаток и резиновых сапог.

При зачистке применяются осветительные приборы только во взрывобезопасном исполнении (U £ 12В). Включение и выключение фонарей проводится вне резервуара. На месте работ должна быть медицинская аптечка, запасной комплект ПШ и выставлен

противопожарный пост.

Для зачистки вручную выделяется не менее 3 человек, из которых двое посменно работают в резервуаре, а третий, наиболее опытный, обязан находиться около горловины для контроля, в готовности оказать необходимую помощь. Через каждые 15 минут рабочий выходит из резервуара для отдыха на свежем воздухе.

Качество зачистки проверяется визуальным осмотром внутренней поверхности резервуара с последующим составлением акта.

Ремонт резервуаров АЗС

На АЗС используются вертикальные и горизонтальные стальные сварные резервуары.

Каждый резервуар на АЗС должен подвергаться следующим видам ремонта: осмотровому, текущему, капитальному. Осмотровый и текущий ремонты каждого резервуара следует проводить по календарному графику, ко-торый должен быть составлен на АЗС с учетом особенностей эксплуатации резервуаров.

Осмотровый ремонт резервуара должен предусматриваться в графике не реже 1 раза в шесть месяцев, текущий ремонт - не реже 1 раза в два года.

Капитальный ремонт резервуара должен проводиться по мере надобности. Срок проведения капитального ремонта назначается на основании результатов эксплуатационных осмотров и осмотров при текущих ремонтах резервуара и его оборудования, а также при осмотре во время очередных зачисток резервуар от грязи, окалины и остатков нефтепродуктов.

Резервуары наземные (КАЗС и блочные АЗС) и подземные являются ответственными сооружениями и эксплуатируются в различных климатических условиях: до минус 60 °С в зимнее время и до плюс 50 °С в летнее время при различной температуре продукта в резервуаре.

Нарушения прочности и плотности в резервуарах происходят по разным причинам В большинстве случаев они вызываются совокупностью различных неблагоприятных воздействий на конструкцию.

Случаи нарушения прочности, плотности и изменения формы резервуаров и отдельных конструктивных элементов, обнаруженные при эксплуатации или монтаже, можно сгруппировать по следующим видам.

1. Трещины в узле примыкания нижнего пояса корпуса к днищу. В этом случае трещины появляются:

а) в сварных стыках, листах сегментов и в окрайках днища; иногда трещи-

ны с окрайки переходят на основной металл первого пояса корпуса;

б) в нижнем уторном уголке по сварным стыкам и по основному металлу;

в ряде случаев трещины с уголка переходят на основной металл

первого пояса корпуса.

2. Трещины в сварных швах полотнища днища с выходом или без выхода на основной металл.

3. Выпучины, хлопуны и складки в полотнище днища.

4. Трещины в вертикальных и горизонтальных швах и листах нижних поясов корпуса.

Наиболее часто трещины возникают в вертикальных стыках вдоль швов с выходом или без выхода на основной металл, в крестообразных стыковых соединениях, вблизи горизонтального (нахлесточного) и вертикального (стыкового) швов и поперек стыков по основному металлу. Трещины образуются также в основном металле вблизи люков (лазов), трубопроводов, резервуар-ного оборудования и т.д.

5. Подрезы основного металла корпуса резервуара.

6. Неплотности (отпотины) в сварных швах и основном металле днища, корпуса и кровли.

7. Изменения геометрической формы верхних поясов корпуса резервуара (местные выпучины, вмятины, горизонтальные гофры).

8. Коррозионные повреждения днища, стенки и кровли резервуаров.

9. Значительные деформации и разрушения отдельных несущих конструктивных элементов покрытия резервуаров.

10. Отрыв центральной стойки от днища резервуара.

11. Деформация днища по периметру резервуара.

12. Значительные равномерные и неравномерные осадки (просадки) основания.

13. Потеря устойчивости обвязочного уголка в узле сопряжения стенок с днищем у горизонтальных резервуаров, а также потеря устойчивости элементов внутренних колец жесткости и опорных диафрагм.

14. Осадка опор (фундаментов) горизонтальных резервуаров.

Перечисленные дефекты обуславливаются рядом причин, важнейшими

из которых являются: амортизационный износ конструкций, хрупкость металла при низких температурах, наличие дефектов в сварных швах (непрова-ры, подрезы и пр.), являющиеся концентраторами напряжений; скопление большого количества сварных швов в отдельных узлах резервуара, нарушение технологии монтажа и сварки, неравномерные осадки (просадки) песчаных оснований, коррозия металла, возникающая вследствие хранения в резервуарах нефтепродуктов с повышенным содержанием серы; нарушение правил технической эксплуатации резервуаров из-за превышения уровня взли-ва, избыточного давления или недопустимого вакуума внутри резервуара, а также частичной вибрации корпуса при закачке нефтепродуктов.

Устранение дефектов и ремонт резервуаров являются весьма ответственными операциями, определяющими во многом дальнейшую безопасную и бесперебойную эксплуатацию АЗС.

Предусматриваются следующие работы, выполняемые при ремонтах:

а) осмотровый ремонт - работы производятся без освобождения резервуара от нефтепродукта: ремонт покрытия, верхних поясов корпуса с применением эпоксидных соединений; ремонт оборудования, расположенного с наружной стороны резервуара;

б) текущий ремонт - работы, связанные с зачисткой, дегазацией резервуара с соблюдением правил техники безопасности и пожарной безопасности: установка отдельных металлических накладок с применением сварочных работ, ремонт трещин и швов, ремонт или замена оборудования;

в) капитальный ремонт - работы, предусмотренные текущим ремонтом и работы по частичной или полной замене дефектных частей корпуса, днища, покрытия и оборудования.

До начала ремонта резервуара все дефектные места на наружной поверхности резервуара выявляются осмотром, отмечаются краской (вокруг дефектного места наносится круг с указанием стрелкой места дефекта), осматриваются сварные швы и основой металл и составляется схема расположения дефектов.

Осмотр внутренней поверхности резервуара, несущих конструкций покрытия, а также текущий и капитальный ремонт резервуара, находившегося в эксплуатации, производится только после полного его освобождения от нефтепродуктов, отсоединения от резервуара всех трубопроводов путем установки заглушек указателем-хвостовиком, зачистки, промывки, пропарки и полной дегазации (лабораторный анализ).

При осмшре резервуара должны тщательно зачищаться следующие узлы и участки:

• узел примыкания корпуса к днищу снаружи резервуара;

• сегменты или окрайки, примыкающие к корпусу с внутренней стороны резервуара;

• вертикальные стыки трех нижних поясов корпуса;

• места врезки люков (лазов) и резервуарного оборудования в первом поясе корпуса;

• узел крепления центральной стойки к днищу.

Зачистка производится ветошью, стальными щетками и т.д.

Зачищенные места подвергаются тщательному осмотру, а в случае необходимости при помощи лупы с 10-кратным увеличением.

При обнаружении трещины в сварном шве или основном металле необходимо установить ее границы. Для этой цели дефектное место подвергают рентгено- или гамма-просвечиванию либо зачищают до металлического блеска и протравливают 10%-ным водным раствором азотной кислоты. При этом места трещины выявляются по почернению; их фиксируют краской. Вид и характер трещины наносят на эскиз. По концам трещины просверливают по одному отверстию диаметром 6-8 мм. Расточенные отверстия шлифуют и протраливают 10%-ным раствором азотной кислоты (для дополнительного контроля новых трещин, которые могут появиться после засверловки).

После уточнения границ трещины устанавливают причину ее возникновения. В случае некачественного выполнения сварного шва на значительную длину, большую, чем сама трещина, необходимо выполнить ремонт всего дефектного шва.

При длине трещины на корпусе до 100 мм следует разметить участок для последующей вырубки (выплавки) металла по длине трещины между двумя просверленными отверстиями с правлением двусторонней сваркой.

При длине трещины на корпусе более 100 мм (трещина расположена у горизонтального шва и не пересекла его) размечается участок для удаления

пояса корпуса с последующей вставкой встык и двусторонней сваркой. Ширина удаляемого участка назначается не менее 1 м (по 500 мм в каждую сторону от трещины) на всю высоту дефектного пояса. В случае выхода трещины на смежный пояс следует удалять такой же участок этого пояса.

Обнаруженная трещина на полотнище днища засверливается по концам с последующей вырубкой, подгонкой накладки на дефектный участок и сваркой. Накладка должна перекрывать трещину не менее чем на 200 мм с каждой стороны.

В случае обнаружения трещины в основном металле, необходимо проверить качество металла листа. При наличии расслоений, закатов и т.п. следует заменить весь лист.

Конструкции днища, корпуса, кровли с дефектными участками сварных швов или основного металла со значительными размерами трещин, расслоений, коррозионных повреждений и другими дефектами подлежат частичному или полному удалению и замене.

Размер дефектных участков, подлежащих удалению, определяется в зависимости от конкретных размеров дефекта и выбранного метода ремонта.

Дефектные места в целых листах корпуса, днище, кровле удаляются механической или газовой резкой с последующей зачисткой кромки от шлака и наплывов расплавленного металла зубилом, напильником, механической или ручной стальной щеткой или шлифовальными машинками.

Дефектные участки сварных швов днища удаляют:

• вырубкой пневматическим (ручным) зубилом;

• вырезкой абразивным кругом;

• вырезкой газовой резкой;

• вырезкой воздушно-дуговой резкой.

Вырубать зубилом дефектный участок можно только в том случае, если ремонт резервуаров выполняется при плюсовой температуре окружающего воздуха.

Кромки деталей после кислородной или дуговой (воздушной и кислородной) резки не должны иметь неровностей, прожогов и шероховатостей более 1 мм.

При толщине металла свыше 5 мм, в котором выявлена трещина, кромки трешины разделывают под сварку с V-образной подготовкой (угол раскрытия 60-70°). При толщине элементов менее 5 мм кромки трещины не разделываются.

Разделка кромок может осуществляться ручным и пневматическим зубилами, рубильно-чеканочными молотками, шлифовальными кругами и кислородной резкой.

Ремонт резервуаров АЗС при использовании сварки

При ремонте резервуаров с помощью сварных работ разрешается применять:

• ручную дуговую сварку;

• автоматическую и полуавтоматическую сварку под флюсом, в среде защитных газов и порошковой проволокой.

Сварку необходимо выполнять на постоянном токе

Применение газовой сварки для ремонта ответственных элементов резервуаров не допускается.

Сварку при ремонте и исправления дефектов резервуаров, находящихся в эксплуатации, рекомендуется выполнять при температуре окружающего воздуха не ниже минус 10 °С.

К производству сварочных работ при ремонте резервуаров допускают квалифицированных сварщиков, сдавших испытания на право производства ответственных сварочных работ согласно «Правилам испытания электросварщиков и газосварщиков) Госгортехнадзора и имеющие соответствующие удостоверения.

При выполнении сварочных работ в процессе ремонта и исправления дефектных мест резервуаров должны соблюдаться следующие требования:

• сварка стыковых швов окраек днища должна выполняться на остающейся подкладке в два и более слоев с обеспечением полного провара корня шва; подкладка устанавливается на прихватках; приваривать подкладку по контуру к днищу запрещается; конец стыкового

шва должен выводиться за пределы окрайки на остающийся конец подкладки длиной не менее 30 мм, который удаляется после окончания сварки кислородной резкой; места среза подкладок следует тщательно зачищать; зазор между подкладкой и кромками не должен превышать 1 мм.

• технологические подкладки для сварки окрайков днищ должны иметь размеры: толщину 4-6 мм, длину более длины дефектного места на 100-150 мм и ширину не менее 100 мм;

• вертикальные стыковые швы корпусов резервуаров должны свариваться с двух сторон, вначале сваривают основной шов, затем подварочный. Перед сваркой подварочного шва корень основного шва вырубают или выплавляют до чистого металла и зачищают стальной щеткой;

• вертикальные стыки поясов корпуса из листов толщиной 4-5 мм разрешается собирать внахлестку, сваривая их сплошными швами с наружной и прерывистыми швами с внутренней сторон резервуара.

Ручную сварку стыковых швов при ремонте резервуаров следует выполнять обратноступенчатым способом.

Длина ступени не должна превышать 200-250 мм.

Сварку основного шва выполняют в несколько слоев в зависимости от толщины металла:

Толщина листов, мм	4-5	6-7	8-9	10-12	12-14
Число слоев	1	2	2-3	3-4	3-4

Для сварки первого слоя следует применять электроды диаметром 3 мм, для сварки остальных слоев - электроды диаметром 4—5 мм.

После сварки каждого слоя поверхность шва должна тщательно зачищаться от шлака и брызг металла. Участки слоев шва с порами, раковинами и трещинами должны быть удалены и заварены вновь.

Сварку нахлесточных швов также следует производить обратноступенчатым способом. Длина ступени не должна превышать 300-500 мм.

Ремонт резервуаров АЗС с применением эпоксидных составов

Применении эпоксидных составов (композиций) при ремонте резервуаров и металлических понтонов разрешается для герметизации:

• газового пространства резервуаров, кровля и верхние пояса которых имеют большое

количество сквозных коррозионных повреждений;

• швов, имеющих мелкие трещины, и участков с отпотинами в верхних поясах корпуса;

• днища резервуара, прокорродированных участков днища и первого пояса корпуса.

Герметизация дефектных мест с применением эпоксидных составов не обеспечивает прочности конструкции.

Герметизация дефектных мест кровли и корпуса осуществляется с наружной стороны резервуара без его дегазации. Дефектное место должно находиться выше уровня наполнения продукта в резервуаре.

Герметизация дефектных мест понтона и днища осуществляется при дегазированном резервуаре (санитарной норме содержания паров).

Герметизация мелких чрещин должна осуществляться после установления границ трещин, засверловки отверстий диаметром 6-8 мм по концам трещин.

Во избежание образования искры засверловку трещин рекомендуется выполнять ручной дрелью. Место засверловки следует густо смазать техническим вазелином.

Подготовка мест для наложения герметизирующих наклеек должна осуществляться далее границ дефектного места на 40...80 мм с помощью безыскровых приспособлений. Поверхность поврежденного участка зачищается до металлического блеска металлической щеткой, напильником и дополнительно наждачной бумагой. После механической обработки поврежденное место очищают от опилок, окалины и грязи ветошью, смоченной бензином.

Перед нанесением клеящего состава зачищенное дефектное место обезжиривают растворителями (ацетон, Р-4 и др.).

Для ремонта резервуаров рекомендуется эпоксидный клей холодного отверждения следующего состава (в вес.долях):

Эпоксидная смола 100

Пластификатор-дибутилфталат 18-20

Отвердитель-полиэтиленполиамин 12-15

Наполнитель-алюминиевая пудра 30-40

Вследствие короткой «жизнеспособности» (10-50 мин.) указанный состав изготовляют небольшими порциями непосредственно перед употреблением.

Для получения эпоксидных составов с большой вязкостью, что значительно упрощает их нанесение и удержание на вертикальных и потолочных поверхностях, в исходную эпоксидную смолу добавляют до 10 вес.ч. растворителя - ацетона или толуола, после чего процент добавки алюминиевой пудры может быть доведен по весу до 100% по отношению к эпоксидной смоле. «Жизнеспособность» состава повысится до 1,5—2 ч.

Эпоксидные клеевые составы холодного отверждения полимеризуются при температуре окружающей среды от плюс 5°С и выше в течение 24 ч. Ускорить отверждение эпоксидного состава можно путем подогрева его после начала полимеризации, которая наступает через 2-3 ч с момента приготовления при температуре окружающей среды плюс 15-К20 °С. Подогревать можно горячим воздухом, мелками с горячим песком или другими средствами. Полимеризация эпоксидного состава при подогреве заканчивается за 3—4 ч при температуре 60-80 °С и за 2 ч при температуре 80-100 °С.

В зависимости от вязкости состава его наносят на зачищенную поверхность при помощи шпателя, кисти или краскопульта.

Отдельные мелкие трещины, отверстия и отпотины на корпусе и кровле допускается ликвидировать эпоксидным составом без применения армирующего материала. При этом дефектное место и поверхность вокруг него должны быть покрыты ровным слоем клеем. Толщина клеевого состава должна быть около 0,15 мм.

Крупные дефектные места ремонтируются эпоксидными составами с укладкой не менее двух слоев армирующей ткани - стеклоткани, бязи и др.

Зачищенное место покрывают слоем клея, укладывают армирующий слой и покрывают его слоем клея, затем укладывают следующий армирующий слой, который также покрывают слоем клея. Каждый армирующий слой должен перекрывать края дефектного листа и ранее уложенного армирующего слоя на 20-30 мм. На верхний армирующий слой наносится слой эпоксидного клеевого состава с последующим лакокрасочным покрытием.

Клееармированная конструкция после нанесения каждого слоя на дефектное место уплотняется (прикатывается) металлическим роликом для удаления воздушных пузырей и возможных каверн между слоями и металлом.

Клеевая конструкция отремонтированных дефектных мест после окончания всех работ выдерживается для отверждения в течение 48 ч при температуре 15...25°С.

Ремонт резервуаров АЗС с использованием материалов РЭМ-Сталь и РЭМ-Алюминий

В настоящее время композитные материалы ПГ-РЭ-5СТ и ПГ-РЭ-5Ал (продукция фирмы «Порсил ЛТД» г. Санкт-Петербург) выпускаются под торговыми марками соответственно РЭМ-Сталь и РЭМ-Алюминий. Указанные материалы рекомендуются для ремонтно-восстановительных работ резервуаров для хранения нефтепродуктов и технологического оборудования (корпусные детали, резервуары, трубопроводы). Выполнение работ

производится без прерывания технологического цикла и в случае невозможности или нецелесообразности проведения ремонтных работ по традиционной технологии с помощью электродуговой сварки.

Композитные материалы составлены на эпоксидной основе и содержат 60-70% мелкодисперсного металлического компонента. РЭМ-Сталь содержит порошок из нержавеющей стали типа 18-8, а материал РЭМ-Алюминий — порошок из алюминия АСД-4.

Механические и адгезионные характеристики ремонтных композитных материалов представлены в табл. 3.10, а физико-химические характеристики - в табл. 3.11.
Таблица 3.10

Типичные механические свойства композитных материалов (по данным НПК «Техническая керамика и композиты» Центрального научноисследовательского института материалов, СПб)

Параметры испытаний	Типичный предел прочности при растяжении, МПа		Типичная адгезия к стальной поверхности. МПа	
	РЭМ-Сталь	РЭМ-Алюминий	РЭМ-Сталь	РЭМ-Алюминий
Стандартные условия, >24 часа после начала отверждения	25	16	15	18
После искусственного старения (60 ^{0} С х 7 суток)	35	28	18	13,5
После искусственного старения (60 °С х 14 суток)	40	28	20	16
После циклических испытаний (180 переходов через 0 °С)	25	18.5	20	14
После циклических испытаний (450 переходов через 0 ^{0} С)	20	17,5	IS	6
Влагостойкость (относит, влажность 98% х22 °С х 80 ч.)	24	15	14	11,5
Влагостойкость (относит, влажность 98%х22°Сх 160 ч.)	20	13	12	10
Хладостойкость (минус 60 ^{0} С х 90 ч.)	22	14	16	17

Таблица 3.11 Эксплуатационные и потребительские характеристики композитных материалов фирмы «Порсил ЛТД», рекомендуемых для проведения ремонтных работ

Наименование технических характеристик	Единицы измерения	Величина показателей	
		РЭМ-Сталь	РЭМ-Алюминий
1. Плотность после набора прочности, не менее	г/см³	2,4	1,6

Твердость по Шору, А, не менее	условные	67	92
- через 3 часа	единицы	98	94
- через 12 часов		98	
- через 24 часа			
3. Разрушающее напряжение при сжатии, не менее	МПа	60	40
4. Разрушающее напряжение при растяжении, не менее	МПа	25	16
5. Прочность при статическом изгибе, не менее	МПа	40	30
6 Модуль упругости, не менее	МПа	1100	700
- при сжатии		1600	600
- при растяжении		3500	2000
- при изгибе			
7 Прочность при срезе, не менее	МПа	25	20
8. Ударная вязкость по Шарли, не менее	кДж/м^2	8	12
9. Адгезионная прочность к стальной поверхности, не менее	МПа	15	18
10. Посудное время при 20 ^{C}C, не более	мин	40	40
11. Время набора 80% прочности при 20 °С	ч	24	24
12. Водопогпощение, не более	%	0,1	0,25
13. Усадка при отверждении, не более	%	-0,013	0,053
14. Электрическая прочность при переменном токе, не менее	кВ/мм	1,5	1.1
15. Удельное объемное электрическое сопротивление, не менее	Ом м	1,2 -10^{10}	3,5 .10^{12}
16. Удельное поверхностное электрическое сопротивление, не менее	Ом	3,5-10^{10}	6,5.10 ^{12}
17. Диэлектрическая проницаемость	-	35 | 20	
18. Компонентность	-	два компонента	
19. Консистенция	-	однородная пастообразная масса	
20. Возможность нанесения материала при наружной температуре, не менее	"с	+5 i+5	
21. Возможность механической обработки отвердевшего материала	-	слесарная, токарная, фрезерная, шлифовальная	
22. Химическая стойкость к следующим реагентам:		+	+
- моторное топливо		+	+
- нефть		+/-	+/~
- серная кислота		+	+/-
- соляная кислота		+/-	+
- гидроокись натрия		+	+/-
- гидроокись кальция		+	+
- сероводород		+	+
- углекислый газ			+
- природный газ			
23. Температурные пределы длительного сохранения прочностных показателей:	С	-60 + 130	-60
- нижний предел			+130
- верхний предел			
24. Срок годности компонентов при хранении в отапливаемом складе	год	1	1

[1] - *по данным НПК «Техническая керамика и композиты» ЦНИИМ, Санкт-Петербург (кроме п.п. 20 и 21). Пункты 20 и 21 - по данным ВНИИСТа.*

- *знак «+» означает - стоек к длительному воздействию реагента,*

знак «+/-)>озненает - умеренно стоек к длительному воздействию реагента.

Организация ремонтных работ резервуаров АЗС

Рекомендации руководящего документа (РД) являются обязательным документом для всех организаций и ремонтных служб, выполняющих ремонт поверхностных повреждений и сквозных дефектов на объектах нефтяной и газовой промышленности, а также на подобных объектах АЗС, энергетики и машиностроения.

Руководство АЗС, на территории которого необходимо провести ремонт оборудования, оформляет следующие документы:

• заявку на ремонт с приложением перечня ремонтных работ;

• технологическую карту на проведение ремонта, выполняемую в соответствии с типовыми технологическими картами с учетом специфики местных условий. Технологическая карта должна быть утверждена директором (главным инженером) АЗС;

• наряд-допуск на проведение газоопасных работ при подготовке оборудования к ремонту;

• акт на проведение ремонта.

К выполнению подготовительных и ремонтных работ допускается бригада, члены которой прошли специальный инструктаж по применению регламентированных руководящим документом (РД) композитных материалов Проведение инструктажа должно быть отмечено в акте на проведение ремонта.

Готовность оборудования к ремонту, включая принятие необходимых мер безопасности, подтверждается закрытием наряда-допуска на проведение работ, подписанного как ответственным за подготовку к ремонту, так и ответственным за проведение собственно ремонта - руководителем АЗС.

Директор АЗС издает приказ с указанием руководителя работ и ответственных лиц, выделенных для проведения ремонта. Приказ должен быть согласован с инженером по охране труда. Лица, выделенные для проведения работ, должны пройти инструктаж по технике безопасности при проведении ремонтных работ. Назначенный приказом руководитель работ несет ответственность за дисциплину и организацию контроля качества ремонтных работ, а также проведение работ согласно требованиям:

■ «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» — Москва, НПО ОБТ, 1993 г.;

■ «Правилам устройства и безопасной эксплуатации трубопровода пара и горячей воды. ПБ-03-75-94» - Москва, ПИО ОБТ, 1997 г.

Во избежание поражения электрическим током электронагреватели для подогрева должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.00.0-75.

Ремонтные работы на высоте и в заглублениях необходимо проводить в соответствии с требованиями СНиП Ш-42-80.

После окончания ремонта в акт на проведение ремонта вносятся данные о качестве ремонта и возможности дальнейшей эксплуатации оборудования. Акт подписывается исполнителями работ и утверждается директором (главным инженером) АЗС. В штатном журнале учета ремонтных работ делается соответствующая запись.

Допустимые размеры дефектов на резервуарах, подлежащих ремонту, приведены в табл. 3.12. Расстояние между соседними несквозными дефектами должно быть не менее одной четвертой длины (0,25L) наиболее протяженного из соседних дефектов.

При наличии в совокупном дефекте дефектов с различной остаточной толщиной стенки нормы ремонта выбираются по дефекту с минимальной остаточной толщиной стенки. При ремонте дефектов с остаточной толщиной стенки Ност< 25 % необходимо применение усиливающих накладок.

Таблица 3.12

Размеры допустимых к ремонту дефектов на стальных резервуарах

Типы дефектов	$H_{ос}$, на ремонтируемом участке после зачистки, %	Допустимый к ремонту размер (протяженность, площадь) дефекта; мм, мм^2		Примечание	
		Первый пояс корпуса	ОКЭ*	Первый пояс корпуса	ОКЭ*
Сквозные линейные дефекты	0	В<0,5мм L<100мм (< 50 мм^2)	В< 1,0мм 1_<200мм (< 200 мм^2)	Расстояние между дефектами > 200мм	Расстояние между дефектами > 100мм
Сквозные плоскостные дефекты	0	<25мм^г	<300 мм^2	Расстояние между дефектами >50мм	Расстояние между дефектами >50мм
Несквозные дефекты	>75	<500000 мм^2	не ограничивается	InPD**<2,0 м^2 на каждые 10 м^2 поверхности	I nPD** не ограничивается
	75>$H_{ост}$>50	<200000 мм^2	не ограничивается	InPD**<1,5 м^2 на каждые 10 м^2 поверхности	I ПРО** не ограничивается
	50> Нос >25	<50000 мм^2	<200000 мм^2	InPD**<1,0 м^2 на каждые 10 м^2 поверхности	X nPD**<1.5 м^2 на каждые 10 м^2 поверхности
	<25	Размеры дефекта и технология ремонта аналогичны соответствующему типу сквозного дефекта			

Ремонт резервуаров АЗС с использованием композиционного материала «Полимет»

В последние десятилетие в технологии ремонта и обслуживания оборудования машиностроения наметились принципиально новые подходы. Получили широкое применение металлополимерные композиции типа «Дурметалл» (Швейцария), «Турбометалл» (ФРГ), «Поксилин» (Аргентина) и отечественный «Полимет», которые могут быть использованы при ремонте резервуаров и технологического оборудования АЗС.

Результаты сравнительных испытаний «Полимета» с зарубежным аналогом швейцарской фирмы «Дурметалл», имеющим то же название, показали, что по ряду прочностных показателей «Полимет» превосходит «Дурметалл» (табл. 3.13).

Таблица 3.13

Сравнительные прочностные показатели металлополимерных материалов

Характеристика	«Дурметалл»		«Полимет»
	Данные проспекта	Результаты испытаний образцов	
Твердость по Бринелю, МПа	85	90	94
Прочность соединения, МН/м^2: при растяжении при изгибе при сдвиге (на срез) при сжатии	44 79 17-25 120	17,5 28/1,2 15/1,5 90	50 54 20-23,6 90
Теплостойкость, °С	+300	-60...+150	-200...+150
Соотношение компонентов по объему	1:1	1:1	1:1
Удельный вес, г/см^3	2,7	2,7	2,8
Длительность охлаждения, ч	3-4	4	3
Электрохимическое воздействие	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует
Контактная коррозия	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует
Загрязнение питьевой воды	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует
Гарантийный срок хранения	Не ограничен	-	Не ограничен
Модуль упругости, МПа	г˜-	-	4500

**При температуре+300 °С*

Металлополимерный материал «Полимет» предназначен для неразъемного соединения металлов и неметаллов в различных сочетаниях. «Полимет» может использоваться для заполнения полостей раковин, трещин и т. п., для покрытия поверхностей защитно-герметизирующим коррозионно-стойким слоем.

«Полимет» может поставляться потребителю в виде двух компонентов (А и Б). Смесь готовят, смешивая компонеты в соотношении 1:1 по объему до получения однородной массы равномерной окраски Продолжительность рабочего состояния смеси при нормальной температуре - 1 ч. Время полной полимеризации (отверждения) - 3 ч. «Полимет» обеспечивает соединение методом «холодной сварки». В отвердевшем состоянии «Полимет» пригоден для последующей механической обработки: пропиловки, сверления, нарезания резьбы и т.п.

Для расширения возможностей применения «Полимета» в настоящее время в инженерном центре АО «Техпро» ведутся работы по созданию материала с ускоренным режимом полимеризации (3-5 мин.), аналогичного материалу «Рапид» фирмы «Дурметалл». «Полимет» ускоренного отверждения обеспечит быстрый и качественный ремонт в аварийных ситуациях.

