

**Министерство сельского хозяйства
Российской Федерации**

Технологический институт-филиал ФГБОУ ВО Ульяновский ГАУ

А.А. Хохлов
А.Л. Хохлов
И.Р. Салахутдинов

ЭКОНОМИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ:

Лабораторный практикум



Димитровград - 2019

УДК 629
ББК 39.3
Х - 86

Хохлов, А.А. Экономия топливно-энергетических ресурсов: лабораторный практикум / А.А. Хохлов, А.Л. Хохлов, И.Р. Салахутдинов - Димитровград: Технологический институт – филиал УлГАУ, 2019.- 82 с.

Рецензенты: Голубев Владимир Александрович, кандидат технических наук, доцент кафедры «Эксплуатация мобильных машин и технологического оборудования» ФГБОУ ВО Ульяновский ГАУ

Ротанов Евгений Геннадьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры «Естественнонаучные и технические дисциплины», ПКИУПТ (филиал) ФГБОУ ВО «МГУТУ ИМ. К.Г.РАЗУМОВСКОГО (ПКУ)»

Экономия топливно-энергетических ресурсов: краткий курс практических занятий предназначен для подготовки бакалавров очной и заочной форм обучения по направлению подготовки 23.03.03 «Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов».

Утверждено
на заседании кафедры «Эксплуатация транспортно-
технологических машин и комплексов»
Технологического института – филиала
ФГБОУ ВО Ульяновский ГАУ,
протокол № 1 от 4 сентября 2019г.

Рекомендовано
к изданию методическим советом Технологического
института – филиала
ФГБОУ ВО Ульяновский ГАУ
Протокол № 2 от 10 октября 2019г.

© Хохлов А.А., Хохлов А.Л., Салахутдинов И.Р., 2019

© Технологический институт – филиал ФГБОУ ВО Ульяновский ГАУ, 2019

СОДЕРЖАНИЕ

Тема №1 Устройство технологического оборудования нефтескладов. (Резервуары).....	3
Тема №2 Устройство технологического оборудования нефтескладов (Топливо- и маслораздаточные колонки).....	11
Тема №3 Подвижные средства транспортирования нефтепродуктов и заправки техники, их конструкция и технологическое оборудование.....	16
Тема № 4 Определение нормативных потерь нефтепродуктов.....	21
Тема № 5 Определение фактических потерь нефтепродуктов при приеме, хранении и заправке техники.....	25
Тема № 6 Планирование расхода топлива в автотранспортном предприятии	29
Тема № 7 Планирование расхода смазочных материалов в автотранспортном предприятии.....	33
.	
Тема № 8 Расчет молниезащиты.....	37
Тема № 9 Средства замера количества и контроля качества нефтепродуктов	41
Тема № 10 Системы улавливания (отвода) и рекуперации паров бензина....	49
Тема № 11 Системы очистки сточных вод.....	54
Тема № 12 Разработка плана-графика проведения технического обслуживания и ремонта.....	59
Тема № 13 Определение потребности в нефтепродуктах с/х предприятий путем использования статистических данных.....	62
Тема № 14 Расчет вместимости резервуарного парка нефтесклада.....	66
Тема № 15 Гидравлический расчет трубопроводных конструкций нефтесклада.....	69
Тема № 16 Расчет средств заправки на топливозаправочных пунктах и проверка бескавитационной работы насоса.....	76
.	

Практическое занятие № 1

Тема: Устройство технологического оборудования нефтескладов. Резервуары.

Цель занятия: изучить устройство технологического оборудования предназначенного для хранения нефтепродуктов на нефтескладах сельскохозяйственных предприятий.

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

Горизонтальные цилиндрические резервуары, устанавливаемые заглубленно, получили наибольшее распространение на АЗС. 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. Вертикальные резервуары лишены этих недостатков. Они широко распространены, в основном, на нефтебазах. Горизонтальные резервуары изготавливают по ГОСТ 17032 (см. табл. 1)

Таблица 1 Техническая характеристика стальных горизонтальных резервуаров для хранения нефтепродуктов (ГОСТ 17032)

Марка	Вместимость, м ³		Габаритные размеры, мм			Толщина листа, мм		Масса, кг
	полная	номин.	длина	диаметр	высота	днища	обечайки	
Р-4*	4,1	4	2873	1378	1624	4	4	755
Р-5	5	5	2036	1846	1624	4	4	846
Р-6*	6	6	3035	1593	1846	4	4	1082
Р-8*	8,3	8	4263	1593	1846	4	4	1332
Р-10	11,2	10	3318	2228	2403	4	4	1036
Р-20*	20,9	20	4770	2483	2741	5	4	1791
Р-25	25,7	25	4840	2768	2961	5	4	1875
Р-50	54,2	50	9610	2770	2961	5	5	3990
Р-60*	63,8	60	11100	2770	3078	5	5	4630
Р-75	76,6	75	9760	3250	3310	5	4	4243
Р-100	101,3	100	12764	3250	3310	5	4	5325

* по требованию заказчика

Маркировка: буква Р – резервуар; цифра – вместимость в (м³)

Горизонтальный цилиндрический резервуар состоит из обечайки (цилиндрическая часть) и двух днищ. Обечайка сваривается из нескольких царг (колец) встык или внахлестку. Днища изготавливаются плоскими (до 8 м³), коническими или сферическими и привариваются к обечайке. Резервуары изготавливают, в основном из малоуглеродистой стали Ст 3сп по ГОСТ 380. Для усиления конструкции внутри резервуаров привариваются кольца жесткости.

На типовых нефтескладах для с/х товаропроизводителей применяются только горизонтальные цилиндрические резервуары (См. рисунок 1).

На нефтескладах большой вместимости, выполненных по индивидуальным проектам, могут устанавливаться вертикальные цилиндрические резервуары объемом 200 или 400 м³ (См. рисунок 2)

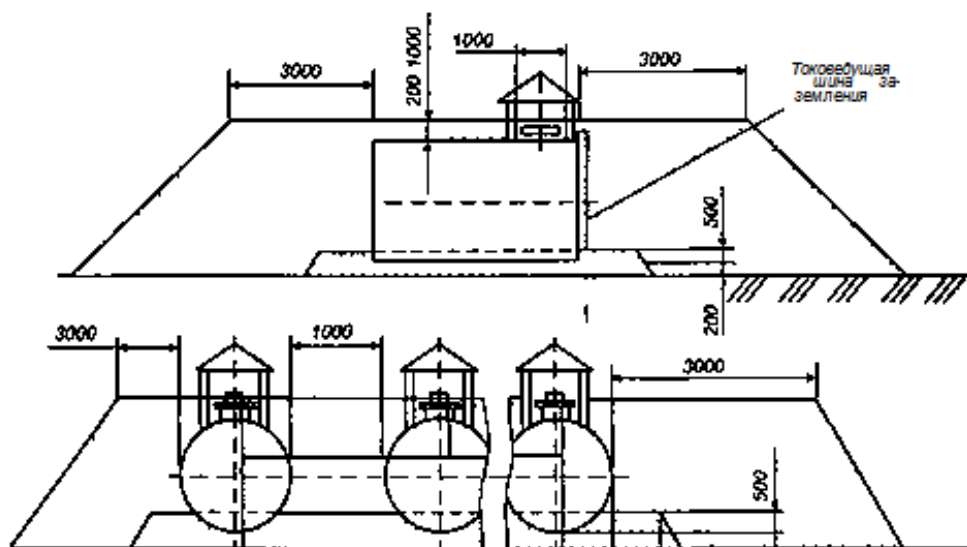


Рисунок 1–Схема заглубленной установки стальных горизонтальных резервуаров

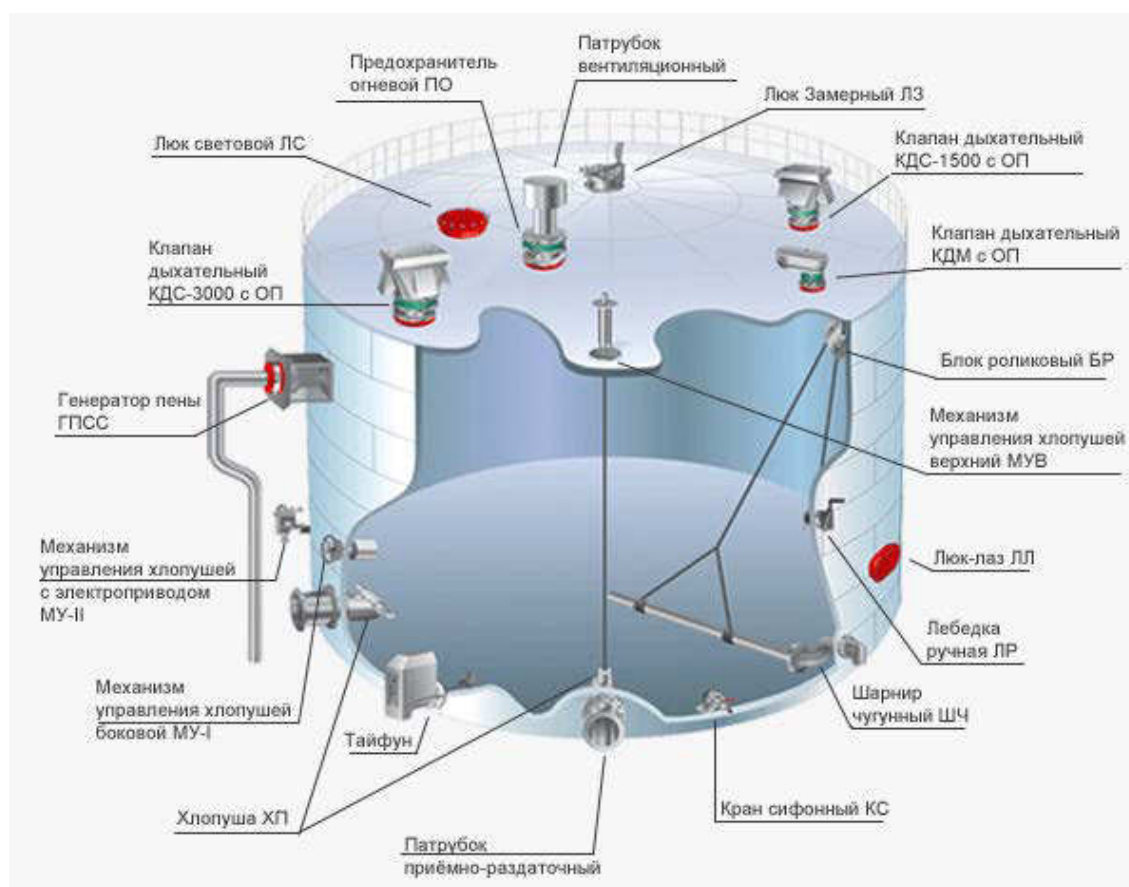


Рисунок 2 Вертикальный цилиндрический резервуар

Двухстенные горизонтальные цилиндрические резервуары изготавливают по ТУ-4034588-097-96 (См. табл. 2) и предназначены для хранения нефтепродуктов плотность которых не превышает 1100 кг/м³ (См. рисунок 3)

Таблица 2

Характеристики двухстенных резервуаров

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

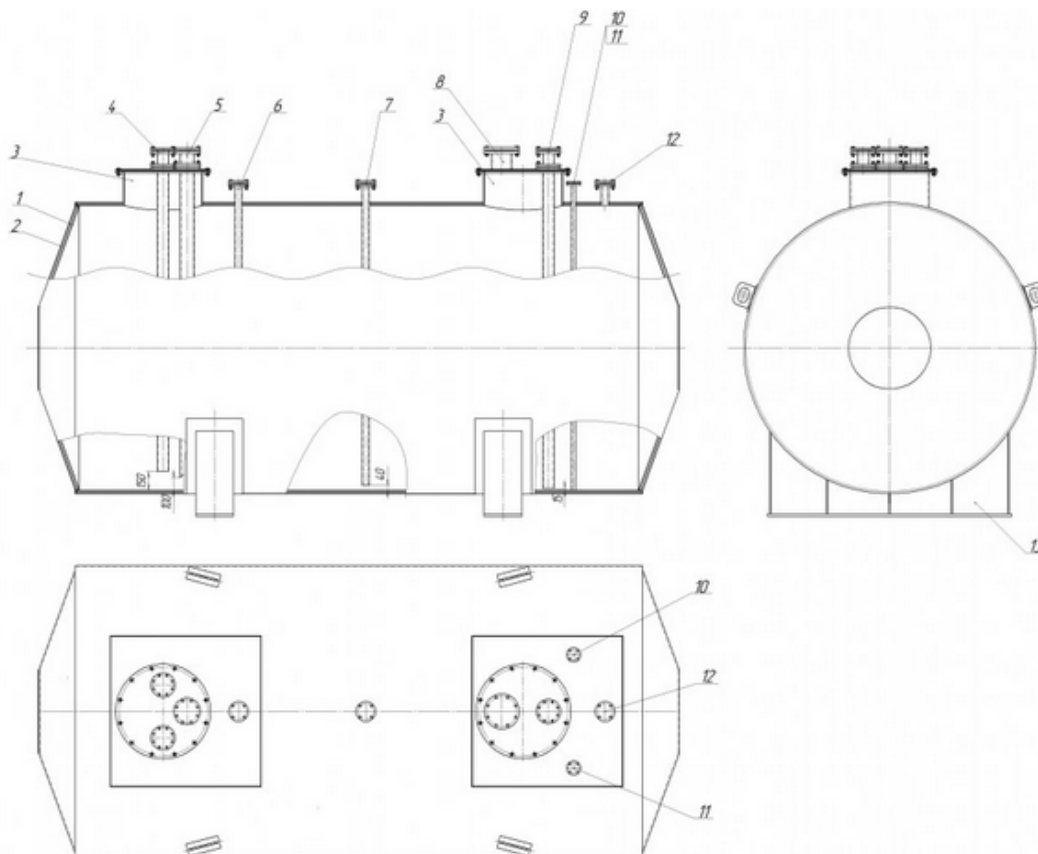


Рисунок 3 – Устройство двухстенного резервуара

- 1 – корпус внутреннего резервуара; 2 – корпус наружного резервуара; 3 – горловина;
 4 – патрубок забора топлива; 5 – патрубок наполнения резервуара топливом;
 6 – патрубок для выхода воздуха; 7 – патрубок для метража; 8 – патрубок для
 подключения датчика первичного преобразователя уровня топлива "Струна-М";
 9 – патрубок для десламмирования резервуара; 10 – патрубок для дренажа межстенного пространства;
 11 – патрубок для подключения предохранительного клапана или расширительного бачка;
 12 – патрубок для подключения линии аэрации; 13 – опора

Двухстенные резервуары предназначены для подземного хранения светлых нефтепродуктов. Герметичность межстенного пространства контролируется (ежедневно персоналом АЗС при передаче смены с записью в журнале) путем наблюдения за падением избыточного давления инертного газа при помощи манометра со шкалой не более 0,1 МПа. Избыточное давление не должно превышать 0,02 МПа, для обеспечения этого установлен предохранительный клапан с порогом срабатывания при повышении давления до 0,03 МПа. При обнаружении падения давления до 0,1 МПа проводится опорожнение резервуара и пневматические испытания согласно требований НПБ 111-98.

Основное оборудование резервуара показано на рисунке 4

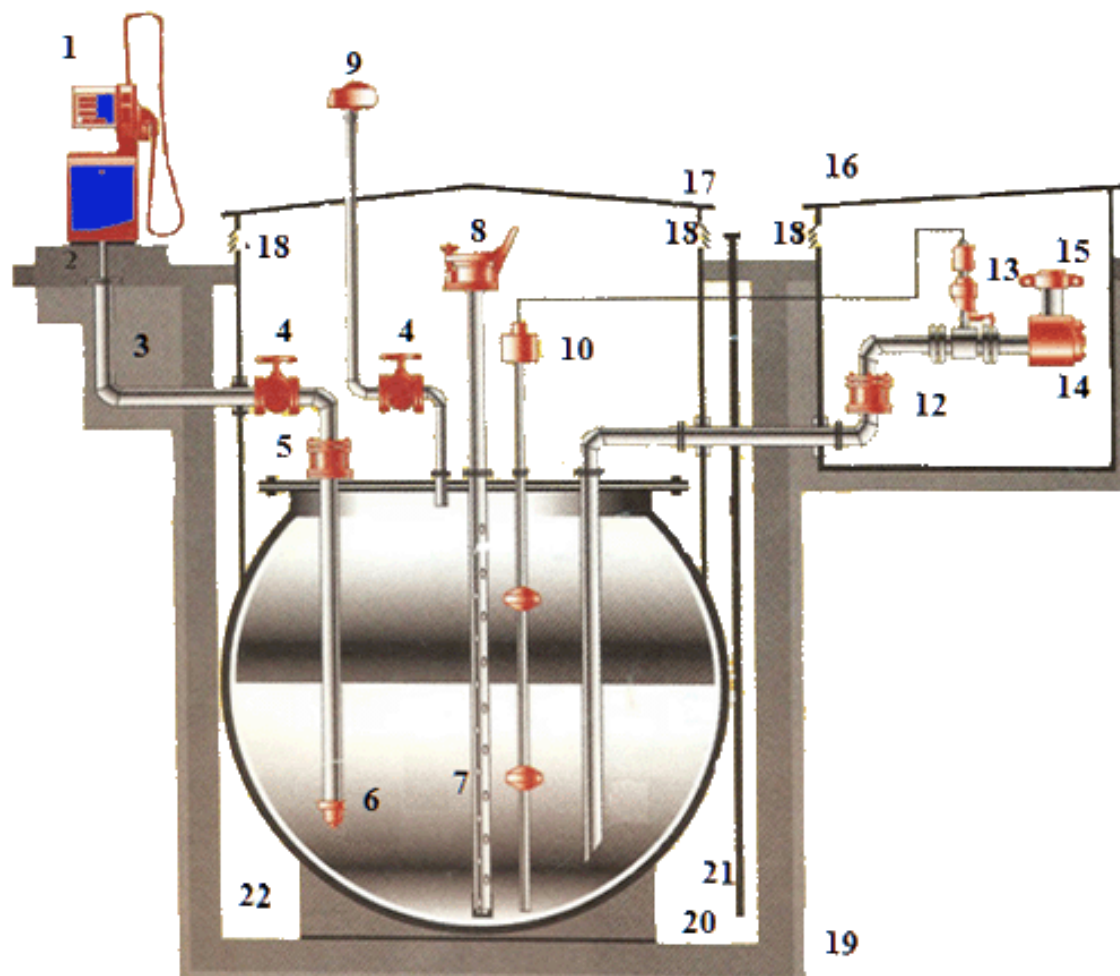


Рисунок 4 – Схема установки технологического оборудования резервуара и обвязки на АЗС

1 - топливораздаточная колонка (ТРК); 2 – фланец; 3 - трубопровод подачи топлива; 4 - задвижка для нефтепродуктов (30кч70бр); 5 - огневой предохранитель (ОП-50); 6 - клапан приемный (КП-40); 7 - замерный трубопровод; 8 - люк замерный (ЛЗ-150); 9 - клапан дыхательный совмещенный (СМДК-50); 10 - уровнемер «Струна-М» с датчиком; 11 - трубопровод налива; 12 - огневой предохранитель (ОП-100); 13 - электромагнитный клапан отсечки (КРТ); 14 - фильтр грубой очистки (ФС-80); 15 - муфта сливная (МСМ); 16 - сливной колодец; 17 - технологическая шахта; 18 - вентиляционная решетка; 19 - железобетонный колодец; 20 – ложемент; 21 - зонтик для определения утечек из резервуара; 22 - резервуар

Сливное устройство используется для приема топлива из автоцистерн. Оно состоит из быстроразъемной сливной муфты и сливной трубы.