Экономический эффект от применения «Полимета» может быть довольно значительным прежде всего благодаря экономии энергетических и материальных ресурсов вследствие, например, неиспользования сварочного оборудования, ликвидации брака из-за литейных дефектов, обнаруженных как непосредственно после литья, так и после механической обработки корпусных деталей. Эффективно использование «Полимета» также и при проведении ремонтно-восстановительных работ оборудования АЗС.

В настоящее время освоен серийный выпуск материала «Полимет» в различной упаковке. Его высокие физико-химические характеристики подтверждены сертификатом качества.

Контроль качества выполненных сборочных и сварочных работ осуществляется:

• внешним осмотром мест и элементов исправления в процессе сборки, сварки резервуара с измерением сварных швов;

• испытанием швов на плотность;

• проверкой сварных швов рентгено- и гамма-просвечиванием или другими физическими методами;

• окончательное испытание резервуара на прочность, устойчивость и плотность.

Перед осмотром сварных швов проводится очистка их от шлака, грязи, брызг металла и окалины. Наружному осмотру подвергаются 100% всех сварных швов, выполненных при ремонтных работах.Сварные швы по внешнему виду должны удовлетворять следующим требованиям:

• иметь гладкую или мелкочешуйчатую поверхность (без наплывов, прожогов, сужения и перерывов) и плавный переход к основному металлу;

• наплавленный металл должен быть плотным по всей длине шва, не иметь трещин, скоплений и цепочек поверхностных пор (отдельно расположенные поверхностные поры

допускаются);

• все кратеры должны быть заварены;

• размеры швов должны соответствовать стандартам и проверяются шаблонами.

Обнаруженные при внешнем осмотре дефекты должны быть устранены до проведения испытаний элементов резервуара на плотность. Дефекты сварных соединений должны быть устранены посредством вырубки или выплавки соответствующих участков швов с последующей сваркой. Подчеканка сварных швов не допускается.

Контролю плотности сварных швов подвергаются 100% швов, выполненных в период ремонтных работ, вакуум-методом, керосиновой пробой или методом химических реакций.

Испытание плотности стыковых швов осуществляется путем обильного смачивания их керосином. Контролируемую сторону шва очищают от грязи и ржавчины и окрашивают водным раствором мела. Окрашенная поверхность должна просохнуть.

Смачивание шва керосином производится опрыскиванием не менее 2 раз струей под давлением из краскопульта, бачка керосинореза или паяльной лампы. Допускается протирать швы 2-3 раза тряпкой, обильно смоченной керосином.

Испытания плотности двусторонних нахлесточных швов и стыковых швов, сваренных на остающейся подкладке, осуществляются введением ке-росина под давлением 1-2 кгс/см2 в зазор между листами или подкладной планкой через специально просверленные отверстия. Отверстия после проведения испытания заваривают.

На поверхности, окрашенной меловым раствором, в течение 12 ч после смачивания не должно появляться пятен, а при температуре ниже О °С - в течение 24 ч.

В зимних условиях для ускорения процесса контроля разрешается смачивать керосином сварные швы, предварительно нагретые до температуры 60-70 °С. В этом случае процесс контроля плотности сокращается до 1 ч.

3.2. ТОПЛИВОРАЗДАТОЧНЫЕ КОЛОНКИ АЗС

3.2.1. УСТРОЙСТВО И ОБОРУДОВАНИЕ

Назначение

Предназначены для заправки автотранспортных средств отфильтрованным топливом и выполняют следующие основные функции:

• отпуск топлива в бак потребителя по заданной оператором дозе в литрах;

• отпуск топлива в бак потребителя на заданную сумму денег;

• отображение информации о розничной цене одного литра топлива и возможность ее корректировки с контроллера;

• отображение информации о заданной и отпущенной дозе топлива в физических и денежных единицах при разовом отпуске;

• отображение информации о суммарном количестве отпущенного топлива по вызову оператора;

• сохранение в отсчетном устройстве информации о суммарном количестве отпущенного топлива;

• аварийное прекращение выдачи дозы непосредственно с колонки или контроллера;

• продолжение отпуска заданной дозы при устранении аварии с разрешения оператора;

• программная защита от несанкционированного доступа кода поста и значения юстировочного коэффициента;

• возможность монтажа колонки на расстоянии до 30 м от резервуара.

Классификация топливораздаточных колонок АЗС

ТРК классифицируют по следующим признакам:

• по мобильности: переносные, стационарные;

• виду привода: с ручным, электрическим, комбинированным;

• способу управления: ручного, от местного задающего устройства; от дистанционного задающего устройства; от автоматического задающего устройства;

• способу размещения: одинарные - для обслуживания одного потребителя; двойные — для одновременного обслуживания двух потребителей;

• составу выдаваемого топлива: для выдачи однокомпонентного топлива, для образования и выдачи топливной смеси;

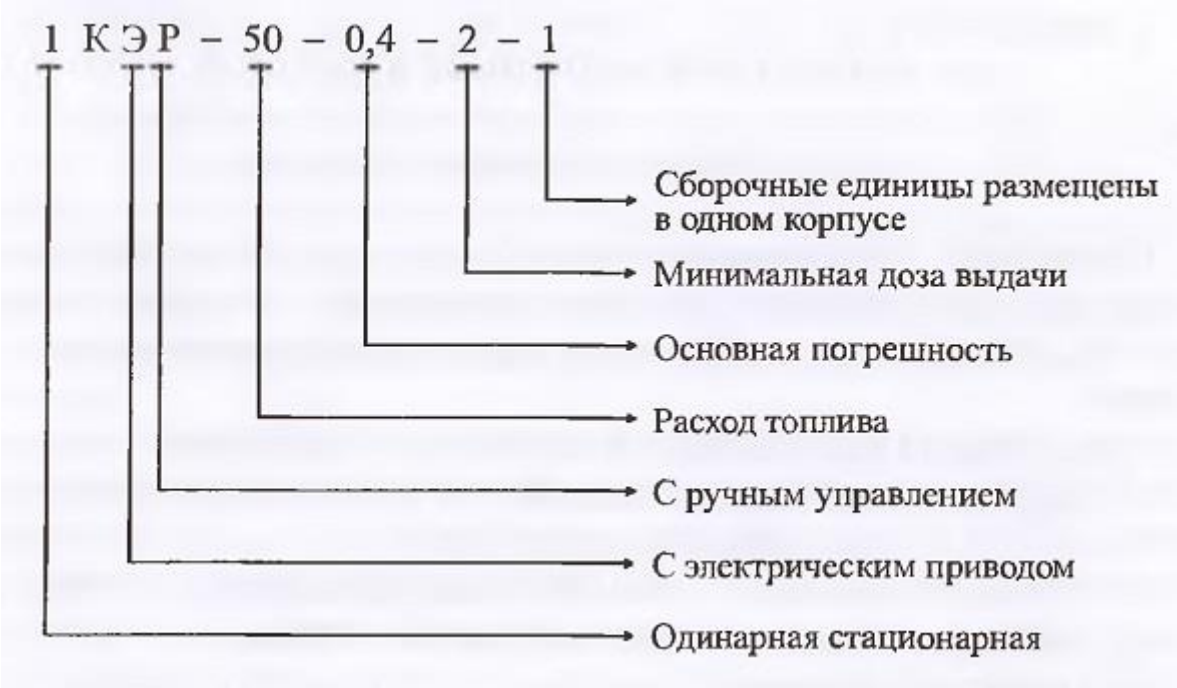
• номинальному расходу топлива, л/мин.: 25; 40; 50; 100; 160;

• основной погрешности, %: ± 0,25...0,4;

• способу размещения сборочных единиц: в одном корпусе, в нескольких корпусах;

• по типу отсчетного устройства: с механическим и электрическим устройством.

Маркировка ТРК по ГОСТ 9018



ТРК выпускаются:

• однотопливные, двухтопливные с возможностью одновременной заправки двух автомобилей одним видом топлива с раздельным учетом выдаваемого топлива через каждый раздаточный кран (например, тип 2КЭД-50-0,25-1/1т);

• двухтопливные, четырехшланговые с возможностью одновременной заправки двух автомобилей одним или двумя видами топлив с учетом выдаваемых доз через каждый раздаточный кран (например, тип 2КЭД-50-0,25-1/2т);

• трехтопливные, шестишланговые с возможностью одновременной заправки двух автомобилей одним или двумя из трех видов топлива с учетом выдаваемых доз через каждый раздаточный кран (например, тип 2КЭД-50-0,25-1/3т);

• четырехтопливные, восьмишланговые с возможностью одновременной заправки двух автомобилей одним или двумя из четырех видов топлива с учетом доз топлива через каждый раздаточный кран (например, тип 2КЭД-50-0,25-1/ут).

Устройство топливораздаточных колонок АЗС

ТРК состоит из: насоса, приводимого электрическим двигателем; фильтра грубой очистки, установленного на всасывающем патрубке насоса; газоотделителя, установленного на нагнетательной линии после насоса; устройства для снижения производительности насоса в конце выдачи дозы, установленного после газоотделителя; фильтра тонкой очистки; измерителя объема дозы топлива; раздаточного крана; индикатора рукава; сггсчетного устройства, связанного с измерителем объема, (рис. 3.11).

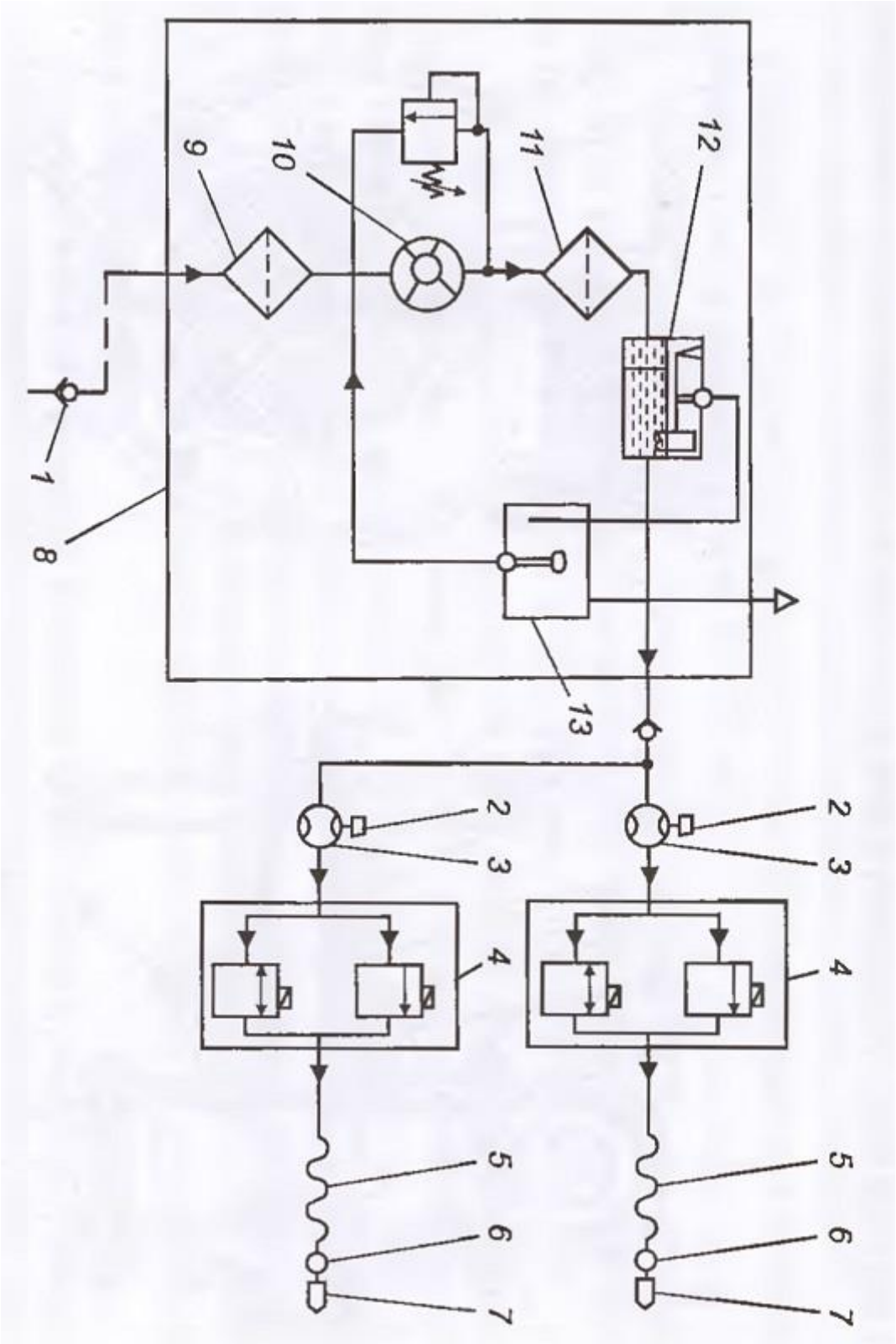


Рис. 3.11. Принципиальная гидравлическая схема двухпостовой ТРК:
1 - клапан приемный; 2 - счетчик с датчиком расхода; 3 - измеритель объема;
4 - клапан электромагнитный; 5 - рукав напорный; 6 - индикатор; 7 - кран раздаточный;
8 - моноблок; 9 - фильтр грубой очистки; 10- насос; 11 - фильтр тонкой очистки; 12 - газоотделитель; 13 — камера поплавковая

Принцип работы топливораздаточных колонок АЗС

На дистанционном устройстве задается доза. При снятии раздаточного крана включается насос, который подает топливо в газоотделитель через клапан, измеритель объема и раздаточный кран топливо поступает в бак автомобиля.

С целью сокращения гидравлических сопротивлений и уменьшения габаритов трубопроводной обвязки колонок, осуществляется объединение ряда узлов гидравлической системы в один узел (моноблок). Как правило, в моноблок объединяют насос, фильтры, газоотделитель, поплавковую камеру, обратный клапан. В этом случае измеритель объема и электродвигатель устанавливают непосредственно на моноблок.

Насос-моноблок топливораздаточных колонок АЗС

Насос-моноблок включает в себя:

Фильтр для очистки топлива от механических примесей в бензине — размером более 100 мкм, в дизельном топливе — с размером более 20 мкм.

Насос (рис. 3.12) роторно-шиберный, роторно-поршневой или лопастной. Состоит из корпуса, ротора и двух крышек. Направление вращения ротора указано стрелкой на шкиве электродвигателя. Во время вращения ротора лопатки под действием центробежной силы прижимаются к внутренней поверхности камеры корпуса насоса, образуют замкнутые объемы и переносят жидкость из всасывающей полости в нагнетательную. Между всасывающей и нагнетательной полостями расположен перепускной клапан с регулировочным винтом. Клапан открывается, если давление в нагнетательной полости превышает 0,15...0,18 МПа, и насос начинает частично работать «на себя». При достижении давления 0,25...0,3 МПа насос полностью работает «на себя».

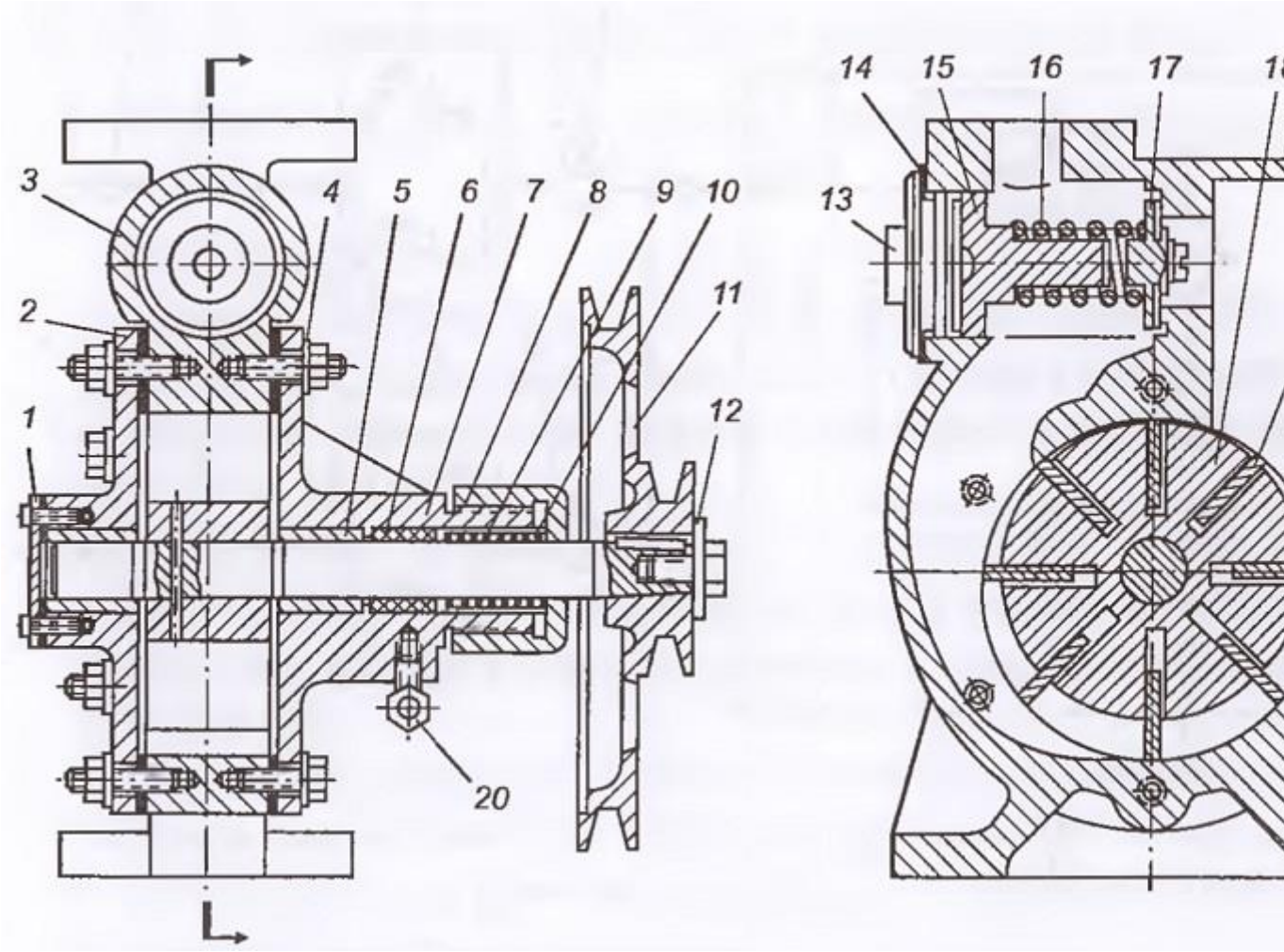


Рис. 3.12. Роторно-шиберный насос:
1, 2, 4 - крышки; 3 - корпус; 5, 7,8- втулки; б - сальниковая набивка; 9 - пружина; 10 - гайка; 11 - шкив; 12- специальная шайба; 13 - пробка; 14 - прокладка; 15- регулировочный винт; 16- пружина; 17- клапан; 18 - ротор; 19 - лопатка; 20 штуцер

Газоотделитель с поплавковой камерой, предназначен для удаления из топлива газов и паров, которые мешают точной работе счетчика жидкости. В газоотделителе скорость потока жидкости уменьшается за счет увеличения площади проходного сечения, при этом пузырьки газов и паров выделяются в верхней части газоотделителя и удаляются. Газоотделитель состоит из двух

камер - непосредственно газоотделителя и поплавковой камеры. В нем устанавливают при необходимости два фильтрующих элемента с тонкостью фильтрования 20 мкм. Корпус закрывается крышкой с прокладкой. В нижней его части имеется пробка для слива топлива при смене фильтрующих элементов или при ремонтах. Жиклерное отверстие

соединено с поплавковой камерой, в корпусе которой расположен игольчатый клапан, обеспечивающий слив скопившегося горючего во всасывающую полость насоса. Воздух удаляется из камеры через отверстия в крышке, сообщающиеся с атмосферой.

Верхний обратный клапан устанавливается между газоотделителем и счетчиком жидкости. Он состоит из корпуса, в котором запрессовано седло и установлен клапан. Корпус закрывает крышка с уплотнительной прокладкой. Когда колонка не работает, клапан препятствует обратному сливу горючего из системы измерения. Кроме того, обратный клапан выравнивает давление, когда колонка не работает и под действием внешних факторов в измерительной системе создается избыточное давление. В этом случае давление через отверстие в тарелке клапана открывает его и избыточное давление отводится через штуцер газоотделителя в поплавковую камеру.

Корпус насоса-моноблока с торцов закрыт крышками: задней и передней. В нижней части задней крышки имеется отверстие для слива остатков топлива при ремонтах с пробкой. Поплавковая камера закрыта крышкой.

Фильтры грубой очистки предназначены для предохранения насосов от твердых частиц размером более 80-100 мкм.

Фильтры тонкой очистки предназначены для очистки топлив от твердых частиц размером 5-20 мкм (обычно более 20 мкм) с целью предохранения от преждевременного износа и отказа в работе техники потребителя.

Насосы топливораздаточных колонок АЗС

Насосы колонок бывают различных конструкций. Кроме роторно-пластинчатых объемных насосов применяют многоступенчатые погружные насосы, которые уст анавливают отдельно от ТРК внутри резервуаров с топливом на всасывающих линиях трубопроводов. Такие насосы могут обслуживать несколько колонок одновременно. Например, погружной насос АООТ «Промприбор» или погружной топливно-насосный агрегат ПТНА-Ш, предназначенный для подачи различных видов жидкого топлива из резервуара к различным колонкам.

Устройство для снижения расхода топливораздаточных колонок АЗС

Устройство для снижения расхода в конце выдачи дозы предназначено для повышения точности отпуска дозы и представляет собой электромагнитные клапаны одинарного или двойного действия. Клапаны одинарного действия только снижают расход в конце выдачи дозы, двойного действия - дополнительно перекрывают трубопровод после окончания выдачи дозы. Команды на снижение расхода и полное перекрытие трубопровода выдает система управления колонкой. Интервал между командами составляет 0,4-1,0 л.

Измеритель объема топливораздаточных колонок АЗС

Измеритель объема предназначен для измерения объема горючего, проходящего через колонку. Он состоит из корпуса цилиндров, основания, боковых крышек цилиндров, корпуса золотника. Корпус цилиндров является измерительной камерой. Он имеет четыре цилиндра с гильзами, в каждом из которых размещены поршни, попарно соединенные кулисой. Поршни снабжены манжетами. Объем каждого цилиндра равен 125 см3. Ход поршня ограничен четырьмя упорами, которые регулируют точность измерения горючего. Упоры закрываются крышками и пломбируются. Под давлением жидкости поршни поочередно перемещаются к оси счетчика, вытесняя жидкость из противоположного цилиндра через золотник и трубопровод. При этом движение поршней передается коленчатому и вертикальному валикам, связанным со счетным устройством. Коленчатый вал установлен вертикально в двух опорах скольжения. На верхнюю часть его посажен золотник, который под действием вращения коленчатого вала перераспределяет вход и выход горючего. Нижняя часть золотника притерта к корпусу, а верхняя - к уплотнению с пружиной. Валик корпуса золошика уплотняется манжетой. Ход поршней регулируется изменением зазора между кривошипом коленчатого вала и кулисой.

СЧЕТНОЕ УСТРОЙСТВО представляет собой указатель объема разовой выдачи и суммарного объема горючего, прошедшего через счетчик жидкости. Счетное устройство приводится в действие вращением коленчатого вала счетчика жидкости. За один оборот коленчатого вала счетчик жидкости отмеряет объем горючего, равный 0,5 л.

ИНДИКАТОР служит для контроля заполнения измерительной системы топливом. Появление пузырьков воздуха в индикаторе указывает на отклонения в режиме работы газоотделителя или негерметичность всасывающей системы.

РАЗДАТОЧНЫЙ КРАН С РУКАВОМ предназначен для заправки техники топливом. Рукав длиной от 3,5 до 5 метров маслобензостойкий, одним концом присоединяется к патрубку индикатора, другим к раздаточному крану с отсечным клапаном. Рукав заземляется проволокой, пропущенной внутри. Отсечной клапан предназначен для автоматической отсечки потока горючего после прекращения работы насоса. Он регулируется на давление 0,04-0,06 МПа и предупреждает слив топлива из рукава.

Топливораздаточные краны колонок АЗС

Топливораздаточные краны являются неотъемлемой частью любой топливораздаточной колонки и непосредственно участвуют в обеспечении ее высоких метрологических характеристик.

Во всем мире для топливораздаточного оборудования АЗС принята система «полного рукава», т.е. вся гидросистема колонки должна быть постоянно заполнена топливом, поэтому для удержания топлива в гидравличес-кой системе колонки в раздаточном кране предусматривается соответствующее устройство — отсечной клапан.

Среди топливораздаточных кранов самыми простыми являются краны с ручным

управлением. Краны состоят из корпуса, соединительного устройства с рукавом сливного патрубка, рабочего клапана с рычагом управления и, при необходимости, отсечного клапана. Для работы с топливораздаточными колонками применяются краны с Ду 20 и Ду 25. По конструкции рабочего клапана краны подразделяются на краны с клапанами, открывающимися по давлению и против давления; по конструкции механизма автоматического отключения: краны с роликовым механизмом расцепления штоков, и с шариковым механизмом и подвижной опорой Кроме того, краны могут иметь отдельный или совмещенный с основным отсечной клапан. Все краны имеют вакуумный механизм автоматического отключения, состоящий из мембраны с роликами или шариками, эжектирую-щего устройства и системы каналов, связывающих надмембранную полость, эжектирующее устройство и сигнальное отверстие на конце сливного патрубка. Когда сигнальное отверстие не покрыто жидкостью, над-мембранная полость связана непосредственно с атмосферой и отсос из нее воздуха постоянно компенсируется. Как только жидкость перекрывает отверстие, в надмембранной полости понижается давление и мембрана, сжимая возвратную пружину, втягивается, увлекая за собой механизм расцепления, и разрывает механическую связь рабочего клапана с рычагом управления, закрывая при этом клапан.

С целью сокращения потерь топлива при наливе в баки автомобилей применяют краны с откачкой вытесняемых из баков паров для последующей их утилизации, а также различные устройства для отключения крана при выпадении его из заправляемой емкости. Мировые фирмы выпускают ограниченное количество моделей кранов, совершенствование которых идет в основном за счет улучшения внешнего вида, повышения технологичности и надежности. Конструкция же кранов остается практически неизменной. В связи с ужесточением экологических требований ведущие фирмы выпускают краны для колонок с отводом паровоздушной смеси.

Краны изготавливаются с ниппельным или конусным присоединением к топливораздаточному рукаву, с вращающимся соединением, предотвращающим перекручивание рукава, а также с разрывной или предохранительной муфтами, предотвращающими повреждение топливораздаточной колонки при движении автомобиля с оставленным в бензобаке краном.

Поставляемая вместе с краном муфта разрывная предназначена для предотвращения повреждения топливораздаточной колонки, соединения топли-вораздагочного рукава с ТРК и краном. Разрывное усилие составляет 25 кгс.

Для этих же целей служит и муфта предохранительная, которая, кроме того, обеспечивает поворот крана относительно рукава и предотвращает перекручивание топливораздаточного рукава.

На российском рынке широко применяются зарубежные топливораздаточные краны германской фирмы «ELAFLEX»: ZVA 1.0 FS (со стандартным носиком), ZVA 1.0 RFS (с тонким носиком) и ZVA 1.0 TFS (для дизельного топлива). Эти краны поставляются с разрывными муфтами SSB 16, обеспечивающими также поворот крана на 360°. Муфта устанавливается между раздаточным краном ZVA и шлангом и разрывается в случае, если водитель забыл вынуть раздаточный кран из бензобака. Клапан, находящийся в разрывной части, останавливает вытекание топлива из шланга. Максимальное количество вытекаемого топлива не превышает 120 мл. Фирма «OPW» (Голландия) выпускает автоматические топливораздаточные краны OPW 11-AL 3/4 (для бензина) и OPW 7H1

(для дизельного топлива).

С целью обеспечения возможности выдачи топлива нескольких сортов одной колонкой применяют многорукавные колонки (4, 6 и более рукавов) с самостоятельными гидравлическими системами. Такие колонки позволяют сокращать площадь зоны заправки и увеличивают пропускную способность АЭС в часы «пик».

Топливораздаточные колонки с насосно-измерительной системой, выделенной в самостоятельный блок, удобны в эксплуатации, т.к. они позволяют устанавливать блоки непосредственно у резервуаров в стороне от заправочных островков, что сокращает длину всасывающих трубопроводов, уменьшая тем самым гидравлические потери и потребляемую мощность электродвигателей, а также создает благоприятные условия для обслуживания и ремонта.

Для решения экологических проблем применяют специальные раздаточные краны, которые улавливают пары топлива, выбрасываемые из горловин топливных баков автомобилей при их заправке. Эти краны имеют дополнительные клапаны для забора паров из бака автомобиля, двухканальные (коаксиальные) раздаточные рукава, для отвода паров в резервуары, специальные клапаны, уравновешивающие расходы топлива и паров, огневые предохранители и т.п.

Краны состоят из корпуса, соединительного устройства с рукавом сливного патрубка, рабочего клапана с рычагом управления и, при необходимости, отсечного клапана.

Топливораздаточные краны бывают с ручным управлением (РУ), ручным и автоматическим отключением (АК). Краны различаются по условному проходному сечению (ДУ: 10; 20; 25; 32 и 40 мм), каждому из которых соответствует номинальный расход топлива:

Условное проходное сечение крана, мм	Номинальный расход топлива, л/мин
20	50
25	100
32	160-200
40	Свыше 200

Смесераздаточные краны, предназначенные для выдачи смеси бензина с маслом для заправки транспортных средств с двухтактными двигателями (мопеды, мотоциклы, мотороллеры и др.), представляют собой два крана, объединенных в одном корпусе и управляемых одним рычагом. Из-за своей сложности эти краны не получили большого распространения, как и смесераздаточные колонки, поскольку автомобильные масла в основном продают расфасованными в мелкую тару.

Недостатком устройств автоматического отключения является подсос воздуха и образование пены на поверхности топлива в баке, которая приводит к преждевременному срабатыванию механизма отключения.

Недостатком кранов с рабочим клапаном, открывающимся по давлению, является большое усилие на рычаге управления для удержания пружины в рабочем состоянии.

Недостатком кранов с клапанами, открывающимися против давления, является большое начальное усилие при открытии крана.

В нашей стране выпускают краны топливораздаточные РКТ-20 (03-7592) и АКТ-20 марки 03-4382 производства АО «МОПАЗ» (г. Малоярославец Калужской обл.), предназначенные для заправки машин отечественного и импортного производства (табл. 3.14).

Таблица 3.14

Технические параметры топливораздаточных кранов

Наименование параметров	Тип кранов	
	РКТ-20 03-7592	АКТ-20 03-4382
Условный проход, мм	20	20
Пропускная способность, л/мин	50	50
Рабочее давление в кране при закрытом клапане, МПа	0,3	0,3
Нижний предел пропускной способности для срабатывания автоматически, л/мин	20	20
Присоединительные размеры, мм: с нипельным соединением с конусным соединением	 25 20	 25 20

3.2.2.

КОЛОНКИ АЗС ЗАРУБЕЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА - ЧАСТЬ 1

Фирма «АО ИНСТРУМЕНТОЙНТИ» (Финляндия)

Фирма выпускает ТРК серии N 8, N 180 и N 1800.

Серия N8 позволяет обслуживать одного или двух клиентов, с отпуском одной или двух марок топлива. Производительность насоса: стандартная -50 л/мин, повышенная - 100 л/мин, выборочная - 50 или 80 л/мин. Насос -Type 75 и счетчик SB фирмы Bennett.

Серия N180 модульной структуры.

Серия N1800 модульной структуры. Обеспечивает две одновременные заправки от двух до пяти марок топлива, производя при этом сбор паров топлива.

Модель N1812H предназначена для дизельного транспорта, производительность насоса 50 и 120 л/мин.

Технические характеристики:

• диапазон рабочей температуры от -40 °С до +55 °С;

• точность измерения ±0,25 % при расходе от 5 до 120 л/мин; электромеханические суммарные счетчики;

• гибкий заправочный рукав;

• автоматические заправочные краны;

• нагреватель и вентилятор, управляемые термостатом;

• табло на жидких кристаллах, отражающее: количество литров, марку топлива и цену за литр;

• встроенная клавиатура наладки и сервиса.

Фирма «TANKANLAGEN SALZKOTTEN» (Германия)

Фирма выпускает ТРК типов 396, 397, EU-MPD, S-MPD и MPD-Maxfill.

Тип 396 - одно или двухкомпонентная колонка с электронными вычислителем цены и счетчиком выданного топлива в литрах. Возможно подключение систем сбора данных о заправке и кассирования.

Гидравлическая система:

• насос-моноблок состоит из роторно-поршневого насоса производительностью 45 или 80 л/мин, устройства защиты от избыточного давления и газоотделителя;

• трехфазный электродвигатель во взрывобезопасном исполнении на напряжение 400 В, мощностью 0,55 или 0,75 кВт;

• клиноременная передача с устройством для натяжения ремня; филыр в линии всасывания со сменными фильтроэлементами и встроенным обратным клапаном;

• четырехпоршневой измеритель количества выданного топлива с импульсным датчиком или механическим счетчиком;

• электронный вычислитель цены фирмы «SALZKOTTEN» с автоматическим контролем, индикация кода ошибок, буферизация данных, режимы заправки Autark и Online, 10-разрядный суммирующий счетчик, опрашиваемый с помощью клавиш;

• заправочный рукав с условным диаметром 15 мм или 21 мм длиной 4 метра, выведенный через пружинную мачту из высококачественной стали со встроенным индикатором;

• раздаточный кран ZVA 3,0 или ZVA 25,3 с цилиндрическим замком.

Возможно оснащение колонок системой возврата газов фирмы «SALZKOTTEN».

ТРК типа 396/140 и 396/140-45 оснащены пластинчатым насосом производительностью до 140 л/мин (45 или 140 л/мин), блоком клапанов для выдачи больших или малых количеств топлива, заправочными кранами 25,3 FS или 3,0 TFS.

Тип 397 в дополнение к ТРК 396, имеет систему Ecometer с электронным импульсным датчиком, заправочный рукав с условным диаметром Ду = 16 мм для производительности 45 л/мин или с условным диаметром Ду = 21 мм для производительности 80 л/мин и длиной 4 м. Рукав пропущен через пружинную мачту из высококачественной стали и имеет встроенное смотровое стекло.

Тип EU-MPD-SK - это модульная конструкция для 1-5 видов топлива, которая серийно выпускается с заправочными постами по обе стороны заправочной площадки. Производительность 40, 80 и 140 л/мин.

Технические характеристики:

перекачиваемое топливо - автобензин, дизельное топливо, смеси автобензина с моторным маслом для двухтактных ДВС;
производительность насоса (шах) — 75 л/мин;

производительность счетчика (шах) - 45 л/мин;

(min) — 2 л/мин;

наименьшая доза выдачи - 2 л/мин;

рабочий объем поршневого счетчика — 0,5 л;

цена деления шкалы индикации - 10мл.
Колонка оборудована блоком управления и индикации для одного-че-тырех гидравлических модулей с электронным вычислителем пены фирмы SALZKOTTEN EC 2000 с гидравлическим контроллером и дисплеем для каждой стороны заправочной площадки. Индикация на жидких кристаллах с подсветкой заднего фона с легко читаемыми цифрами высотой 25 мм.

Гидравлический модуль для автобензина и дизельного топлива состоит из:

• насоса производительностью около 80 л/мин;

• блока управления, состоящего из вентиля регулировки предела измерений и интегрированного двойного магнитного клапана;

• двух измерительных устройств к заправочным системам пропускной способностью около 40 л/мин, разделенных по сторонам заправочной площадки.

Гидравлические модули для заправочных постов одностороннего расположения имеют насос с производительностью около 40 л/мин.

Шланговая стойка оборудована рукавами длиной 3,3 метра и держателями раздаточных кранов, над которыми крепятся таблички с обозначением продуктов.

Насос-моноблок имеет производительность около 80 л/мин. При одностороннем варианте - 40 л/мин. В него входят:

• роторно-поршневой насос;

• газоотделитель;

• управляемое поплавковое устройство обратного засасывания;

• предохранительный перепускной клапан;

• напорный фильтр с тонкостью фильтрования 10 микрон.

Электродвигатель трехфазный, мощность 0,75 кВт, напряжение 400 В, частота 50 Гц, частота вращения ротора 1450 об/мин. Схема соединения обмоток — звезда. Исполнение — взрывозащищенное. Имеется тепловая защита.

Фильтр со сменным фильтрующим патроном обеспечивает тонкость фильтрования 12 мкм для автобензина и 25 мкм для дизельного топлива.

Измеритель расхода топлива поршневого типа с электронной юстировкой имеет встроенный двойной датчик импульсов.

Заправочный рукав Slimline диаметром 16 мм и длиной 6 метров. Снабжен раздаточным краном типа ZVA с автоматическим устройством отключения.

Тип EU-MPD - многошланговая ТРК модульной конструкции для одного -пяти видов топлива. В базовом исполнении колонку можно использо-ват ь как систему заправки для одного вида топлива или как систему заправки для пяти видов топлива. Выпускается с заправочными постами по обе стороны заправочного островка. Производительность — около 45 л/мин, возможны варианты с производительностью 140 л/мин и с изменяемой производительностью от 45 до 140 л/мин.

Режимы работы'.

• on-line — режим заправки с самообслуживанием и с заправочным автоматом;

• автономный режим — режим заправки с обслуживанием;

• автономный режим с блокировкой - режим заправки с обслуживанием и деблокировкой перед каждой заправкой, деблокирующая кнопка — на корпусе индикации.

Насос-моноблок состоит из роторно-поршневого насоса производительностью 45 или 90 л/мин.

Тип S-MPD — многошланговая топливораздаточная система для одного-четырех видов топлива. Оснащена измерительной системой Ecometer на принципе вытеснения. Два шпинделя с циклоидальным профилем, вращающиеся в корпусе с двумя сливающимися отверстиями, образуют измерительные камеры. Аксиально поступающая измерительная среда приводит шпиндели в равномерное, непульсирующее вращательное движение. Информацию о количестве топлива, прошедшем через измерительные камеры, электронный импульсный датчик передает на вычислитель. В остальном устройство аналогично EU-MPD.

Колонки фирмы «Tankanlagen» маркируются следующим образом:

КОЛОНКИ АЗС ЗАРУБЕЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА - ЧАСТЬ 2

Компания «ADAST-SYSTEMS» (Чехия)

Осуществляет поставку ТРК следующих типов и моделей: Механические колонки серии 895 без подвеса шланга

8950.31.A - колонка с механическим счетчиком, один нефтепродукт, один пост выдачи 45 л/мин, ручное управление;

8951.31.A - колонка с механическим счетчиком с указанием цены и суммы, один нефтепродукт, один пост выдачи 45 л/мин, ручное управление; 8951.31/COM - колонка с механическим счетчиком с указанием цены и суммы, один нефтепродукт, один пост выдачи 45 л/мин, дистанционное управление;

8957.61/CEN - колонка для дизельного топлива, один нефтепродукт, один пост выдачи 90 л/мин, ручное управление, эффективная система отделения воздуха;

8954.31.A - колонка с двумя двусторонними механическими счетчиками с указанием цены и суммы, два нефтепродукта, два поста выдачи по 45 л/мин, ручное управление;

8954.31/COM - колонка с двумя двусторонними механическими счетчиками с указанием цены и суммы, два нефтепродукта, два поста выдачи по 45 л/мин, дистанционное управление.

Механические колонки серии 895 с упругим подвесом шланга 8950.41/Z - колонка с механическим счетчиком, один,нефтепродукт, один пост выдачи 45 л/мин, гибкий подвес шланга, ручное управление; 8951.41/Z - колонка с механическим счетчиком с указанием цены и суммы, один нефтепродукт, один пост выдачи 45 л/мин, гибкий подвес шланга, ручное управление;

8957.91/CEN - колонка для дизельного топлива, один нефтепродукт, один пост выдачи 90 л/мин, упругая подвеска шланга, ручное управление, эффективная система отделения воздуха;

8954.41/Z - колонка с двумя двусторонними механическими счетчиками с указанием цены и суммы, два нефтепродукта, два поста выдачи по 45 л/мин, упругая подвеска шланга, ручное управление;

8954.41/COM - колонка с двумя двусторонними механическими счетчиками с указанием цены и суммы, два нефтепродукта, два поста выдачи по 45 л/мин, упругая подвеска шланга, дистанционное управление.

Электронные колонки серии 899 без подвеса шланга 8991.62/COM PRIM A - колонка с электронным счетчиком, с указанием цены и суммы, один нефтепродукт, один пост выдачи 45 л/мин, дистанционное управление;

8997.62/COM PRIMA - электронная колонка для дизельного топлива, один нефтепродукт, один пост выдачи 90 л/мин, дистанционное управление; 8994.62/COM PRIMA - электронная колонка на два вида топлива, двусторонний счетчик с указанием цены и суммы, два поста выдачи по 45 л/мин, дистанционное управление;

8996.62/COM PRIMA - электронная колонка на два вида топлива, один

пост выдачи - 45 л/мин, второй - 90 л/мин для дизельного топлива, дистанционное управление.

Электронные колонки серии 899 с трубчшым подвесом шланга

• 8991.722/COM PRIMA — электронная колонка с указанием цены и суммы, один нефтепродукт, один пост выдачи 45 л/мин, подвес шланга, дистанционное управление;

• 8997.722/COM PRIMA - электронная колонка для дизельного топлива, один нефтепродукт, один пост выдачи 90 л/мин, подвес шланга, дистанционное управление;

• 8993.722/COM PREMA - электронная колонка на один вид топлива, два поста выдачи по 45 л/мин, подвес шланга, дистанционное управление;

• 8994.722/COM PRIMA - электронная колонка на два вида топлива, двусторонний счетчик с указанием цены и суммы, два поста выдачи по 45 л/мин, подвес шланга, дистанционное управление;

• 8996.722/COM PRIMA - электронная колонка на два вида топлива, один пост выдачи - 45 л/мин, второй — 90 л/мин для дизельного топлива, подвес шланга, дистанционное управление.

Дистанционное управление колонками осуществляется пультом дистанционного управления или компьютерной системой управления АЗС.

Электронные модульные колонки серии 4600

• 4602.110/2/FP - модульная колонка с электромеханическим счетчиком на два нефтепродукта, один пост выдачи 45 л/мин и 90 л/мин;

• 4602.040/2/FP - модульная колонка с электромеханическим счетчиком на два нефтепродукта, четыре поста выдачи по 45 л/мин;

• 4603.060/2/FP - модульная колонка с электромеханическим счетчиком на три нефтепродукта, шесть постов выдачи по 45 л/мин;

• 4604.080/2/FP - модульная колонка с электромеханическим счетчиком на четыре нефтепродукта, шесть постов выдачи по 45 л/мин;

• 4604.160/2/FP - модульная колонка с электромеханическим счетчиком на четыре нефтепродукта, шесть постов выдачи по 45 л/мин, один пост -90 л/мин для дизельного топлива.

Электронные модульные колонки серии 4400

• 4402.110/2/FP - модульная колонка с электромеханическим счетчиком на два нефтепродукта, один пост выдачи 45 л/мин и 90 л/мин;

• 4402.040/2/FP - модульная колонка с электромеханическим счетчиком

на два нефтепродукта, четыре поста выдачи по 45 л/мин;

• 4403.060/2/FP - модульная колонка с электромеханическим счетчиком на три нефтепродукта, шесть постов выдачи по 45 л/мин;

• 4404.080/2/FP - модульная колонка с электромеханическим счетчиком на четыре нефтепродукта, шесть постов выдачи по 45 л/мин;

• 4404.160/2/FP - модульная колонка с электромеханическим счетчиком на четыре нефтепродукта, шесть постов выдачи по 45 л/мин, один пост -90 л/мин для дизельного топлива.

Основные характеристики топливораздаточных колонок отечественного и зарубежного производства приведены в табл. 3.15.

Таблица 3.15

Основные характеристики топливораздаточных колонок

Модель ТРК	Расход раздаточной системы, л/мин	Минимальная доза отпуска, л	Допустимая погрешность,%	Тип насоса	Количество постов заправки видов топлива	Мощность электродвигателя, кВт	Длина заправочного рукава, м	Масса, кг	Габариты, мм
ОАО «Автозаправочное оборудование» (Россия)									
Нара - 20М1С	50	2	0,25	[illegible]	1/1	0,55	4	135	680x440x1700
Нара - 42-18	50	3	0,25	[illegible]	2/2	0,55	4	250	930x430x1820
Нара - 61-18	100	3	0,25	[illegible]	1/1	1,1	4	180	930x430x1820
Нара - 41-15	50	3	0,25	[illegible]	1/1	0,55	4	145	930x430x1820
Нара - 5110	40	3	0,25	[illegible]	2/1	1,1	4	390	1830x550x1440
Нара - 5210	40	3	0,25	[illegible]	4/2	1,1	4	350	1850x550x1440
INSTRUMENTOMTI OY (Финляндия)									
N-85-U	50	3	0,25	Type 75	1/1		4		
N-852-U	50	3	0,25	Type 75	1/2		4		
N-85H-U	50/60	3	0,25	Type 75	1/1		4		
N-85HH-U	100	3	0,25	Type 75	1/1		4		
N-85HH2-U	100	3	0,25	Type 75	1/2		4		
N-805-U	50	3	0,25	Type 75	2/1		4		
N-8055-U	50	3	0,25	Type 75	2/2		4		
N-82H-U	60/80	3	0,25	Type 75	2/1(2)		4		
N-82HH5-U	100	3	0,25	Type 75	2/1(2)		4		
N-18055-U	50	3	0,25	Type 75	1/1		4		
N-18055H-U	50 или 80	3	0,25	Type 75	1/1		4		
N-18055H2-U	80	3	0,25	Type 75	1/2		4		
N-18053-U	50	3	0,25	Type 75	1/3		4		
N-18054D-U	50 или 80	3	0,25	Type 75	1/2		4		
N-18005-U	50	3	0,25	Type 75	2/1		4		
N-18005H-U	80	3	0,25	Type 75	2/2				
N-18H-U	100	3	0,25	Type 75	2/1				
N-1812H-U	50/120	3	0,25	Type 75	2/1				
N-1822-U	50	3	0,25	Type 75	2/2				
N-1803-U	50	3	0,25	Type 75	3/3				
N-1844-U	80	3	0,25	Type 75	2/4				
N-1855-U	50	3	0,25	Type 75	2/5				

3.2.3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТОПЛИВОРАЗДАТОЧНЫХ КОЛОНОК АЗС

Монтаж

Раздаточные колонки устанавливаются на фундаменте в соответствии с проектом, согласованным с пожарной охраной и с соблюдением требований техники безопасности. Общие требования при монтаже:

• колонку устанавливают строго по вертикали, устойчиво, без вибрации при покачивании ее рукой;

• трубопроводы колонки соединяют с всасывающей и сливной линиями фланцами (муфтами), без подсоса воздуха из атмосферы;

• всасывающий и сливной трубопроводы должны иметь минимальное количество изгибов,

увеличивающих потери в местных сопротивлениях;

• колонки должны иметь освещение для работы в ночное время.

Как правило, колонки поступают в заводской упаковке, с магнитными пускателями и фундаментными болтами. Монтаж проводят после проверки комплектности колонки и целостности стекол.

Перед монтажом снимают облицовку колонки. Для этого на передней дверке откидывают шторку, ключом открывают замок и снимают дверь. Затем ослабляют крепления и снимают заднюю стенку. Всасывающий трубопровод опрессовывают под давлением 0,3 МПа, а на конец его, находящийся в резервуаре, ставят приемный клапан на удалении 200 мм от дна и укладывают с уклоном не менее 2 ° в сторону резервуара.

Подводка электроэнергии к колонке должна отвечать требованиям взрывозащищенного оборудования. Подводящая электропроводка прокладывается в газовой трубе и заканчивается при вводе в колонку воронкой, заливаемой битумом.

Рубильник и магнитный пускатель монтируются вне колонки в здании АЗС.

Корпус колонки, электродвигатель и пусковое устройство надежно подключают в общий контур заземления оборудования.

Электродвигатель соединяют с электросетью бронированным кабелем с наружным диаметром 12 мм. Оболочку кабеля заземляют при помощи заземляющего болта внутри коробки выводов. Броню кабеля заземляют наружным болтом. Жилы питающего кабеля надежно соединяют с выводами обмотки статора электродвигателя. Предварительно проверяют соответствие напряжения и частоты тока в сети напряжению и частоте, указанным в паспорте электродвигателя. Проверяют правильность соединения выводных концов. Болты крепления подшипников, щитов, коробки выводов, крышки и гайки сальника коробки выводов затягивают до требуемых моментов затяжки.

После монтажа колонку осматривают, проверяют электрооборудование, заземление и соединения гидросистемы. Затем устанавливают и крепят облицовку колонки.

Условия эксплуатации топливораздаточных колонок АЗС

Особенности условий эксплуатации колонок заключаются в большой загруженности и высоких требованиях к точности

отпуска топлива и пожарной безопасности. В среднем по Российской Федерации на одну колонку приходится до 1000 т реализуемого топлива в год. Остановка колонки даже на непродолжительное время вызывает значительные простои автотранспорта под заправкой. Для предотвращения срывов в заправке требуется своевременное и качественное техническое обслуживание колонок.

Точность выдачи доз топлива через колонку должна быть в пределах ±0,25% от отпущенного количества по объему и ±0,4% - по массе (ГОСТ 8595-02).

Операции с топливом представляют опасность в пожарном отношении, поэтому высоки требования по герметизации оборудования.

Важным моментом поддержания колонок в исправном состоянии является содержание их в чистоте. В процессе работы необходимо следить за герметичностью колонки, наблюдать за потоком топлива через индикатор и за показаниями счетчиков. При обнаружении неисправностей следует остановить колонку и устранить дефекты.

В процессе эксплуатации колонки подвергаются механическому износу и коррозии. Изнашиваются трущиеся детали насосов, счетчиков жидкости, счетные устройства, раздаточные краны и др. Для уменьшения износа деталей требуется регулярная смазка трущихся поверхностей. Коррозия возникает в результате воздействия атмосферных осадков и агрессивных компонентов топлива на незащищенные места деталей, при нарушении окраски и гальванических покрытий. Коррозионному износу подвергаются детали счетных механизмов и наружные части узлов и корпуса колонки.

Подготовка к работе топливораздаточных колонок АЗС

Подготовка к работе и порядок отпуска топлива:

• надеть клиновой ремень на шкивы насоса и электродвигателя и установить достаточное натяжение ремня при усилии 4-5 кг, ремень должен прогнуться на 10±15 мм;

• нажать на кнопку «Пуск» и убедиться в правильном вращении шкивов -направление вращения указано стрелкой на шкиве;

• нажать на кнопку «Стоп» и остановить электродвигатель;

• отвернуть верхний болт фильтра, снять крышку и залить горючее до уровня 2/3 емкости фильтра;

• закрыть крышку, установить скобу, затянуть болт, обеспечив герметичность соединений;

• включить колонку на одну минуту и убедиться в исправной работе насоса, счетчика жидкости, счетного механизма и раздаточного крана. Горючее слить в отдельную емкость, так как в процессе пуска происходит расконсервация гидравлической системы.

При пробном пуске следует учитывать, что суммарный указатель показывает нарастающий итог выдачи горючего и в исходное положение не возвращается. Обслуживающему персоналу необходимо проверить герметичность мест соединений и уплотнений и заполнение гидравлической системы горючим. В случае подтекания топлива устранить течь.

Перед началом работы необходимо проверить правильность отпуска топлива колонкой в образцовые мерники 2-го разряда вместимостью 10-50 литров. Допускаемая погрешность

показаний не должна превышать значений указанных в эксплуатационной документации. Мерники должны иметь клеймо Государственной поверки.

Порядок отпуска топлива раздаточными колонками АЗС

Порядок отпуска топлива:

• установить нулевое показание на отсчетном устройстве;

• опустить раздаточный кран в горловину топливного бака;

• включить электродвигатель;

• открыть раздаточный кран;

• выдать требуемое количество топлива, наблюдая за показаниями отсчет-ного устройства;

• закрыть раздаточный кран;

• выключись электродвигатель.

Работа колонки при закрытом раздаточном кране более трех минут не допускается, так как это ведет к перегреву электродвигателя и выходу его из строя. После окончания выдачи топлива раздаточный кран установить на кронштейн.

Сроки службы колонок зависят от правильной организации технического обслуживания и своевременного ремонта.Топливо отпускают только после проверки технического состояния заправочных колонок, исправности пломб и точности измерений.

При внешнем осмотре колонок проверяют:

• правильность подключения всех выводов электродвигателя к сети и надежность контактов соединительных проводов;

• крепление электродвигателя к корпусу колонки;

• правильность сопряжения валов электродвигателя и насоса;

• свободное вращение насоса вручную и отсутствие стука;

• наличие смазки в подшипниках;

• заземление электродвигателя и раздаточного рукава с краном.

Если привод насоса осуществляется через клиновой ремень, то проверяют натяжение и

установку ремня. Во избежание загазованности рабочего места все соединения внутри корпуса колонки, раздаточные рукава, клапаны, краны и фланцевые соединения труб проверяют на герметичность.

После монтажа колонки проверяется работа электродвигателя без нагрузки, при отключении насоса. Цель пробного пуска убедиться в исправности механической части. После пробного пуска и устранения замеченных недостатков производят второй пуск под нагрузкой, на нормальном режиме работы. Перед первым пуском и после длительного бездействия колонки необходимо залить топливом насос-моноблок через отверстие в корпусе фильтра. При пробном пуске проверяют контрольно-измерительные приборы, герметичность всех соединений и сальниковых уплотнений, фильтрующие элементы, работу счетчиков суммарной и разовой выдачи горючего.

При осмотре насоса-моноблока проверяют: крепление всех его соединений, соединение насоса с электродвигателем, обеспечивающее соосность, а также осевой зазор между валами насоса и электродвигателя. Вал насоса, соединенный с электродвигателем, должен легко проворачиваться от руки.

В раздаточных кранах проверяют :

• надежность открытия клапана;

• фиксацию клапана в открытом положении и его закрытие;

• надежность соединения крана с рукавом.

Обнаруженные неисправности устраняют.

Погрешность показаний ТРК не должна превышать указанной в технической документации. Все механизмы, показывающие точность измерения и суммарного учета выданного топлива, пломбируются. Схема пломбирования счетчика и счетного устройства показывается в эксплуатационной документации. Категорически воспрещается эксплуатировать колонку с превышением погрешности измеряемого объема.

3.2.4. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ КОЛОНОК АЗС

Виды технического обслуживания топливораздаточных колонок АЗС

Техническое обслуживание колонок на АЗС можно подразделить на ежедневное, профилактическое и сезонное.

Износ различных деталей оборудования является основной причиной нарушений в работе топливо- и маслораздаточных колонок. Серьезные нарушения могут произойти по причине коррозии металла. Износ происходит неравномерно и может быть определен по падению производительности, нарушению тарировки, изменению показаний счетного устройства.

Технически обоснованных норм износа оборудования нет, но опыт эксплуатации показывает, что в зависимости от количества прокаченного через ТРК топлива и времени эксплуатации можно установить некоторые межремонтные нормы (табл. 3.16).

Таблица 3.16

Межремонтные нормы эксплуатации оборудования

Наименование оборудования	Межремонтная норма	
	тыс. л	лет
Насосы	700-1200	-
Счетчики	2000-2500	-
Счетные устройства	8100-9000	-
Газоотделители	10000	-
Раздаточные краны и рукава	1800	-
Электродвигатели	1500-3000	-
Индикаторы		3

Техническое обслуживание колонок проводят без вскрытия опломбированных механизмов. Следует предотвращать появление течи топлива и подсоса воздуха.

Не реже чем один раз в неделю следует промывать сетки фильтра, а при снижении производительности — Чаще.

Необходимо в процессе работы следить за герметичностью сальников насоса и счетчика жидкости, чистотой топлива и масел, поступающих в колонки, так как посторонние твердые частицы могут повредить или заклинить счетчик жидкости и тем самым вывести колонку из строя. В силу указанного необходимо следить за состоянием фильтра колонки, засоряющегося механическими частицами.

Колонка работает с постоянно заполненным раздаточным рукавом. Отсечной клапан раздаточного крана при неработающей колонке не должен допускать течи и даже капель.

Электродвигатели, пусковую аппаратуру и прочие электрические устройства осматривают и налаживают не реже одного раза в год. Профилактические осмотры электропроводок проводятся:

• при открытой прокладке изолированных проводок на роликах или изоляторах - один раз в месяц;

• при скрытой прокладке осмотр соединительных коробок один раз в три месяца;

• при прокладке проводов в изолированных трубках с металлической оболочкой - один раз в три месяца;

• при открытой прокладке освинцованных проводов один раз в три месяца;

• при прокладке проводов в стальных газовых трубах - один раз в три месяца.

Ремонтировать электрооборудование можно только при отсутствии напряжения в электрической цепи. Электрическое оборудование (электродвигатели, магнитные пускатели, выключатели, штепсельные розетки) не перегружается током выше допустимого значения, указанного в документации. У магнитных пускателей, рубильников и предохранителей осветительной и силовой сети наносятся четкие надписи с наименованием присоединения и указанием величины номинального тока.

Однопроволочные провода сечением до 10 мм2 и многопроволочные провода до 2,5 мм2 присоединяются к токоприемникам без наконечников; однопроволочные провода сечением более 10 мм2 и многопроволочные провода более 2,5 мм2 снабжаются наконечниками. На находящихся в эксплуатации электрических измерительных приборах должны быть клейма государственного поверителя.

Один раз в год измеряют сопротивления изоляции электрической сети. Сопротивление изоляции вновь смонтированных или прошедших капитальный ремонт элементов электрических сетей на участках между двумя смен-ными предохранителями должно быть не менее 1000 Ом на каждый вольт рабочего напряжения. Сопротивление в 500 Ом и менее считается недостаточным. При измерении сопротивления изоляции в силовых цепях приемники электроэнергии отключаются.