Быстроразъемные сливные муфты (См. рисунок 5) предназначены для быстрого и герметичного соединения сливного рукава автоцистерны с приемным устройством резервуара при сливе нефтепродуктов на АЗС и АЗК

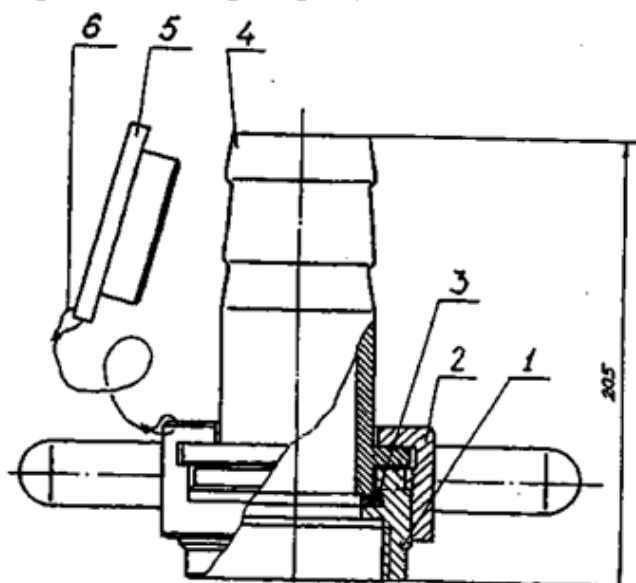


Рисунок 5 – Муфта сливная быстроразъемная МСН-80

1 - гайка; 2 - корпус; 3 - резиновое уплотнительное кольцо; 4 - патрубок; 5 - крышка; 6 – тросик

Принцип действия основан на прижиге упорной резьбовой, либо кулачковой частью муфты наконечника сливного рукава автоцистерны к входному отверстию муфты через уплотнительное резиновое кольцо.

Устанавливается на резьбовую часть (резьба трубная 3') приемного патрубка или сливного фильтра в колодце слива нефтепродуктов. Соединение должно производиться с подмоткой льна ГОСТ 10330-76 на контрящей замазке (75% эмали ПФ-133, темно-серая плюс 25 % талька ГОСТ 19729-74).

Технический осмотр производится при каждом сливе нефтепродукта. Проверяется герметичность соединения и подвижность резьбовой части.

Периодически, 2-3 раза в месяц резьбовое соединение смазывается синтетической смазкой по ГОСТ 4366-76.

В последнее время часто применяются муфты сливные быстроразъемные МС-2 с переходником ДУ-50 или ДУ-80 (см. рис. 6).



МС-2Н.



Переходник на ДУ-50.

Рисунок 6 - Муфта сливная быстроразъемная МС-2

Таблица 3 – Техническая характеристика муфты МС-2

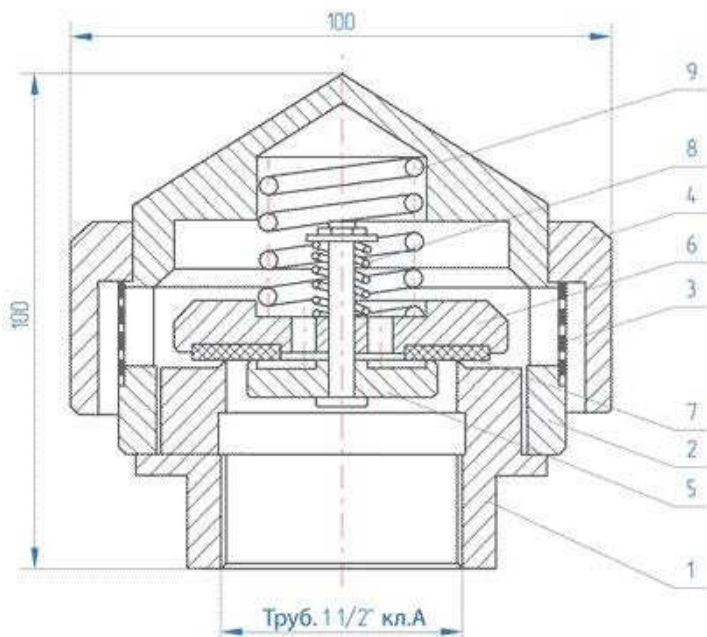
Обозначение муфты	Диаметр условного прохода подключаемого трубопровода ДУ, мм	Условное давление, Мпа	Габаритные размеры в мм, не более	Масса кг, не более	Подсоединительные размеры
МС-2	80	0,1	Длина 107 Высота 245 Ширина 210	2,5 (с патрубком 5)	3'
МС-2 с переходником	80	0,1	Длина 162 Высота 245 Ширина 210	3,5	2

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

Дыхательные клапаны:



а) общий вид



б) схема

1 – корпус; 2 – крышка; 3 – фильтр сетчатый; 4 – кожух защитный; 5 – клапан впуска воздуха; 6 – клапан выпуска паров; 7 – кольцо уплотнительное; 8 – пружина; 9 – пружина

Рисунок 7 Пневмоклапан предохранительный реверсивный ППР Ду40

Пневмоклапан предохранительный реверсивный ППР предназначен для регулирования давления паров в газовом пространстве резервуара для светлых нефтепродуктов. Пневмоклапан работает в интервале температур от - 50°С до + 50°С при относительной влажности до 95 %.

Устройство пневмоклапана:

Пневмоклапан имеет разборную конструкцию, состоит из корпуса и крышки, предназначенных для размещения рабочего механизма, и защиты его от внешних воздействий. Рабочий механизм клапана состоит из обоймы, завальцованной в стенке корпуса, штока с тарелкой клапана вакуума, тарелки клапана давления, пружин клапанов, сетчатого фильтра. Нижняя часть корпуса имеет внутреннюю резьбу для присоединения к трубопроводу линии деаэрации.

Открытие клапанов происходит, когда избыточное давление (атмосферное или внутриврезервуарное) преодолевает сопротивление пружины вакуума или давления и соответствующая тарелка клапана отходит от седла.

Закрытие клапана происходит в момент, когда давление паров на тарелку клапана вакуума или тарелку клапана давления станет меньше усилия соответствующей пружины.

Клапан дыхательный КДМ-50

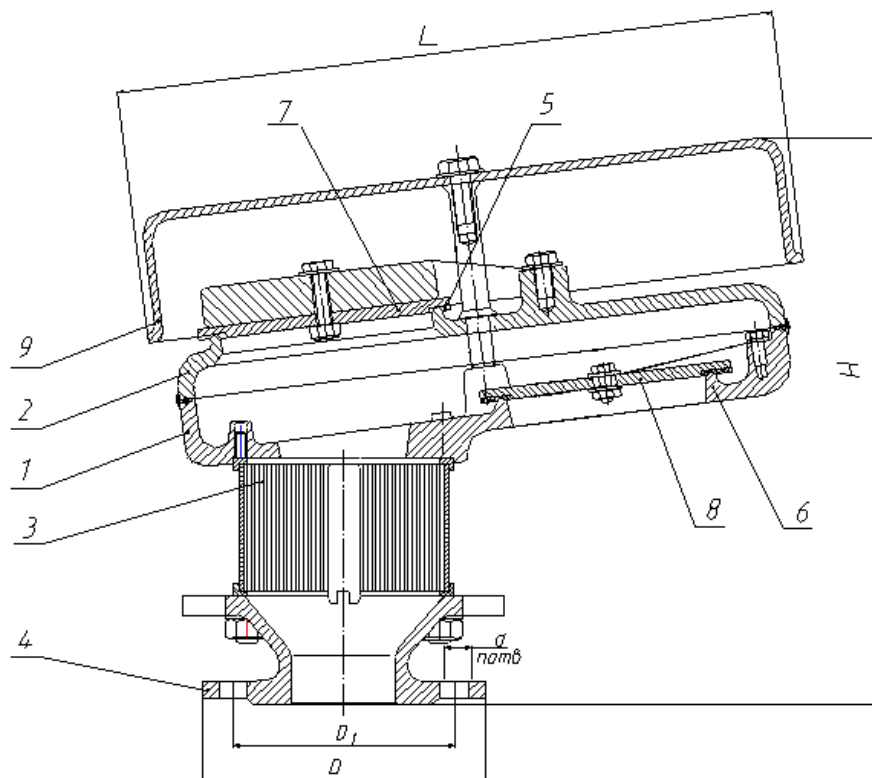


Клапан дыхательный механический КДМ-50 со встроенным огнепреградителем предназначен для герметизации газового пространства резервуаров со светлыми нефтепродуктами и регулирования давления в этом пространстве в заданных пределах с целью сокращения потерь от испарения нефтепродуктов и уменьшения загрязнения окружающей среды.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапаны изготавливаются в исполнении У и УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Предлагаем клапан дыхательный КДМ-50 по ценам завода-изготовителя. Клапан имеет всю необходимую документацию и соответствующую сертификацию.





1- корпус, 2 - крышка корпуса, 3 - кассета огнепреградителя, 4 - переходник,
5 - седло давления, 6 - седло вакуума, 7 - тарелка давления, 8 - тарелка вакуума, 9 - крышка

Совмещенный механический дыхательный клапан СМДК



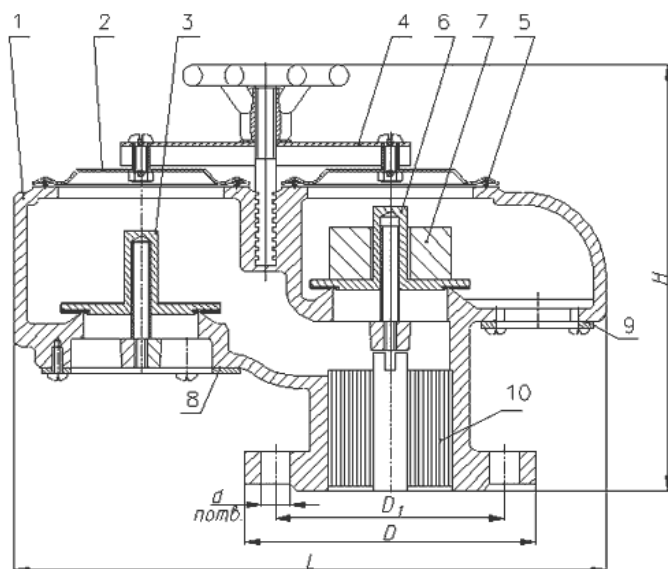
Совмещенный механический дыхательный клапан СМДК со встроенным огнепреградителем предназначен для регулирования давления в газовом пространстве резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов и защиты от попадания пламени и искр внутрь резервуара.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапаны изготавливаются в исполнении У и УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-89.

Совмещенный механический дыхательный клапан СМДК имеет всю необходимую документацию и соответствующую сертификацию.

Техническая информация на клапан дыхательный СМДК

Наименование параметров	СМДК-50АА(М)	СМДК-100АА(М)	СМДК-150(М)	СМДК-200(М)	СМДК-250(М)	
Условный проход DN	50	100	150	200	250	
Рабочее давление, Па (мм вод.ст.)	2000 (200)	2000 (200)	2000 (200)	2000 (200)	2000 (200)	
Давление срабатывания, Па (мм вод. ст.), не более	1800 (180)	1800 (180)	1800 (180)	1800 (180)	1800 (180)	
Вакуум срабатывания, Па (мм вод. ст.)	250 (25)	250 (25)	250 (25)	250 (25)	250 (25)	
Пропускная способность, м ³ /ч, не менее	25	25-100	25-150	25-200	25-250	
Габаритные размеры, мм, не более:	длина L	238	400	548	745	944
	ширина	110	162	260	315	364
	высота H	164	219	352	420	543
Присоединительные размеры, мм	D	140	205	265	315	370
	D1	110	170	225	280	335
	c	14	18	18	18	18
	г, шт.	4	4	8	8	12
Масса, кг, не более	2,8	6,4	19,6	84	68,6	



- 1 - корпус клапана,
- 2 - крышка тарелки давления,
- 3, 6 - тарелки вакуума и давления,
- 4 - прижимное устройство,
- 5 - кольцо уплотнительное,
- 7 - груз,
- 8, 9 - защитные сетки,
- 10 - огнепреградитель.

Клапан СМДК устанавливается на **монтажный патрубок** резервуара при помощи присоединительного фланца.

Практическое занятие № 2

Тема: Устройство технологического оборудования нефтескладов. Топливо- маслораздаточные колонки

Цель занятия: изучить устройство и принцип работы технологического оборудования предназначенного для выдачи нефтепродуктов на нефтескладах сельскохозяйственных предприятий.

К стационарным средствам, наиболее часто используемым для заправки нефтепродуктами наземной техники, относятся топливораздаточные, маслораздаточные и смесераздаточные колонки.

Топливораздаточные колонки предназначены для заправки техники автомобильным бензином и дизельным топливом с вязкостью от 0,55 до 40 мм²/с (сСт).

Маслораздаточные колонки предназначены для заправки машин моторными маслами.

Смесераздаточные колонки предназначены для заправки топливной смесью техники с двухтактными двигателями, не имеющими автономной системы смазки.

В соответствии с ГОСТ 9018-89, отечественные колонки классифицируются: по способу размещения, виду привода, способу управления,

условиям применения, составу выдаваемого топлива, номинальному расходу топлива, основной погрешности и способу размещения сборочных единиц.

1) По способу размещения колонки бывают: одинарные (для обслуживания одного потребителя) и двойные (для обслуживания двух потребителей); они обозначаются соответственно цифрами 1 и 2. В настоящее время отечественной промышленностью выпускаются колонки, имеющие до 8 раздаточных устройств (мультипродуктовые), но обозначения в указанном стандарте для них не предусмотрено.

2) По виду привода колонки бывают: с ручным приводом (применяются крайне редко на небольших заправочных пунктах, развернутых в полевых условиях) и с электрическим приводом, которые обозначаются буквой Э.

3) По способу управления колонки бывают: с ручным управлением (Р), т.е. включаются и выключаются оператором; с управлением от местного задающего устройства (М), т.е. доза выдаваемого топлива задается оператором непосредственно на колонке; с управлением от дистанционного задающего устройства (Д); т.е. доза выдаваемого топлива задается на пульте дистанционного управления в помещении операторской; с комбинированным (от задающего устройства) и местным ручным управлением (К); с датчиком электрических сигналов для системы учета (СУ); с управлением от автоматического задающего устройства (А), т.е. без участия оператора с помощью жетонов, магнитных карт и т.п. - на коммерческих колонках; ключей, перфокарт и т.п. - на внутрихозяйственных колонках).

4) По номинальному расходу топлива: 25; 40; 50; 100; 160 л/мин.

5) По типу отсчетного устройства: с механическим и электрическим

6) По способу размещения: в одном корпусе (1) и в нескольких корпусах (2).

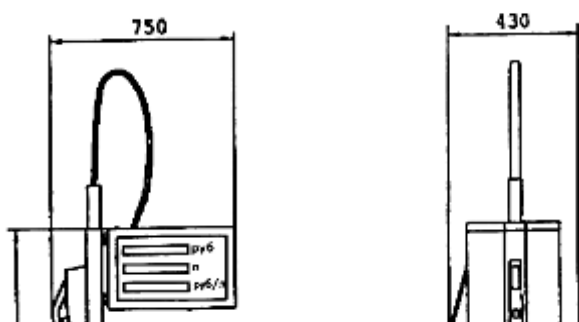
Условное обозначение колонок отечественного производства, в соответствии с ГОСТ 9018-89, имеет вид:

2 КЭД – 50 – 0,25 – 1: (2 – двойная стационарная; К – колонка; Э – с электроприводом; Д – с дистанционным управлением; 50 – расход топлива - 50 л/мин; 0,25 – основная погрешность – 0,25; 1 – с размещением сборочных единиц в одном корпусе).

Топливораздаточные колонки зарубежного производства обозначаются по тому

же принципу. Например, колонки немецкой фирмы "Tankanlagen" обозначаются следующим образом:

EU-MDP -SK5 -10 R DK: (EU - европейское исполнение с системой определителя цены ЕС-2000; MDP – модульная топливозаправочная станция; SK - наличие стойки для рукавов; 5 - количество модулей гидравлики; 10 - количество заправочных устройств; R - расположение заправочных постов с одной стороны; DK - наличие модуля для выдачи дизтоплива.



На рисунке 1, в качестве примера показан общий вид колонки типа "Нара-28".