Электродвигатели с двойным напряжением 220/380 В, можно включить в сеть 220 В только при соединении обмоток статора в треугольник, а в сеть 380 В при соединение обмоток статора в звезду. Нарушение этого правила может привести к повреждению электродвигателя.

Не допускается устанавливать рубильники в среде, насыщенной парами, пылью, в местах не защищенных от атмосферных осадков, брызг воды, а также во взрывоопасной среде.

Указанные нормы позволяют организовать обслуживание и ремонт колонок по планово-предупредительной системе.

Техническое обслуживание колонок - это комплекс технологических операций, имеющих целью предупредить неисправности, что достигается периодическим контролем за чистотой и состоянием отдельных деталей, узлов и агрегатов и их своевременным креплением, регулировкой и смазкой.

Техническое обслуживание обеспечивает высокопроизводительную работу АЗС, уменьшает потребность в ремонтах, удлиняет срок службы, сокращает расход запасных частей и поддерживает оборудование в технически исправном состоянии.

Ежедневное обслуживание топливораздаточных колонок АЗС

Ежедневное обслуживание предусматривает проверку:

• правильности подключения выводов электродвигателя к сети и надежность их контактов с соединительными проводами;

• крепления электродвигателя к корпусу колонки;

• правильности сопряжения валов электродвигателя и насоса;

• свободы вращения ротора насоса вручную и отсутствие стука;

• наличия смазки в подшипниках;

• заземления оборудования.

Во избежание загазованности рабочих мест соединения внутри корпуса колонки, раздаточные рукава, клапаны, краны и фланцевые соединения труб проверяются на герметичность.

При осмотре насоса-моноблока проверяют:

• крепление его соединений;

• соосность и осевой зазор между валами насоса и электродвигателя; вал насоса должен легко проворачиваться от руки.

В раздаточных кранах проверяют:

• надежность открытия клапана;

• фиксацию клапана в открытом положении и его закрытие;

• надежность соединения крана с рукавом.

Обнаруженные при осмотре неисправности устраняются.

В ежедневное обслуживание колонок входит заливка насоса топливом в случае длительной остановки. При обнаружении неисправностей (нарушение показаний счетного устройства, течь топлива, наличие пузырьков воздуха в топливе при прохождении его через индикатор, понижение производительности или шум механизмов) оператор обязан немедленно остановить колонку, отключить ее от электросети и сделать соответствующую запись в журнале ремонта оборудования. Техническое обслуживание осуществляется без вскрытия опломбированных механизмов.

Профилактическое обслуживание топливораздаточных колонок АЗС

Профилактическое обслуживание включает:

• очистку фильтров колонок и замену сеток: один раз в неделю следует промывать сетки фильтра, а при снижении производительности, чаще; фильтр с тонкостью фильтрования 100 мкм следует осматривать и промывать после выдачи 1000 000 л топлива; фильтрующие элементы газоот-делителя с тонкостью фильтрования 20 мкм заменяются после отпуска 200000 л топлива;

• проверку работы насоса на: производительность, крепление, течи в соединениях, исправность лопаток и подшипников, соединение с электродвигателем;

• проверку работы газоотделителя: замену поплавков и устранение течи в соединениях;

• проверку и чистку счетчика: замена манжет и прокладок: манжеты поршней счетчика заменяют при потере точности отпускаемых доз, гильзы очищают от смолистых отложений, внутреннюю полость корпуса промывают бензином;

• проверку работы раздаточного рукава и крана: отсчетного и ручного клапана; подтяжка сальника, проверка заземления, устранение течи;

• осмотр индикатора, устранение течи и чистку: проверяют прозрачность и крепление стекла;

• проверку работы электродвигателя: заземление, центровка с валом насоса, натяжение ремня; чистка от пыли и грязи, смазка подшипников; чистка контактов; смена смазки в подшипниках через 2000-4000 ч работы или 1500000 л отпущенного топлива, но не реже одного раза в год; промывка подшипников керосином или бензином с добавкой 5% трансформаторного масла и заполнение камеры подшипника на 2/3 ее объема тугоплавкой смазкой УТВ (1-13) или ЦИАТИМ-201;

• проверку состояния пломбировки узлов колонки представителем Госстандарта.

Колонка работает с постоянно заполненным раздаточным рукавом. Отсечной клапан раздаточного крана при неработающей колонке не должен допускать течи и даже капель.

Электродвигатели, пусковую аппаратуру и прочие электрические устройства осматривают и налаживают не реже одного раза в год.

Профилактические осмотры электропроводок:

• при открытой прокладке на роликах или изоляторах один раз в месяц;

• при скрытой прокладке - один раз в три месяца (соединительных коробок);

• при прокладке проводов в изолированных трубках с металлической оболочкой - один раз в три месяца;

• при открытой прокладке освинцованных проводов - один раз в три месяца;

• при прокладке проводов в стальных газовых трубах - один раз в три месяца.

Ремонтировать электрооборудование можно только при отсутствии напряжения на данном участке электрической цепи.

Сезонное обслуживание топливораздаточных колонок АЗС

Сезонное обслуживание колонок предусматривает все работы по ежедневному и профилактическому обслуживанию и, кроме того:

• очистку и замену старой смазки у всех трущихся поверхностей и подшипников;

• разборку и очистку всех коммуникаций;

• окраску внутренних коммуникаций и наружной облицовки;

• исправление помятостей корпуса, подгонку передних и боковых стенок и крышки;

• проверку регулировки клапанов и тарировку счетчика жидкости; счетное устройство необходимо очищать и смазывать два раза в год при подготовке к работе в зимних и летних условиях. Для этого счетное устройство снимется с колонки и без снятия пломбы промывается бензином с добавкой 5 % трансформаторного масла и смазывается смазкой МВП.

Для поверки и опломбирования счетного механизма и счетчика жидкости колонка предъявляется местным органам Госстандарта.

Ежедневное техническое обслуживание топливораздаточных колонок АЗС

Ежедневное техническое обслуживание проводится по потребности, но не менее одного раза в сутки; профилактическое — после прокачки 200 000 л топлива, но не реже одного раза в месяц; сезонное — два раза в год с целью подготовки колонки к эксплуатации в зимних и летних условиях.

Ремонт оборудования фиксируется в журнале или оформляется актом.

При эксплуатации топливо- и маслораздаточных колонок обслуживающий персонал обязан:

• соблюдать правила пожарной безопасности и требовать их соблюдения от водителей автотранспорта;

• постоянно следить за исправностью и нормальной работой колонок;

• проверять техническое состояние оборудования, точность работы счетчика жидкости и указателей разового и суммарного отпуска.

При эксплуатации маслораздаточных колонок с насосной установкой, кроме того, необходимо:

• следить за качеством масла в резервуаре, для чего в заливной горловине резервуара установить фильтр; не допускать образования пены за счет подсоса воздуха в гидравлической системе;

• не реже одного раза в три месяца промывать фильтры тонкой и грубой очистки всасывающего клапана насосной установки;

• следить за наличием воздушной подушки в гидравлическом аккумуляторе, так как при ее отсутствии электродвигатель будет самопроизвольно включаться и выключаться;

• проверять затяжку всех винтовых соединений автовыключателя и следить за его чистотой.

Наряду с профилактическим и сезонным обслуживанием колонок на АЗС проводятся следующие работы:

• осмотр трубопроводов, соединений и вентилей и устранение течи горючего;

• осмотр сливного устройства, огневого предохранителя и дыхательного клапана;

• очистка отстойника сливного фильтра и сетки;

• проверка всасывающих клапанов на герметичность, протирку и чистку сетки;

• подтяжка болтов крепления фланцев и крышек резервуара;

• проверка работы пульта дистанционного управления; регулировка, очистка от пыли и грязи;

• проверка выключателей, розеток и смена предохранителей;

• осмотр электроосветительной арматуры, смена перегоревших электролампочек;

• осмотр и поверка измерительных приборов;

• осмотр и проверка пожарного инвентаря.

странение неисправностей топливораздаточных колонок АЗС

Обслуживающий персонал должен знать возможные неисправности колонок и способы их устранения.

Неисправности можно разделить на две группы:

• связанные с нарушением регулировки, устраняемые на месте;

• связанные с износом, устраняемые путем замены деталей и ремонта (см. табл. 3.17).

С увеличением износа колонки снижается ее производительность, а точность показаний выходит за допустимые пределы. Необходим ремонт. Преждевременный износ наступает из-за неправильной эксплуатации, при отсутствии: технического обслуживания, своевременной профилактики и планово-предупредительного ремонта. Детали могут выходить из строя в результате поломок, происходящих в основном из-за усталостных явлений в материале или физических воздействий на детали при неправильной их разборке и сборке.

Таблица 3.17

Возможные неисправности ТРК и способы их устранения

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Производительность колонки меньше номинальной	1. Ослабла пружина перепускного клапана.	Подтянуть пружину или заменить.
	2. Зависание одной-трех лопаток ротора насоса.	Промыть лопатки и проверить свободное движение их в пазах.
	3. Износились торцы лопаток ротора насоса.	Заменить лопатки.
	4. Износились ротор, крышки и корпус насоса.	Заменить детали на новые или восстановить изношенные детали.
	5. Износ рабочего колеса.	Заменить рабочее колесо.
	6. Засорилась сетка фильтра.	Промыть стакан фильтра.
После непродолжительной остановки колонка не засасывает топливо	Не работает приемный клапан резервуара.	Промыть и притереть седло к клапану, а в случае шарикового клапана, выровнять кромку и притерать шарик.
Насос внезапно прекратил подачу топлива	Лопнула пружина перепускного клапана.	Заменить пружину.
Заклинило насос	Рассыпался шарикоподшипник.	Заменить шарикоподшипник.
В индикаторе проходят пузырьки воздуха и газа	1. Негерметичность во всасывающем трубопроводе.	Проверить герметичность всасывающего трубопровода и устранить неисправность.
	2. Засорилось отверстие в штуцере газоотделителя.	Прочистить отверстие.
Не держится уровень топлива в индикаторе	Неисправен верхний обратный клапан.	Подогнать, а в случае необходимости заменить тарелку клапана, проверить плотность ее прилегания к седлу.

Погрешность выдаваемой дозы топлива превышает допустимую	Нарушена регулировка счетчика жидкости.	Провести тарировку колонки.
Колонка передает топливо, не тарируется	1. Сработалось зеркало золотника.	Выровнять сопрягающиеся плоскости и притереть.
	2. Износились уплотнительные поршневые манжеты.	Заменить манжеты
	3. Износились овальные шестерни.	Заменить шестерни на новые
Электродвигатель не набирает номинального числа оборотов	1. Электродвигатель перегружен в результате заеданий в насосе или в соединении его с двигателем.	Снять насос, проверить на легкость вращения и устранить заедание.
	2. Напряжение электросети ниже номинального.	Принять меры к повышению напряжения в сети.
Электродвигатель гудит, но не вращается	Нет одной фазы в подводящей электросети.	Проверить целостность предохранителей на щите, сгоревший заменить.

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Вал счетчика жидкости вращается, а счетное устройство не работает	1. Нарушено соединение муфть счетчика жидкости и счетного устройства (сломан или выпал штифт муфты).	Поставить штифт.
	2. Нарушено соединение передающих шестерен в результате выпадения штифта или отхода гитары.	Поставить штифт, отрегулировать и закрепить гитару шестерен.
	3. Заклинило пару шестерен.	Отрегулироваі ь свободный ход шестерен, а в случае износа заменить шестерни.
Подтекание топлива через сливную трубку раздаточного крана при открытом положении ручного клапана и при отсутствии напора топлива в колонке	1. Засорен отсечной клапан.	Отрегулировать клапан.
	2. Повреждена поверхность тарелки отсечного клапана.	Заменить тарелку отсечного клапана.
	3. Недостаточно затянута пружина отсечного клапана.	Подтянуть пружину регулировочной гайкой.
	4. Зависание штока отсечного клапана.	Устранить зависание.
Подтекание топлива через сливную трубку при закрытом положении рунного клапана	1. Засорился ручной клапан.	Промыть клапан.
	2. Повреждена поверхность тарелки ручного клапана.	Заменить тарелку.
	3- Зависание штока ручного клапана.	Устранить зависание.
Отсечной клапан раздаточного крана не открывается при давлении свыше 0,02 МПа	Неправильная регулировка отсечного клапана; пружина отсечного клапана сильно затянута.	Вращением гайки отрегулировать открытие отсечного клапана.
Из атмосферной трубки поплавковой камеры газоотделителя вместе с воздухом идет топливо	1. Лопнул или нарушена герметичность поплавка в газоотде-лителе или поплавковой камере.	Заменить или запаять поплавок.
	2. Неисправна запорная игла поплавка газоотделителя.	Исправить иглу.
Перегрев подшипника, часто сопровождающийся шумом	1. Загрязнен подшипник или смазка.	Промыть подшипник, заменить смазку.
	2. Велика нагрузка на подшипник.	Проверить соединение электродвигателя с насосом.

Вибрация электро-двигателя	Дефект соединения электро-двигателя с насосом.	Проверить соединение и крепление электродвигателя и насоса.
Электродвигатель перегревается	Напряжение электросети выше номинального.	Принять меры к снижению напряжения электросети до нормы

Виды ремонтов топливораздаточных колонок АЗС

В соответствии с назначением и характером выполняемых работ существуют три вида ремонта колонок:

• текущий;

• средний;

• капитальный.

Текущий ремонт предусматривает частичную их разборку, восстановление или замену изношенных и поломанных деталей. Потребность в текущем ремонте выявляется при профилактическом обслуживании и в процессе эксплуатации. В процессе ремонта проводятся необходимые регулировочные работы.

Средний ремонт предусматривает замену или восстановление одного или нескольких узлов (агрегатов), а также базовых деталей с выполнением технологически более сложных, чем при текущем ремонте операций.

Текущий и средний ремонт проводятся непосредственно на месте установки колонки. При этом желательно не разбирать узел (агрегат), вышедший из строя, а заменять его новым, отремонтированным, из обменного фонда. При таком методе ремонт ускоряется, а вышедший из строя узел (агрегат) ремонтируется в более удобных условиях в мастерских.

Капитальный ремонт имеет целью восстановление всех технических параметров. При капитальном ремонте колонка подлежит полной разборке и ремонту или восстановлению всех узлов. Капитальный ремонт, как правило, ведется в мастерских или на заводе.

Текущий и средний ремонт обычно осуществляется силами слесарей-механиков, обслуживающих АЗС. Рабочее место слесаря-механика должно быть оборудовано всем необходимым для обеспечения качественного и быстрого проведения технического обслуживания и ремонта. На нем должен быть установлен слесарный верстак с тисками, стеллаж для хранения деталей и узлов, комплект слесарного, монтажного инструмента и приспособлений, образцовые мерники 2-го разряда вместимостью 10 и 50 л.

В интересах наиболее четкой организации и лучшего проведения ремонтных работ обычно придерживаются следующего порядка:

• определение неисправностей;

• установление последовательности разборки;

• разборка оборудования на узлы и детали;

• выявление характера и величины износа деталей, их отбраковка и определение деталей, подлежащих замене;

• выбор способов восстановления изношенных деталей;

• восстановление деталей;

• сборка узлов и оборудования с необходимой подгонкой;

• проверка, регулировка и тарировка.

Неисправности выявляют внешним осмотром оборудования и его отдельных узлов, опросом лиц, работающих на данном оборудовании, а также путем контрольного пуска колонки.

3.3. МАСЛОРАЗДАТОЧНЫЕ КОЛОНКИ АЗС

3.3.1. УСТРОЙСТВО И ОБОРУДОВАНИЕ

Требования к маслораздаточным колонкам определены ГОСТом 4.103: номинальный расход масла должен обеспечиваться при высоте всасывания не менее 3 м, высоте раздаточного крана над уровнем земли до 2 м и расположении отдельных блоков колонки на расстоянии до 20 м; тонкость фильтрования должна составлять 250 мкм.

Маслораздаточную колонку с насосной установкой монтируют в отапливаемом помещении, поскольку они могут работать лишь при температуре не ниже +8°С.

Колонка состоит из (рис. 3.13):

• корпуса;

• счетчика масла;

• насосной установки;

• раздаточного крана с рукавом.

СЧЕТЧИК МАСЛА - поршневого типа, четырехцилиндровый. Предназначен для измерения и учета количества выданного масла по показаниям стрелок и суммарного счетчика. За один полный оборот большой стрелки выдается 1 л, а за один полный оборот малой стрелки - 10 л масла. Итоговые результаты выдачи показывает суммарный счетчик роликового типа с максимальным пределом измерения 999,9 л. После каждой выдачи стрелки вручную устанавливают в нулевое положение.

НАСОСНАЯ УСТАНОВКА состоит из шестеренчатого насоса, приводимого в действие электродвигателем, гидравлического аккумулятора, фильтра, автоматического выключателя с манометром, обратного и предохранительного клапанов. Весь агрегат смонтирован на чугунной плите. На всасывающем трубопроводе установлен клапан с грубым сетчетым фильтром. Основной фильтр смонтирован на нагнетательной линии насоса. В фильтре имеется пробка для слива масла из системы и удаления воздуха из всасывающей магистрали.

Гидравлический аккумулятор соединен трубопроводом с автоматическим выключателем плунжерного типа, который служит для автоматического управления электродвигателем в процессе работы насосной установки.

Манометр предназначен для контроля давления в аккумуляторе и для регулировки автоматического выключателя и предохранительного клапана.

Электрический двигатель включается и выключается автоматически с помощью магнитного пускателя.

Предохранительный клапан регулируется в пределах 1,6... 1,7 МПа для предохранения гидравлической системы в случае неисправности автоматического выключателя.

При выдаче масла, давление в системе поддерживается 1,2... 1,3 МПа. При прекращении выдачи, когда клапан раздаточного крана закрыт, давление в системе возрастает до 1,4... 1,5 МПа. При этом контакты автоматического выключателя размыкаются и электродвигатель останавливается. Давление в системе при этом поддерживается гидравлическим аккумулятором. При повторной выдаче масла, когда клапан раздаточного крана открыт, масло сначала выдается за счет давления в гидравлическом аккумуляторе. Давление в системе при этом падает. При понижении давления до 0,8...1,0 МПа контакты автоматического выключателя вновь замыкаются и включают электродвигатель насоса.

Для заполнения гидравлической системы маслом и удаления из нее воздуха, следует вывернуть пробку из тройника всасывающего трубопровода и залить масло через отверстие во всасывающий трубопровод и насос. Затем следует завернуть эту пробку, а пробку фильтра отвернуть на 2—3 оборота и включить насосную установку.

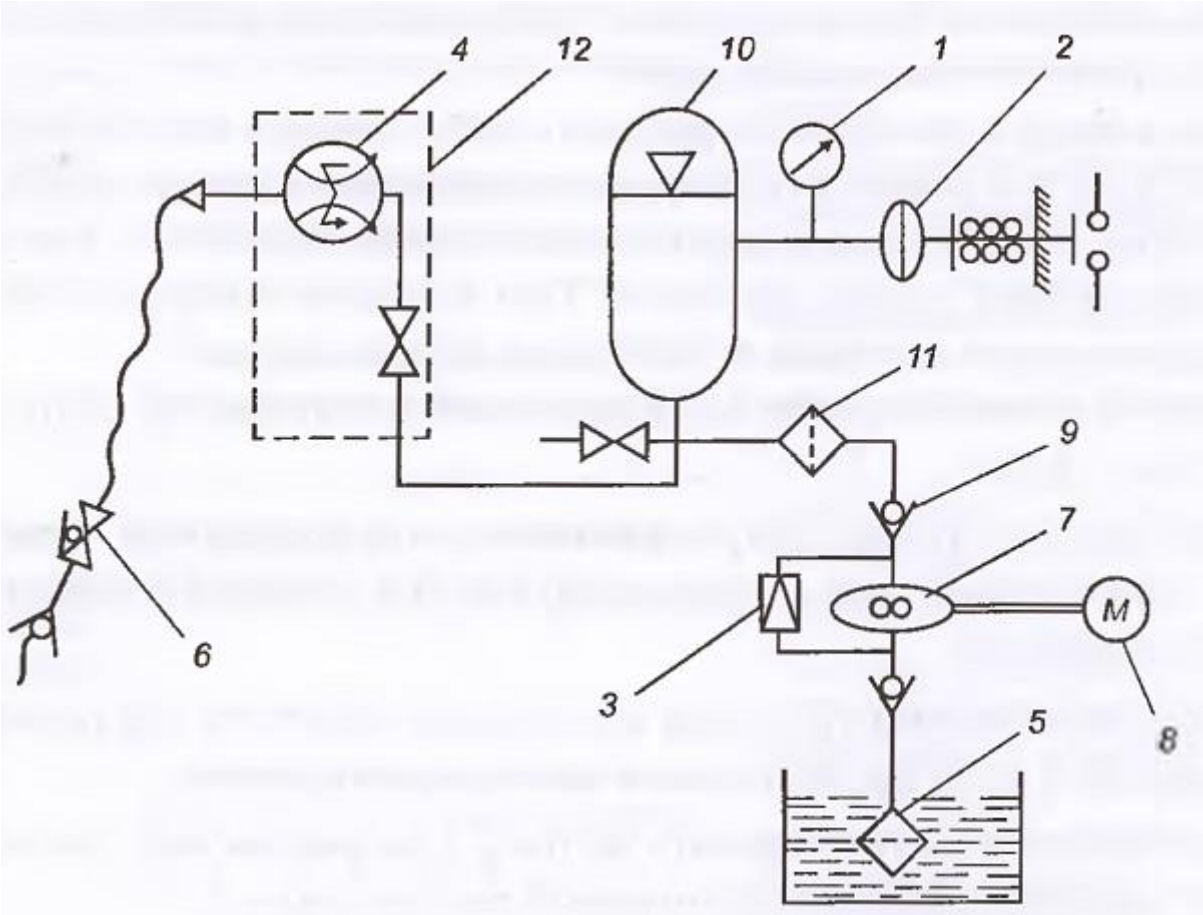


Рис. 3.13. Технологическая схема малораздаточной колонки:
1 манометр; 2 - автоматический выключатель; 3 - предохранительный клапан;
4 - счетчик; 5 - фильтр-сетка; 6 - раздаточный кран с рукавом; 7 - шестеренчатый насос; 8 - электродвигатель; 9 - обратный клапан; 10- гидравлический аккумулятор; II - фильтр; 12 - корпус колонки

3.3.2.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАСЛОРАЗДАТОЧНЫХ КОЛОНОК АЗС

Особенности монтажа:

• насосная установка монтируется в непосредственной близости от резервуара с маслом в помещении, обеспечивающем температуру не ниже +17°С;

• место расположения насосной установки должно обеспечить минимальную высоту всасывания и устойчивую работу при температуре +8 СС;

• гидравлическая система заполняется маслом, для чего необходимо: вывернуть пробку из тройника всасывающего трубопровода и залить масло, завернуть пробку на тройнике и вывернуть пробку на фильтре на 2-3 оборота, включить установку до поступления из фильтра чистого без пузырьков воздуха масла, и завернуть пробку.

После монтажа маслораздаточную колонку проверяют на герметичность, точность отпуска масла и производительность.

Подготовка к работе:

• заполнить гидравлическую систему маслом и удалить воздух; для этого следует вывернуть пробку из тройника всасывающего трубопровода и залить масло;

• завернуть пробку и отвернуть на 2-3 оборота пробку фильтра;

• включить насосную установку;

• после того, так масло пойдет ровной струей, без пузырьков воздуха, т.е. после заполнения гидравлической системы маслом электрический двигатель автоматически выключается;

• удалить воздух из счетчика, для чего: снять крышку маслоколонки и вывернуть на 3—4 оборота пробку, расположенную в вертикальной плоскости блока между двумя верхними цилиндрами; после того, как масло без воздуха пойдет, пробку завернуть. При закрытом запорном клапане раздаточного крана давление в системе не должно падать;

• включить колонку и убедиться в исправной работе насоса, счетчика и раздаточного крана.

При пробном пуске следует учитывать, что суммарный счетчик показывает нарастающий итог отпущенного масла и возврату в исходное положение не подлежит.

Обслуживающему персоналу необходимо проверить места соединений и уплотнений и в случае подтекания масла устранить течь.

Запрещается эксплуатировать колонку с погрешностью счетчика более нормы установленной эксплуатационной документацией.

Порядок отпуска масла:

• установить нулевое положение;

• извлечь раздаточный кран из отверстия корпуса колонки и вставить его наконечник в горловину картера. Нажатием на рукоятку раздаточного крана открыть запорный клапан и произвести заправку;

• контроль за количеством выданного масла осуществляется наблюдением за показаниями стрелок счетного устройства;

• электродвигатель останавливается автоматически после отпуска нужной дозы и закрытии запорного клапана;

• после окончания выдачи масла раздаточный кран вставить в отверстие корпуса колонки.

Неисправности маслораздаточных колонок АЗС

Возможные неисправности колонок и способы их устранения приведены в табл. 3.18.

Таблица 3.18

Возможные неисправности МРК и способы их устранения

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Погрешность счетчика превышает допустимое значение	1. Наличие воздуха в счетчике	Вывернуть пробку из счетчика, расположенную между верхними цилиндрами, и, после того как из нее пойдет масло без воздуха, пробку вновь завернуть
	2. Нарушена регулировка счетчика	Выпустить воздух из счетчика и отрегулировать точность отпуска
Автоматический выключатель не выключает электродвигатель при закрытом клапане раздаточного крана	1. Нарушен диапазон работы автоматического выключателя	Перемещением микропереключателя МП-1 отрегулировать работу автоматического выключателя
	2. Нарушена регулировка предохранительного клапана	Отрегулировать натяжение пружины предохранительного клапана
Электродвигатель самопроизвольно включается и выключается	1. Нарушена регулировка автоматического выключателя	Перемещением микропереключателя МП-1 отрегулировать работу автоматического выключателя
	2. Нарушена регулировка предохранительного клапана	Отрегулировать натяжение пружины предохранительного клапана
	3. Нарушена герметичность гидравлического аккумулятора	Отключить насосную установку, отвернуть на два-три оборота пробку фильтра и вывернуть пробку на гидралическом аккумуляторе. После прекращения слива масла завернуть пробку и включить установку
Колонка не выдает масла	1. Наличие воздуха во всасывающей магистрали и в насосе	Проверить, нет ли подсоса воздуха во всасывающем трубопроводе. Удалить воздух из трубопровода
	2. Засорился фильтр	Промыть сетку фильтра

3.4. АВТОМОБИЛЬНЫЕ ЦИСТЕРНЫ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ТОПЛИВА И ЗАПРАВКИ ТЕХНИКИ

3.4.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ТОПЛИВНЫХ АВТОЦИСТЕРН

Согласно ГОСТ Р 50913-96 в зависимости от назначения и транспортной базы устанавливают следующие типы автоцистерн:

1. Транспортные, предназначенные для транспортирования топлива и масла:

■ АЦ (АЦМ) - автоцистерна для топлива (масла) на базе автомобиля;

■ ПЦ (ПЦМ) - прицеп-цистерна для топлива (масла) на базе полуприцепа;

■ ППЦ (ППЦМ) - полуприцеп-цистерна для топлива (масла) на базе полуприцепа.

2. Заправочные, предназначенные как для транспортирования топлива и масла, так и для заправки техники:

• АТЗ (АТМЗ) - топливозаправщик (автотопливомаслозаправщик) на базе автомобиля;

• ПТЗ (ПТМЗ) - прицеп-топливозаправщик (автотопливомаслозаправщик) на базе автоприцепа;

• ППТЗ (ППТМЗ) - полуприцеп-топливозаправщик (автотопливомаслозаправщик) на базе полуприцепа.

В условное обозначение автоцистерны входит номинальная вместимость, м3, обозначение модели базового автомобиля или седельного тягача.

Автомобильные средства транспортирования топлива классифицируются по следующим признакам:

■ тип базового шасси;

• вид нефтепродукта;

• назначение;

• нагрузка на оси базового шасси;

• проходимость;

• тип несущего элемента базового шасси.

Тип базовых шасси обусловливается моделью грузовых автомобилей, прицепов и полуприцепов.

Вид нефтепродукта обусловливается, как правило, плотностью, которая указывается в паспорте на цистерну. При транспортировании более тяжелых нефтепродуктов увеличиваются осевые нагрузки, что уменьшает срок службы базового шасси. Недолив цистерн при заполнении более тяжелым нефтепродуктом снижает эффективность их использования.

По назначению автомобильные средства разделяют на транспортные и заправочные. Транспортные предназначены только для перевозки.Заправочные наряду с перевозкой осуществляют выдачу топлив через специальные раздаточные системы в топливные баки автомобилей.

Параметры автомобильных цистерн регламентируются параметрами базовых шасси: грузоподъемностью, полной допустимой массой, габаритными размерами, проходимостью и т.п.

По нагрузке на оси базового шасси цистерны подразделяются на две группы (табл. 3.19): группа А — для эксплуатации на дорогах с капитальными покрытиями (цементобетонными, асфальтобетонными и др.); группа Б - для эксплуатации на дорогах общей сети.

Проходимость автомобильных средств:

• обычная;

• повышенная.

По типу несущего элемента базового шасси автомобиля различают цистерны рамной и безрамной конструкции. Подавляющее большинство цистерн установлены жестко на раме базового шасси автомобилей. Для увеличения полезной нагрузки созданы цистерны безрамной конструкции, которая имеет ряд существенных преимуществ: позволяет изменить длину и базу изделия; понизить центр тяжести; уменьшить металлоемкость. В последнее время безрамную конструкцию применяют при разработке прицепов-цистерн и полуприцепов-цистерн большой вместимости.

По вместимости автоцистерны делят на:

• малой вместимости (до 5 м3);

• средней (5.. .15 м3);

• большой (свыше 15 м3).

Условные обозначения основных классификационных признаков:

• тип базового шасси: автомобиль - А, прицеп - П, полуприцеп - ПП;

• тип цистерны: транспортная — Ц, топливозаправочная - ТЗ;

• номинальная вместимость в м3;

• марка базового шасси.

Примеры условных обозначений:

• транспортная цистерна вместимостью 8000 л, смонтированная на шасси автомобиля МАЗ-5334 - АЦ-8-5334;

• топливозаправочная цистерна вместимостью 3800 л, смонтированная на шасси автомобиля ЗИЛ-130 — АТЗ-3,8-130;

• транспортная цистерна, вместимостью 5600 л, смонтированная на базе узлов колесного хода прицепа ГКБ-817 - ПЦ-5,6-817.

Таблица 3.19

Допустимая полная масса, т

Тип цистерны	Группа А	Группа Б
Двухосный автомобиль-цистерна и прицеп-цистерна	17,5	10,5
Трехосный автомобиль-цистерна и прицеп-цистерна	25	15
Автопоезд в составе тягача с полуприцепом (при общем количестве осей - 3)	16	25

3.4.2.

УСТРОЙСТВО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ТОПЛИВНЫХ АВТОЦИСТЕРН

Автомобильные цистерны состоят из трех основных частей (рис. 3.14): силовой установки, шасси и специального оборудования. Прицеп и полуприцеп-цистерна состоят из элементов несущей системы и специального оборудования. В качестве элементов несущей системы используют базовые шасси прицепов, полуприцепов или саму цистерну с элементами колесного хода.

Силовая установка является источником механической энергии, необходимой для движения автомобиля-цистерны и привода насоса.

Шасси представляет собой совокупность механизмов, обеспечивающих движение и управление автомобиля-цистерны, и элементов несущей системы, служащих для размещения специального оборудования.

Специальное оборудование автомобиля-цистерны включает устройства и системы, обеспечивающие сохранность качества транспортируемых топлив и сокращение затрат времени и труда на выполнение сливо-наливных операций:

• цистерна в сборе;

• крышка горловины цистерны в сборе;

• гидравлическая система с насосом и арматурой технологической обвязки;

• комплект вспомогательного оборудования (КИП, рукава, шланги, ящики, пеналы);

• комплект запасных частей, инструмента и принадлежностей (ЗИП);

• комплект противопожарного оборудования.

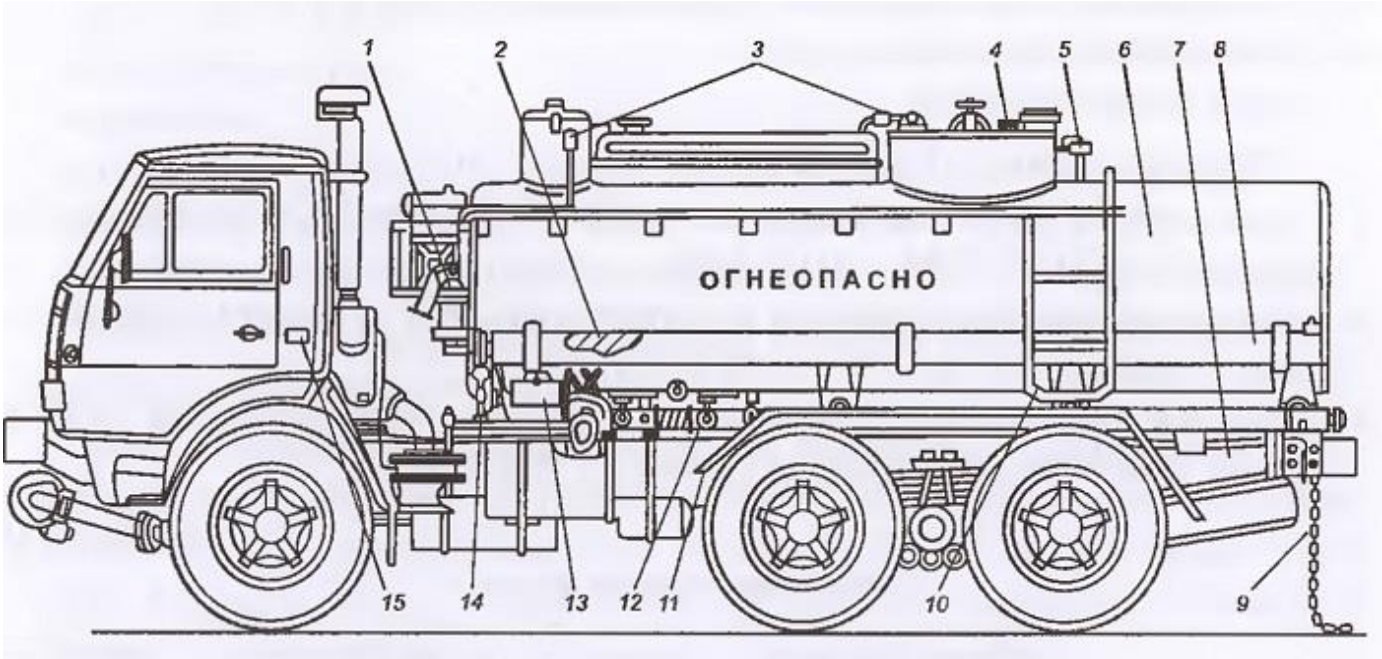


Рис. 3.14. Автомобиль-цистерна АЦ-8,7-5320:
1 огнетушитель; 2 - напорно-всасывающий рукав; 3 - дренажная система;
4 - реечный указатель уровня; J - специальное электрооборудование; 6 — цистерна; 7 - шасси; 8 - пенал; 9 - цепь; 10- лестница; 11 - брызговик; 12 - коммуникации; 13 — щиток; 14 - заземляющее устройство; 15 - табличка

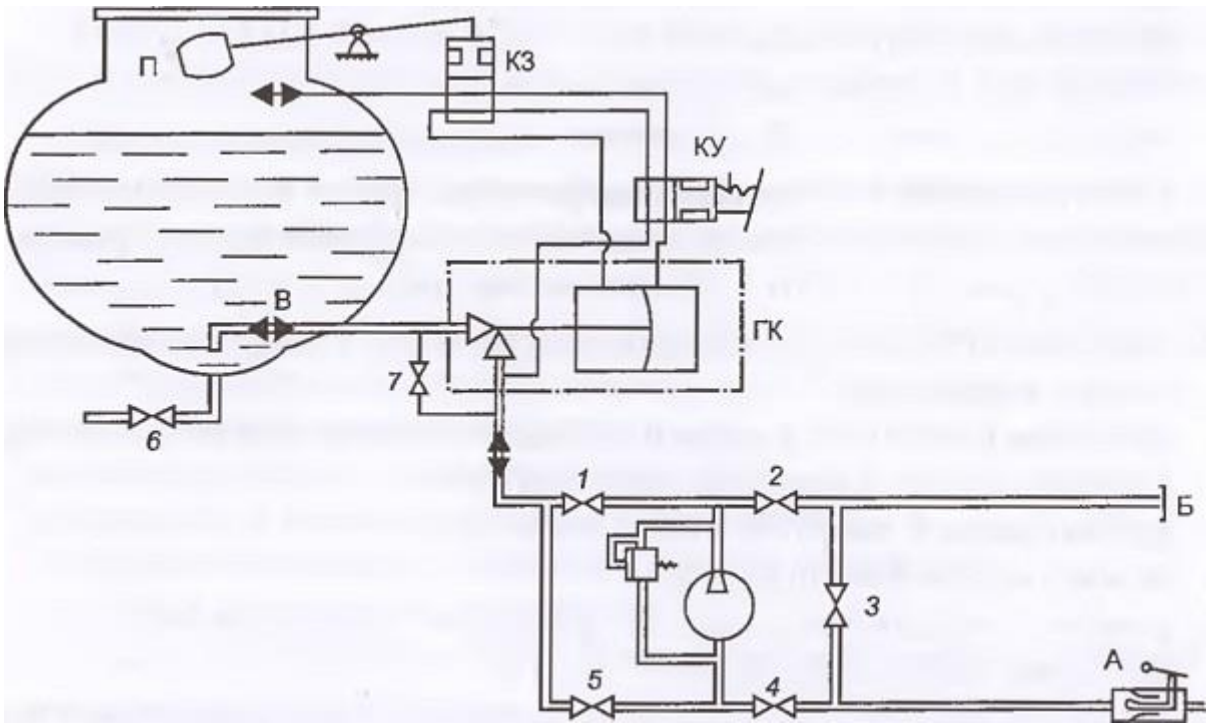


Рис. 3.15. Принципиальная технологическая схема транспортной автоцистерны: 1-6 - задвижки; 7 - вентиль; А - напорно-всасывающий патрубок; Б - напорный патрубок; В - трубопровод для наполнения и опорожнения; ГК - гидроклапан; П - поплавок; КЗ - клапан золотниковый; КУ - кран управления

Цистерну в сборе устанавливают вместо грузового кузова на раме базового шасси и закрепляют таким образом, чтобы их продольные оси находились в одной вертикальной плоскости. Это необходимо для равномерного распределения нагрузки на правый и левый лонжероны рамы. Расположением цистерны в горизонтальной плоскости рамы базового шасси достигаются допустимые нагрузки на переднюю и заднюю оси.

Цистерна крепится к раме специальными устройствами, предотвращающими возникновение в ней недопустимых крутящих моментов во время движения.

Горловина цистерны обеспечивает: доступ во внутреннюю полость цистерны для осмотра ее поверхностей и выполнения ремонтных работ; компенсацию температурного расширения транспортируемых топлив. Горловина закрывается крышкой. На крышке горловины имеются дыхательные клапаны, устройство крепления реечного указателя для замера уровня в цистерне, штуцер для подсоединения трубопроводов газовой обвязки и наливные люки. На цистерне установлены площадки и лестницы для доступа к горловине.

Гидравлическая система транспортной цистерны, обеспечивает выполнение сливо-наливных операций и состоит из самовсасывающего насоса, арматуры и трубопроводов.

Технологическая схема автоцистерны показана на рис. 3.15, а топливозаправщика - на рис. 1.7.

Самовсасывающий насос устанавливается в основном на автомобилях-цистернах и полуприцепах-цистернах. Его привод осуществляется от двигателя базового шасси через коробку отбора мощности и карданный вал. На прицепах-цистернах устанавливают ручные поршневые насосы для выдачи нефтепродуктов в мелкую тару и выполнения зачистных работ.

Комплект узлов и деталей электрооборудования обеспечивает освещение рабочих мест, сигнализацию предельного уровня нефтепродукта в цистерне, габаритное освещение и т.п.

Размещение элементов гидравлической системы и электрооборудования на автомобильных цистернах зависит от типа базового шасси, состава и размещения специального оборудования изделия и др.

Для подсоединения автомобильных цистерн к резервуарам нефтебаз и АЗС предусмотрены напорно-всасывающие рукава, которые состоят из секций и в транспортном положении укладываются в пеналы. С обоих концов рукава закрываются заглушками. Пеналы крепятся к цистерне с двух сторон на специальных кронштейнах.

3.4.3. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ТОПЛИВНЫХ АВТОЦИСТЕРН

Виды технического обслуживания:

• контрольный осмотр перед выездом;

• контрольный осмотр в пути;

• ежедневное техническое обслуживание в конце рабочего дня;

• техническое обслуживание ТО-1;

• техническое обслуживание ТО-2;

• сезонное техническое обслуживание.

Контрольный осмотр перед выездом топливных автоцистерн

Контрольный осмотр перед выездом проводится водителем с целью не допустить к

эксплуатации технически неисправной техники. Проверяют состояние узлов и агрегатов в следующем порядке:

• крепление агрегатов, установленных на двигателе и раме с левой стороны по ходу автомобиля;

• крепление рулевых тяг и рулевой колонки и состояние тормозной системы;

• давление воздуха в передней левой автошине;

• уровень масла в двигателе и отсутствие течи;

• натяжение ремня вентилятора;

• уровень охлаждающей жидкости в радиаторе и отсутствие течи;

• крепление фар и подфарников;

• крепление агрегатов, расположенных с правой стороны двигателя по ходу автомобиля;

• давление воздуха в передней правой автошине;

• крепление и исправность огнетушителя, установленного с правой стороны кабины;

• крепление насоса и состояние привода, отсутствие течи из насоса и трубопроводов;

■ отсутствие течи в отстойнике и вентиле слива отстоя;

• давление воздуха в задних автошинах с правой стороны;

• наличие пломб на наливной горловине и дыхательном клапане;

• крепление дверок кабины и состояние замков;

■ отсутствие течи в вентилях и задвижках в кабине управления;

■ отсутствие течи в вентиле слива отстоя фильтра тонкой очистки;

• состояние заземления;

• состояние ящиков и рукавов с левой стороны;

• давление воздуха в задних автошинах с левой стороны;

• крепление карданного вала и состояние шарнирных соединений;

• отсутствие течи в топливном баке;

• крепление и состояние огнетушителя с левой стороны по ходу автомобиля.

На топливозаправщиках с автономным приводом насоса дополнительно проверяют:

• двигатель, установленный в кабине управления, при необходимости производит заправку топливом, маслом и водой;

• состояние шасси полуприцепов-цистерн и давление воздуха в автошинах;

• состояние редуктора и уровень масла в нем;

• состояние барабанов для раздаточных рукавов.

Продолжительность контрольного осмотра перед выездом - 0,5 чел.-ч.

Контрольный осмотр в пути топливных автоцистерн

Контрольный осмотр в пути проводится водителем на остановке с целью выявления и устранения неисправностей, возникших при движении. После остановки проверяют:

• степень нагрева ступиц колес, тормозных барабанов, картера коробки передач, раздаточной коробки и дифференциалов (нагрев считается нормальным, если нет ощущения ожога ладони);

• уровень топлива, масла и воды, при необходимости производят дозаправку;

• отсутствие подтеканий топлива, масла и воды;

• состояние и исправность автошин;

• надежность затяжки гаек колес;

• исправность в креплении рессор и амортизаторов;

• состояние и натяжение ремней вентилятора и компрессора;

• крепление коробки отбора мощности;

• крепление насоса и отсутствие подтекания топлива из насоса, задвижек и соединений трубопроводов;

• крепление рукавов и их укладка;

• крепление цистерн и агрегатов специального оборудования;

• исправность заземления.

Продолжительность осмотра — 0,5 чел.-ч.

Ежедневное техническое обслуживание топливных автоцистерн

Ежедневное техническое обслуживание проводит водитель по автомобилю и специальному оборудованию с целью подготовки к следующему рейсу.

По шасси автомобиля выполняют работы ежедневного обслуживания согласно Инструкции по эксплуатации данной модели автомобиля, автоприцепа и полуприцепа.

По специальному оборудованию:

• проводят чистку и мойку спецоборудования;

• устраняют подтекание из насоса, трубопровода, задвижек, соединений контрольных приборов и раздаточных кранов;

• проверяют крепление цистерны, насоса, карданной передачи, раздаточной коробки, рычагов управления, тяг, привода управления насосов, деталей приемо-раздаточной арматуры, контрольных приборов, топливного фильтра, ящиков и кабины управления;

• проверяют смазку и исправность подшипников насоса;

• исправность и надежность крепления огнетушителей;

• исправность и герметичность электропроводки и осветительной арматуры;

• запись в формуляре о количестве перекаченного топлива через фильтр тонкой очистки и при необходимости промывают или заменяют фильтрующий чехол. При этом промывают внутреннюю поверхность корпуса фильтра и проверяют состояние корзины фильтра;

• проверяется наличие и крепление колпачков на сливных патрубках, раздаточном кране, отстойнике цистерны и отстойнике фильтра;

• проверяется наличие и исправность чехлов наливной горловины, дыхательного клапана, раздаточных кранов, приемного патрубка.

На топливозаправщиках с автономным двигателем дополнительно проверяют:

• двигатель в кабине управления, при необходимости заправляют его топливом, маслом, водой;

• состояние шасси полуприцепа-цистерны, давление воздуха в шинах и действие стояночного тормоза;

• уровень масла в редукторе, состояние редуктора и соединительных муфт;

• состояние барабанов для раздаточных рукавов и отсутствие подтеканий топлива в сальниковых уплотнениях оси барабана.

Продолжительность обслуживания 0,7 чел.-ч.

Техническое обслуживание ТО-1 топливных автоцистерн

Техническое обслуживание ТО-1 проводится средствами и силами пункта технического обслуживания с участием водителя.

По шасси автомобиля выполняется перечень работ ТО-1.

По специальному оборудованию проверяется:

• герметичность трубопроводов;

• состояние сальников коробки отбора мощности и топливных насосов;

• наличие и состояние уплотнительной прокладки крышки наливной горловины;

• крепление карданной передачи привода насоса и смазку подшипников шарнирных сочленений;

• герметичность задвижек и состояние сальниковых уплотнений;

• исправность водоотделителя и дыхательного клапана;

• крепление волнорезов и ограничителя наполнения цистерны;

• состояние облицовки спецоборудования и кабины управления;

• исправность чехлов наливной горловины дыхательного клапана, раздаточного крана, контрольных приборов, патрубков и трубок слива отстоя из цистерны и фильтра;

• наличие смазки рычагов управления и тяг привода насосов.

Дополнительные работы по топливозаправщику с автономным двигателем:

• техническое обслуживание двигателя в кабине управления и шасси полуприцепа-цистерны;

• проверка состояния сальниковых уплотнений оси барабана для рукавов и редукторов, исправность соединительных муфт и резиновых пальцев.

После ТО-1 проводится контрольный пробег и проверка специального оборудования. При этом проверяется приемистость двигателя, работа сцепления, действие тормозов,

переключение передач, управляемость автомобилем, работа стеклоочистителей, исправность приборов. Проверяется выключение коробки отбора мощности, работа насоса и показания приборов, отсутствие подтеканий топлива в соединениях.
Продолжительность ТО-1 составляет 4,5 чел.-ч.

Техническое обслуживание ТО-2 топливных автоцистерн

Техническое обслуживание ТО-2 проводится средствами и силами пункта технического обслуживания с участием водителя. При этом по шасси автомобиля выполняется перечень работ ТО-2.

По специальному оборудованию:

• снимают коробку отбора мощности и проверяют состояние шестерен, подшипников и сальниковых уплотнений, заменяют негодные детали и производят регулировку;

• разбирают раздаточный кран и проверяют состояние деталей и сальниковых уплотнений. Неисправные детали и сальники заменяют, и после сборки проверяют работу;

• снимают и разбирают насос, проверяют состояние подшипников, рабочих колес и сальниковых уплотнений, устраняют неисправности, после чего проверяют насос на производительность;

• проверяют состояние рычагов управления и привода включения насоса, производят регулировку тяг и смазку сочленения;

• проверяют регулировку предохранительного клапана;

• проверяют состояние тахометра и смазывают его подшипники;

• проверяют работу поплавкового указателя уровня топлива;

• проверяют карданную передачу, заменяют изношенные детали и смазывают шлицевые соединения и шарнирные сочленения;

• проверяют крепление и работу ограничителя наполнения цистерны и производят регулировку уровня наполнения цистерны;

• проверяют поплавок водоотделителя на плавучесть;

• проверяют состояние металлизации внутренней поверхности цистерны;

• проверяют герметичность наливной горловины, надежность дыхательного клапана, крепление и герметичность электропроводки и осветительной арматуры, состояние

рукавов и крепление ящиков, исправность огнетушителей.

По топливозаправщикам с автономным двигателем выполняют ТО-2 для двигателя в кабине управления и шасси полуприцепа-цистерны. Кроме того, проверяют работу гидростатического указателя уровня, состояние шестерен, валов и подшипников редукторов.

После технического обслуживания проводится контрольный пробег и проверка специального оборудования.

Выявленные неисправности устраняются. Продолжительность ТО-2 составляет 25 чел.-ч.

Сезонное техническое обслуживание включает в себя работы по очередному плановому техническому обслуживанию.

По специальному оборудованию проверяют: наливную горловину, волнорезы, поплавковый указатель уровня топлива, водоотделитель, ограничитель наполнения цистерны; состояние внутренней поверхности цистерны и трубопроводы приемо-раздаточной арматуры; исправность крана слива отстоя топлива; состояние топливного фильтра, фильтрующих чехлов; исправность рукавов; подготовить огнетушители к предстоящему периоду эксплуатации.

У топливозаправщиков с автономным двигателем дополнительно проверяют:

• состояние и крепление капота двигателя моторной установки и жалюзи радиатора;

• обеспеченность двигателя моторной установки утеплительными средствами (перед зимним периодом);

• состояние картера коробки передач и редуктора, промывают и заливают смазку, соответствующую предстоящему периоду эксплуатации.

Выявленные недостатки устраняют и производят покраску изделия. Периодичность обслуживания зависит от конструкции автоцистерны и шасси (табл. 3.22).

При эксплуатации в тяжелых дорожных и климатических условиях, пробег между очередными видами технического обслуживания, указанный в табл. 3.22, необходимо уменьшить на 25-30%.

Таблица 3 22

Виды и периодичность обслуживания АЦ, ППЦ, ПЦ и ПАЗС (АТЗ)

Вид обслуживания	Периодичность обслуживания	
	АЦ, ППЦ, ПЦ	ПАЗС (АТЗ)
Контрольный осмотр	Перед выходом, в пути	Перед выходом, в пути
Ежедневное техническое обслуживание (ЕО)	После возвращения	После возвращения

Первое техническое обслуживание (ТО-1)	Через 1500 км	Через 1500 км, но не реже 1 раза в 3 месяца
Второе техническое обслуживание (ТО-2)	Через 7500 км	Через 7500 км, но не реже 1 раза в год
Сезонное техническое обслуживание (СО)	Два раза в год при переходе на летний и зимний периоды эксплуатации	

3.4.4.

ДОСТАВКА ТОПЛИВА НА АЗС

Топливо на АЗС доставляется в соответствии с Правилами перевозки опасных грузов в Российской Федерации, утвержденными министром транспорта РФ.

Маршрут перевозки согласуют с ГИБДД автотранспортное предприятие, поставляющее нефтепродукты. При этом руководствуются следующими требованиями:

• маршрут по возможности не должен проходить через населенные пункты и вблизи промышленных объектов, зон отдыха, природных заповедников и архитектурных памятников;

• в случае перевозки топлива через населенные пункты маршрут по возможности не должен проходить вблизи зрелищных, культурнопросветительских, учебных, дошкольных и лечебных учреждений.

Для согласования маршрута АТП не менее чем за 10 суток до начала перевозки представляет в Г ИБДД следующие документы:

• разрешение органа внутренних дел на перевозку топлива;

• маршрут перевозки;

• свидетельство о допуске транспортного средства к перевозке;

• условия безопасной перевозки.

Срок действия согласованного маршрута перевозки не должен превышать 12 месяцев. Первый экземпляр бланка согласованного маршрута находится в ГИБДД, второй - в АТП, третий - у лица, ответственного за перевозку, либо у водителя.

Передвижение транспортных средств с топливом осуществляется в соответствии с Правилами дорожного движения. Транспортное средство, по возможности, должно следовать весь путь без дозаправки. При необходимости дозаправка производится на площадке, удаленной от АЗС не менее чем на 25 м. Для этого используют передвижной заправщик, либо металлические канистры.

При ограничении видимости до 300 м (туман, дождь, снегопад и т.п.) перевозка запрещена.

Порядок остановок и стоянок (в том числе и на ночлег) транспортных средств, указывают в условиях безопасной перевозки. При остановке транспортного средства обязательно включают стояночный тормоз, а на уклоне дополнительно устанавливают противооткатный упор.

Безопасность движения транспортного средства с топливом в значительной степени зависит от физических свойств топлива и степени заполнения или резервуара цистерны.

Топливо заливается в резервуары автотранспортных средств через верхнюю горловину или через нижний патрубок. Перспективным способом считается нижний налив с использованием быстроразъемных беспроливных стыковочных устройств, которыми намечается оснастить наливные стояки и приемные патрубки автомобильных средств заправки (рис. 5.3 и 5.4).

В перспективе все наливные пункты будут оснащаться системами для сбора и рекуперации паров топлива из надтопливных полостей цистерн и резервуаров для обеспечения экологической безопасности нефтебаз.

В зависимости от мощности наливного пункта применяются наливные стояки с ручным управлением, автоматизированные установки с местным и дистанционным управлением, установки автоматизированного и герметичного налива.

Порядок работы при верхнем наливе топлива на АЗС

Порядок работы при верхнем наливе:

• водитель-оператор сдает в диспетчерской документы, получает ключ на право получения топлива и направляется к посту налива, соответствующему номеру ключа;

■ диспетчер набирает дозу, подлежащую наливу, и нажимает кнопку «пуск»;

■ водитель-оператор соединяет горловину резервуара с наливным патрубком, закрывает ее герметизирующей крышкой стояка и заземляет систему;

• вставляет ключ в гнездо клапана-дозатора (при этом включается насос и на пульте клапана-дозатора загорается сигнал «Открой клапан»;

• водитель нажатием на рычаг открывает клапан — начинается налив.

Налив прекращается нажатием кнопки «Стоп» на клапане-дозаторе (пульте управления), либо автоматически. При наливе верхним способом на неавтоматизированных и негерметизированных наливных стояках водитель-оператор выполняет порядок и очередность процедур на конкретных объектах.

Нижний налив по сравнению с верхним имеет ряд преимуществ: выше производительность, меньше трудоемкость, выше безопасность и меньше потерь топлива на испарение.

Нижний налив проводится по трем схемам:

• объем залива устанавливают с помощью счетчика-дозатора на стояке, не контролируя уровень топлива в процессе налива;

• уровень налива устанавливают датчиком-ограничителем максимального уровня и клапана-отсекателя из комплекта нижнего налива;

• уровень налива устанавливают датчиком-ограничителем внутри резервуара ПАЗС (АТЗ), а клапан-отсекатель и прибор управления им находятся вне резервуара.

Водитель-оператор должен уметь работать с технологическим оборудованием нижнего налива, не допуская перелива топлива.

При нижнем наливе водитель-оператор, установив и заземлив изделие на площадке налива, выводит шарнирный соединитель наливного стояка из стационарного положения и подключает к приемному патрубку изделия. Затем нажатием кнопки «Пуск» на местном пульте управления включает установку налива. Контроль заполнения и заданного режима налива обеспечивается блоком автоматики, который отключает налив после выдачи дозы.

Количество топлива, отпущенного на автоматизированных пунктах налива фиксируется стрелочным или цифровым индикатором счетчика на площадке налива и данные о нем передаются на индикатор пульта управления оператора нефтебазы.

После завершения налива водитель-оператор отсоединяет приемный патрубок от шарнирного соединителя стояка, переводит его в стационарное положение, переводит оборудование изделия в транспортное положение, отсоединяет заземление и оформляет документы в диспетчерской.

Водитель-оператор может провести нижний налив (используя технологическое оборудование ПАЗС) и собственный насос. В этом случае к приемному патрубку ПАЗС должны быть герметично подстыкованынапорно-вса-сывающие рукава, возимые в шланговых ящиках или пеналах средства, а дальнейшие действия водителя-оператора должны быть в соответствии с инструкцией по эксплуатации закрепленного за ним автотранспортного средства.

Перед началом транспортирования водитель-оператор должен проверить правильность оформления документов на топливо и разрешение на перевозку, проверить герметичность заливного люка и нижнего сливо-наливного патрубка, опустить на дорогу заземляющую цепь. Трогание с места должно быть плавным, без рывков, движение по дороге — без резких торможений и разгонов.

Водитель-оператор должен в соответствии с состоянием дороги выдерживать предписанную скорость движения и поворотов, с учетом степени заполнения цистерны. Сзади цистерны должен быть выставлен знак ограничения скорости, а движение выполняться с включенными фарами ближнего света.

Топливо сливают на АЗС самотеком, или с помощью насосов, только через сливные фильтры в присутствии оператора и водителя. До слива проверяется правильность оформления товарно-транспортной документации, исправность технических средств, наличие паспорта на качество топлив.

При выявлении недостатков вызывают представителей нефтебазы, а неисправные машины не допускают к сливу. При расхождении действительного количества сливаемого нефтепродукта с данными товарно-транспорг-ных документов составляется акт, подписываемый приемщиком и водетелем-оператором.