Колонка состоит из гидравлической части и отсчетного устройства.

Рисунок 1 - Обычный вид колонки на фундаменте

Принцип работы колонки поясняется гидравлической схемой (рис. 2).

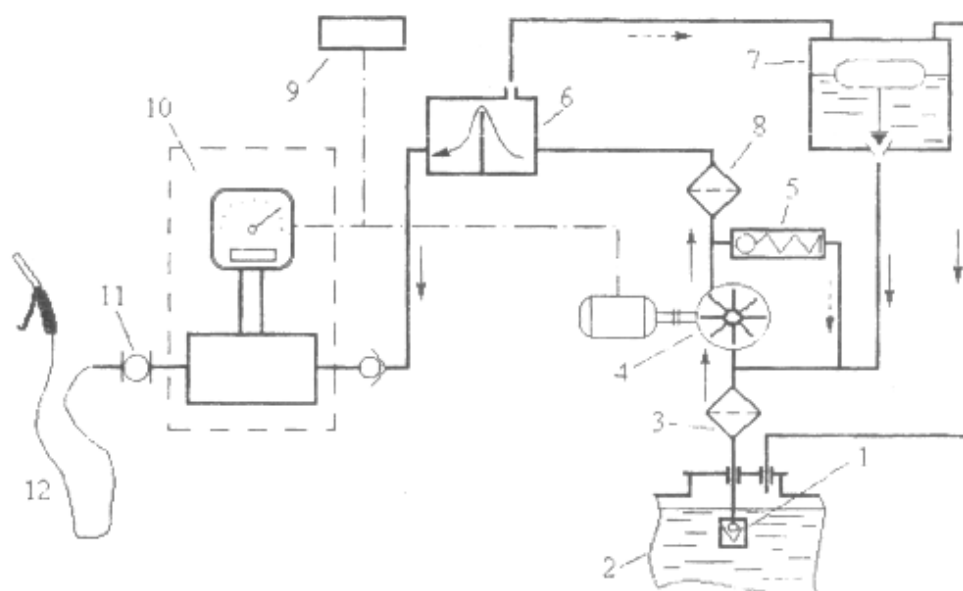


Рис. 2 - Принципиальная гидравлическая схема топливораздаточной колонки:

1-топливоприемник; 2-резервуар; 3-фильтр предварительной очистки; 4-насос с электродвигателем; 5-газоотделитель; 7-поплавковая камера; 8-фильтр тонкой очистки; 9-пульт управления; 10-счетно-дозировующее устройство индикатор потока; 12-раздаточный рукав с краном

На дистанционном устройстве задается доза. Дистанционным устройством может быть пульт, компьютер или кассовый аппарат. При снятии раздаточного крана автоматически включается электродвигатель.

После включения колонки топливо через топливоприемник-1 с обратным клапаном и фильтр предварительной очистки-3 поступает через насос-4 в фильтр тонкой очистки-8 и газоотделитель-5 и 6. В корпусе газоотделителя из-за резкого снижения скорости потока и изменения его

направления происходит интенсивное выделение из жидкости парогазовых пузырьков, которые по трубопроводу поступают в поплавковую камеру-7 и отводятся в резервуар-2. унесенное с пузырьками топливо накапливается и при всплытии поплавок открывает клапан и топливо поступает во всасывающую полость насоса.

Из газоотделителя топливо поступает в проточную часть счетно-дозировочного устройства-10. затем пройдя индикатор-11 для визуального контроля работы колонки, топливо по рукаву поступает к раздаточному крану-12, через который осуществляется заправка техники.

Отсчетные устройства могут быть различных конструкций: механические стрелочные, механические роликовые, электронно-механические, электронные. Они могут отображать информацию только о величине выданной дозы или, дополнительно к этой информации, еще информацию о цене одного литра топлива и стоимости выданной дозы. Все механические отсчетные устройства отображают еще информацию о суммарном количестве топлива, выданного колонкой с момента ее установки на АЗС.

С целью обеспечения возможности выдачи топлива нескольких сортов одной колонкой применяются многорукавные колонки (4, 6 и более рукавов) с самостоятельными гидравлическими системами, работающими на свои рукава. Такие колонки представляют собой сплошные агрегаты, позволяющие сокращать площади, необходимые для установки колонок.

Описанные выше топливораздаточные колонки с насосно-измерительной системой, выделенной в самостоятельный блок удобны в эксплуатации, т.к. они позволяют устанавливать насосно-измерительные 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 насосно-измерительных систем колонок.

Стационарные **маслораздаточные колонки** выпускаются в основном двух типов:

- КМР - колонка маслораздаточная с пневматическим или электроприводом и ручным управлением;

- КМД - колонка маслораздаточная с электроприводом и дистанционным управлением.

Маслораздаточные колонки с электроприводом состоят обычно из двух блоков (собственно колонка и насосная установка), между которыми имеется электрическая связь (рис. 2).

После включения насоса масло при закрытом вентиле начинает заполнять аккумулятор, сжимая находящийся в нем воздух. При увеличении давления до 1,5 МПа срабатывает автоматический гидровыключатель диафрагменного типа, электродвигатель выключается, а обратный клапан закрывается. После этого открывается вентиль, и масло через проточную часть счетно-дозировочного устройства, раздаточный рукав и раздаточный кран подается в заправляемую емкость. Когда давление масла в аккумуляторе снижается до 0,8 МПа, гидровыключатель включает электродвигатель, и заправка продолжается до выдачи заданной дозы масла.

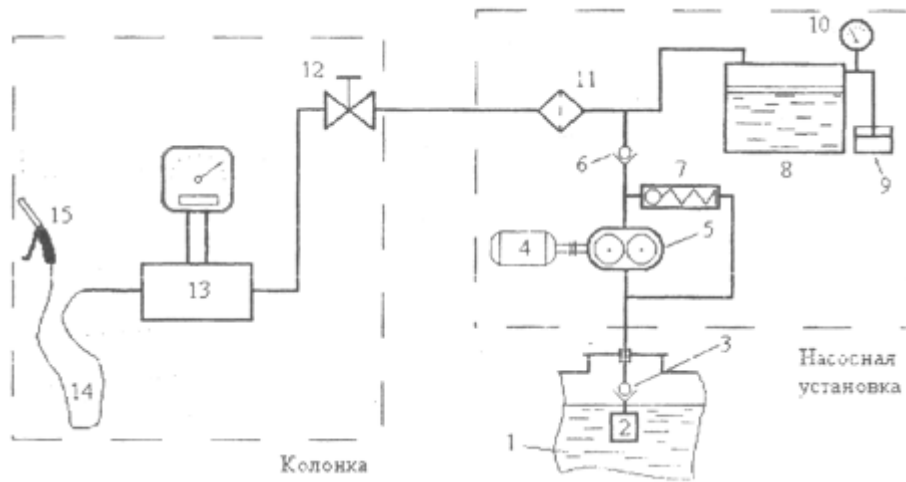


Рис.2 - Гидравлическая схема маслораздаточной колонки:

1-резервуар; 2-маслоприемник; 3-обратный клапан; 4-электродвигатель; 5-насос; 6-обратный клапан; 7-предохранительный клапан; 8-аккумулятор; 9-гидро-выключатель; 10-манометр; 11-фильтр; 12-вентиль; 13-счетно-дозировующее устройство; 14-раздаточный рукав; 15-раздаточный кран.

Предохранительный (перепускной) клапан срабатывает при давлении 1,6 МПа, предотвращая аварийную поломку маслораздаточной колонки при возникновении неисправности автоматического гидравлического выключателя.

Смесераздаточные колонки (рис. 3) имеют узлы и оборудование, применяемое в топливо- и маслораздаточных колонках.

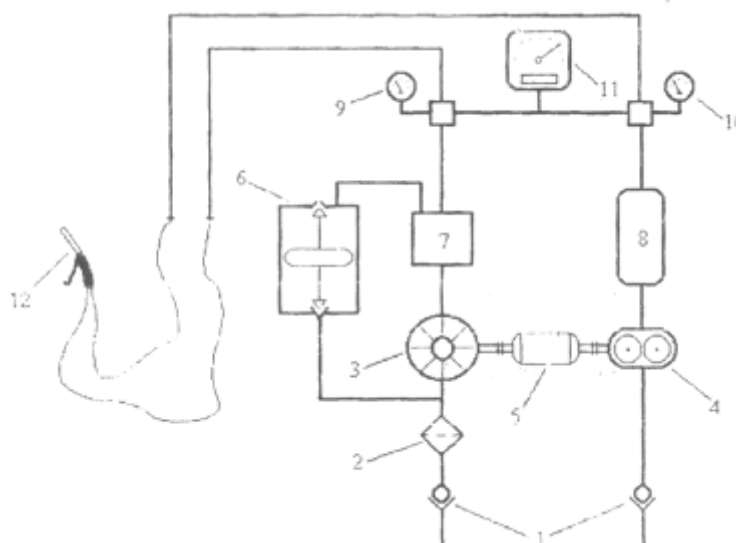


Рис. 3 - Принципиальная гидравлическая схема смесераздаточной колонки

1-обратный клапан; 2-фильтр; 3-топливный насос; 4-масляный насос; 5-электродвигатель; 6-поп-лавковая камера; 7-газоотделитель; 8-промежуточный резервуар; 9-счетчик топлива; 10-счетчик масла; 11-счетное устройство; 12-раздаточный кран.

Смесераздаточные колонки способны выдавать потребителям смесь масла и бензина в различных соотношениях (от 1:12,5 до 1:50) в соответствии с потребностями заправляемой техники (обычно, в зависимости от конструкции колонки, имеется от трех до шести вариантов смесеобразования). Раздаточные краны, которыми укомплектованы топливо-, масло- и смесераздаточные колонки бывают двух типов - с ручным и автоматическим приводом механизма закрытия клапанов.

Практическое занятие № 3

Тема: Подвижные средства транспортирования нефтепродуктов и заправки техники, их конструкция и технологическое оборудование

Цель занятия: изучить конструкцию и устройство технологического оборудования подвижных средств транспортирования нефтепродуктов и заправки техники.

I. Оборудование для транспортирования нефтепродуктов

1.1 Автоцистерны

Транспортировка нефтепродуктов в основном осуществляется с помощью автомобильных цистерн на шасси автомобилей, полуприцепов и прицепов.

Автомобильные цистерны состоят из трех основных частей (рис. 1): силовой установки, шасси и специального оборудования.

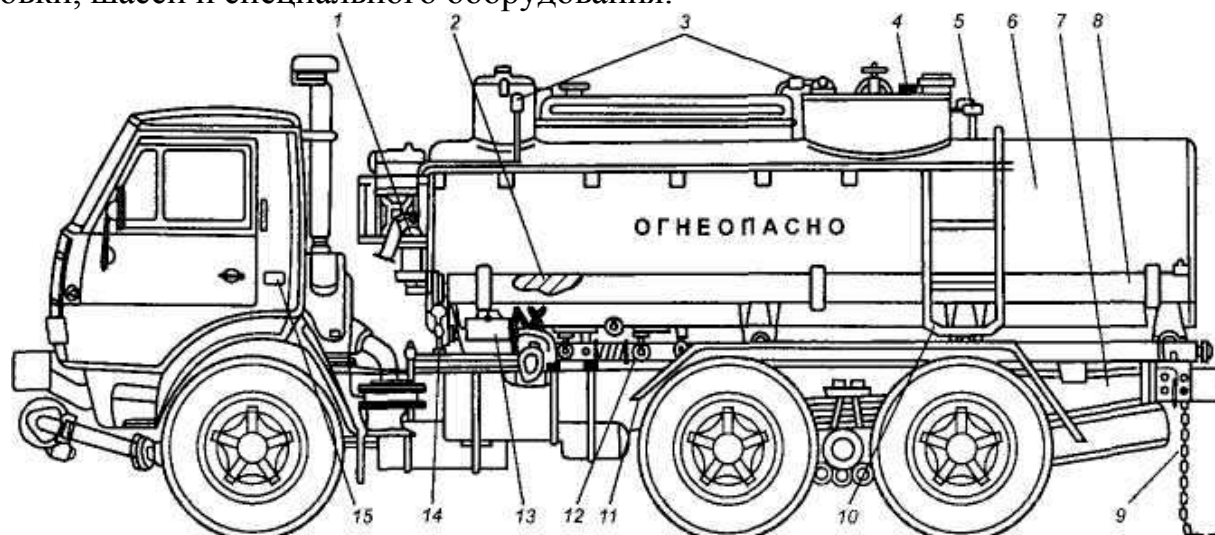


Рис. 1 - Автомобиль-цистерна АЦ-8,7-5320:

1 - огнетушитель; 2 - напорно-всасывающий рукав; 3 - дренажная система; 4 – ре-ечный указатель уровня; 5 - специальное электрооборудование; 6 - цистерна; 7 – шасси; 8 - пенал; 9 - цепь; 10 - лестница; 11 - брызговик; 12 - коммуникации; 13 - щиток; 14 - заземляющее устройство, 15 - табличка

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:

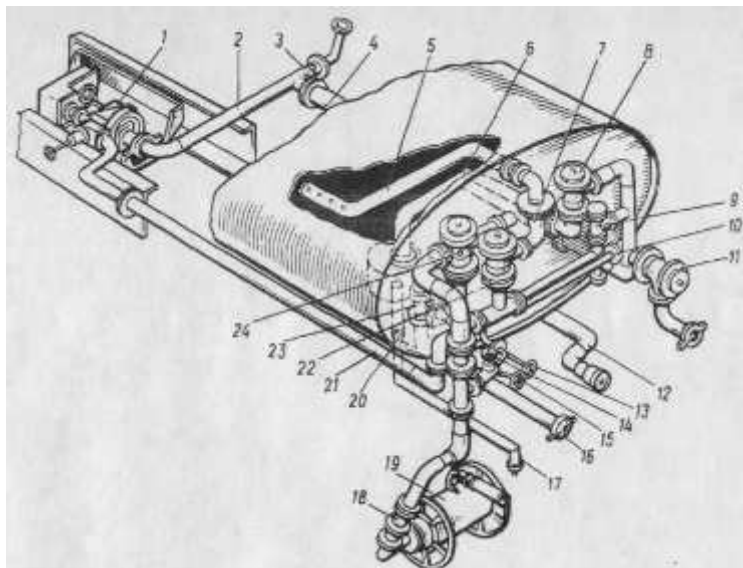
- цистерна в сборе;
- крышка горловины цистерны в сборе;
- гидравлическая система с насосом и арматурой технологической обвязки;
- комплект вспомогательного оборудования (КИП, рукава, шланги, ящики и т.д.);
- комплект запасных частей, инструмента и принадлежностей (ЗИП);
- комплект противопожарного оборудования.

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.

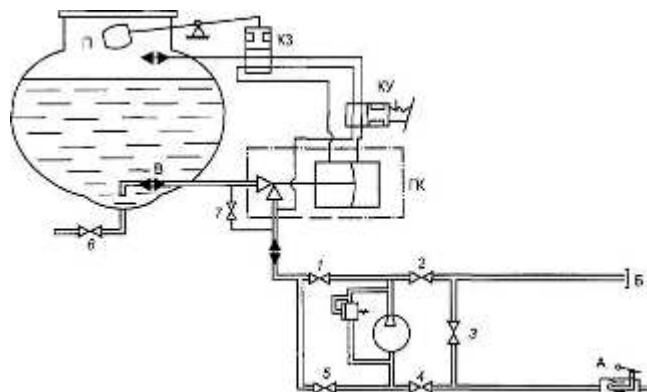
Гидравлическая система транспортной цистерны, обеспечивает выполнение сливо-наливных операций и состоит из самовсасывающего насоса, арматуры и трубопроводов.



1 — насос; 2 — заборный трубопровод; 3 — фильтр предварительной очистки; 4 — трубопровод; 5 — наливной трубопровод; 6 — трубопровод забора топлива из цистерны; 7 — обратный клапан; 8, 11, 22, 24 — гидро-пневматические клапаны Ду-70; 9 — перепускной клапан; 10 — трубопровод откачки; 12 — подстыковочный трубопровод; 13, 23 — задвижки с удлинителем Ду-65; 14, 15 — вентили; 16 — трубопровод наполнения (слива самотеком); 17 — заглушка; 18 — компенсатор; 19 — катушка раздаточного рукава; 20 —

сливная труба; 2I — напорный трубопровод

Рис. 2. Гидравлическая система автомобиля-цистерны АЦ-8,5-255Б:
Технологическая схема автоцистерны показана на рис. 3.



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

Рис. 3 - Принципиальная технологическая схема транспортной автоцистерны:

Таблица 1 Основные технические характеристики автомобилей-цистерн

Показатели	АЦ-5,5-4320	АЦ-7-4310	АЦ-8,5-255Б	АЦ-10-260	АЦ-9-5320	ПЦ-4,2-754В	ПЦ-6,7-5207В	ПЦ-9-8350	ПЦМ-6,7-8925
Перевозимый продукт	Светлые нефтепродукты								Масло
Базовые шасси	Автомобиль					Автоприцеп			
	Урал-4320	Камаз-4310	Краз-255Б	Краз-260	Камаз-5320	ИАПЗ-754В	МАЗ-5207В	ГКБ-8350	МАЗ-8925
Эксплуатационная вместимость, л	5500	7000	8500	10000	8700	4200	6700	9100	6700
Насос	СВН-80А	СВН-80А	СЦН-75-70	СЦН-75-70	СЦЛ-20-24а	ручной	ручной	-	-
Фильтр	ФГН-30	ФГН-30	ФГН-60	-	-	-	-	-	-
Счетчик	ШЖУ-40	ШЖУ-40	ШЖУ-40	-	-	-	-	-	-
Время слива нефтепродукта из цистерны с помощью (мин): насоса самотеком	8-9	15	11	15	9	-	-	-	-
	12-15	16	40	27	23	15-20	22	25	20

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.

1.2 Бортовой автотранспорт

Перевозка НП-тов бортовым автотранспортом осуществляется в резервуарах и таре. Для светлых НП-тов используют цилиндрические горизонтальные металлические резервуары Р-4; Р-6; Р-8; Р-20, а для темных НП-тов: РП-4М и РП-20М.