Заземляют технику, проводят стыковку с приемными устройствами сливных площадок, устанавливают цистерны с наклоном в сторону сливного устройства. Слив должен производиться быстро и полностью, присоединение сливных рукавов должно быть герметичным. При наличии замкнутых газоуравнительных систем они должны быть подключены с помощью быстроразъемных соединений.

ГЛАВА 4

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ АЗС И СИСТЕМЫ ИХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Технологические процессы АЗС представляют собой комплекс мероприятий по приему, хранению и выдаче нефтепродуктов. Они обеспечиваются различными механическими и автоматизированными системами:

• определения количества нефтепродукта;

• контроля герметичности и противоаварийной защиты резервуаров;

• рециркуляции и отвода паров при сливе-наливе топлива и заправке техники;

• противопожарной защиты резервуаров и контроля заземления;

• автоматического отпуска топлива и коммерческого учёта.

4.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ НА АЗС

4.1.1. ПРИЕМ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА АЗС

Нефтепродукты могут поступать на АЗС всеми видами транспорта: автомобильным, железнодорожным, трубопроводным, водным. Возможна комбинация видов поставок нефтепродуктов (суда - трубопровод - АЗС, ж.д.ци-стерны - трубопровод - АЗС). Технологическая схема приема нефтепродуктов должна быть отражена в проекте АЗС.

Прием нефтепродукта по трубопроводам на АЗС

Прием нефтепродукта в резервуары АЗС по трубопроводу осуществляется в присутствии комиссии, состоящей из материально ответственных работников нефтебазы (трубопровода, склада топлива, судна) и АЗС. Количество нефтепродукта, принятого по трубопроводу, определяется на основании результатов замеров уровня, температуры и плотности в резервуарах АЗС до и после приема. Возможен учет принятого нефтепродукта с использованием сертифицированных и поверенных узлов учета. По завершении приема нефтепродукта на трубопроводе перекрываются и пломбируются задвижки в соответствии с порядком, определенным сторонами или договором на поставку нефтепродуктов. Порядок выполнения операций и требования при приеме нефтепродуктов от наливных судов определены действующими правилами технической эксплуатации нефтебаз.

На принятый по технологическому трубопроводу нефтепродукт составляется акт в двух экземплярах, который подписывается членами комиссии. Один экземпляр акта представляется в бухгалтерию организации-поставщика, второй остается на АЗС и прилагается к сменному отчету.

Количество принятого в резервуары АЗС нефтепродукта фиксируется в журнале учета поступивших нефтепродуктов и в сменном отчете.

Прием нефтепродукта из автоцистерн на АЗС

Прием нефтепродуктов в резервуары АЗС из автоцистерны 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 (прицеп) к заземляющему устройству (либо каждое в отдельности);

• 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 (сливной задвижке);

• проверяет уровень заполнения автоцистерны (прицепа) «по планку». С использованием водочувствительной ленты или пасты определяет уровень подтоварной воды, отбирает пробу, измеряет температуру нефтепродукта в ней.

Объем и масса топлива, принятого из цистерны, определяются по результатам измерения уровня, плотности и температуры топлива в цистерне с учетом наличия подтоварной воды. Отсчет уровня должен проводиться с точностью до 1 мм, плотности — 0,5 кг/м3, температуры — 0,5°С.

Оператор убеждается в соответствии данных, указанных в товарнотранспортной накладной и полученных при измерении в автоцистерне. В случае превышения времени следования автоцистерны до АЗС и изменения температуры продукта производит пересчет массы с учетом фактических данных обьема и плотности.

Объем жидкости при температуре Т °С рассчитывают по формуле

$$V_т = V_о (1 \pm \beta \Delta T),$$

где $V_т$ – объем при температуре Т °С; $V_о$ – объем при температуре 20 °С; β – коэффициент объемного расширения горючего (табл. 4.1); ΔT – разность температур.

Таблица 4.1

Значение коэффициентов объемного расширения в зависимости от плотности

ρ	Р	Р	Р	Р	Р
0,73	0,001151	0,83	0,000845	0,93	0,000632
0,74	0,001130	0,84	0,000824	0,94	0,000612
0,75	0,001108	0,85	0,000803	0,95	0,000592
0,76	0,000997	0,86	0,000782	0,96	0,000572
0,77	0,000974	0,87	0,000760	0,97	0,000553
0,78	0,000953	0.88	0,000739	0,98	0,000534
0,79	0,000931	0,89	0,000718	0,99	0,000516
0,80	0,000910	0,90	0,000696	1,00	0,000497
0,81	0,000888	0,91	0,000674	1,01	0,000479
0,82	0,000868	0,92	0,000653	1,02	0,000462

При обнаружении недостачи в автоцистерне решение по ее сливу или отказу принимаются руководителем организации - владельца АЗС в соответствии с установленным порядком и

заключенным договором на поставку топлива. О выявленной недостаче делается отметка во всех экземплярах товарно-транспортной накладной либо составляется акт.

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 устройства 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 мин.) произвести замер уровня и определить обьем 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. О недостаче нефтепродукта делается соответствующая отметка на всех экземплярах товарно-транспортной накладной.

Запрещается производить прием нефтепродуктов в следующих случаях:

• при неисправности технического и технологического оборудования АЗС;

• при неисправности сливного устройства автоцистерн;

• при неисправности заземляющего устройства автоцистерн;

• при отсутствии товарно-транспортных документов либо их неправильном оформлении;

• во время грозы;

• при наличии в нефтепродукте воды и любого рода примесей;

• при несоответствии или отсутствии документов, подтверждающих качество;

• при выявлении недостачи нефтепродукта в автоцистерне до согласования с руководством АЗС и составления соответствующего акта.

Возможность приема нефтепродуктов в случае выявления недостачи,

вызванной нарушением времени следования автоцистерны до АЗС, непсот-ным наполнением или иными причинами, определяется руководством организации-владельца или руководством АЗС.

Прием фасованных нефтепродуктов на АЗС

При приеме нефтепродуктов, расфасованных в мелкую тару, работник АЗС проверяет число поступивших мест, соответствие трафаретов данным, указанным в товарно-транспортной накладной, и наличие одного из следующих документов, подтверждающих соответствие продукции установленным требованиям:

• сертификатом или декларацией соответствия;

• копией сертификата, заверенной держателем подлинника сертификата, нотариусом или органом по сертификации товаров, выдавшим сертификат;

• товарно-сопроводительными документами, оформленными изготовителем или

поставщиком (продавцом), содержащими по каждому наименованию товара сведения о подтверждении его соответствия установленным требованиям (номер сертификата соответствия, срок его действия, орган, выдавший сертификат, или регистрационный номер декларации о соответствии, срок ее действия, наименование изготовителя или поставщика (продавца), принявшего декларацию, и орган, ее зарегистрировавший), и заверенными подписью и печатью изготовителя (поставщика, продавца) с указанием его адреса и телефона.

4.1.2.

ХРАНЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА АЗС

Хранение нефтепродуктов осуществляется на АЗС в резервуарах и в фасованном виде в таре. Техническое и технологическое оборудование АЗС должно обеспечивать исключение загрязнения, смешения, обводнения, воздействия атмосферных осадков на хранимые в резервуарах нефтепродукты. Подтоварная вода из резервуаров удаляется немедленно при ее обнаружении.

Хранение нефтепродуктов осуществляется с учетом требований обеспечения сокращения потерь - герметизация газовых пространств резервуаров, обеспечение требуемого уплотнения соединений, исключающего утечки нефтепродуктов, и т.д.

Порядок хранения фасованных нефтепродуктов должен гарантированно обеспечивать сохранность и целостность тары. Руководитель АЗС обязан ежедневно контролировать порядок хранения и сохранность тары фасованных нефтепродуктов.

Хранение легковоспламеняющихся жидкостей в мелкой таре разрешается в обьеме, необходимом для 5-ти суточной торговли. Запасы технических жидкостей для автотранспорта в торговом зале (операторной) не должны превышать двадцати расфасованных единиц.

Для исключения разливов необходимо при заполнении резервуаров учитывать свойство обьемного расширения нефтепродуктов (не более 95 % полной вместимости резервуара).

4.1.3.

ВЫДАЧА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА АЗС

Выдача нефтепродуктов на АЗС осуществляется только через топливо-или маслораздаточные колонки в баки транспортных средств или тару потребителей, а также путем продажи расфасованных нефтепродуктов.

Образцы расфасованных нефтепродуктов выставляются в витрине или на специальных стендах для ознакомления потребителей с ассортиментом и розничными ценами.

Запрещается выдача нефтепродуктов в пластиковую и стеклянную тару.

При заправке транспортных средств на АЗС должны соблюдаться следующие правила:

• оператор контролирует расположение транспортных средств. Расположение транспортных средств в ожидании заправки должно обеспечивать возможность аварийной их эвакуации с территории АЗС;

■ заправка транспортного средства осуществляется в порядке общей очереди. Внеочередное обслуживание предусмотрено для специального автотранспорта («скорая помощь», милиция, пожарная охрана, аварийные газового хозяйства), автомобилей под управлением инвалидов войны и труда, Героев СССР и России, а также других категорий лиц;

• во время заправки двигатель заправляемого автомобиля выключается;

• мотоциклы и мотороллеры подавать к ТРК с заглушенными двигателями (остановку и пуск двигателей производить на расстоянии не ближе 15 метров от ТРК);

• автомобили к ТРК должны подьезжать своим ходом;

• загрязненные или случайно облитые нефтепродуктами части автомобилей, мотоциклов и мотороллеров после заправки до пуска двигателей должны быть протерты водителями насухо;

• случайно или аварийно пролитые на землю нефтепродукты должны быть немедленно засыпаны песком с последующим его удалением в специально выделенные контейнеры (емкости);

• расстояние между стоящим под заправкой и следующим за ним автомобилями должно быть три метра, а между находящимися в очереди не менее одного метра;

• при заправке транспортные средства должны располагаться на территории в районе ТРК таким образом, чтобы в случае возникновения аварийных ситуаций имелась возможность прекращения заправки и немедленной эвакуации их в безопасное место;

• перед заправкой автобусов пассажиры покидают салоны вне территории АЗС.

Оператор АЗС во время выдачи нефтепродуктов:

• обеспечивает постоянный контроль за выполнением правил заправки автотранспортных средств;

• требует от водителя заправляемого транспорта выполнения правил заправки транспортных средств и правил поведения при нахождении на территории АЗС;

• осуществляет постоянный контроль за работой ГРК;

• визуально контролирует места заправки транспортных средств, предупреждая возможные разливы нефтепродуктов и принимает меры к их устранению;

• обеспечивает соблюдение водителями и пассажирами транспортных средств правил пожарной безопасности.

На АЗС ежемесячно выполняется проверка погрешности ТРК, МРК с помощью образцовых мерников 2-го разряда. Проверки выполняются дважды в течение 8-ми и 12-ти часовой рабочей смены - в первые и последние 2 -3 часа смены. За значение погрешности, принимаемое для расчета фактически отпущенного через ГРК, МРК объема нефтепродукта, берется усредненное, по результатам двух проверок, значение. При непрерывной продолжительности рабочей смены в течение суток менее 6 часов проверка погрешности выполняется один раз. Обьем мерников, используемых при проведении проверок, должен быть не менее 10 для светлых и 2 литров для темных нефтепродуктов. После выполнения проверки погрешности ТРК (МРК) составляется акт учета нефтепродуктов при выполнении работ по проверке погрешности ТРК (приложение 16).

Конструкция топливораздагочных колонок (ТРК), их оборудование и техническое обслуживание рассматриваются в главе 3. Эксплуатация ТРК функционально связана с работой систем автоматического отпуска топлива, определения количества и коммерческого учета, а также рециркуляции паров, о чем будет сказано ниже.

4.2. КОНТРОЛЬ И СОХРАННОСТЬ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА АЗС

4.2.1. ДОКУМЕНТЫ, ПОДТВЕРЖДАЮЩИЕ КАЧЕСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ НА АЗС

Качество нефтепродуктов, реализуемых на АЗС, должно соответствовать действующим стандартам (техническим условиям).

Паспорт качества должен подтверждать соответствие нефтепродукта требованиям нормативных документов. Паспорт качества содержит показатели качества в соответствии с требованиями стандартов (технических условий), дату изготовления нефтепродукта и выдачи паспорта. Согласно тексту «Правил технической эксплуатации автозаправочных станций» (РД 153-39.2080-01), для нефтепродуктов, подлежащих обязательной сертификации, к паспорту качества прикладывается копия сертификата соответствия. Однако, в письме Госстандарта РФ от 22 сентября 2000 г. №ИК-110-19/3022 за подписью Первого заместителя Председателя И А. Коровкина даются разъяснения

о том, что «...В соответствии со статьей 12 Правил продажи отдельных видов товаров (утв. постановлением Правительства РФ от 19.01.98г. №55, в редакции постановлений от 20.10.98г. №1222, от 02.10.99г. №1104) продавец имеет право доводить до сведения информацию о подтверждении соответствия продукции установленным требованиям одним из следующих документов:

• сертификатом или декларацией соответствия;

• копией сертификата, заверенной держателем подлинника сертификата, нотариусом или органом по сертификации товаров, выдавшим сертификат;

• товарно-сопроводительными документами, оформленными изготовителем или поставщиком (продавцом), содержащими по каждому наименованию товара сведения о подтверждении его соответствия установленным требованиям (номер сертификата соответствия, срок его действия, орган, выдавший сертификат, или регистрационный

номер декларации о соответствии, срок ее действия, наименование изготовителя или поставщика (продавца), принявшего декларацию, и орган, ее зарегистрировавший), и заверенными подписью и печатью изготовителя (поставщика, продавца) с указанием его адреса и телефона.

Таким образом, информацию об обязательном подтверждении соответствия товаров требованиям безопасности продавец имеет право представлять в товарно-сопроводительных документах, оформленных изготовителем или поставщиком (продавцом), содержащих по каждому наименованию товара сведения о подтверждении его соответствия установленным требованиям (номер сертификата соответствия, срок его действия, орган, выдавший сертификат) и заверенными подписью и печатью изготовителя (поставщика, продавца) с указанием его адреса и телефона, без представления копии сертификата.»

4.2.2. ПОРЯДОК И ОБЪЕМ ПРОВЕДЕНИЯ АНАЛИЗОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА АЗС

Необходимый и достаточный объем анализов устанавливается в зависимости от конкретных целей, сроков и условий оценки качества нефтепродуктов. Контроль качества нефтепродуктов может проводиться в объеме приемо-сдаточного анализа, контрольного анализа, анализа в объеме требований стандартов и арбитражного анализа. При обнаружении несоответствия хотя бы одного показателя качества нефтепродуктов требованиям ГОСТ (ТУ) отпуск его потребителям запрещается.

Приемо-сдаточный анализ нефтепродуктов на АЗС

Цель анализа—по некоторым показателям качества определить, что прибывший нефтепродукт за время транспортирования не утратил качества, указанного в документах отправителя (накладной и паспорте), а при отгрузке в том, что в цистерны налит запланированный к отгрузке сорт нефтепродукта.

|~ Перед сливом нефтепродукта из автоцистерны в резервуар АЗС определяется наличие в них подтоварной воды и механических примесей, отбирается проба нефтепродукта по ГОСТ 2517, на основании которой определяются показатели качества согласно требованиям приемо-сдаточного анализа.

В объеме приемо-сдаточного анализа для автомобильных бензинов определяют: цвет; прозрачность; плотность; содержание механических примесей и воды (визуально). При необходимости дополнительно могут быть определены фракционный состав и октановое число.

Для дизельного топлива определяют: плотность, содержание механических примесей и воды (визуально). При необходимости дополнительно могут быть

определены массовая доля серы и температура вспышки (в закрытом тигле).

Качество масел и смазок, затаренных в герметичную заводскую упаковку, при приеме не определяется. Расфасованные нефтепродукты должны иметь соответствующую информацию о качестве на этикетках изготовителя, а также сертификат и паспорт качества (копию) на поставленную партию^

Для выполнения приемо-сдаточного анализа АЗС укомплектовывается необходимыми приборами и материалами:

• пробоотборниками;

• ареометрами (нефтеденсиметрами);

• водочуствительными пастами или лентами.

Переносной пробоотборник представляет собой цилиндр из цветного металла (бронза) с утолщенным дном и крышкой, вращающейся на оси. В резервуар его опускают на рулетке. На заданном уровне с помощью цепочки (веревки) открывается крышка для заполнения пробоотборника нефтепродуктом, после чего крышку закрывают с помощью второй цепочки и пробоотборник поднимают.

Упрощенный пробоотборник может быть изготовлен своими силами. Он представляет собой бутылку емкостью 0,75 л из толстого стекла, установленную в каркас из цветного металла. Каркас предохраняет бутылку от ударов и обеспечивает ее погружение в горючее. На уровне отбора пробы пробка выдергивается и бутылка заполняется горючим.

Лот-пробоотборник используют для отбора донной пробы. Он представляет собой металлический цилиндр объемом 250 мл. На внешней поверхности цилиндра укреплен держатель для водочувствительной ленты. Внутри цилиндра к днищу приварена трубка, нижний конец которой образует входное отверстие пробоотборника. Сверху пробоотборник закрывается навертывающейся крышкой, на которой имеется кронштейн для крепления рулетки и штуцер для резиновой трубки. Пробоотборник опускают в резервуар до дна, при этом второй конец резиновой трубки должен быть зажат. Когда пробоотборник достигает дна, резиновую трубку разжимают. Горючее через входное отверстие в днище заполняет пробоотборник.

Ареометр (нефтеденсиметр) (рис. 4.2) применяется для измерения плотности жидкости. Применение ареометров основано на законе Архимеда, согласно которому на тело, погруженное в жидкость, действует выталкивающая сила, направленная вертикально вверх и равная весу вытесненной жидкости в объеме погруженной части тела. Ареометр представляет собой стеклянный цилиндрический корпус, который в верхней части заканчивается запаянным стержнем с помещенной внутри градуировочной шкалой плотности, а в нижней части камерой, заполненной балластом из свинцовой дроби. Иногда в ареометр впаивают термометр с ценой деления 1 °С, что позволяет одновременно с измерением плотности определить и температуру горючего, при этом ртутный шарик термометра одновременно является балластом. За счет балласта и симметричной формы ареометр всегда находится в жидкости в вертикальном положении. Современные ареометры выпускаются по ГОСТ 18481, регламентирующему их форму, типы, размеры. Основные характеристики ареометров приведены в табл. 4.2.

Ареометры и стеклянные цилиндры рекомендуется ежедневно проверять на наличие маркировки и отсутствие дефектов на поверхности, где расположена шкала. Согласно «Классификации и применению технических средств испытаний нефти и нефтепродуктов» (МИ 2418-97) межповерочный интервал для ареометров типа АНТ составляет 5 лет.

Таблица 4.2

Техническая характеристика ареометров

Тип ареометра	Число приборов в наборе, шт.	Диапазон измерения плотности, кг/м^3	Допускаемая погрешность, кг/м^3	Диапазон измерения температуры, ^{0} С	Допускаемая погрешность, ^{0} С
АНТ-1	7	650-1070	0,5	-20...+45	0,5
АНТ-2	5	670-1070	1,0	-20 ..+40	0,5
АН	14	650-1070	0,5	-	-

Водочувствительные ленты и пасты применяют для определения наличия и высоты слоя подтоварной воды в резервуарах, нефтеналивных судах, железнодорожных цистернах и других емкостях Водочувствительные ленты должны быть только заводского изготовления и удовлетворять следующим требованиям: при 15 °Сводочувствительный состав ленты должен полностью растворятся не более чем за 3...5 мин, граница раздела между слоями воды и нефтепродукта должна выделяться на ленте ясно и резко.

Водочувствительные ленты изготавливают шириной 6.. .7 мм и длиной 50.. 70 мм из плотной бумаги, покрытой водочувствительным составом, обладающим свойствами растворяться в воде и не растворяться в горючем. Заводские ленты теряют свою чувствительность, главным образом, от действия влаги. Поэтому хранить их следует в плотно закрытых герметичных футлярах, пересыпанных тальком или тонким слоем порошка мела, что предохраняет ленты от склеивания между собой. Качество ленты должно систематически проверяться. При определении подтоварной воды ленту в натянутом виде прикрепляют на конце метрштока. При опускании водочувствительной ленты в вязкий нефтепродукт на поверхности ее может налипнуть слой продукта, который будет препятствовать обнаружению подтоварной воды. Поэтому перед опусканием ленты в резервуар ее рекомендуют смочить керосином.

При работе со светлыми нефтепродуктами вместо водочувствительной ленты можно использовать водочувствительную пасту. Пасту наносят тонким слоем 0,2... 0,3 мм на лот или нижний конец метрштока полосками с двух противоположных сторон. По сравнению с водочувствительной лентой паста является более быстродействующим средством. Она позволяет за 1.. .2 мин замерить слой подтоварной воды. Хранят пасту в закрытых банках.

При положительных результатах входного контроля производится слив нефтепродукта в емкости АЗС.)

Нефтепродукт не может быть принят при:

• отсутствии пломб на автоцистерне в соответствии со схемой пломбировки;

• неисправности сливного устройства автомобильной цистерны;

• неправильном оформлении товарно-транспортной накладной;

• отсутствие паспорта качества или сведений о его сертификации;

• обнаружении недостачи нефтепродуктов;

• наличии воды и механических примесей в нефтепродукте;

• несоответствии нефтепродукта по цвету, прозрачности или другим показателям качества на основании анализа отобранной пробы.

Контрольный анализ нефтепродуктов на АЗС

Цель контрольного анализа - по ряду показателей качества убедиться в том, что при сливе и перекачках нефтепродукт не смешан с другими нефтепродуктами, а при хранении обнаружить начало изменения качества нефтепродукта. Контрольный анализ осуществляется посредством отправки пробы в аттестованную лабораторию, с которой заключен договор.

В объеме контрольного анализа для автомобильных бензинов определяют: цвет, плотность, содержание механических примесей и воды, фракционный состав, октановое число, концентрацию фактических смол.

Для дизельного топлива определяют: плотность, содержание механических примесей, воды, водорастворимых кислот и щелочей, температуру вспышки в закрытом тигле, температуру застывания, вязкость, фракционный состав и коэффициент фильтруемости.

Лабораторный контроль качества нефтепродуктов на АЗС производится в обьеме контрольного анализа не реже одного раза в месяц, а также в случаях поступления жалоб потребителей на качество нефтепродуктов.

Арбитражный анализ нефтепродуктов на АЗС

Арбитражный анализ проводится с целью установления истины при возникновении разногласий в оценке качества нефтепродуктов лабораториями разных организаций, предприятий нефтепродуктообеспечения или лабораториями отправителя и получателя.

Подобные ситуации могут возникнуть , например, в случае обнаружения нестандартности нефтепродукта после его слива в резервуар. Для предъявления претензий поставщику необходимо:

• опечатать резервуар с нестандартным нефтепродуктом, в присутствии представителей заинтересованных сторон;

• в соответствии с ГОСТ 2517-85 отобрать пробу нефтепродукта;

• отправить отобранную пробу для проведения арбитражного анализа в «нейтральную» аттестованную лабораторию по согласованию заинтересованных сторон.

При арбитражном анализе могут определяться все показатели качества согласно требованиям ГОСТ (ТУ) или только те показатели, по которым возникли разногласия. Результаты анализа оформляются актом.

СОХРАННОСТЬ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА АЗС

Для сохранения качества нефтепродуктов необходимо:

• обеспечить чистоту и исправность сливных и фильтрующих устройств, резервуаров, ТРК и МРК;

• обеспечить постоянный контроль за герметичностью резервуаров, исключить попадание в них атмосферных осадков и пыли;

• своевременно производить зачистку резервуаров;

• соблюдать установленные сроки хранения нефтепродуктов.

Гарантийные сроки хранения нефтепродуктов должны соответствовать действующей нормативной документации на нефтепродукты.

При обнаружении несоответствия хотя бы одного показателя качества нефтепродуктов требованиям ГОСТ (ТУ) отпуск его потребителям запрещается.

4.3. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА НА АЗС

4.3.1. СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ НА АЗС

Современные автозаправочные станции представляют собой сложные инженерные сооружения, оборудованные комплексом автоматизированных систем обеспечения технологических процессов приема, хранения и выдачи топлива. В качестве примера, на рис. 4.2. приведена структура аппаратного комплекса контроля и управления технологическими процессами АЗС.

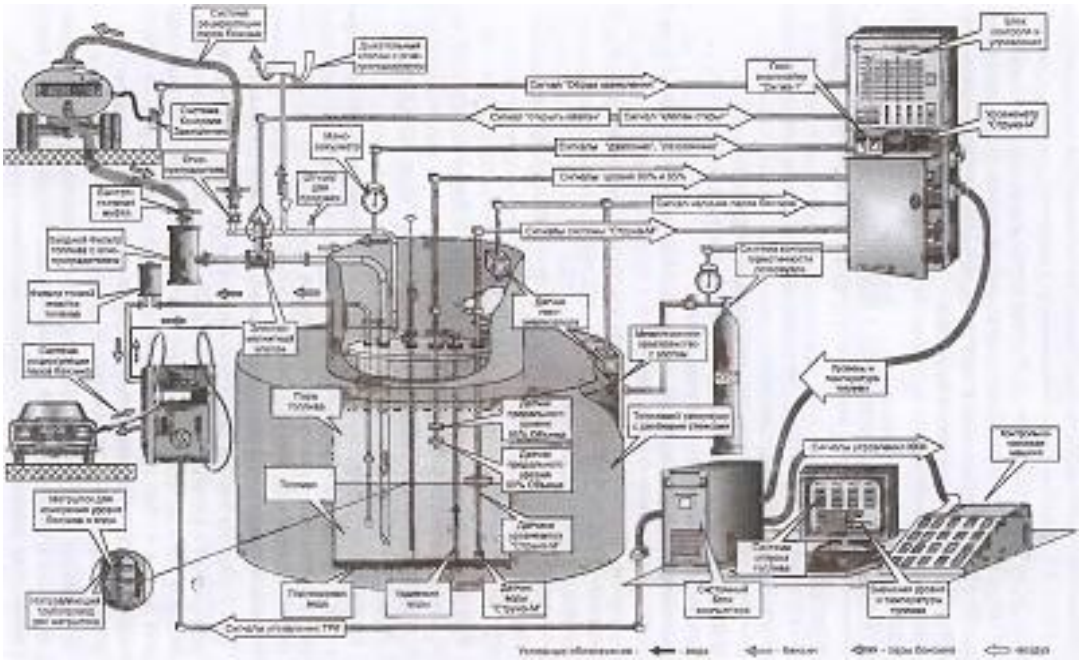


Рис. 4.2. Система контроля технологических операций и состояния АЗС

Подобные системы позволяют повысить эффективность эксплуатации АЗС, а также, в зависимости от объема контролируемых параметров, способствуют обеспечению безопасности. Устанавливаться они могут на этапе строительства новых АЗС либо реконструкции действующих. С целью упрощения, на рисунке изображен один резервуар и одна ТРК. Данная система обеспечивает контроль следующих параметров:

• герметичность межстенного пространства двухстенных топливных резервуаров;

• уровень топлива в резервуарах (90% и 95% заполнения);

• давление паровоздушной зоны в резервуарах и трубопроводах деаэрации резервуаров;

• концентрация паров toiшива в закрытых технологических пространствах, например, в колодцах резервуаров;

• уровень номинального заполнения очистных сооружений;

• исправность системы заземления АЦ при сливе топлива;

• уровень подтоварной воды в резервуарах;

• состояние электромагнитного клапана (ЭМК) соответствующей марки топлива (положение «клапан закрыт» или «клапан открыт»);

• положение шаровых кранов соответствующей марки топлива на общей гребенке сливного устройства;

• уровень воды в пожарной емкости;

• исправность котельного оборудования (если таковое предусмотрено в составе АЗС);

• наличие паров бензина в почве.

Совокупность параметров, контролируемых блоком контроля и управления, определяется типом АЗС (контейнерная, блочная, стационарная), а также конкретными особенностями её эксплуатации и возможностями заказчика (владельца АЗС).

Сигналы контролируемых параметров от датчиков и устройств поступают в БКУ и оперативно выдаются в виде звуковых и световых сигналов на панель БКУ. В случае выхода контролируемых параметров из заданных границ БКУ автоматически прекращает слив топлива в резервуары, тем самым, предотвращая развития нештатных состояний в аварийные ситуации.

При сливе для каждой марки бензина можно применять отдельную линию наполнения с входным фильтром и электромагнитным клапаном (ЭМК). В некоторых случаях можно применять для слива всех марок бензина один входной фильтр и ЭМК с распределительной гребенкой. При этом для переключения слива в соответствующий резервуар устанавливаются ручные шаровые краны с датчиками положения «закрыто-открыто».

С помощью кнопок на лицевой панели БКУ оператор может дистанционно включать и выключать ЭМК, выдавая сигнал «открыть клапан». Когда ЭМК открыт, он возвращает БКУ сигнал «клапан открыт».