Конструктивные отличия (от резервуаров хранения):

- нижний конец сливно-наливной трубы закреплен в гнезде специального кронштейна, что исключает деформацию трубы при транспортировании;

- дыхательные клапаны при транспортировании не используются, для соединения газового пространства служит дренажный патрубок;

- для погрузки, выгрузки и крепления в кузове имеются подъемные скобы и крепежные цапфы;

- резервуары вместимостью 6, 8 и 20 м³ снабжены поперечными волнорезами.

В качестве тары используют стальные бочки вместимостью 100, 200, 290 л, которые по конструктивным особенностям делятся:

- с несъемными днищами и сливно-наливной горловиной (для жидких НП-тов);

- с широкой горловиной на днище (для вязких НП-ов и пластичных смазок);

- со съемным верхним днищем (для пластичных смазок).

Кроме того используют стальные и пластмассовые канистры, бидоны, бутылки вместимостью от 0,5 до 20 л. Эта тара используется в основном для транспортирования и хранения масел, пластичных смазок и специальных жидкостей (тормозных, гидравлических, охлаждающих, электролита и т.п.).

Основные сведения о грузовых автомобилях

Показатель	Автомобили						
	УАЗ-3303	Газель	Бычок	ГАЗ-53А	ЗИЛ-130-76	Урал-377Н	КамАЗ-5320

Грузоподъемность, т	0,8			4,5	6,0	7,5	8,0
Масса автомобиля, т				3,25	4,30		7,08
Колесная формула	4x4			4x2	4x2	6x4	6x4
Допустимая масса буксируемого прицепа, т	1,0			4,0	8,0	10,0	11,5
Дорожный просвет, мм				265	270		280
Наибольшая скорость, км/ч	95			80	90	75	80-100
Расход топлива, л/на 100 км	13			24,0	29,0	45,0	26
Внутренние размеры платформы, мм:							
Длина	2600			3740	3552	4500	5200
Ширина	2044			2380	2500	2500	2500
Высота	425			680	575	715	500

II Оборудование для заправки техники

Автомобили-топливозаправщики (АТЗ) предназначены для заправки техники, а также для транспортирования и временного хранения топлива.

АТЗ может выполнять следующие операции: производить заправку баков автомобилей; заполнять собственную цистерну топливом из резервуара; перекачивать топливо из одного резервуара (цистерны) в другой или в баки автомобилей, минуя свою цистерну.

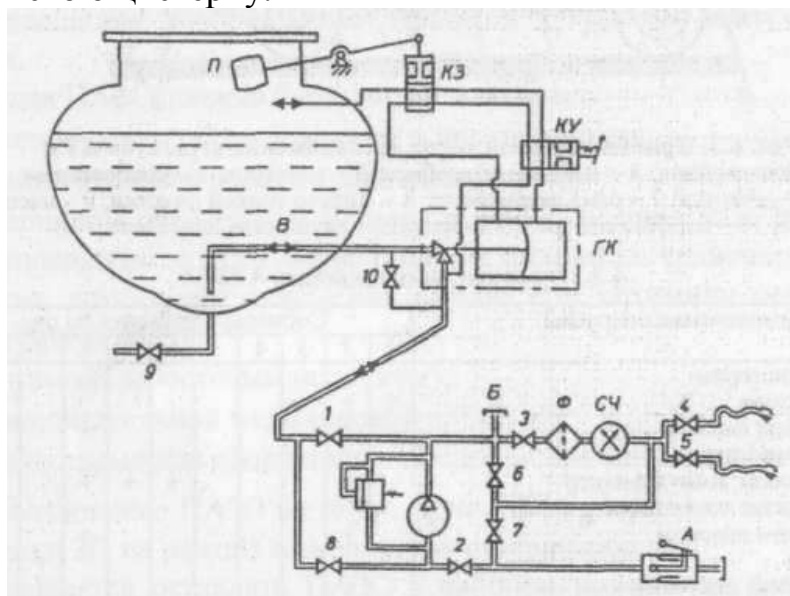


Рис. 3 – Унифицированная технологическая схема АТЗ

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 – клапан управления; Ф – фильтр; СЧ – счетчик

Таблица 2 Основные технические характеристики АТЗ

Показатели	АТЗ-4,4-131	АТЗ-9,3-260	ТЗ-2-66Д	АТЗ-7-4310	АТМЗ-5,5-4310	АТМЗ-5-4320
Базовое шасси	ЗИЛ-131	КрАЗ-260	ГАЗ-66	КамАЗ-4310	КамАЗ-4310	Урал-4320
Эксплуатационная емкость цистерны, л	4400	9300	2000	7000	5500	5000
Производительность раздаточной системы, л/мин	400	870	240	350	750	750
Насос: марка	СВН-80А	СЦН-75-70	СВН-80А	СВН-80А	СЦЛ-20-24	СЦЛ-20-24
Счетчик: марка	ШЖ-40С-6	ЛЖ-100-10	ШЖ-40С-6	ШЖ-40С-6	ШЖУ-40С-6	ШЖУ-40С-6
Фильтр: марка	ФГН-30	ФГН-60	СБ-0580	ФГН-30	ФГН-60	ФГН-60
Время заполнения цистерны своим насосом, мин	10	25	12	15	10	10
Время слива самотеком, мин	38	—	16	—	17	17
Время разворачивания (свертывания), мин	5	5-10	5(5)	5(5)	5(5)	5(5)

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4

Тема: ОПРЕДЕЛЕНИЕ НОРМАТИВНЫХ ПОТЕРЬ НЕФТЕПРОДУКТОВ.

Цель занятия: научиться определять нормативные потери нефтепродуктов на основе норм естественной убыли.

В процессе транспортирования, хранения нефтепродуктов и заправки автомобильной техники некоторая их часть безвозвратно теряется. Потери, которые на современном уровне технического оснащения нефтескладов и топливозаправочных пунктов автотранспортных предприятий не могут быть устранены. Для этого случая руководящими документами устанавливаются нормативные потери нефтепродуктов, которые определяются на основании норм естественной убыли.

Под нормой естественной убыли понимаются предельно допустимая величина безвозвратных потерь нефтепродуктов, происходящих непосредственно при транспортных, нефтескладских и заправочных операциях.

Нормы естественной убыли нефтепродукта зависят от его физико-химических свойств, климатической зоны, периода года, а также от условий хранения, транспортирования и т.п..

а) В зависимости от физико-химических свойств нефтепродукты делятся на группы:

1. Бензины автомобильные.
2. Бензины авиационные, изооктан технический и др.
3. Керосин технический и др.
4. Топливо дизельное ДЗ и ДА, керосин осветительный и др.

5. Топливо дизельное ДЛ, топливо моторное для средне- и малооборотных дизелей, топливо печное и др.

6. Мазут, масла смазочные, битумы жидкие и др.

7. Пластичные смазки, битумы твердые, другие твердые нефтепродукты.

8. Сырая нефть.

б) Для применения норм естественной убыли вся территория России разделена на климатические зоны.

В 1-ю зону входят:

Республики Бурятия, Карелия, Якутия-Саха, часть Коми (города Воркута, Инта, Печора), Красноярский край, области – Амурская, Иркутская, Мурманская, Томская, а также национальные округа – Ненецкий, Таймырский, Ханты-Мансийский, Чукотский, Эвенский, Ямало-Ненецкий.

В 3-ю зону входят:

Краснодарский и Ставропольский края, области – Астраханская, Волгоградская и Ростовская.

Остальные регионы входят во 2-ю зону.

в) Нормы естественной убыли нефтепродуктов установлены для двух периодов года – осеннее - зимнего (с 1 октября по 31 марта) и весеннее – летнего (с 1 апреля по 30 сентября) и зависят от типа резервуаров, наличия

оборудования для защиты от потерь (понтонны, газовая обвязка и т.п.)

г) При подогреве нефтепродукта от 11 до 20 °С в осеннее – зимний период соответствующая норма осенне – зимнего периода увеличивается в 1,5 раза; при подогреве от 21 до 30 °С используется норма весеннее – летнего периода, увеличенная в 1,5 раза, при подогреве от 31 до 50 °С – та же норма, увеличенная в 2 раза, а при подогреве свыше 50 °С – в 3 раза.

Нормы всех видов естественной убыли нефтепродуктов приведены в таблицах 1...4.

Таблица 1
Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме
и хранении, K_1 , кг/т

Тип резервуара	Группа нефтепродуктов	Климатическая зона		
		1	2	3
Наземный	1 (прием)	0,22/0,37	0,24/0,41	0,30/0,49
	1 (хранение)	0,23/0,66	0,32/0,90	0,38/1,11
	2 (прием)	0,20/0,36	0,22/0,39	0,22/0,47
	2 (хранение)	0,17/0,64	0,27/0,84	0,37/1,07
	3	0,08/0,15	0,11/0,18	0,12/0,20
	4	0,08/0,11	0,08/0,11	0,08/0,11
	5	0,03/0,03	0,03/0,03	0,03/0,03
	6	0,12/0,12	0,12/0,12	0,12/0,12
Заглубленный	1 (прием)	0,14/0,31	0,20/0,36	0,20/0,42
	1 (хранение)	0,07/0,15	0,07/0,21	0,08/0,28
	2 (прием)	0,12/0,31	0,15/0,34	0,15/0,42
	2 (хранение)	0,05/0,14	0,06/0,18	0,06/0,22
	3	0,07/0,08	0,07/0,09	0,07/0,12

	4	0,07/0,08	0,07/0,08	0,07/0,08
	5	0,02/0,02	0,02/0,02	0,02/0,02
	6	0,12/0,12	0,12/0,12	0,12/0,12

Примечание: в числителе приведено значение показателя для осенне-зимнего периода, а в знаменателе – для весенне – летнего.

Таблица 2

Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении и отпуске на топливозаправочных пунктах (АЗС), K_2 , кг/т

Тип резервуара	Группа нефтепродуктов	Климатическая зона		
		1	2	3
Наземный	1	0,38/0,60	0,54/0,99	0,72/1,50
	4	0,02/0,02	0,03/0,03	0,03/0,03
	5	0,02/0,02	0,03/0,03	0,03/0,03
	6	0,12/0,12	0,12/0,12	0,12/0,12
Заглубленный	1	0,23/0,30	0,36/0,40	0,48/0,56
	4	0,01/0,02	0,01/0,02	0,01/0,02
	5	0,01/0,02	0,01/0,02	0,01/0,02
	6	0,12/0,12	0,12/0,12	0,12/0,12

Таблица 3

Нормы естественной убыли нефтепродуктов при выдаче в автотранспортные средства, K_3 , кг/т

Группа нефтепродуктов	Климатическая зона		
	1	2	3
1	0,04/0,13	0,07/0,19	0,10/0,20
2	0,03/0,09	0,05/0,13	0,07/0,15
3	0,01/0,02	0,01/0,02	0,01/0,02
4	0,01/0,02	0,01/0,02	0,01/0,02
5	0,01/0,02	0,01/0,02	0,01/0,02

Таблица 4

Нормы естественной убыли нефтепродуктов 7 группы, K_4 , кг/т

Операция	Климатическая зона		
	1	2	3
Прием	0,11	0,11	0,12
Отпуск	0,01	0,01	0,01

ЗАДАНИЕ

Определить нормативные потери нефтепродуктов вследствие естественной убыли за год на автотранспортном предприятии.

Исходные данные. Месячный расход автобензина 60 т, дизельного топлива 30 т. В осенне – зимний период используется дизельное топливо ДЗ, в летнее ДЛ.

50 % топлив и все смазочные материалы выдаются через топливозаправочный пункт, а 50 % топлив – автотопливозаправщиками. Расход масел составляет 2,8%, пластичных смазок – 0,2% от расхода топлив. В зимнее время подогрев масел при выдаче осуществляется – в декабре до 30 °С, в январе – до 60 °С, в феврале – до 40 °С, в остальные месяцы подогрев не применяется.

Таблица 5
Варианты заданий

Вариант	Климатическая зона	Способ установки резервуаров		№ вар.	Климатическая зона	Способ установки резервуаров	
		На складе	На ТЗП			На складе	На ТЗП
1	1	Заглубл.	Заглубл.	9	3	Наземн	Наземн.
2	2	Заглубл.	Заглубл.	10	1	Заглубл.	Наземн.
3	3	Заглубл.	Заглубл.	11	2	Заглубл.	Наземн.
4	1	Наземн.	Заглубл.	12	3	Заглубл.	Наземн.
5	2	Наземн	Заглубл.	13	1	50%Заглуб	Наземн.
6	3	Наземн	Заглубл.	14	2	50%Заглуб	Наземн.
7	1	Наземн	Заглубл.	15	3	50%Заглуб	Наземн.
8	2	Наземн	Заглубл.	16	1	50%Заглуб	Наземн.

Порядок выполнения

1. Определяем годовой расход нефтепродуктов:

$$Q_G^B = Q_M^B \cdot 12 ; \quad Q_G^{DT} = Q_M^{DT} \cdot 12 ; \quad Q_G = Q_G^B + Q_G^{DT}$$

$$q_G^M = Q_G \cdot 2,8\% \quad q_G^{IC} = Q_G \cdot 0,2\%$$

2. Определяем потери нефтепродуктов на складе:

$$\Delta Q_i = Q_i \cdot K_1$$

где K_1 – принимаем из таблицы 1

3. Определяем потери нефтепродуктов на ТЗП

$$\Delta Q_i = Q_i \cdot K_2$$

где K_2 – принимаем из таблицы 2

4. Определяем потери нефтепродуктов при выдаче в автотранспортные средства:

$$\Delta Q_i = Q_i \cdot K_3$$

где K_3 – принимаем из таблицы 3

5. Определяем потери пластичных смазок:

$$\Delta q_{\text{пс}} = q_{\text{г}} \cdot (K_4^{\text{нр}} + K_4^{\text{ом}})$$

где K_4 – принимаем из таблицы 4.

6. Определяем общие потери нефтепродуктов:

$$\Delta Q_{\text{общ}} = \sum_{i=1}^{i=n} \Delta Q_i$$

$$\Delta q_{\text{общ}} = \sum_{i=1}^{i=n} \Delta q_i$$

7. Выводы:

Контрольные вопросы

1. Понятие естественной убыли нефтепродуктов?
2. Что называется нормой естественной убыли нефтепродуктов?
3. Зависимость норм естественной убыли нефтепродукта от его физико-химических свойств?
4. Зависимость норм естественной убыли нефтепродукта от климатических зон?
5. Зависимость норм естественной убыли нефтепродукта от периодов года?
6. Зависимость норм естественной убыли нефтепродукта от его подогрева?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5

Тема: Определение фактических потерь нефтепродуктов при приеме, хранении и заправке техники

Цель занятия: научиться определять фактические потери нефтепродуктов при приеме, хранении и заправке техники.

Фактические потери нефтепродуктов при нефтескладских, транспортных и заправочных операциях не совпадают с нормативными потерями, определению которых было посвящено ЛПЗ № 2. Эти потери связаны с испарением нефтепродуктов при больших и малых дыханиях, с подтеканием через сальники насосов и запорной арматуры, за счет неполного слива из заправочных устройств (раздаточных кранов и рукавов). Для определения величин этих потерь существуют расчетные методы.

При малых дыханиях резервуаров потери нефтепродуктов составляют:

$$G_{\text{МД}} = 10V_{\text{зн}} \left(\frac{P_a - P_{\text{кв}} - P_{y1}}{T_1} - \frac{P_a - P_{\text{кд}} - P_{y2}}{T_2} \right) \cdot \frac{P_y}{P - P_y} \cdot \frac{M_6}{R}, \quad (1)$$

где V – объем газового пространства резервуара, м^3 ; P_a – атмосферное давление, мПа ; $P_{\text{кв}}$ и $P_{\text{кд}}$ – соответственно давления открытия клапанов вакуума и давления дыхательного устройства резервуаров, мПа ; P_{y1} и P_{y2} – соответственно упругость паров нефтепродукта при температурах T_1 и T_2 , мПа ; T_1 и T_2 –

температура газового пространства резервуара в начальный период и конечный периоды, К; $P = P_a + P_{кд}$ – абсолютное давление в газовом пространстве резервуара, мПа; P_y – средняя упругость паров нефтепродукта, мПа; M_6 – средняя молекулярная масса паров нефтепродукта, кг/моль; $\bar{R} = 8,314$ Дж/моль·К – универсальная газовая постоянная.

$$P_y = \frac{P_{y_1} + P_{y_2}}{2}, \quad (2)$$

Для определения средней молекулярной массы паров нефтепродукта можно воспользоваться эмпирической формулой:

$$M_6 = 50 + \frac{80}{P_{20}}, \quad (3)$$

где P_{20} – упругость паров нефтепродукта при 20 °С, кПа.

Потери нефтепродукта при больших дыханиях ($G_{бд}$, кг), учитывая объем газового пространства резервуара приближенно можно определить из уравнения:

$$G_{бд} = 3CV_{гп}, \quad (4)$$

где C – объемная концентрация паров нефтепродукта в паровоздушной смеси.

$$C = \frac{P_{yt}}{P_a + P_{yt}}, \quad (5)$$

где P_{yt} – упругость паров нефтепродукта при температуре t °С, мПа.

ЗАДАНИЕ

Определить фактические потери бензина на складе ТСМ автотранспортного предприятия за год.

Исходные данные:

Расход автомобильного бензина и климатическая зона те же, что и в задании к практическому занятию № 2. Установка резервуаров на складе – наземная.

Средние потери от утечек при исправном нефтескладском оборудовании составляют:

1 через торцевые уплотнения насосов – $K_1 = 5$ мл/мин (во время перекачки);

2 через сальниковые уплотнения задвижек и вентилях – 1 капля в минуту (объем капли $K_2 = 0,05$ мл), при открытой запорной арматуре;

3 потери при заправке техники составляют в среднем $K_3 = 50$ мл на одну заправку за счет остатка в раздаточном кране и рукавах.

Средняя доза заправки автомобиля $K_4 = 70$ л

Для перекачки бензина в резервуары, выдачи из резервуаров склада на ТЗП использовались насосы СВН-80 с подачей $h = 500$ л/мин. Количество одновременно открытых задвижек при перекачках – пять.

Дыхательные клапаны на резервуарах отрегулированы на давление $P_{кд} = 0,06$ МПа и вакуум $P_{кв} = 0,02$ МПа.

$R = 8,314$ Дж/моль·К – универсальная газовая постоянная.

Коэффициент заполнения резервуаров $0,9 \dots 0,95$

Плотность бензина $\rho = 750 \text{ кг/м}^3$.

Варианты задания

В.	Резервуары				№ В.	Резервуары			
	Склада		ТЗП			Склада		ТЗП	
	Кол-во	Марка	Кол-во	Марка		Кол-во	Марка	Кол-во	Марка
1	4	P-50			9	6	P-50		
2	8	P-25			10	8	P-20		
3	10	P-20			11	10	P-25		
4	2	P-50			12	5	P-20		
	4	P-25				2	P-50		
5	10	P-10			13	2	P-50		
	2	P-50				4	P-25		
6	6	P-25			14	8	P-25		
	1	P-50							
7	6	P-20			15	20	P-10		
	3	P-25							
8	5	P-20			16	2	P-50		
	2	P-50				4	P-25		

Упругость паров бензина составляет:

Температур а, °С	Значение, МПа	Температур а, °С	Значение, МПа
- 20	0,015	30	0,065
- 10	0,019	40	0,09
0	0,025	50	0,12
10	0,041	60	0,15
20	0,05	70	0,2

Суточные колебания температуры
в газовом пространстве резервуара составляют:

1-я климатическая зона:

октябрь	от -10 °С до 0 °С	апрель	от -10 °С до +10 °С
ноябрь	от -20 °С до -10 °С	март	от 0 °С до +10 °С
декабрь	от -20 °С до -10 °С	июнь	от +10 °С до +30 °С
январь	от -20 °С до -10 °С	июль	от +10 °С до +30 °С
февраль	от -20 °С до 0 °С	август	от +10 °С до +30 °С
март	от -10 °С до 0 °С	сентябрь	от 0 °С до +20 °С

2-я климатическая зона – все температуры на 10 градусов выше;

3-я климатическая зона – все температуры на 10 градусов выше.

Технические характеристики стальных горизонтальных
Резервуаров для нефтепродуктов (ГОСТ 17032)

Марка	Вместимость, м ³		Габаритные размеры, мм			Толщина листа, мм		Масса, кг
	полная	номинальная	длина	диаметр	высота	днища	обечайки	
Р-4	4,1	4	2873	1378	1624	4	4	755
Р-6	6	5,9	3035	1593	1846	4	4	1082
Р-8	8,3	8	4263	1593	1846	4	4	1332
Р-10	11,2	10	3318	2228	2403	4	4	1036
Р-20	20,9	20	4770	2483	2741	5	4	1791
Р-25	25,7	25	4840	2768	2961	5	4	1875
Р-50	54,18	50	9610	2770	2961	5	5	3390
Р-60	63,77	60	11100	2770	3078	5	5	4630
Р-75	76,61	75	9760	3250	3310	5	4	4243
Р-100	101,33	100	12764	3250	3310	5	4	5325

Расход автомобильного бензина и климатическая зона то же, что и в задании к ЛПЗ № 2. Установка резервуаров на складе – наземная.

Порядок выполнения

1. Определяем фактические потери бензина ($G_{мд}$, м³) в резервуарах при малых дыханиях по месяцам:

$$G_{мд_i} = 10V_{гп} \left(\frac{P_a - P_{кв} - P_{y1_i}}{T_{1_i}} - \frac{P_a - P_{кд} - P_{y2_i}}{T_{2_i}} \right) \cdot \frac{P_y}{P - P_y} \cdot \frac{M_b}{R}$$

2. Определяем суммарные фактические потери бензина ($G_{мд}$, м³) в резервуарах при малых дыханиях за год:

$$G_{мд}^2 = \sum_{i=1}^{i=n} G_{мд_i}$$

3. Определяем фактические потери бензина ($G_{бд}$, кг) в резервуарах при больших дыханиях по месяцам:

$$G_{бд_i} = 3C_i V_{гп}$$

4. Определяем суммарные фактические потери бензина ($G_{бд}$, кг) в резервуарах при больших дыханиях за год:

$$G_{бд}^2 = \sum_{i=1}^{i=n} G_{бд_i}$$

5. Определим годовые потери бензина через торцовые уплотнения насосов:

6. Определим годовые потери бензина через сальниковые уплотнения задвижек и вентиляей:

7. Определим годовые потери бензина при заправке техники:

8. Определим общие годовые фактические потери бензина на нефтескладе:

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6

Тема: Планирование расхода топлива в автотранспортном предприятии

Цель занятия: научиться планировать расход нефтепродуктов в автотранспортном предприятии с учетом линейных норм расхода топлива и надбавок к ним, в связи с условиями эксплуатации.

Планирование расхода топлива осуществляется исходя из плана транспортных работ предприятия и линейных норм расхода топлива при выполнении этих работ.

Линейные нормы расхода топлива устанавливаются для каждой марки автомобиля в литрах на 100 км пробега и на 100 т·км транспортной работы. При работе автомобилей в условиях, имеющих отклонения от дорожных, климатических и эксплуатационных условий, для которых установлены линейные нормы, вводятся надбавки к норме расхода.

Нормативный расход нефтепродуктов на транспортные работы (включая пассажирские перевозки) составляют за год для каждого вида топлива:

$$Q_{TP}^r = \sum_{i=1}^{i=n} m \left(H_{Li} \frac{L_i}{100} + H_{Ti} \frac{W_i}{100} \right) \cdot \left(1 + \frac{D_i}{100} \right),$$

где H_{Li} –линейная норма расхода топлива на 100 км пробега автомобиля i -й марки, л; H_{Ti} - норма расхода топлива на 100 т·км транспортной работы грузового автомобиля i -й марки, л; L_i – средний годовой пробег автомобиля i -й марки, км; W_i – транспортная работа грузового автомобиля за пробег L_i , т·км; n – количество марок автомобилей, потребляющих данный вид топлива, ед; m – количество

автомобилей i -й марки, ед; D_i – надбавка к нормам расхода топлива при работе автомобилей i -й марки, %.

Таблица 1 Линейные нормы расхода топлива на 100 км пробега легковых автомобилей и автобусов

Модель и марка автомобилей	Тип	Норма расхода топлива, л	Модель и марка автомобилей	Тип	Норма расхода топлива, л
УАЗ-469	легковой	16	РАФ (все марки)	Автобус	15
ГАЗ-24; ГАЗ-31	легковой	13	УАЗ-450,451	Автобус	17
Москвич (кроме 2141)	легковой	10	УАЗ-452	Автобус	18
			ПАЗ-652	Автобус	26
Москвич 2141	легковой	9	ПАЗ-662	Автобус	28
ВАЗ-2101...2107	легковой	8,5	ПАЗ-672	Автобус	35
ВАЗ - 2121	легковой	12	ЛиАЗ-677	Автобус	54
ВАЗ-2108, 2109	легковой	7,9	ЛАЗ-695	Автобус	41

Таблица 2

Линейные нормы расхода топлива на 100 км пробега грузовых автомобилей

Модель и марка автомобилей	Тип	Норма расхода топлива, л	Модель и марка автомобилей	Тип	Норма расхода топлива, л
УАЗ-451	Бортовой	15	КаМАЗ-53223	Бортовой	25,5
ГАЗ-51А	Бортовой	21,5	ЗИЛ-133 ГЯ	Бортовой	25,5
ГАЗ-52 (кроме 52-07)	Бортовой	22	КаМАЗ-5320	Бортовой	25
ГАЗ-53 (кроме 53-07)	Бортовой	25	УАЗ-450	Повышенной проходимости	17
ЗИЛ-130,ЗИЛ-164	Бортовой	31	ГАЗ-66		29
ЗИЛ-133 кроме ГЯ	Бортовой	38	ЗИЛ-157		39
Урал-355	Бортовой	30	ЗИЛ-131		42
Урал-377	Бортовой	44	УРАЛ-375		61
ГАЗ-52-07	Бортовой	30	САЗ-2500	Самосвал	29

ГАЗ-53-07	Бортовой	37	ГАЗ-93	Самосвал	23
МАЗ-500	Бортовой	23	ЗИЛ-ММЗ-585	Самосвал	36
ЗИЛ-138	Бортовой	42	КаМАЗ-5511	Самосвал	34

Линейные нормы расхода на 100 т·км транспортной работы для грузовых автомобилей составляют:

- автомобильного бензина – 2,0 л;
- дизельного топлива – 1,3 л;
- сжиженного газа – 2,5 л.

Надбавки к нормам расхода для условий работы, отличающихся от тех, для которых установлены линейные нормы, составляют:

- при работе автомобилей с прицепами на 1 т собственной массы прицепа: автомобильного бензина – 2 л, дизельного топлива – 1,3 л, сжиженного газа -2,5 л (масса находящегося в прицепе груза учитывается при определении расхода топлива на транспортную работу);
- при работе автомобилей самосвалов: 0,25 л на одну езду (независимо от типа двигателя и грузоподъемности);
- при работе автомобилей в зимнее время (при установившейся среднесуточной температуре воздуха ниже 0°С):
для Юга России – 5 % от нормы расхода; для ЦЧР – 7,5 %; для ЦНЧР – 10 %; для Севера – 15 %; для Крайнего Севера – 20 %;
- при работе автомобилей в тяжелых дорожных условиях (сезонная распутица, снежные и песчаные заносы) – 30 % (на срок не более 1 месяца);
- при работе на дорогах со сложным планом (наличие в среднем более 5 закруглений радиусом менее 40 м на 1 км пути) – 10 % от нормы расхода;
- при учебной езде – до 20 % от нормы расхода;
- при движении по полю во время проведения с/х работ, вывозе леса с лесных участков, работе в карьерах с тяжелыми дорожными условиями – 20 % от нормы расхода (до выезда на оборудованную дорогу);
- на работу оборудования специализированных автомобилей – 10 %.

Потребность в топливе для технического обслуживания и ремонта автомобилей определяется для каждого вида топлива по формуле:

$$Q_{TO}^{\Gamma} = \sum_{i=1}^{i=n} (K_{TO_i} \cdot H_{TO_i} + K_{TP_i} \cdot H_{TP_i} + K_{KP_i} \cdot H_{KP_i}) ,$$

где H_{TO_i} ; H_{TP_i} ; H_{KP_i} - нормы расхода топлива соответственно на техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт автомобиля i-й марки, л;

K_{TO_i} ; K_{TP_i} ; K_{KP_i} - количество соответственно технических обслуживаний, текущих и капитальных ремонтов автомобилей i-й марки, произведенных в течение года; n – количество марок автомобилей, использующих данный вид топлива, ед.

Таблица 3

Нормы расхода топлива на техническое обслуживание (ТО), текущий (ТР) и капитальный ремонт (КР) автомобилей

Автомобили	Норма расхода, л					
	бензина			дизельного топлива		
	ТО	ТР	КР	ТО	ТР	КР
Грузовые:						
типа ГАЗ	5,28	26,4	33,2	-	-	-
ЗИЛ	5,28	25,8	66,5	-	-	-
УАЗ	1,68	12,0	21,35	-	-	-
КаМАЗ	-	0,38	0,24	62,7	47,7	71,2
МАЗ	-	0,68	0,45	85,8	29,8	44,7
КрАЗ	-	0,88	0,6	144,0	38,8	58,2
Легковые	1,2	8,6	15,3	-	-	-

Общий расход топлива данного вида находится по формуле:

$$Q^Г = Q_{ТР}^Г + Q_{ТО}^Г$$

ЗАДАНИЕ

Определить годовую потребность в автомобильном бензине и дизельном топливе при эксплуатации и техническом обслуживании автомобилей в автотранспортном предприятии.

Исходные данные.

Среднесуточный пробег автомобилей составляет: для грузовых – 186 км; для легковых – 211 км; для автобусов – 85 км.

Количество рабочих дней в году – 200. Техническое обслуживание проводится: грузовых автомобилей – через 3000 км пробега, автобусов – 3500 км и легковых автомобилей – через 4000 км.

Показатели использования автомобилей при выполнении транспортной работы: коэффициент использования пробега $\beta = 51,5 \%$, динамический коэффициент использования грузоподъемности $\gamma_d = 85 \%$.

Продолжительность зимнего периода в ЦНЧР принимаем – 5 месяцев, в ЦЧР – 4 мес., в Северном районе (СР) – 6 месяцев.

Количество автомобилей в автотранспортном предприятии и климатические условия эксплуатации по вариантам приведены в таблице.

Варианты задания

№ варианта	Марка автомобиля	Кол-во автомобилей	Климатическая зона	№ варианта	Марка автомобиля	Кол-во автомобилей	Климатическая зона
1	ЗИЛ-130	50	ЦНЧР	9	ЗИЛ-133	50	СР
	МАЗ-500	30			Маз-500	20	
	ГАЗ-31	5			Москвич	5	

2	Урал-375 КаМАЗ-5320 ВАЗ-2121	40 20 10	ЦНЧР	10	ГАЗ-51А КаМАЗ-5511 ЛАЗ-695	60 20 3	СР
3	ЗИЛ-130 МАЗ-500 Москвич-2141	50 20 5	ЦНЧР	11	ЗИЛ-157 КаМАЗ-5320 ВАЗ-2107	30 20 5	СР
4	ГАЗ-51А КаМАЗ-5320 ЛАЗ-695	60 20 2	ЦНЧР	12	ЗИЛ-130 МАЗ-500 ПАЗ-652	60 10 5	СР
5	ЗИЛ-157 КаМАЗ-5320 УАЗ-469	30 20 5	ЦНЧР	13	ГАЗ-66 ЗИЛ-133 ГАЗ-31	50 30 10	СР
6	ЗИЛ-130 КаМАЗ-5320 ПАЗ-652	60 10 5	ЦНЧР	14	Урал-375 КаМАЗ-5320 ВАЗ-2109	40 20 5	ЦЧР
7	ЗИЛ-130 КаМАЗ-5511 ГАЗ-31	50 30 5	СР	15	ЗИЛ-131Н ГАЗ-66 ВАЗ-2108	50 20 5	ЦЧР
8	Урал-375 КаМАЗ-5511 ВАЗ-2121	40 20 10	СР	16	ГАЗ-51А ГАЗ-53 ГАЗ-31	60 20 10	ЦЧР

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 7

Тема: Планирование расхода смазочных материалов в автотранспортном предприятии

Цель занятия: научиться определять потребность в смазочных материалах в автотранспортном предприятии с учетом индивидуальных и групповых норм расхода, состава и структуры автомобильного парка.

Планирование потребности в смазочных материалах автотранспортного предприятия осуществляется на основании производственного плана и норм расхода смазочных материалов.

Нормой расхода смазочных материалов называется их расход, планируемый на выполнение транспортного процесса автомобилем и отнесенный к расходу топлива.

Нормы расхода по степени их укрупнения подразделяются на индивидуальные и групповые. Индивидуальной нормой называется устанавливаемая величина расхода смазочных материалов на 100 л планируемого расхода топлива автомобилем данного типа и данной возрастной группы в процессе его эксплуатации. Индивидуальная норма расхода смазочных материалов устанавливается в литрах, а пластичных смазок – в килограммах на 100 л топлива. Групповая норма – плановый показатель расхода смазочных материалов автотранспортным предприятием на выполнение транспортных работ,

осуществляемых автомобильным парком данного предприятия, учитывающий состав и структуру парка и устанавливаемый на 100 л планируемого расхода топлива.

Указанные нормы служат не только для расчета потребности в смазочных материалах, но и для оценки эффективности их использования. Расчет потребности в смазочных материалах производится по формуле:

$$Q_{CM} = \frac{Q_T \cdot H_{CM}}{100}, \quad (1.1)$$

где Q_{CM} – годовая потребность в смазочных маслах, (л) или пластичных смазках, (кг); Q_T – годовой расход топлива, л; H_{CM} – групповая норма расхода данного вида смазочных материалов, л/100 л топлива или кг/100 л топлива.

Групповые нормы расхода смазочных материалов определяются на основе индивидуальных норм, с учетом состава, структуры автомобильного парка и времени нахождения автомобилей в эксплуатации:

$$H_{CM} = \frac{H \cdot \sum_{i=1}^{i=3} K_i \cdot n_i}{n}, \quad (1.2)$$

где H – индивидуальные нормы расхода данного вида смазочных материалов, л/100 л топлива; K_i – коэффициент корректирования норм в зависимости от времени нахождения автомобиля в эксплуатации; n_i – количество автомобилей i -й возрастной группы, ед.; n – общее количество автомобилей, ед.

Индивидуальные нормы расхода масел и смазок приведены в таблице 1, а значения корректирования (в зависимости от срока службы) – в таблице 2.

Таблица 1 Нормы расхода смазочных материалов при эксплуатации автомобильного транспорта на 100 л расхода топлива

Вид смазочного материала, ед. изм.	При работе автомобиля	
	На бензине, сжиженном газе	На дизельном топливе, сжатом газе
Масла, л:		
- моторные	2,4	3,2
- трансмиссионные	0,3	0,4
- специальные	0,1	0,1
Пластичные смазки, кг	0,2	0,3

Таблица 2 Коэффициенты корректирования норм расхода смазочных материалов

Продолжительность эксплуатации, лет	До 3-х	Свыше 3-х до 8-ми	Свыше 8-ми
Коэффициент	0,5	1,0	1,2

корректирования			
-----------------	--	--	--

Для автомобилей ВАЗ всех моделей норма расхода моторных масел составляет 0,08 л на 100 л расхода топлива, независимо от срока службы автомобиля, т.е. $K_1 = K_2 = K_3 = 1$

При эксплуатации подвижного состава необходимы смазочные материалы различных марок, что следует учитывать при планировании их расхода. Поэтому, определив расходы смазочных материалов по видам, необходимо про дифференцировать их по маркам. Для определения потребности в различных марках моторных масел производится расчет по каждой марке. Для этого необходимо знать годовой расход топлива каждой маркой автомобиля и распределение автомобилей данной марки по срокам службы.