На стойке БКУ размещен уровнемер «Струна-М» и газоанализатор «Сигма-1», которые работают совместно с БКУ.

БКУ легко настраивается на различные технологические решения, такие как независимый слив в каждый резервуар или слив в резервуары через распределительную гребенку и другие. При разработке БКУ была учтена возможность подключения кабеля управления донными клапанами, которыми будут оснащаться все АЦ.

Наличие системы автоматического постоянного контроля в контуре управления автозаправочной станции позволяет избежать следующих аварийных ситуаций:

• утечка топлива в грунт при нарушении целостности стенок резервуаров;

• переполнение резервуаров при сливе топлива;

• взрыв паров бензина, накопленных до взрывоопасной концентрации в технологических колодцах резервуаров,

• умышленное и неумышленное смешивание разных сортов бензина в одном резервуаре;

• обратное фонтанирование топлива при засорении дыхательного клапана во время слива;

• вспышка топлива во время слива из-за искры статического электричества при нарушении заземления АЦ;

• растекание по площади АЗС и залповый сброс неочищенных стоков в ливневую канализацию;

• отсутствие воды в пожарной емкости при тушении возгорания;

• промерзание помещений при отказе отопительного котла.

На АЗС как объекте управления, можно выделить несколько уровней управления: технологический (оперативный) и информационный.

Технологический уровень управления представляет собой технологическую последовательность приема, хранения и заправки топливом автотранспорта и соответствующие им управляющие воздействия, необходимые для выполнения конкретных операций.

4.3.2. СИСТЕМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ТОПЛИВА НА АЗС

Автоматизированная система УГР-1М

Автоматизированная система УГР-1М предназначена для измерения уровня топлива в наземных и заглубленных резервуарах с автоматической выдачей результатов на ЭВМ. Система обслуживает от 1 до 10 резервуаров и состоит из многоканального пульта управления «Прогресс-2М» и датчиком уровня топлива.

Принцип работы основан на следящем действии поплавка, перемещающегося вместе с уровнем жидкости. Поплавок через мерный шкив соединен поводками с валом датчика. Один оборот вала соответствует изменению уровня жидкости в 200 мм или одному обороту диска точного отсчета.

Данную систему можно подключить к термопечатному устройству.

Техническая характеристика системы УГР-1М:

Количество обслуживаемых резервуаров от 1 до 10

Диапазон измерения уровня, м от 0 до 12 или от 0 до 20

Основная погрешность измерения уровня, мм ± 3 (от 0 до 12 м)

± 4 (от 12 до 20м) Дискретность измерения уровня, мм 1

Длина линии связи (не более), м 1500

Количество проводов в линии связи 6

Потребляемая мощность (не более), Вт 4,6

Температура измеряемой среды, °С от -50 до + 80

Скорость измерения уровня, м/ч 1

При достижении предельных уровней пульт выдает звуковой сигнал. Оператор может определить:

• текущий уровень в любом резервуаре;

• значение предельных уровней в любом резервуаре;

• количество подключенных датчиков;

• порядок опроса датчиков.

Универсальные системы определения количества топлива на АЗС

Предназначены для определения количества топлива и контроля качества (TLS-350, TLS-300R, LABKO-2000.).

TLS-350 оценивает состояние резервуара и обнаруживает утечки топлива. Может контролировать большое количество датчиков утечки, включая межстенные датчики. Позволяет проводить тестирование резервуара, как по команде оператора, так и автоматически. Систему можно запрограммировать на подачу предупредительных и аварийных сигналов переполнения, достижения верхнего и нижнего предельных уровней топлива и воды. Имеется возможность автоматической тарировки резервуаров по мере того, как в ходе отпуска топлива объем жидкости в резервуаре замеряется типовыми рабочими уровнями. Система позволяет создавать отчеты по управлению реализацией топлива с любой регулярностью (ежедневно, посменно). После этого генерируется скорректированный отчет об операции. В чем отражается фактическое количество поставленного топлива с учетом продаж происходящих в процессе слива.

TLS-350Rсоединена интерфейсом с контроллером ТРК и постоянно сравнивает изменения показаний объема резервуара с объемом топлива, выданного через колонки. Эти данные анализируются, чтобы можно было удостовериться в том, что все покидающее резервуар топливо продается через ТРК. Тем самым обеспечивается полная безопасность гидравлической системы, так как утечки в резервуарах или соединительных трубопроводах или даже дрейф счетчика ТРК автоматически запустят предупредительную и аварийную сигнализацию. Система применяется для контроля межстенногопространства двухстенных резервуаров. При этом используются поплавковые датчики верхнего и нижнего уровня жидкости в межстенном пространстве.

TLS-300R обеспечивает высокоэффективный контроль товарных запасов и экологическую безопасность. Контролирует до восьми магнито-стрикционных зондов типа MAG 1 или MAG 2, или их комбинацию. Система оснащена визуальной и звуковой сигнализацией, включаемой при переполнении резервуара, достижении верхнего уровня воды и нижнего предельного уровня топлива. Система позволяет генерировать отчет о сливе топлива на АЗС и обнаруживать утечки внутри резервуаров. Внутрирезер-вуарная предупредительная и аварийная сигнализации реагируют на следующие ситуации:

• утечка;

• допустимый предельный уровень топлива;

• необходимость пополнения запасов топлива;

• переполнение резервуаров;

• высокий уровень подтоварной воды;

• отсутствие тестирования резервуара.

Зонд MAG 1 обеспечивает высокоточную и безотказную работу в углеводородной среде. Магнитосгрикционная технология и пятиточечное зондирование температуры обеспечивает контроль запасов топлива и внутри-резервуарные утечки. Точность объемного тестирования утечек не превышает 378 мл/ч.

Зонд MAG 2 обеспечивает такой же надежный контроль, как и MAG 1. Предназначен для использования в двухстенных резервуарах, где точность объемного тестирования ниже 756 мл/ч.

Система LABKO-2000 предназначена для измерения и контроля уровня жидкости в резервуарах. Может применяться с местным или дистанционным управлением, и объединена с блоком управления насоса или с компьютером кассы. Система состоит из датчика уровня, блока питания PS-12A в искробезопасном исполнении, блока преобразования ME-1 A, блока управления и формирования отчетов ME-3, блока выдачи отчетов ME-3P и интерфейса RS-232. В комплект также входит программное обеспечение «LMS».

Датчик уровня используется при рабочих температурах —20...+50°С. Длина датчика: не более 6 м. Погрешность измерения: ±1 мм.

Блок питания PS-12A рассчитан на один датчик. Рабочая температура: -Ю...+50°С. Напряжение питания: 200. ..250 В. Частота: 50. ..60 Гц. Потребляемая мощность: 5 Вт.

Блок управления МЕ-1А рассчитан на 8 датчиков. Преобразует ток 20 мА в сигнал серийного интерфейса RS-232.

Блок выдачи отчетов МЕ-3 рассчитан на 8 датчиков Дисплей LCD. Напряжение питания: 230 В переменного тока с частотой 50 Гц.

Блок МЕ-3Р имеет встроенный принтер.

4.3.3. СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ НА АЗС

1. Система постоянного автоматического контроля за герметичностью межстенного пространства резервуара. Непрерывный контроль за утечкой топлива в свободное пространство двухстенного резервуара осуществляется посредством датчика-сигнализатора концентрации паров топлива, установленного в контрольном колодце. В состав системы входит: датчик-сигнализатор «СИГМА-1», вторичный прибор с устройством автоматического отключения насосов и подачи светового и звукового сигналов, при достижении концентрации паров 0,2% (об.). Система имеет функцию самоконтроля исправности.

2. Система предотвращения переполнения резервуара при заливе из АЦ на базе переключателя магнитного поплавкового указателя ПМП-017. Обеспечивает включение предупреждающих звукового и светового сигналов при номинальном уровне заполнения резервуара - 90% объема и отключение насосной установки при предельном уровне заполнения, соответствующем 95% объема резервуара.

3. Система автоматического контроля концентрации паров нефтепродукта в насосных и технологических колодцах резервуара, выполненная на базе прибора «СИГМА-1». Состоит из датчиков довзрывоопасных концентраций, установленных на расстоянии 50-100 мм от дна самого низкого участка колодцев, сигнальных кабелей и вторичного прибора. Система обеспечивает подачу звукового и светового сигналов, автоматическое включение насосов перекачивания при достижении концентрацией паров топлива в приемных, насосных и технологических колодцах резервуара 0,2% (об.). Имеет функцию самоконтроля исправности.

4. Система автоматического контроля заряда статического электричества резервуара. Выполнена на базе прибора «Индикатор статического электричества» (ИСЭ) и состоит из электронного зонда, пульта контроля и управления, соединенных между собой проводной линией связи. Зонд вводится сверху в резервуар на глубину около 5 см и контролирует искробезо-пасность по ГОСТ 22782.5. Система обеспечивает подачу звукового и светового сигнала, автоматическое выключение насосов перекачивания при достижении опасной величины электростатического поля 30 кВ/м или 70% от опасной величины электростатического поля в резервуаре. Система имеет функцию самоконтроля исправности и возможность разблокирования только после устранения неисправности.

5. Система постоянного автоматического контроля пропускной способности линии деаэрации. Состоит из электроконтактногомановаккуммет-ра ВЭ-16рб, сигнального кабеля и вторичного прибора, устанавливаемого в операторной. При падении или

превышении давления во внутреннем пространстве резервуара, выходящим за установленный диапазон срабатывания

дыхательного клапана на 20 Па, обеспечивается автоматическое выключение насосов перекачивания и подача светового и звукового сигналов. По шкале мановакуумметра дополнительно осуществляется визуальный контроль давления в резервуаре. С этой целью на шкале нанесены риски, соответствующие пороговым давлениям срабатывания приборов.

6. Система предотвращения переполнения аккумулирующих резервуаров очистных сооружений ливневых и сточных вод. Система выполнена на базе переключателя магнитного поплавкового указателя ПМП-017 и обеспечивает включение предупреждающих звукового и светового сигналов при номинальном уровне заполнения резервуаров дождевыми стоками (90% объема) и включение насосной установки при предельном уровне заполнения (95% объема).

СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ОТПУСКА И КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ТОПЛИВА НА АЗС

Система «АССОЛЬ»

Система «АССОЛЬ» (ООО «САОН-Система», г. Королев, Московская обл.) автоматизирует весь комплекс работ по приему, хранению, выдаче и учету нефтепродуктов.

В состав системы могут входить (рис. 4.3):

• комплекс управления для АЗС (АРМ оператора АЗС, контроллер «БАРС», фискальный регистратор);

• дополнительное оборудование к базовому комплексу - система оперативного контроля нефтепродуктов «СТРУНА-М» или система коммерческого учета нефтепродуктов «ИГЛА», «ГАММА» на резервуарах АЗС и УИП 9602 на резервуарах НБ с высотами взлива более 4 м;

• считыватель пластиковых карт;

• считыватель штрих кодов;

• процессинговый центр.

Система обеспечивает выполнение следующих функций:

• одновременное управление до 16 ТРК отечественного и зарубежного производства «WAYNE DRESSER», «GILBARCO» и др.

• сопряжение с фискальными регистраторами «АЗИМУТ-EPSON TM-U950 РФ», «ПРИМ-07Ф», «БИС-01Ф», «M-STAR», «СПАРК-617Ф» (поставщик ОАО СКБ ВТ «ИСКРА»), «АЗИМУТ-EPSON TM-U950.2 РФ» (поставщик ЗАО «САЙБЕР ПОСТ»);

• 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.

Сменные отчеты установленной формы формируются 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 («СТРУНА»), ее уровень в мм («ИГЛА»);

• расчетный остаток в литрах;

• баланс по массе, излишки и недостача в резервуарах (в литрах);

• погрешность ТРК (в литрах и %).

Процессинговый центр обеспечивает работу с электронными картами:

• формирование и передачу учетно-отчетной информации;

• разграничение 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.

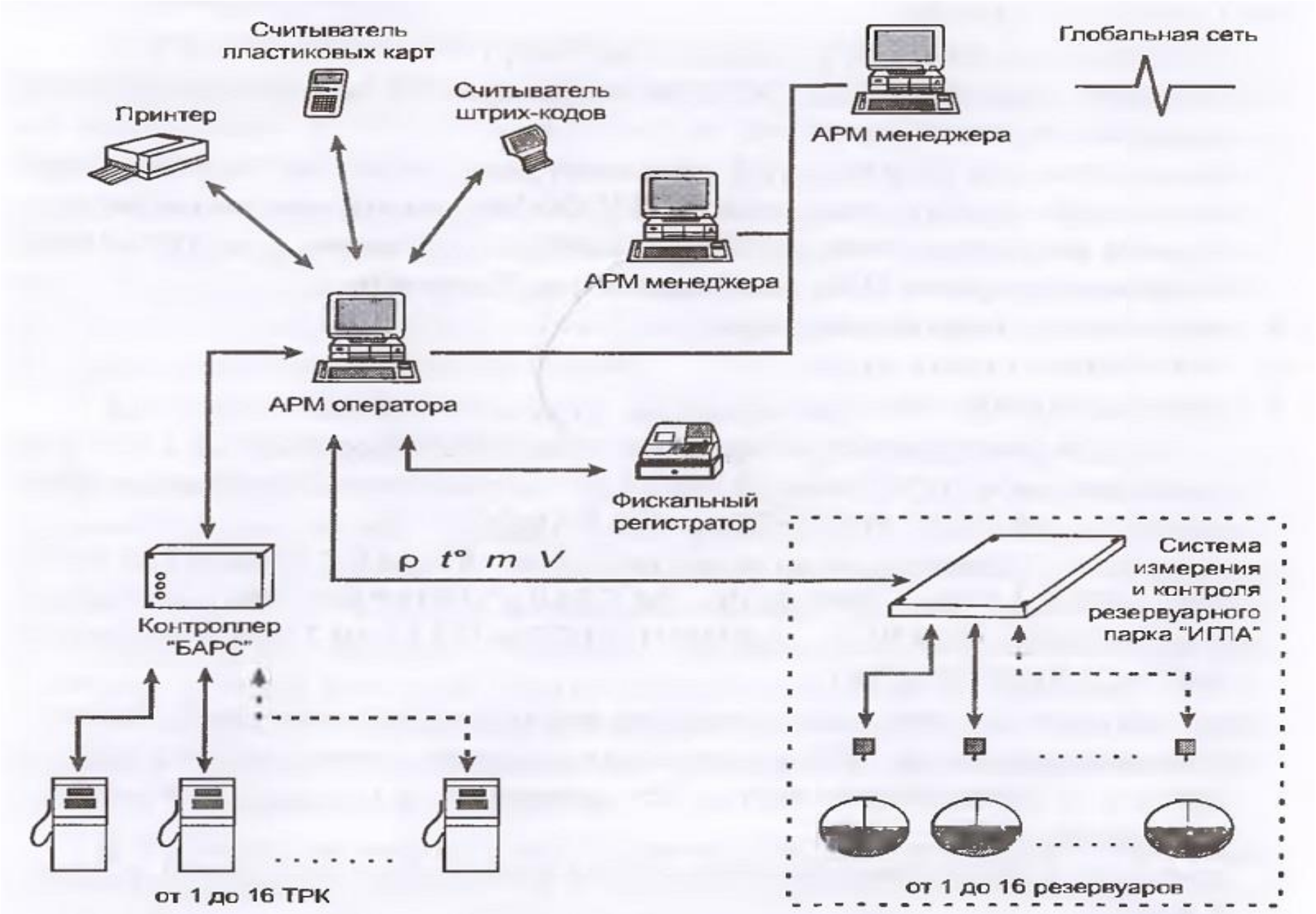

Считыватель пластиковых карт
Принтер
Считыватель штрих-кодов
Глобальная сеть
АРМ менеджера
АРМ менеджера
АРМ оператора
Фискальный регистратор
p t° m V
Система измерения и контроля резервуарного парка "ИГЛА"
Контроллер "БАРС"
от 1 до 16 ТРК
от 1 до 16 резервуаров

Рис. 4.3. Система автоматизированного отпуска и коммерческого учета нефтепродуктов «АССОЛЬ»

Системы «СТРУНА-М», «ИЕНА», «ГАММА»

Системы «СТРУНА-М», «ИЕНА», «ГАММА» осуществляют измерение уровня, температуры и плотности нефтепродуктов в резервуарах и выдают результаты в программный комплекс системы «АССОЛЬ».

Варианты поставки системы «АССОЛЬ» на АЗС:

1. С подключенным кассовым аппаратом (автоматизированный отпуск НП и выдача чека кассовым аппаратом и формирование отчетной документации).

2. С подключенным кассовым аппаратом и системами «СТРУНА-М», «ГАММА» или «ИГЛА» (автоматизированный отпуск НП; выдача чека кассовым аппаратом; измерение уровня, температуры, плотности НП в резервуарах, с занесением данных измерения в сменный отчет; формирование отчетной документации).

3. Система является торговой точкой с подключенным кассовым аппаратом, системами «СТРУНА-М» или «ИГЛА», АРМ МАГАЗИНа, процессинговым центром (автоматизированный отпуск НП; выдача чека кассовым аппаратом; измерение уровня, температуры, плотности НП в резервуарах, с занесением данных измерения в сменный отчет; формирование отчетной документации плюс операции процессингового центра).

Для установки системы в базовом варианте не требуются специальные монтажные работы, остановка технологических процессов на АЗС, изменения в электромонтажной схеме проводки. Аппаратура монтируется в течение 30 минут.

Проведение сопряжения с новыми внешними устройствами (ФР, ККМ, ТРК, платежные терминалы) не вызывает технических сложностей. Система «АССОЛЬ» легко адаптируется под требования конкретного потребителя.

Внедрение системы автоматизированного отпуска нефтепродуктов позволяет значительно увеличить нропускную способность АЗС за счет уменьшения в 1,5—2 раза времени обслуживания клиентов, ведения быстрого и точного учета поступления 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 и выдача заявок на обслуживание;

• оперативный контроль запасов нефтепродуктов и выдача заявок на его потребность;

• формирование отчетной документации по движению ГСМ.

Компьютерная система «ДОЗА-Терминал»

Компьютерная система «ДОЗА-Терминал», объединенная с системой измерения фактического расхода топлива позволяет своевременно провести проверку герметичности резервуаров. Применение при сливе электромагнитных отсечных клапанов позволяет остановить работу насосов при достижении уровня топлива в резервуарах 95% от вместимости. Для контроля загазованности межстенночного пространства двухстенных резервуаров в технологических колодцах, а также очистных сооружениях имеется возможность подключения газоанализатора «Сигма».

Компьютерная система обеспечивает самотестирование датчиков расхода топлива, заправку транспортных средств до «полного бака» без риска перелива топлива. Системой в настоящее время оснащено большое количество действующих АЗС, что существенно снижает риск нанесения ущерба окружающей среде.

Аппаратные комплексы управления технологическими процессами на АЗС

(рис. 4.4) позволяют полностью автоматизировать процессы учета, приема, отпуска, хранения нефтепродуктов, сбора информации от периферийных устройств о состоянии оборудования. Обеспечивают наличные и безналичные расчеты, автоматизированный отпуск топлив и управление работой до 16-ти ТРК.

Для регистрации денежных расчетов за нефтепродукты и оказание услуг в сфере торговли нефтепродуктами применяются контрольно-кассовые машины (ККМ), модели которых включены в Государственный реестр контрольно-кассовых машин, и применяются для дистанционного автоматизированного управления ТРК с выводом справочной технологической информации и печати чеков на адаптированном кассовом аппарате. ККМ должны в
обязательном порядке находиться на обслуживании в Центрах технического обслуживания и ремонта и иметь средства визуального контроля (голограммы) производителя ККМ и ЦТО. Эксплуатация ККМ регламентируется Положением «О продаже, техническом обслуживании и ремонте контрольнокассовых машин в Российской Федерации».

Управляющая система позволяет осуществлять включение-выключение насосов колонок; отображать состояние АЗС в реальном масштабе времени на экране монитора компьютера; осуществлять автоматическую печать чека; принимать информацию с измерителя уровня «Струна-М»; накапливать информацию о реализации топлива и товаров; вести учет поступления и инкассации наличных денег, печатать сменный отчет по АЗС; накапливать информацию об аварийных ситуациях, вести учет поступления и продажи фасованных масел и сопутствующего товара за наличный расчет, осуществлять учет дополнительных услуг, таких, как мойка, мелкий ремонт и др..

Компьютер IBM PC
Принтер
Считыватель штрих-кодов
Считыватель пластиковых карт
Адаптер
Контроллеры управления ТРК
Кассовый аппарат
Измеритель параметров нефтепродуктов
ТРК (от 1 до 16 постов выдачи)
от 1 до 16 резервуаров

Рис. 4.4. Структура аппаратного комплекса системы сбора, обработки и управления технологическим процессом на АЗК

Система управления АЗС и учета движения нефтепродуктов (Чехия)

Система предназначена для автоматизации управления отпуском нефтепродуктов, ведения базы данных по движению нефтепродуктов, формирования отчетной информации по работе АЗС.

Система обеспечивает:

• управление работой до 12-ти ТРК;

• учет отпущенного нефтепродукта за наличный и безналичный расчет при заправке по спискам, талонам, кредитным картам;

• слежение за состоянием резервуаров при приеме и отпуске топлива;

• учет по всем операциям в единицах объема и веса;

• ведение базы данных по организациям и автомобилям;

• формирование отчетов по работе АЗС в привязке к календарным датам и к сменам.

Система может работать с кассовыми аппаратами ОКА, ЭКР, Электрон-маш и др. и системой контроля уровня топлива в резервуарах типа «СтрунаМ», «Камертон».

Система предусматривает возможность передачи данных по заправке и движению топлива по модемной связи в офис.

Производитель системы в течение 2-6 месяцев производит доработку программного обеспечения в соответствии с пожеланиями заказчика.

ГЛАВА 5 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА АЗС

5.1. ОСНОВЫ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ НА АЗС

5.1.1. ВЗРЫВ О-, ПОЖАРООПАСНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА АЗС

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования», жидкости,

способные гореть, делят на:

• легко воспламеняющиеся (ЛВЖ);

• горючие (ГЖ).

ЛВЖ — жидкости, имеющие температуру вспышки не выше 61 °С в закрытом тигле или 65 °С в открытом тигле.

ГЖ — жидкости, имеющие температуру вспышки выше 61 °С в закрытом тигле или 66 °С в открытом тигле.

В соответствии с международными рекомендациями ЛВЖ делят на три разряда:

• I разряд - особо опасные, с температурой вспышки минус 18 °С в закрытом тигле, или минус 13 °С и ниже в открытом тигле;

• II разряд — постоянно опасные, с температурой вспышки от минус 18 °С до плюс 23 °С в закрытом тигле, или выше минус 13 до плюс 27 °С в открытом тигле;

• III разряд - опасные при повышенной температуре, с температурой вспышки выше 23 °С до 66 °С в открытом тигле.

По этой классификации автомобильные бензины относят к I разряду особо опасных легко воспламеняющихся жидкостей; дизельные топлива - к горючим жидкостям, способным самостоятельно гореть после удаления источника зажигания; смазочные масла также относят к разряду горючих жидкостей; пластичные смазки относят к группе горючих веществ (ГВ), которые способны гореть после удаления источника зажигания.

Характеристики взрыво- и пожароопасных свойств:

• температура вспышки;

• температура воспламенения;

• температура самовоспламенения;

• область воспламенения (температурные (ТПВ) и концентрационные пределы взрываемости (КПВ)).

Температура вспышки - самая низкая температура вещества (в стандартных условиях испытания), при которой над поверхностью образуются пары или газы, способные вспыхнуть в воздухе от источника зажигания, однако скорость образования паров или газов недостаточна для длительного горения В зависимости от способа определения различают температуру вспышки в закрытом тигле и температуру вспышки в открытом тигле.

Температура вспышки позволяет судить о температурных условиях, при которых

вещество становится огнеопасным. Она имеет принципиальное значение для классификации нефтепродуктов и других горючих веществ по пожарной опасности.

Температура воспламенения - температура, при которой жидкость (горючее вещество — ГВ), нагреваемая в стандартных условиях, загорается при поднесении к нему пламени и горит не менее 5 секунд. Эта температура на несколько градусов превышает температуру вспышки.

Температура самовоспламенения - самая низкая температура, при которой вещество в стандартных условиях может воспламеняться без открытого пламени. Воспламенение происходит в результате увеличения скорости экзотермических реакций окисления паров ГВ в воздухе (или другого окислителя), заканчивающихся возникновением пламени.

Температуру самовоспламенения учитывают при:

• классификации газов и паров горючих жидкостей по группам взрывоопасности;

• выборе типа электрооборудования;

• определении температурных границ безопасного применения вещества при нагреве его до высоких температур;

• при расследовании причин пожаров.

Жидкости с низкой температурой вспышки имеют более высокие температуры самовоспламенения, чем жидкости с высокой температурой вспышки. Это объясняется разным механизмом процесса распространения пламени.

При наличии источника зажигания (пламени) в закрытом тигле фронт пламени заранее сформирован и для его распространения требуется лишь минимальная концентрация паров горючего вещества, способная гореть в воздухе, которая более быстро образуется у легко летучих жидкостей (бензины).

В случае воспламенения жидкости от горячей поверхности критические условия воспламенения и распространения пламени более быстро создаются у тяжелых углеводородов, термически менее стойких к процессам распада и автокаталитического окисления. По этой причине более тяжелые углеводороды дизельного топлива самовоспламеняются при более низкой температуре, чем легкие термически стойкие углеводороды бензина.

Область воспламенения газов (паров) в воздухе характеризуется границами, в пределах которых смесь газа (паров) с воздухом способна воспла-меняться от внешнего источника зажигания с последующим распространением пламени.

Границы области воспламенения чаще всего выражаются концентрациями горючего вещества в смеси с воздухом в объемных процентах - концентрационные пределы воспламенения, либо температурой - температурные пределы воспламенения (взрываемости).

Концентрационные пределы взрываемости выражаются концентрацией горючего вещества в смеси с воздухом ниже и выше которых при заданных условиях пламя по смеси не распространяется (табл. 5.1).

Эти пределы еще называются - концентрационными пределами распространения пламени. Их два: нижний концентрационный предел распространения пламени - НКПР и верхний - ВКПР.

Как будет показано ниже, понятия «взрываемость» и «распространение пламени» употребляется для характеристики одного и того же процесса -горения и различаются лишь по величине скорости процесса.

Нижний концентрационный предел взрываемости горючих газов веществ - наименьшая концентрация вещества в воздухе при атмосферном давлении, при которой смесь способна воспламеняться от внешнего источника зажигания с последующим распространением пламени на весь объем смеси, сопровождающимся взрывом.

Верхний концентрационный предел взрываемости горючих газов веществ - наибольшая концентрация вещества в воздухе при атмосферном давлении, при которой смесь теряет свою способность воспламеняться от внешнего источника зажигания с последующим распространением пламени.

В зависимости от значений нижних пределов производства подразделяются на две категории:

А - где применяются вещества, нижний предел взрываемости которых 10 % и менее.

Б - где применяются вещества, нижний предел взрываемости которых более 10 %.

Автомобильные заправочные станции относятся к категории А.

Таблица 5.1
Концентрационные пределы взрываемости паров некоторых горючих жидкостей в воздухе, % объемные

Горючее вещество	Пределы взрываемости		Горючее вещество	Пределы взрываемости	
	верхний	нижний		верхний	нижний
Бензины ав томобильные	1.0	6,0	Топливо Т-1	1,40	7,50
			Топливо Т-2	1,10	6.80
Бензины авиационные	0,98	5,48	Спирт этило-вый	3,30	18,40

Концентрацию газа или пара в воздухе (внутри технологического аппарата), не превышающую 50 % нижнего предела взрываемос-ти или выше на 50 % верхнего предела взрываемости, считают взрывобезопасной.

Температурные пределы взрываемости выражаются температурой горючего вещества, ниже и выше которых при заданных условиях насыщенные пары горючего (максимально возможное давление паров жидкости при данной температуре) в смеси с воздухом не воспламеняются (табл. 5.2).

Табпица 5.2
Температурные пределы взрываемости нефтепродуктов в воздухе

Нефтепродукты	Температурные пределы взры-ваемости, ° С		Нефтепродукты	Температурные пределы взрывае-мости, °С	
	нижний	верхний		нижний	верхний
Бензины автомо	-39	-7	Дизельное топливо Л	69	119
бильные			Дизельное топливо 3	62	100
Бензины авиационные	-27	-4	Мазут флотский	106	145
высокооктановые			Масла:		
Топливо Т-1	25	57	автомобильные	154	193
Топливо Т-2	-25	18	авиационные	228	254

Понятия «взрываемость» и «взрывоопасный» требуют некоторого пояснения.

Взрывоопасными веществами считают те, которые способны к взрывчатому превращению под действием мощного инициирования.

Взрывчатое превращение - процесс быстрого физического или химического преобразования, сопровождающийся переходом потенциальной химической энергии в тепловую, которая преобразуется в механическую работу движения образующихся газов.