Дифференцирование потребности в трансмиссионных маслах производится в том случае, когда в отдельных узлах трансмиссии (коробке перемены передач, ведущих мостах, рулевом управлении и т.п.) применяются масла различных марок.

Установлено, что на коробку перемены передач и ведущие мосты приходится по 40% от общего расхода трансмиссионных масел, а на механизм рулевого управления – около 20%.

Для пластичных смазок дифференцирование потребности в них можно ориентировочно осуществить, приняв, что их общий расход распределяется следующим образом:

- тугоплавкие смазки (типа Литол-24) – 30 %;
- среднеплавкие смазки (типа Солидол С) – 60%;
- специальные смазки (типа ЦИАТИМ-201, № 158) – 7%;
- консервационные смазки (типа ПВК) – 3%

ЗАДАНИЕ

Определить потребность в смазочных материалах при эксплуатации автомобилей в автотранспортном предприятии.

Исходные данные. Расход топлива принять по вариантам в соответствии с результатами, полученными при выполнении практического занятия № 4.

Смазочные материалы, применяемые при эксплуатации автомобилей, приведены в таблице 3.

Распределение автомобилей по срокам их эксплуатации приведено в таблице 4.

Таблица 3 Смазочные материалы, применяемые при эксплуатации автомобилей

Марка автомобиля	Масла			Пластичные смазки
	Моторные	Трансмиссионные	Специальные	
ГАЗ-31	М-6 ₃ /12 Г ₁	ТМ-3-18	-	Литол-24, ЦИАТИМ-201
ВАЗ-2121	М-6 ₃ /12 Г ₁	ТМ-5-18	-	Литол-24

ЗИЛ-130	М-6 ₃ /10 В	ТМ-3-18	МГ-22 В	Литол-24, Солидол С, № 158
ГАЗ-51 А	М-8-В ₁	ТМ-3-18	-	Литол-24, № 158
ЛАЗ-695	М-8-Г ₂	ТМ-3-18	МГ-22 В	Литол-24, Солидол С, № 158
КамАЗ-5320	М-8-Г ₂	ТМ-3-18	МГ-22 В	Литол-24, № 158
УАЗ-469	М-6 ₃ /12 Г ₁	ТМ-3-18	-	Литол-24, ЦИАТИМ-201
Урал-375	М-8-В ₁	ТМ-3-18	МГ-22 В	Литол-24, Солидол С, № 158
ЗИЛ-157	М-8-В ₁	ТМ-3-18	-	Литол-24, Солидол С, № 158
МАЗ-500 А	М-8-Г ₂	ТМ-3-18	МГ-22 В	Литол-24, № 158
ЗИЛ-131	М-8-В ₁	ТМ-3-18	МГ-22 В	Литол-24, Солидол С, № 158
ПАЗ-652	М-8-В ₁	ТМ-3-18	МГ-22 В	Литол-24, Солидол С, № 158
Москвич-2141	М-6 ₃ /12 Г ₁	ТМ-5-18	-	Литол-24

Таблица 4 Распределение автомобилей по сроку службы, %

Марка автомобиля	Срок службы, лет		
	До 3-х	От 3-х до 8-ми	Свыше 8-ми
ГАЗ-31	50	40	10
ВАЗ-2121	60	40	-
ЗИЛ-130	30	40	30
ГАЗ-51 А	-	30	70
ЛАЗ-695	30	40	30
КамАЗ-5320	40	40	20
УАЗ-469	30	30	40
Урал-375	30	40	30
ЗИЛ-157	20	60	20
МАЗ-500 А	-	40	60
ЗИЛ-131	20	60	20
ПАЗ-652	-	100	-
Москвич-2141	50	50	-

Порядок выполнения

1. Из полученных результатов при выполнении практического занятия № 4, принимаем годовые значения расходов топлива Q_G^B и $Q_G^{ДТ}$, л.

2. Определяем количественный состав автомобильного парка по времени эксплуатации согласно Таблице 4, шт.

3. Определяем групповые нормы расхода смазочных материалов (по маркам автомобилей) на основе индивидуальных норм, с учетом состава, структуры автомобильного парка и времени нахождения автомобилей в эксплуатации:

$$H_{CM} = \frac{H \cdot \sum_{i=1}^{i=3} K_i \cdot n_i}{n}, \quad \text{л/100 км}$$

4. Определяем потребность автотранспортного предприятия в смазочных материалах:

$$Q_{CM_i}^B = \frac{Q_{\Gamma}^B \cdot H_{CM_i}}{100}, \quad Q_{CM_i}^{ДТ} = \frac{Q_{\Gamma}^{ДТ} \cdot H_{CM_i}}{100}, \quad \text{л, кг}$$

5. Определяем потребность автотранспортного предприятия в пластичных смазках с учетом их дифференцирования.

6. Вывод по работе.

Контрольные вопросы

1. Охарактеризуйте индивидуальную норму расхода смазочных материалов.
2. Как определить групповую норму расхода смазочных материалов?
3. Охарактеризуйте коэффициенты корректирования норм расхода смазочных материалов с учетом срока эксплуатации автомобилей.
4. Как определить потребность в смазочных материалах с учетом групповой нормы расхода?
5. Как осуществляется дифференцирование потребности пластичных смазок?

Практическое занятие № 8

Тема: Расчет молниезащиты

Цель занятия: научиться выбирать тип молниеотвода и проводить расчет его высоты для обеспечения безопасности объектов ТЗК или АЗС.

Исходные данные для расчета молниезащиты: наименование объекта, размеры объекта, среднее число поражений молнией 1 км² данной поверхности в год, категория производства по степени пожарной опасности, классификация пожароопасных и взрывоопасных помещений.

Методика расчета

1. Определяем число поражений молнией в год строений, не оборудованных молниезащитой:

$$M = \frac{(S + 3h) \cdot (l + 2) \cdot n}{10^6}$$

где l и S – соответственно длина и ширина объекта, имеющего в плане прямоугольную форму, м; h – высота строения по его боковым сторонам, м; n – среднегодовое число ударов молний на 1 км² земной поверхности в районе расположения объекта (для Ульяновска, Уфы, Пензы, Тулы, Казани, Новосибирска $n=5$; для Москвы, Вологды, Кирова, Санкт-Петербурга $n=2,5$).

Для объектов и высоких строений (высотой более 10 м) ожидаемое число поражений молнией:

$$M = \pi \cdot r^2 \cdot n \cdot 10^{-6}$$

где r – эквивалентный радиус, м; $r = 3,5 \times h_{об}$; $h_{об}$ – высота объекта, м.

2. Исходя из конструкций зданий и сооружений, их взаимного расположения, размеров и формы, выбрать тип молниеотвода: одиночный стержневой, двойной стержневой, многократный стержневой, одиночный тросовый, двойной тросовый.

Для молниезащиты сооружений на нефтескладе, ТЗК или АЗС могут применяться одиночные, двойные и многократные молниеотводы.

2.1 Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода представляет собой конус с образующей в виде ломаной линии (рисунок 1).

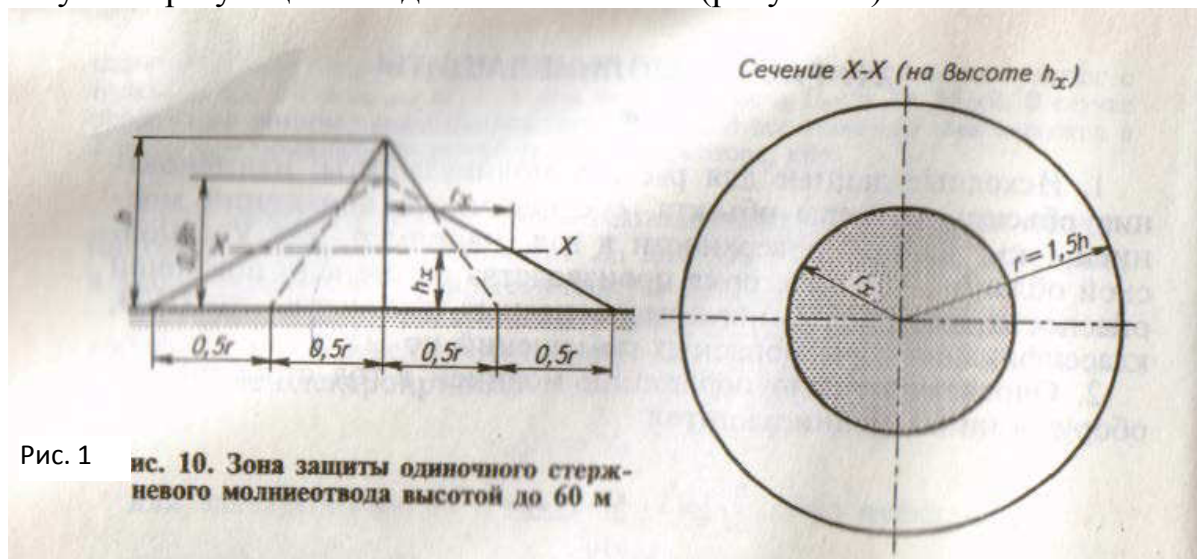


Рис. 1 ис. 10. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой до 60 м

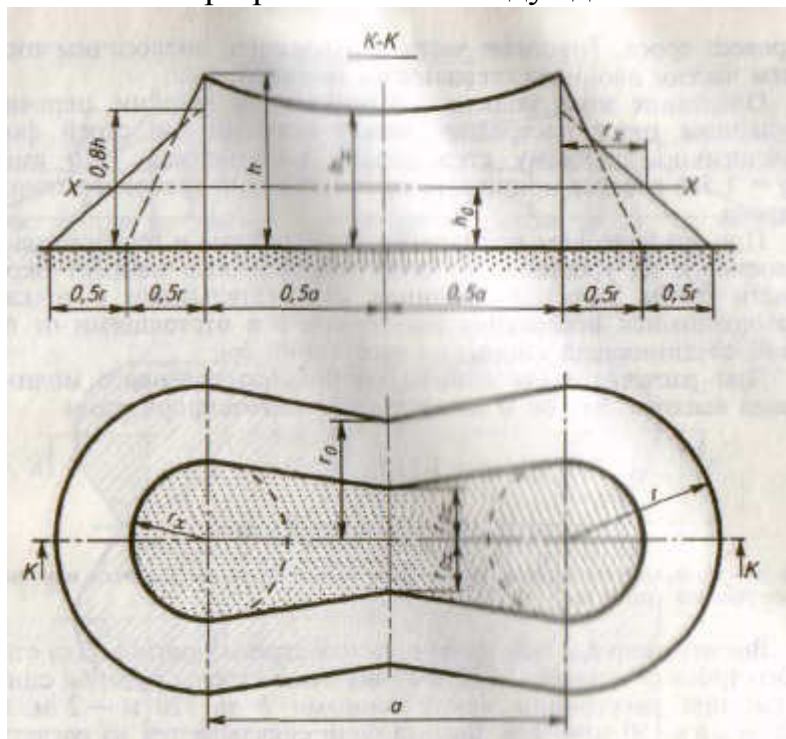
Основание конуса - окружность радиусом $r = 1,5h$. Горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого сооружения h_x от уровня земли представляет собой круг радиуса r_x , где r_x - радиус защиты.

Высота одиночного молниеотвода до 60 м определяется из выражения:

$$h \geq \frac{2}{3}r_x + \frac{h_x}{0,92}$$

где h_x - высота защищаемого объекта в самой удаленной от молниеотвода точке территории объекта, м; r_x - расстояние от молниеотвода до самой удаленной от него точки территории объекта на высоте h_x , м.

2.2 Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой не более 60 м при расстоянии между единичными молниеотводами (a) изображена на рисунке 2.



где h_0 - наименьшая высота зоны защиты между одиночными молниеотводами высотой менее 60 м; a - расстояние между одиночными молниеотводами (принимается $a \leq 6h$)

Рисунок 2 - Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

В случае применения двойного стержневого молниеотвода высота зоны защиты посередине между двумя молниеотводами определяется из выражения:

$$\text{при } 0,5h \leq a \leq 2h \Rightarrow h_c = 0,95h - 0,07a$$

$$\text{при } 2h \leq a \leq 6h \Rightarrow h_c = 1,15h - 0,17a$$

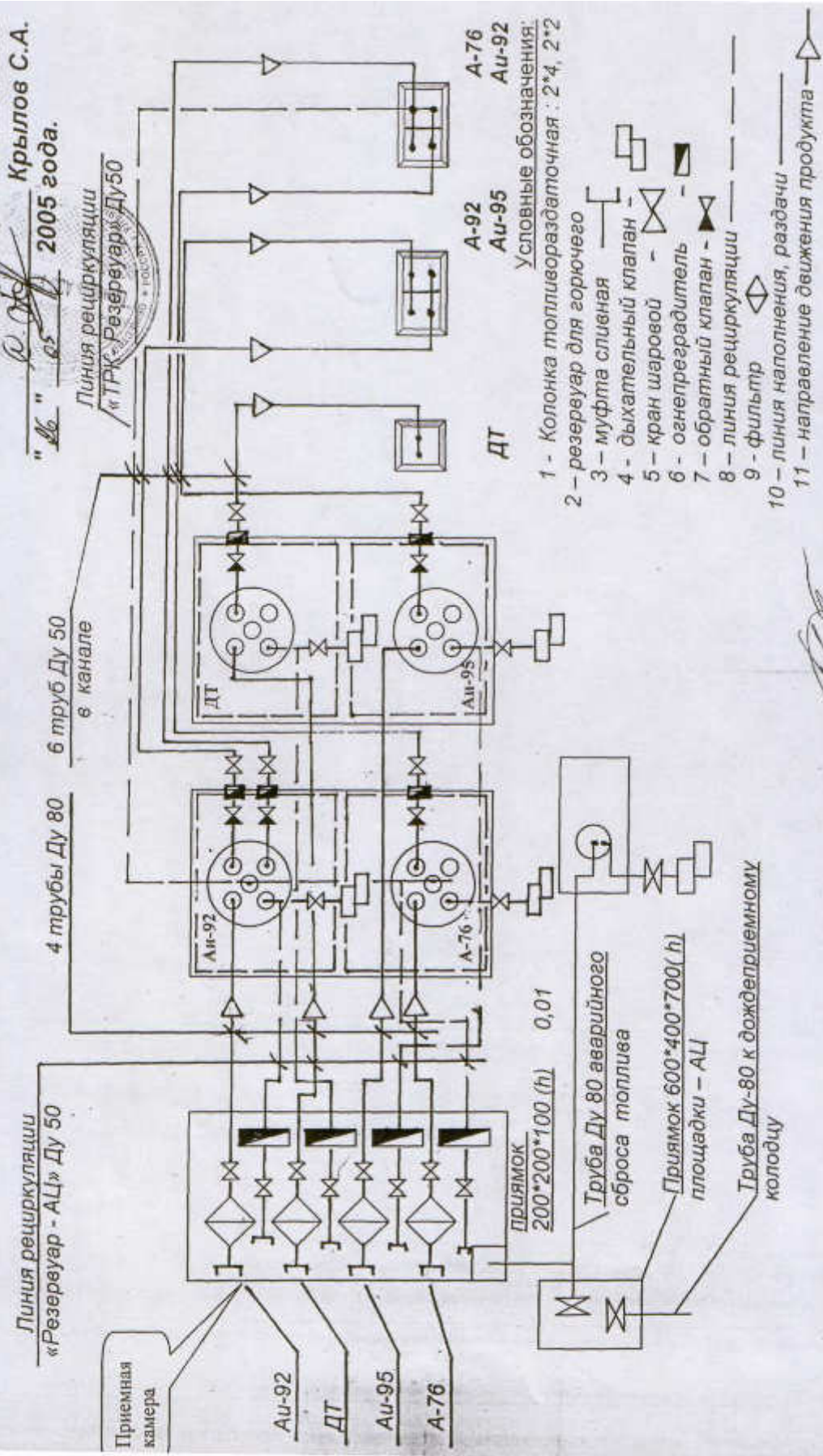
где h_c – высота зоны защиты между двумя молниеотводами, м; a – расстояние между двумя молниеотводами.

При $a > 6h$ молниеотводы рассматриваются, как одиночные.

Зона защиты многократного стержневого молниеотвода равной высоты определяется, как зона защиты попарно взятых соединений молниеотводов, рассматриваемых как двойной молниеотвод.

Технологическая схема трубопроводов
 АЗС № 250 (Туполева 19)

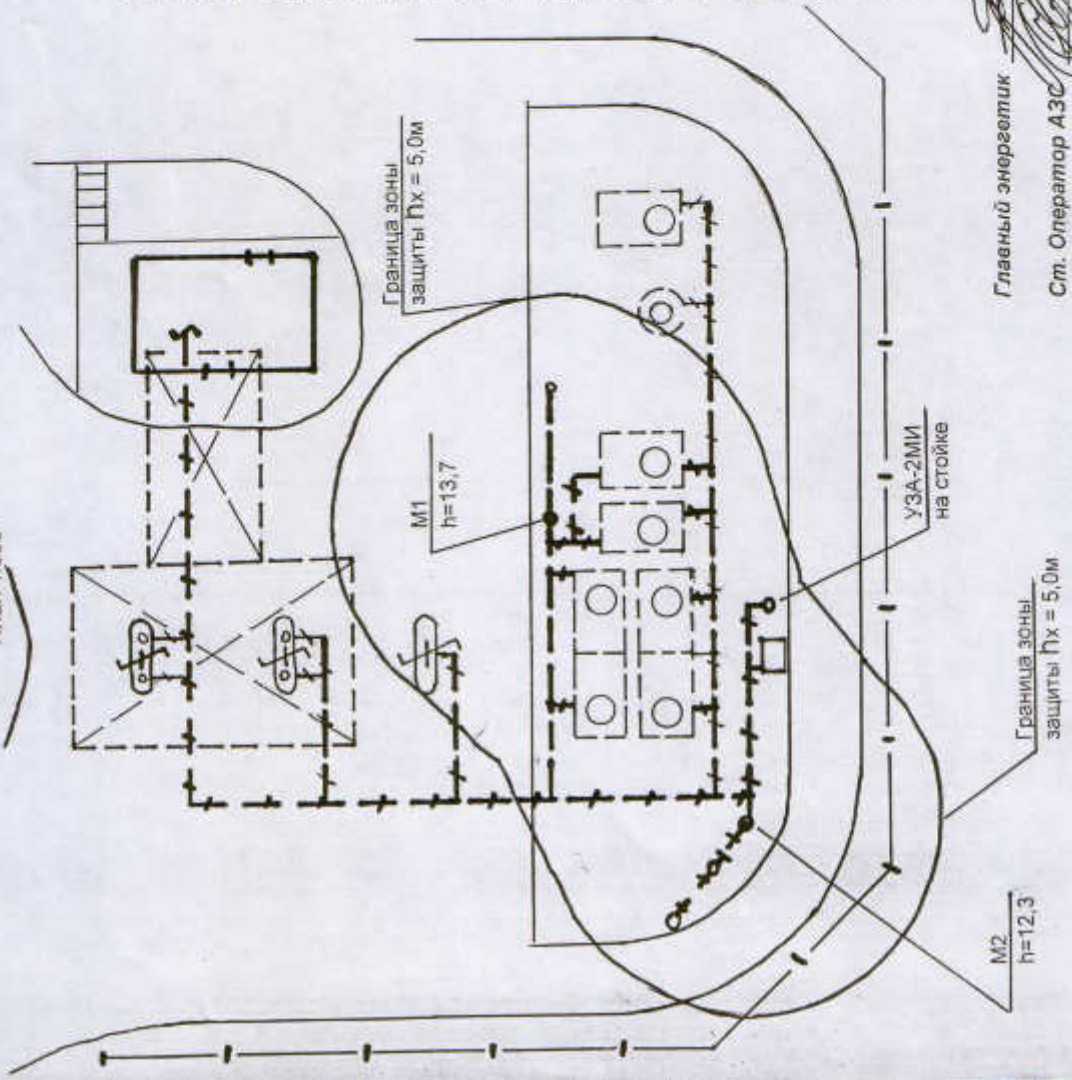
" Утверждаю "
 Директор
 ООО "Татнефть АЗС-Ульяновск"
 Крылов С.А.
 " 16 " 05 2005 года.



Старший оператор АЗС № 250 С.Нечепуренко

Утверждаю " _____
 Директор
 ООО "Татэнерго-АЭС Ульяновск"
 Хайров Р.В.
 "10" сент. 2005 года

Схема
 молниезащиты и заземления АЭС № 250 (Туполева 19)
 План 1:500



1. По молниезащитным мероприятиям АЭС относится ко II категории согласно РД34.21.122-87 и защищена от прямых ударов молнии.
2. Защита от прямых ударов молнии осуществляется:
 - а. Для площадки АЦ с узлом слива, резервуарного парка, площадки отпуска ДТ двумя стержневыми молниеводами M1(h=13.7), M2(h=12.3), установленными на опорах наружного освещения; молниевод изготовлен из металла диаметром 16мм для M1-4.2м для M2-2.8м.
 - б. Для площадки отпуска остального горячего молниеприемником служит металлическая кровля навеса электрическая связь в конструкции обеспечена арматурой и общим контуром заземления, соединенная сваркой.
3. Молние отводы, подземные резервуары, технологические т/п с горючим для защиты от статического электричества соединены между собой и присоединены к общему контуру заземления.
4. Для защиты от статического электричества АЦ, ставших подрагузку, предусмотрено заземление УЗА-2МИ, установленное рядом с узлом слива н/п.
5. Общий контур заземления выполнен из стальных вертикальных электродов diam. 16 мм и горизонтальных diam. 12 мм, соединенных между собой сваркой.
6. Общий контур заземления является защитным заземлением для электрооборудования. Сопротивление общего контура заземления с учетом грунта - 10 ом. При превышении указанного сопротивления необходимо забить дополнительные электроды.

Главный энергетик Шестаков В.А.
 Ст. Оператор АЭС Нечепуранко С.П.

Практическое занятие № 9
Тема: Средства замера количества и контроля качества нефтепродуктов

Цель занятия: изучить устройство средств и приборов для измерения количества и контроля качества нефтепродуктов

(1-я ЧАСТЬ) Средства замера количества нефтепродуктов

Для измерения количества нефтепродуктов применяются:

- метроштоки;
- рулетки с лотом;
- приборы для измерения уровня;
- градуировочные таблицы и резервуары;
- мерники;
- весы.

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.

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

Метроштоки изготавливают из стальных и алюминиевых холоднокатаных или электросварных труб диаметром 20...25 мм с наконечником из латуни. Основные параметры метроштоков указаны в таблице 1.

Таблица 1 Основные параметры метроштоков

Показатели	Тип метроштока			
	МШР	МШС-1	МШС-2	МША
Максимальная длина метроштока 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

Конструкция метроштока предусматривает возможность:

- замены наконечника;
- крепления водочувствительной ленты;
- сборки и фиксации звеньев (для МШР),
- неразъемного соединения звеньев (для МШС).

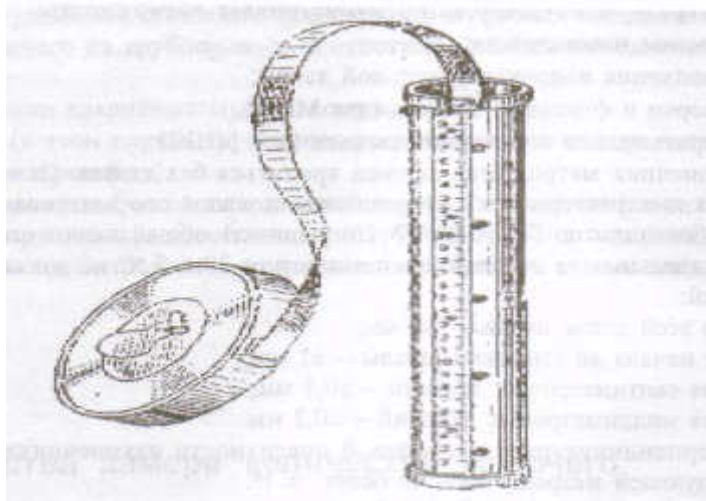
Наконечник метроштока должен крепиться без люфта. Основные метрологические характеристики метроштоков должны соответствовать техническим требованиям по ГОСТ 18987. Погрешность общей длины шкалы метроштока и отдельных ее делений при температуре 20 ± 5 °С не должна превышать значений:

- по всей длине шкалы - ± 2 мм;
- от начала до середины шкалы - ± 1 мм;
- для сантиметровых делений - $\pm 0,5$ мм;

- для миллиметровых делений - $\pm 0,2$ мм.

Неперпендикулярность торцевой поверхности наконечника относительно образующей метроштока - не более $\pm 1^\circ$.

Рулетки с лотом (рисунок 1).



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 таблице 2.

Рисунок 1 - Мерная рулетка

с лотом.

Таблица 2

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	± 5
	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
Масса, кг	0,5	0,25

Метроштоки и рулетки с лотом рекомендуется ежедневно проверять на: внешний вид шкалы; отсутствие на рабочей части забоин и следов коррозии.

По окончании измерений метроштоки и ленту вытереть насухо и слегка смазать маслом, хранить в сухом помещении.

Приборы для измерения уровня. 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 обуславливает 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 буюк, 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 γ -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.

Градуированные 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 $\pm 1,0$ % или $\pm 2,0$ %.
• 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:

- описание 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. Применяются образцовые и технические в зависимости от назначения и класса точности (рисунок 2).

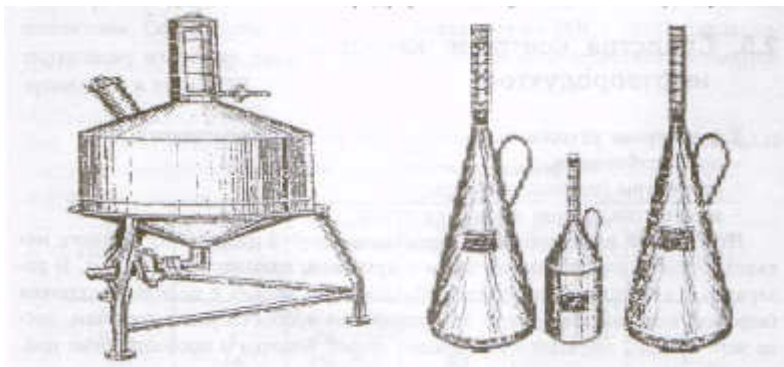


Рисунок 2 Образцовые мерники

Кроме того, существуют рабочие меры вместимости (авто- и железнодорожные цистерны, горизонтальные и вертикальные резервуары), которые при выполнении определенных требований 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} до 50 м^3 с допустимой относительной погрешностью до 0,5 %.

В качестве рабочих средств измерения объема могут использоваться авто- и железнодорожные цистерны вместимостью до 100 м^3 , горизонтальные цилиндрические резервуары вместимостью до 100 м^3 и вертикальные цилиндрические резервуары вместимостью до $50\,000 \text{ м}^3$. В зависимости от условий применения и используемой емкости, мерники могут быть переносными (передвижными) и стационарными. Технические мерники подлежат периодической проверке 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 проверке 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.

Весы. Для взвешивания нефтепродуктов в мелкой таре (бочках, бидонах и т.п.) применяются шкальные передвижные неравноплечие весы, имеющие переменное отношение плеч. Весы такого типа состоят из грузовой платформы, системы рычагов с призмами, коромысла и дополнительной линейки с нанесенными на них шкалами, подвижного и неподвижного указателей уровня для правильной установки весов, арретира (особого затвора) для запираания

коромысла, включают основные и дополнительные гири. Весы выпускаются грузоподъемностью до 20, 50, 100, 150, 200, 500 кгс и выше.

Для взвешивания нефтепродуктов могут применяться циферблатные весы грузоподъемностью 100, 200 и 500 кгс. Эти весы более удобны для отсчета показаний по шкале циферблата, но значительно сложнее по устройству.

Для взвешивания консистентных смазок, которые отпускаются в небольших количествах, рекомендуется применять весы настольные -открытые или закрытые или циферблатные грузоподъемностью до 20 кгс.

На крупных нефтескладах для взвешивания нефтепродуктов в автоцистернах или грузовых автомобилях, оборудованных контейнерами, целесообразно применять автомобильные весы (типа А) с переменным отношением плеч и отсчетным устройством шкального типа. Такие весы выпускаются грузоподъемностью 5, 10, 15 и 20 тс.

(2-я ЧАСТЬ) Средства контроля качества нефтепродуктов

Для контроля качества нефтепродуктов на АЗС применяются:

- пробоотборники,
- ареометры (нефтеденсиметры),
- водочувствительные пасты или ленты.

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 горючим, 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) применяется для измерения плотности жидкости. 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. 3

Техническая характеристика ареометров

Тип ареометра	Число приборов в наборе, шт.	Диапазон измерения плотности, кг/м ³	Допускаемая погрешность, кг/м ³	Диапазон изменения температуры, °С	Допускаемая погрешность, °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	-	-

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.

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 °С водочувствительный состав ленты должен полностью растворяться 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 недостатчи нефтепродуктов;
- наличии воды и механических примесей в нефтепродукте;
- несоответствии нефтепродукта по цвету, прозрачности или другим показателям качества на основании анализа отобранной пробы.

ОТБОР ПРОБ

Ответственным моментом количественного и качественного учета нефти на нефтепроводах является операция отбора проб.

Отбор проб нормируется по ГОСТ 2517. Товарные нефти и нефтепродукты при хранении в резервуарах имеют неоднородности по объему резервуара, а при транспортировке по трубопроводу - по сечению трубы.

Температурная неоднородность продукта в резервуаре возникает из-за естественного изменения температуры окружающей среды. Так, верхние слои нефти в резервуаре имеют, как правило, более высокую температуру, чем нижние.

Неоднородность по составу обусловлена оседанием воды, солей и механических примесей при отстое. Чтобы свести ошибки измерений к минимуму, операции отбора проб должны проводиться с особой тщательностью.

Отборы проб подразделяются на индивидуальные, средние и контрольные.

Индивидуальная проба характеризует качество нефти в одном данном месте или на данном уровне.

Средняя проба характеризует среднее качество нефти в одном или нескольких резервуарах. Средняя проба получается смешением нескольких индивидуальных проб.

Контрольная проба - часть индивидуальной или средней пробы, предназначенная для анализа. Контрольная проба, хранящаяся на случай арбитражного анализа, носит название арбитражной.

Методы отбора проб зависят от консистенции нефтепродукта и типа емкости, из которой отбирают пробу.

Пробы жидких нефтепродуктов отбирают при помощи специальных пробоотборников, а мазеобразных - винтовым или поршневым щупом, а также при помощи специальной трубки, имеющей продольный вырез по всей длине.

Методы отбора проб нефтепродуктов стандартизованы.

Отбор средней пробы нефтепродукта из резервуара. Для резервуара среднюю пробу составляют из проб, отобранных с трех уровней: на 200 мм ниже поверхности нефтепродукта, с середины высоты разлива нефтепродукта и на уровне 100 мм ниже раздаточной трубы, а при ее отсутствии - на уровне 250 мм от днища. Среднюю пробу получают смешением этих проб в следующем соотношении по объему: для вертикальных резервуаров - одна часть из верхней пробы, три из средней и одна из нижней; для горизонтальных резервуаров — одна часть из верхней пробы, шесть из средней и одна из нижней.

Отбор проб из железнодорожных и автомобильных цистерн Из железнодорожной или автомобильной цистерны отбирают одну пробу с уровня, расположенного на высоте 1/3 диаметра цистерны от ее дна.

При отправке в один пункт, а также при поступлении железнодорожного маршрута с одним продуктом отбирают одну пробу из головной цистерны, а для остальных цистерн составляют среднюю пробу из равных по объему частей проб,

отобранных из каждой четвертой цистерны. Если в маршруте семь и менее цистерн, то пробы отбирают не менее чем из двух цистерн.

Отбор проб из наливных судов. Из судна, загруженного одним нефтепродуктом, пробы отбирают не менее чем из 25% танков: из 5% танков носовой, 5% танков кормовой и 15% танков центральной части судна.

Средние пробы по каждому танку составляют из проб, отобранных с трех уровней: на 200 мм ниже поверхности продукта одна часть; с середины высоты разлива продукта — три части; на уровне 100 мм под нижним обрезом приемораздаточной трубы одна часть.

Отбор проб из мелкой тары. Для анализа составляют среднюю пробу из равных частей проб, отобранных:

- из бочек - от 5% предъявленного количества, но не менее чем из двух бочек;
- из бидонов, бутылей и банок - от 1% предъявленного количества, но не менее чем из двух бидонов, бутылей и банок.

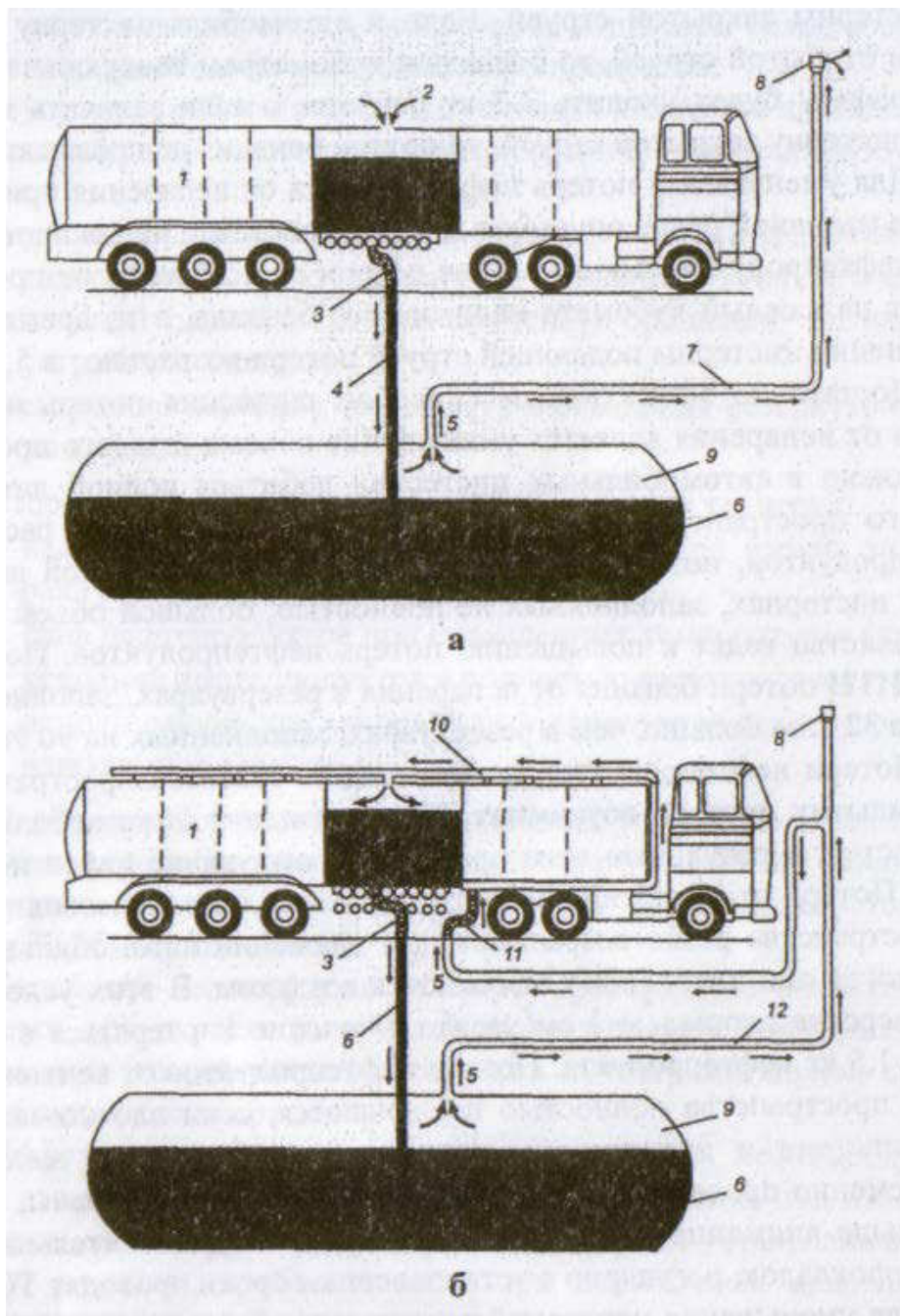
Перед отбором пробы нефтепродукт перемешивают. Пробу отбирают трубкой с оттянутым концом.