Способность химических веществ к взрывчатым превращениям определяется их экзотермичностью, высокой степенью и скоростью газообразования.

Нефтепродукты - горючее, масла и специальные жидкости не являются взрывчатыми веществами. Они не взрываются от капсюля детонатора, под действием ударной волны и от трения.

Однако при смешении паров нефтепродуктов с воздухом возможно образование взрыво-, пожароопасных смесей, воспламенение и горение которых, особенно в замкнутых объемах носит взрывной характер по скорости распространения пламени и давлению.

Взрыво-, пожароопасные свойства товарных нефтепродуктов зависят от химического и углеводородного состава продуктов, что связано с химичес-ким составом сырья и технологией производства (табл. 5.3, 5.4). Поэтому характеристики свойств в численном

выражении отличаются для различных производств.

Автомобильные бензины представляют собой легко воспламеняющиеся горючие жидкости.

Температура самовоспламенения автомобильных бензинов 255...370 °С, температура вспышки — минус 27 ... минус 39 °С, область воспламенения — 0,76-5,16 % по объему, температурные пределы воспламенения:
нижний — минус 27 ... минус 39;
верхний - минус 8 ... минус 27°С.

Взрывоопасная концентрация паров бензина в смеси с воздухом составляет 1...6 %.

Дизельное топливо представляет собой горючую жидкость. Температура самовоспламенения топлива летнего 300 °С, зимнего 310 °С, арктического 330 °С. Взрывоопасная концентрация паров дизельного топлива в смеси с воздухом 2-3 % по объему Температура вспышки дизельного топлива:

общего назначения

летнего.....выше 40 ° С

зимнего.....выше 30 °С

арктического.....выше 30 °С

для тепловозных и судовых дизелей. для газовых турбин

летнего.....выше 61 ° С

зимнего.....выше 40 ° С

арктического.....выше 35 °С

Пожароопасные характеристики дизельного топлива различаются для топлив, полученных с различных нефтеперерабатывающих заводов (табл. 5.4).

Таблица 5.3

Показатели взрыво-, пожароопасных свойств некоторых нефтепроудктов

Нефтепродукты	Температура само-воспламенения паров в воздухе, метод «капли», °С	Температура вспышки в закрытом тигле,° С	Температурные пределы взрываемости,° С	
			нижний	верхний
Автобензин	355	-39	-39	-8
Дизельное топливо 3	340	78	69	119
Дизельное топливо J1	310	71	62	100
Топливо Т-1	345	28	25	57
Моторное масло МК-22	380	259	228	254
Мазут флотский Ф-12	390	158	106	133
Бензол	625	-14	-14	12
Этиленгликоль	380	120	112	124
Этиловый спирт	465	13	11	40

Таблица 5.4
Характеристики пожароопасности товарных дизельных топлив

Марка топлива	Нефтеперерабаты-вающий завод	Ха		рактеристмки		
		о а ш СО н	ч ш о □ о	Твп , С	' ч р о о	G,, мг/с
А-0,2	Горьковский	45	-	-	310	-
А-0,2	Ангарский	30	35	43	-	10,5
З-0,2	Бакинский	56	67	79	284	9,1
З-0,2	Московский	67	81	97	—	-
З-0,2	Рязанский (образец 1)	35	44	57	276	8,9
З-0,2	Рязанский (образец 2)	49	66	79	290	9,9
З-0,2	Ярославский	45	63	82	282	9,3
З-0,2	Ново-Уфимский	68	76	83	274	9,0
Л-0,2	Лисичанский	51	68	74	267	8,5
Л-0,5	Ново-Куйбышевский	62	72	81	282	8,5
Л-0,5	Московский	66	83	96	274	7,2
УФС	Киришский (образец 1)	54	74	94	262	8,2
УФС	Киришский (образец 2)	48	67	82	282	7,5

Примечание: ТВ^ - температура вспышки в закрытом тигле: $ТВ_о$- температура вспышки в открытом тигле; Т — температура воспламенения в открытом тигле; ТС - температура самовоспламенения от нагретой поверхности; G — массовая скорость горения; УФС - топливо утяжеленного фракционного состава.

5.1.2. ТОКСИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА АЗС

Согласно ГОСТ 12.1.007-76 по степени воздействия на организм все вредные вещества подразделяются на четыре класса опасности:

• первый - чрезвычайно опасные;

• второй - высокоопасные;

• третий - умеренно опасные;

• четвертый — малоопасные.

Норма содержания вредного вещества для каждого класса опасности установлена этим же стандартом (табл. 5.5).

К вредным веществам относят горючее, смазочные масла и специальные жидкости, которые при контакте с организмом человека, в случае нарушения правил техники безопасности, могут вызвать отравления, профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья.

Бензины относят к 4 классу малоопасных вредных веществ. Этилированные бензины содержат в своем составе высокоопасное вредное вещество -тетраэтилсвинец. Из-за незначительного содержания тетраэтилсвинца этилированные бензины также относят к классу малоопасных веществ.

Автомобильные бензины раздражают слизистую оболочку и кожу человека. При работе с бензином следует применять индивидуальные средства защиты согласно типовым нормам.

Дизельное топливо относят к малотоксичным веществам 4 класса опасности. Предельно допустимая концентрация паров топлива в воздухе рабочей зоны 300 мг/м3.

Минеральные масла представляют угрозу для здоровья человека в тех случаях, когда в них содержатся легкие углеводороды (бензин, бензол) или когда возможно образование масляных полос, или масляного тумана (при нагревании, распыливании). Дыхательные пути и легкие человека более чувствительны, чем другие органы к воздействию масляных паров и тумана.

Систематический контакт с маслом может вызвать острое или хроническое заболевание кожи тела. Токсические свойства масел усиливаются с повышением их температуры кипения, кислотности, с увеличением в их составе ароматических углеводородов, смол и сернистых соединений, функциональных присадок, обладающих токсическими свойствами.

Характер воздействия на организм человека горюче-смазочных материалов, признаки отравления и порядок оказания первой медицинской помощи пострадавшим приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.5

Классификация опасности вредных веществ

Показатель	Норма для класса опасности			
	1	2	3	4
Предельно-допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м^3	<0,1	0,1-1,0	1,1-10,0	>10,0

		о		
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	<15	15-150	151-5000	> 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	<100	100-500	501-2500	>2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м^3	<500	501-5000	5001-50000	> 50000
Коэффициент возможного ингаляционного отравления (КВИО)	>300	300-30	29-3	< 3
Зона острого действия	<6.0	6,0-18,0	18,1-54,0	> 54,1
Зона хронического действия	>10,0	10,0-5,0	4,9-2,5	<2,5

5.1.3.

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПОЖАРОВ НА АЗС

Возникновение пожаров и взрывов на АЗС зависит от многих обстоятельств, связанных со свойствами нефтепродуктов, организацией производства и внешних условий.

Основные причины:

• применение от крытого огня при ремонтах и осмотрах оборудования и заправочных колонок;

• использование негерметичных осветительных приборов и арматуры;

• неисправность электропроводки;

• грозовые разряды;

• самовозгорание горючих веществ;

• электризуемость топлива.

Особую опасность в эксплуатации резервуаров трубопроводов и заправочных колонок представляет электризация топлива, которая может вызвать пожар.

Таблица 5.6

Характер действия нефтепродуктов, признаки отравления и первая медицинская помощь пострадавшим

Группа, марка нефтепродукта	Характер действия	Признак отравления	Первая медицинская помощь
Бензины этипированмые: *авиационные*Б 91/115, Б 95/130; *автомобильные* А-76, АИ-93, АИ-95 ЛИ 98	Взрывопожароопасны,оказы-ваютнаркотической и **раздр*** жающее действие Попадая и накапливаясь в организме человека в виде ТЭС могут вызвать отравление	Попадая на слизистую, высушивают оболочку глаз и рта, вызывают кровотечение их. Могут вызвать кожные заболевания	Обмыть керосином, вытереть кожу чистой марлей, проплыть горячей водой с мылом. Глаза промыть 2 %-м раствором питьевой соды ипи чистой теплой водой
Масла и жидкости с ядови-тыми присадками: 7-50С 3; ВНИИ НП 50-1-4Ф; ВНИИ НП 50-1-4у, Б-3В	Опасны при длительном и систематическом воздействии на кожу. Пары продуктов тер-мического разложения опасны при ингаляционном воздейст-вии	Дерматиты экземы, гнойничковые заболевания кожи и подкожной клетчатки При вдыхании паров: желудочно- кишечные расстройства, нарушения чувствительности кожи, боли в мышцах, вялость, развитие вялого паралича нижних конечностей	Соблюдение правил личной гигиены
Жидкости на основе гликолей и их производные: Этиленгликоль; Охлаждающие, низкозамерзающие: М40, М65; Тосол-А, А40, А65; Тормозные: ГТЖ-22М, Нева, Томь, Роса	Не представляют опасности ин аляци'- ^ньх отравлений Опасны попадая во внутрь, смертельная доза во внутрь от 35 мг	Попадая внутрь: легкое отравление через 6-8 ч, рвота, понос, боли в поясннце. При легкой форме ингаляционного отравления - головная боль, слабость При отравлении средней тяжести - опьянение.сонливость и возбуждение, жажда, тошнота, рвота, похолодание конечностей	При прогрессировании явлений может наступить смерть через 2-5 недель При тяжелых отравлениях смерть наступает в первыесутси Зондовое промывание желудка большим количеством воды (10 л) с 2 7лдвууглекислого на грия и 30 г активированного угля
Спирты и жидкости на их основе: Жидкость ТГФ; тетрагидрофур-фуриловый спирт; тормозная жидкость на основе бутилового спирта БСК	Опасны при ингаляционном воздействии паров, при попа-дании внутрь. Смертельная доза для человека при приеме внутрь 30 мл и более	При воздействии пазов раздражение глаз, дыхательных путей, головная боль, онемение языка При воздействии на кожные покровы: раздражение, дерматиты, язвы	При ингаляционном воздействии: свежий воздух, промывание глаз, полости рта и носа водой. При попадании внутрь зондовое промывание желудка большим кол- вомяоды (10 л) с 2 % двууглекислого натрия и 30 г активированного угля. При попадании на кожу: смыть теп-лойоодой с мылом

Аналогично тому, как при трении стеклянной палочки о шерстяную ткань возникают заряды статического электричества, так и при перекачке топлива происходит его электризация.

В условиях эксплуатации АЗС топливо электризуется при:

• прокачке по рукавам и трубопроводам;

• прохождении через фильтры;

• ударе струи о твердую поверхность;

• разбрызгивании в воздухе при падении с высоты;

• контакте с шелковыми и шерстяными тканями.

Наэлектризованные частицы топлива отдают свои заряды поверхности цистерны или резервуара, и, если последние не заземлены, на их поверхности может накопиться статическое электричество напряжением в несколько тысяч вольт. Это очень опасно в пожарном отношении, так как напряжение в 300-500 В уже может вызвать искру, температура которой способна воспламенить смесь паров топлива с воздухом.

Удельная электрическая проводимость топлива характеризует его способность

релаксировать электрические заряды.

Электризуемость топлива характеризует его способность накапливать электрические заряды.

Разряд электростатических потенциалов через паровоздушную среду может явиться одним из источников зажигания горючих смесей при сливоналивных операциях и заправке техники.

В этом отношении электризуемость рассматривается как характеристика пожаро-, взрывоопасности топлива.

Электризация происходит при разделении электрических зарядов в адсорбированном слое на границе раздела фаз. Электризация топлива пропорциональна концентрации молекул, склонных к адсорбции. Если таких молекул нет или их мало, то горючее не электризуется. Если их много, то горючее электризуется, но заряд из него быстро уходит (релаксирует) через стенки в землю, т.е. горючее становится проводником электрических зарядов.

В обычных условиях топливо имеет нулевой заряд, т.е. содержание положительных и отрицательных зарядов одинаково. Удельное сопротивление углеводородных топлив

$$\lambda_э = (10^{-13} \div 10^{-9})\ \text{Ом} \cdot \text{м}\ .$$

Если разряды одного знака из горючего убрать, то оно станет заряженным или наэлектризованным. Таким образом, электризация топлива — процесс разделения зарядов и скопление зарядов одного знака на границе раздела фаз, а противоположного знака - в объеме топлива. В основе механизма электризации лежит процесс перехода электронов между молекулами и поверхностями.

Скорость разделения зарядов зависит от скорости адсорбции, которая определяется свойствами составляющих топливокомпонентов. В статических условиях электризация не возникает. Она появляется в динамических условиях и интенсивность ее возрастает с увеличением скорости течения.

Электризуемость зависит от содержания в топливе воды, продуктов окисления, механических примесей, присадок, наличия электрических и магнитных полей. Растворенная вода способствует электризации, а эмульсионная вода — препятствует. Влияние воды объясняется ее высокой адсорбционной способностью, а примесей (солей) — способностью проводить заряды. Вязкость влияет на время релаксации зарядов.

Для предупреждения возникновения пожара от разряда статического электричества

необходимо:

• надежно заземлять автоцистерны, трубопроводы и резервуары при сливе-наливе топлива;

• исключать заправку техники открытой струей и разбрызгивание топлива;

• не прерывать струю топлива при заправке;

• предупреждать образование паровоздушных горючих смесей.

5.2.

ТРЕБОВАНИЯ К БЕЗОПАСНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АЗС И ОХРАНЕ ТРУДА

Автомобильные заправочные станции относятся к объектам повышенной пожарной и экологической опасности, и к ним предъявляется комплекс требований по обеспечению безопасной технической эксплуатации, защите окружающей среды и охране труда.

Кроме того, АЗС являются объектами повышенного внимания криминальных элементов, что вызывает необходимость защиты от тайного проникновения к объектам АЗС с целью ограбления или вывода из строя жизненно важных систем и оборудования.

Повышенная пожарная и экологическая опасность АЗС вызвана специфическими физико-химическими свойствами нефтепродуктов, их способностью воспламеняться при определенных концентрациях с воздухом, электризоваться при перекачке и заправке, вредно воздействовать на человека и окружающую природу.

Технические аспекты обеспечения безопасности функционирования АЗС включают в себя правильный выбор технических средств и систем безопасности, их грамотное проектирование с учетом свойств нефтепродуктов и условий эксплуатации, монтаж, обслуживание, обеспечение четкого взаимодействия персонала охраны и сотрудников АЗС.

На каждой стадии проектирования, строительства и эксплуатации АЗС должны учитываться требования, предусмотренные соответствующими нормативными документами.

5.2.1.

ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АЗС

Общие требования Требования пожарной безопасности определены следующими документами:

• ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации;

• НПБ 111 -98*. Автозаправочные станции. Требования пожарной безопасности;

• ВППБ 01-01 -97. Правила пожарной безопасности предприятий нефтепро-дуктообеспечения;

• НПБ 105-95. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности;

• Рекомендации по обеспечению пожарной безопасности объектов продук-тообеспечения. М. 1997.;

• Перечень нормативных правовых актов, действующих в системе пожарной безопасности. М. 1998.;

• Изменения и дополнения к нормам пожарной безопасности (вып. 2.-2000).

Классификация помещений и наружных установок АЗС по взрывопожарной и пожарной опасности осуществляется в соответствии с НПБ 105-95.

Расход воды на пожаротушение зданий АЗС определяют по СНиП 2.04.02-84. Общий расход воды на охлаждение наземных резервуаров следует принимать не менее 15 л/с. Наружное противопожарное водоснабжение АЗС, расположенных вне населенных пунктов, можно не предусматривать, если на этих АЗС применяют только двустенные наземные резервуары общей вместимостью не более 40 м3, или подземные резервуары и отсутствуют помещения обслуживания. На таких АЗС предусматриваются дополнительные стационарные или передвижные огнетушители, тип и количество которых согласуется с подразделениями Государственной противопожарной службы.

Помещения АЗС необходимо оборудовать пожарной сигнализацией и автоматическими установками пожаротушения в соответствии с НПБ-110-96.

С учетом требований ППБ 01-03 в качестве автоматических установок пожаротушения допускается применять модули пожаротушения в режиме са-мосрабатывания. ТРК рекомендуется оснащать самосрабатывающими огнетушителями.

АЗС должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения в соответствии с проектом и перечнем технических документов по эксплуатации, пожарной безопасности и охране труда при функционировании АЗС.

Средства пожаротушения на АЗС

Первичные средства пожаротушения для производственных и общественных помещений АЗС выбираются в соответствии с требованиями приложения 3 «Правил пожарной безопасности в Российской Федерации» (ППБ 01-03). Нормы содержания первичных средств пожаротушения в зависимости от расчетной производительности АЗС приведены в табл. 5.7.

Таблица 5.7
Нормы содержания на АЗС первичных средств пожаротушения

Расчетная производительность	Первичные средства пожаротушения				
	Углекислотные огнетушители, шт.	Пенные огнетушители ОХП-Ю, шт.	Порошковые огнетушители, шт.	Ящик с песком и лопата, шт.	Кошма полотно, шт.
750 и более заправок	1 (ОУ-5)	10	2 (ОП-ЮО)	2 (1,0 куб.м)	2 (1,5х1 м)
Менее 750-ти заправок	1 (ОУ-5)	6	1 (ОП-ЮО)	2 (0,5 куб.м)	2 (1,5х1 м)

Для тушения возгораний ТРК применяют самосрабатывающие или ручные углекислотные и порошкообразные огнетушители.

На заправочный островок для заправки легковых автомобилей, имеющий до 4 ТРК, предусматривается 1 воздушно-пенный огнетушитель вместимостью 10 л и 1 порошковый огнетушитель, вместимостью 5 л. На заправочный островок с 4 до 8 ТРК - 2 воздушно-пенных огнетушителя и 2 порошковых.

На АЗС для заправки грузовых автомобилей, автобусов, крупногабаритной строительной и сельскохозяйственной техники предусматривается 2 передвижных порошковых огнетушителя, вместимостью не менее 50 л каждый и ручные воздушно-пенные огнетушители в количестве, предусмотренном для заправки легковых автомобилей.

Промышленность выпускает следующие типы огнетушителей.

Воздушно-пенные огнетушители: ручные ОВП-5 и ОВП-10; передвижные ОВП-ЮО; стационарные ОВПС-250А.

Воздушно-механическая пена образуется при взаимодействии углекислого газа с раствором пенообразователя марок ПО-1, ПО-1Д, ПО-бк, ПО-ЗА. Продолжительность действия огнетушителя ОВП - 53 с, ОВП-100 - 45... 65 с. Кратность пены, не менее 70. Огнетушащая способность при тушении автомобильного бензина ОВП-100 с пенообразователем ПО-1 составляет 6,5 м2, температурный режим эксплуатации 5. ,.50°С.

Углекислотные огнетушители.

Ручные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8 и др. применяются для тушения загораний в помещениях и электроустановок под напряжением до 10 кВ.

Передвижные ОУ-40, ОУ-80, ОУ-100, УП-1м (27 л), УП-2м (40 л).

Масса заряда огнетушащего вещества - С02 зависит от марки огнетушителя и колеблется от 1 до 56 кг в зависимости от вместимости баллона для жидкой углекислоты (1,5.. .40 л) и их количества. Максимальное рабочее давление в баллонах 15 МПа (150 кг/см2), время выхода газа 8... 15 с, диапазон температур эксплуатации от -40 до +50°С. Для получения твердого диоксида углерода огнетушители оборудуют специальными раструбами.

Порошкообразные огнетушители используются для тушения загораний легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и электроустановок, находящихся под напряжением до 1000 В. Для создания давления в корпусе огнетушителя и выталкивания огнетушащего вещества (ОТВ) используется сжатый газ (азот, диоксид углерода, воздух), находящийся в баллончике под давлением 15 МПа. В зависимости от марки огнетушителя количество ОТВ колеблется от 0,85 до 90,2 кг, соответственно время подачи ОТВ - от 5 до 45 с. В зависимости от способа снаряжения огнетушители могут быть с газогенерирующим устройством (Г), с баллоном для сжатого газа (Б), закачные (3) или универсальные (У). В зависимости от способа доставки огнетушители делятся на переносные - марки основные ОПУ-2, ОПУ-5, ОП-Ю (3), ОП-Ю (Б), ОПУ-Ю, и передвижные - марки основные ОП-50 (Б), ОП-50 (3), ОП-ЮО (3), ОП-ЮО (Б).

Огнетушители, введенные в эксплуатацию, подлежат техническому обслуживанию, ежеквартальной и ежегодной проверке, о чем делаются необходимые отметки в паспорте огнетушителя и журнале учета огнетушителей.

Информация о средствах пожаротушения приведена в:

• НПБ 155-96. Пожарная техника. Огнетушители переносные. Основные показатели и методы испытаний. М, 1997-43 с.

• НПБ 156-97. Пожарная техника. Огнетушители передвижные. Основные показатели и методы испытаний. М, 1997-52 с.

• НПБ 61-97. Пожарная техника. Установки пенного пожаротушения. Генераторы пены низкой кратности для подслойного тушения резервуаров. Общие технические требования. Методы испытаний. М, 1997-15 с.

Системы пожарной сигнализации на АЗС

Согласно п. 1.20.5 НПБ 110-96 (Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками тушения и обнаружения пожара) АЗС, в том числе и контейнерного типа, подлежат оборудованию

автоматическими установками обнаружения пожара, т.е. системами пожарной сигнализации. В то же время в НПБ 111-98* (Автозаправочные станции.Требования пожарной безопасности) требования к пожарной сигнализации отсутствуют, поэтому для оборудования АЗС системами пожарной сигнализации надо руководствоваться СНиП 2.04.0984 «Пожарная автоматика зданий и сооружений», в котором рекомендуется на территории и в сооружениях АЗС применять тепловые, световые и дымовые из вещатели.

Извещатели пожарные тепловые по принципу действия срабатывают при достижении порогового значения температуры (максимальные); пороговой скорости нарастания температуры (дифференциальные), либо срабатывает с учетом обоих пороговых значений (максимально-дифференциальные).

Основные марки применяемых тепловых извещателей:

• ИП-101-2 с выносным устройством оптической сигнализации (ВУОС) и световым индикатором. Температура срабатывания +60°С.

• ИП-103/] «МАК» - извещатель максимального действия с датчиком теплового реле, срабатывающим при достижении температуры 60±3°С или 70±3,5°С.

• МАК-1 - извещатель максимального действия, построен на основе термочувствительного элемента, в котором используется эффект памяти специального сплава. Срабатывает (размыкает нормально замкнутые контакты) при достижении температуры 60±3°С и 70±3°С.

• 5551Е (ESM1, Финляндия) - извещатель максимального действия (54°С) рекомендуется для помещений с большим перепадом температур, где образуется большое количество дыма, пыли, горючих газов.

• 502, 503, 504 (Ademco) - тепловые извещатели максимальной температуры (соответственно 57, 57 и 88°С) для срабатывания нормально разомкнутых и нормально замкнутых релейных контактов.

• 5451 (ESM 1, Финляндия) - термодифференциальныйизвещатель максимальной температуры (54°С) реагирует на скорость повышения температуры.

Извещатели пожарные дымовые. По зоне обнаружения делятся на точечные (радиоизотопные и оптико-электронные) и линейные, которые используют ИК-луч и предназначены для обнаружения дыма в помещениях больших площадей и объемов.

Применяется в зависимости от условий работы много различных моделей дымовых датчиков, например:

• ИП 212-5 (ДИП-3) - для обнаружения ранних стадий возникновения пожароопасных ситуаций путем регистрации оптическим узлом «светлоокрашенных», «видимых» или «белых» дымов при медленном развитии пожара.

• ИП 212-7 «ИДПЛ-1» - линейный извещатель «пожара» при помощи ИК-потока, расстояние между блоком излучения и блоком приемника не должно превышать 100 м.

• ИП 212-8 - для обнаружения дыма в закрытых помещениях и подачи прерывистого звукового сигнала «пожар».

• ИП 212-41 — оптико-электронный датчик для обнаружения загорания, сопровождающегося появлением дыма малой концентрации в закрытых помещениях.

• РИД-6М и ИП-01Л - ионизационные извещатели дыма, реагирующие на все дымы на самом раннем возникновении пожара.

• 2112, 2112T, 2112TSR (Ademco) - фотоэлектрический дымовой четырехпроводной извещатель с встроенным термоэлементом, срабатывающим при температуре +57°С (2112T). И др.

Извещатели пожарные световые, которые срабатывают на инфракрасное или ультрафиолетовое излучение открытого пламени.

ИП 329-2 «Аметист» для контроля объектов, отдельных участков и помещений, подверженных возможности быстрого воспламенения. Принцип действия основан на постоянном измерении интенсивности УФ-излучения с помощью индикатора фотонов ИФ-1.

В систему пожарной сигнализации входят приборы и пульты приемноконтрольные (ППК), которые осуществляют: трансляцию поступивших сигналов на пункт централизованного наблюдения, формируют адресные сигналы для запуска автоматических систем пожаротушения (АСПТ), контроль целостности линий АСПТ, автоматический сброс активных извещателей и блокировку внешних сигналов в режиме контроля их работоспособности, автоматическое переключение на питание от резервного источника.

Основные типы пультов: ППК-2, ППК-2А, ППК-2Б, УСПП01Л «Сигнал-42», «Кристалл-3П», «Кристалл-4П».

Система сбора, обработки и документирования информации (ССОИ) выполняет функции управления, сбора, обработки, отображения и документирования информации, поступающей от сигнализации всех систем (охранной, пожарной и телевизионного наблюдения), стоящих на страже безопасности АЗС.

Сопутствующие видыбизнесанаАЗС. Магазины икафетерииприАЗС; группытоваров; торгово-технологическоеоборудование

АЗС являетсяместом, гдеклиентымогутприобрестинеобходимыетовары, отдохнутьиполучитьдополнительныеуслуги (мойка, шиномонтаж, мелкийремонт). ДляэтогонаАЗСпредусмотреннебольшойторговыйцентр, состоящийизмагазинастоварамиповседневногоспросаисопутствующихтоваровдляавтомобилистов, атакжекафетерия. Дварасчетно-кассовыхузла: один - дляобслуживанияпосетителеймагазинаирасчетовзатопливо, другой - дляклиентовкафетерия.Принятаформасамообслуживания-этодаетвозможностьпокупателюлучшерассмотретьтовар, ознакомитьсясинформациейоегохарактеристиках.

Группытоваров: товарыдляэксплуатацииобслуживанияавтомобилей; продуктыпитания; сигареты; алкоголь; газетыижурналы; кормадляживотных; книгивдорогу, детскаялитература, карты, путеводителиит.п.Ихраспределяютпозалутак, чтобысоздавалисьт.н. «центрыпритяжения»: например, летом-прохладительныенапитки, мороженое, жидкостидляавтомобилей, автомобильныемасла, автокосметика.

Наибольшаяплощадьдолжнабытьотведенана «Автозапчасти» и «Автокосметику», которыетребуютбольшевременинаосмотриотбор. Крупногабаритныетовары, напр. автопокрышки, целесообразнеевыноситьнаотдельныйстендпривходевмагазин.

Внаиболеезаметных, хорошооформленныхместахнапутиосновныхнаправленийдвиженияпокупателей

размещатьсезонныетовары, высококачественнуюдорогостоящуюпродукцию (автоэлектрика, аксессуарыдлясалона). Завсемитоварамиследуетзакреплятьпостоянныеместаторговомзале. Этопозволитпокупателямпривыкнутьк ихрасположениюиускоритпроцесспродаж.

ДлядемонстрациитоваровиобеспеченияихсохранностимагазиныАЗСоснащаютсястеллажами, витринами, холодильнымоборудованиемит.д.

Кассир АЗС. Отчётность

Х-отчет—этоотчетбезгашения. Предназначендляконтроляработыкассираипоказываетсколькооперацийикакиесуммыбыли проведенывтечениисмены. Егоможносниматьнеоднократновтечениедня (конечносразрешенияруководстваорганизации). СпомощьюХ-отчетаможнопосмотретьдневнуювыручкуилисуммуналичныхвкассе, возвраты, аннуляции, оплатыбезналом. ПоХ-отчетуможновконцеднясверитьсуммуналичных, проведенныхпокассесфактическойналичностью. СнятиеХ-отчетаневлечетзасобойзакрытиесмены.

Z-отчет—этоитоговыйотчет, которыйснимают 1 развконцесмены. Попоказаниям Z-отчетазаполняетсяжурналкассира-операциониста.

Z-отчетимеетконтрольнуюленту, вкоторойпоказываютсявсечеки, пробитыезасменувформате: время - №чека/покупки - сумма/ценапродажи, скидки.

Книга кассира-операциониста (заполняетсяпо Z-отчетам):

1.Датаотчета

2. № Z-отчета

3. Показаниясуммирующихсчетчиковнаначалодня

4. Показаниясуммирующихсчетчиковнаконецдня

5. Номеротдела

6. Суммавыручкизадень

7. Суммасданнойвыручкизадень

8. Остатокналичностивкассенаконецдня

9. Обязательнодвеподписи - кассираипредставителяадминистрации.

Вкнигекассира-операциониставидеалеисправленийбытьнедолжно. Поееокончанию - сдаетсянапроверкувналоговуюинспекцию.