Отбор проб из трубопроводов. Пробу из трубопровода отбирают или непрерывно в течение всего времени перекачки при помощи автоматических пробоотборников, отбирающих пробу пропорционально расходу жидкости, либо периодически при помощи автоматических приборов или пробоотборных кранов.

Практическое занятие № 10
Тема: Системы улавливания (отвода) и рекуперации паров бензина

Цель занятия: изучить устройство оборудования для предотвращения загрязнения окружающей среды нефтепродуктами

1. Для уменьшения испарений топлив при операциях слива и налива на ПАЗС, АТЗ и МЗ применяется оборудование для улавливания (отвода) и рекуперации паров (см. рисунок 1, 2, 3).



а – слив без рекуперации паров;
б – слив с рекуперацией паров;

- 1 – цистерна;
- 2 – атмосферный воздух;
- 3 – гибкий шланг для слива нефтепродуктов;
- 4 – наливная труба резервуара;
- 5 – пары углеводородов;
- 6 – нефтепродукт;
- 7 – труба для выброса паров в атмосферу;
- 8 – вентиляционный клапан;
- 9 – паровоздушное пространство резервуара;
- 10 – коллектор для подачи паров в цистерну;
- 11 – гибкий шланг для подключения к паровому коллектору цистерны;
- 12 – труба для отвода паров из резервуара

Рисунок 1-Способы слива нефтепродуктов из автомобильных цистерн в подземные резервуары

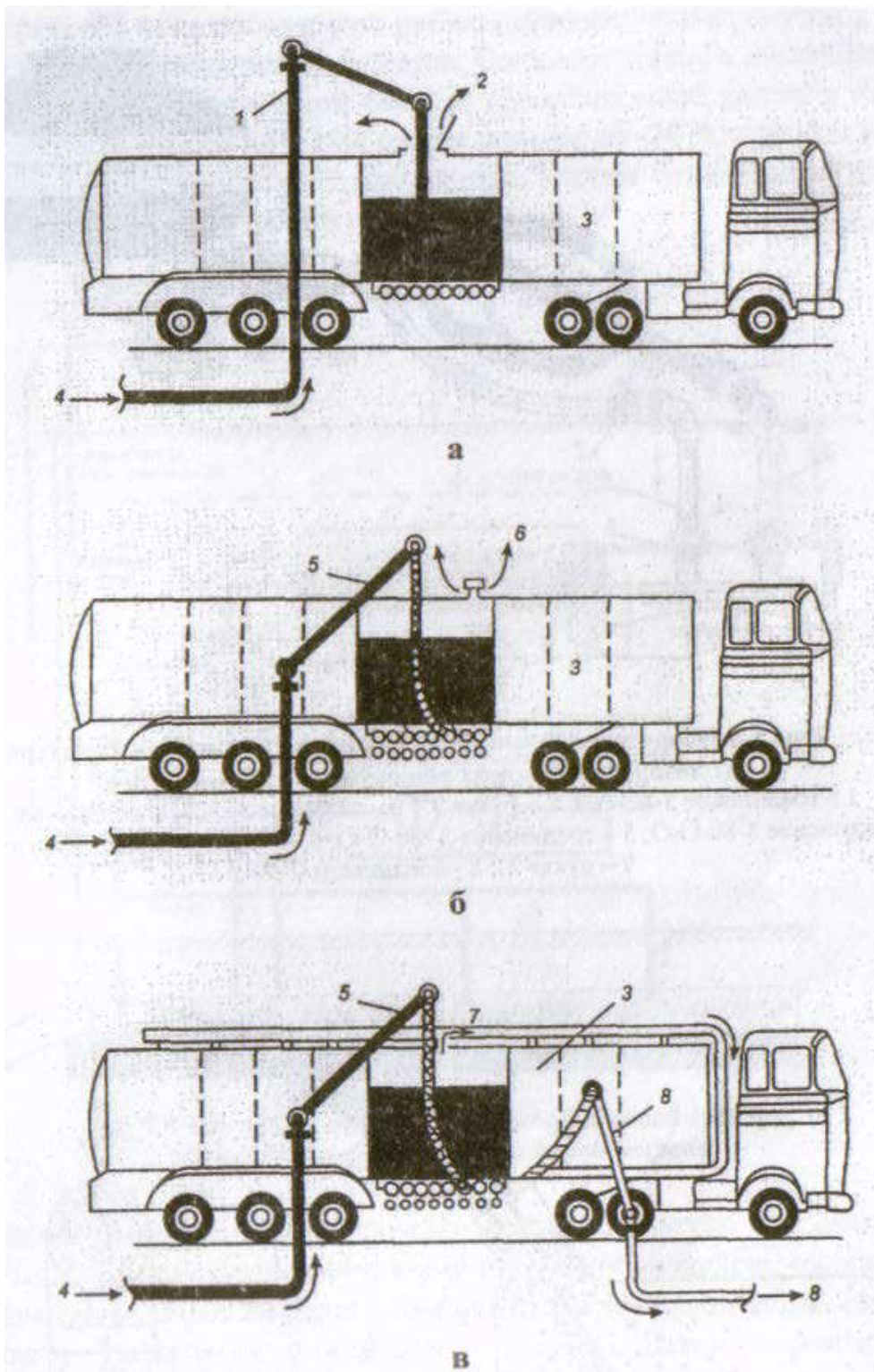


Рисунок 2-Способы налива нефтепродуктов в автомобильные цистерны:

а – налив через верхнюю горловину цистерны без рекуперации паров;

б – налив через нижний патрубок цистерны без рекуперации паров;

в - налив через нижний патрубок цистерны с рекуперацией паров.

где 1 – наливной стояк; 2 – выброс паров в атмосферу; 3 – цистерна; 4 – нефтепродукт; 5 – наливной стояк с гибким шлангом; 6 – выброс паров в атмосферу через воздушный клапан; 7 – подача паров в сборный коллектор цистерны; 8 - трубопровод на наливной площадке для отвода паров на утилизацию.

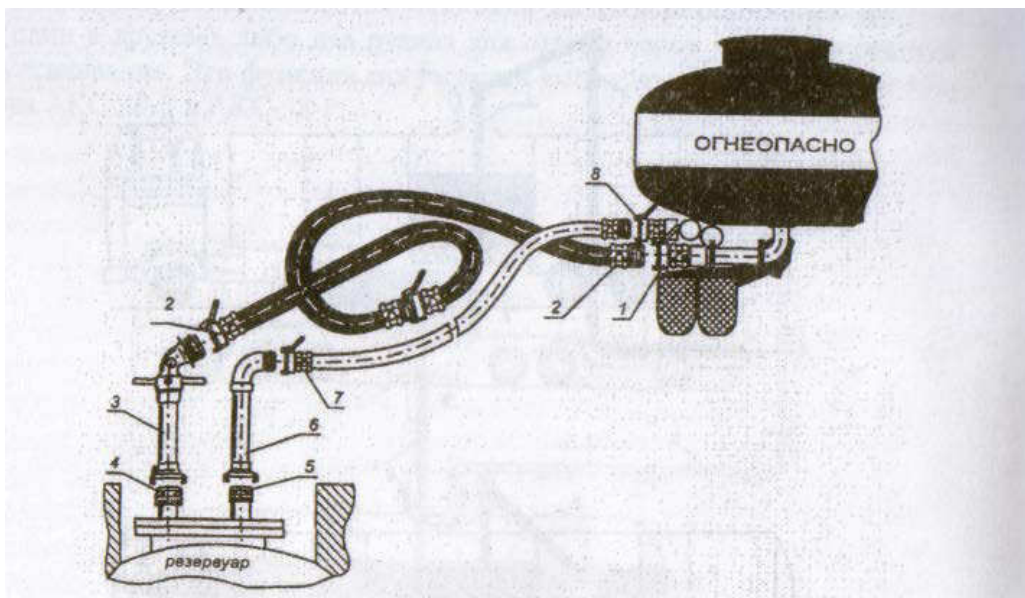


Рисунок 3 - Оборудование для слива нефтепродуктов из автоцистерн (с возвратом паров из резервуара в автоцистерну):

1 - соединение 3-80-Р-Н; 2 - рукав 3"; 3 - патрубок присоединительный 3";
 4 - соединение 3-80-О-О; 5 - соединение 2 -50-О-О; 6 - патрубок присоединительный 2";
 7 - рукав 2"; 8 - соединение 2-50-Р-Н

2. При заправке топливных баков автомобилей для отвода паров применяются специальные автоматические краны (см. рисунок 4), которые герметично вставляются в заливные горловины топливных баков.

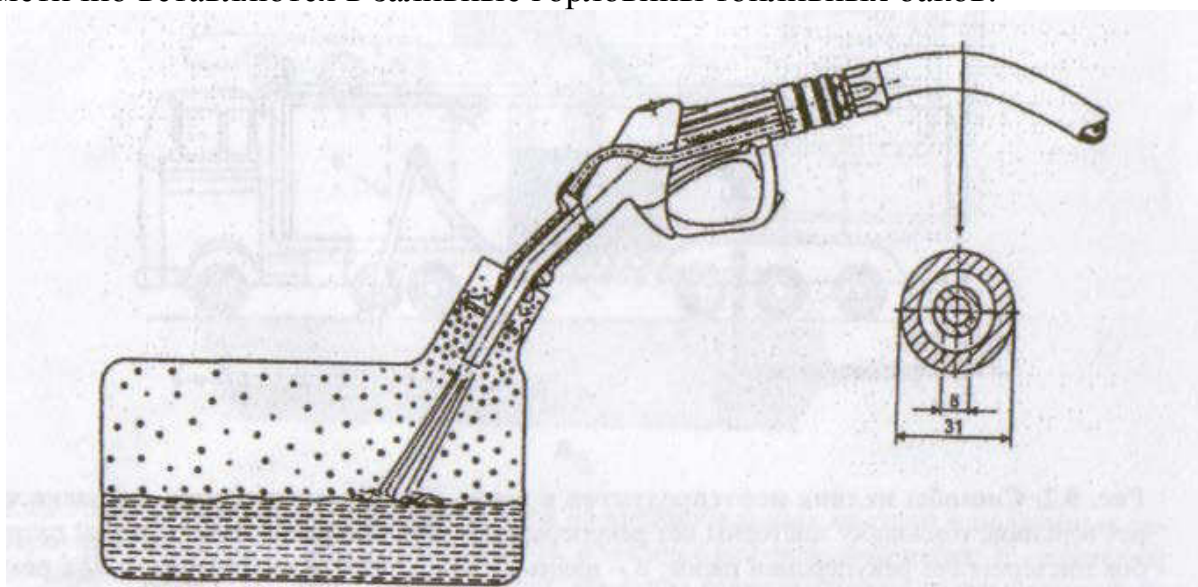


Рисунок 4 - Автоматический кран с отводом паров нефтепродуктов из топливного бака автомобиля

На этих кранах устанавливаются либо один двойной резиноканевый рукав (один в другом), либо два рукава для отвода паров топлива в систему улавливания. Эти функции могут также выполнять автоматические краны АКС-38-Б и АКС-38-Р.

Топливораздаточный кран ZVA, нашедший преимущественное распространение в Европе, имеет металлическое кольцо для всасывания паров над ограничителем заправочной горловины топливного бака.

Краны американских компаний имеют коаксиальный носик с перфорациями, через которые всасываются пары бензина.

Благодаря большему внутреннему диаметру горловины топливного бака относительный расход топлива при одинаковых подачах насоса на 10-15% выше для крана ZVA. При расположении пароулавливающего носика выше носика наконечника и выше ограничителя заправочной трубки обеспечивается всасывание минимальных количеств топлива.

Отверстие перекрывающей системы американских кранов ограничено у перфораций, через которые пары всасываются под ограничителем заправочной трубки. При отсутствии вакуумного насоса определенное количество топлива может засасываться обратно.

Рукав для улавливания паров нефтепродуктов представляет собой коаксиальный шланг, в котором пары всасываются через внутренний шланг с небольшим отверстием (сечение рукава на рис. 1.4).

3. Абсорбционная система улавливания и рекуперации паров бензина.

На рисунке 5 показан принцип работы абсорбционной системы улавливания и рекуперации паров бензина, разработанной ООО ИНОТЕХ, г. Москва.

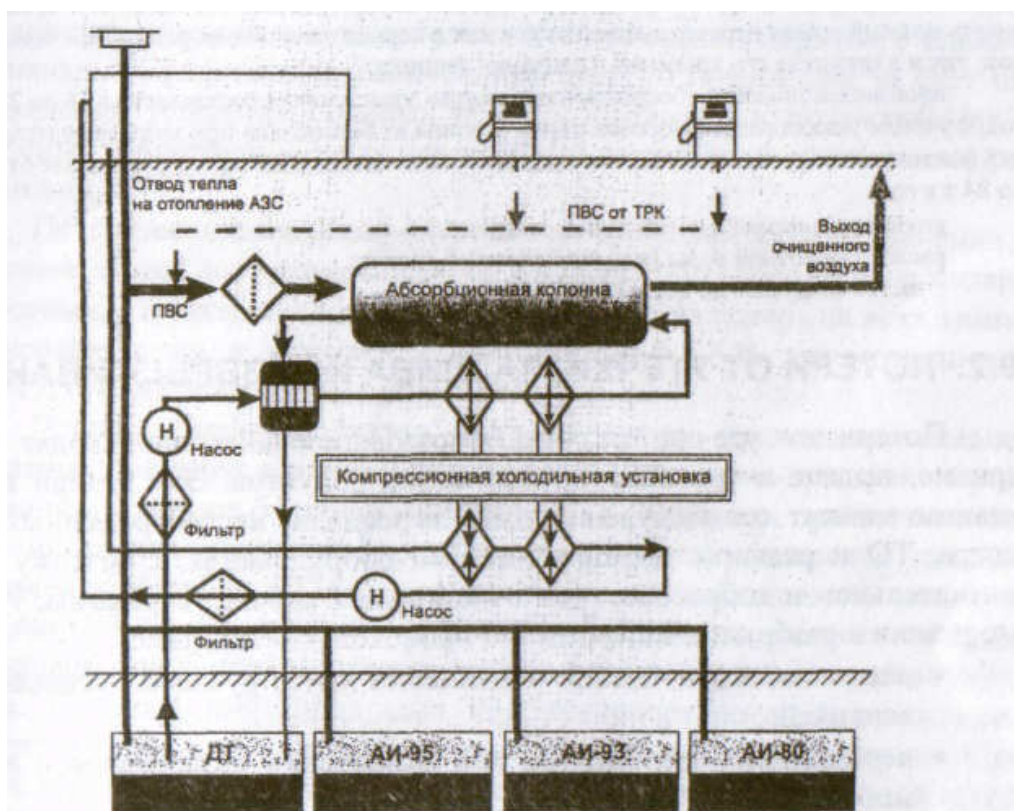


Рисунок 5 - Принципиальная схема абсорбционной системы улавливания и рекуперации паров бензина

Он заключается в абсорбции паров бензина из паровоздушной смеси в абсорбционной колонне маслом с молекулярной массой 180-190, охлажденным до минус 20 °С с помощью холодильной установки с последующим отделением бензина и возвратом абсорбента в технологический процесс.

Паровоздушная смесь компрессором подается в смеситель-теплообменник, где смешивается с очищенным воздухом, охлаждается для удаления водяных паров и направляется в теплообменник, где отдает теплоту уходящему очищенному воздуху. Затем паровоздушная смесь поступает в абсорбер, где пары бензина абсорбируются маслом при температуре -15...-20 °С, которое предварительно захлаживается в компрессионной холодильной установке. Из абсорбционной колонны масло, содержащее бензин, стекает в емкость, откуда насосом через рекуперативный теплообменник подается в десорбер, где происходит разделение бензина от масла. При этом пар возвращается в десорбер, а жидкость сливается в емкость. Далее масло подается на захлаживание, а паровая фаза (бензиновая) конденсируется в теплообменнике (дефлегматоре). Одна часть конденсата в виде флегмы подается в десорбер, другая часть (бензин) собирается в емкости.

Технические характеристики абсорбционной системы улавливания (АСУ):

• степень улавливания паров бензина из паровоздушной смеси 95-99%, в том числе из обедненных паровоздушных смесей с содержанием углеводородов от 1-5%;

• габариты 1,5 x 0,8 x 1,2 м;

• большая глубина регулирования расходных характеристик, что позволяет обеспечивать полный прием ПВС как в период заполнения резервуара топливом, так и в процессе его хранения и заправки техники;

• производительность абсорбционных систем улавливания составляет от 18 до 28 тонн в год. С учетом улавливания **выбросов** паров бензина из бензобаков при заправке автомобилей фактическая производительность АСУ увеличивается в 3 раза и составляет от 54 до 84 тонн в год;

• количество потребляемой электроэнергии - 0,4...0,6 кВт-ч/кг бензина;

• расход оборотной воды (или антифриза) - 0,24м³/ч;

• очистка воздуха - до норм ПДК.

Важным достоинством данных АСУ является возможность их установки на всех типах АЗС. Также возможны различные варианты использования АСУ и подключения их к дыхательным клапанам, что позволяет осуществлять модернизацию АЗС с минимальными затратами.

Практическое занятие № 11

Тема: Системы очистки сточных вод

Цель занятия: научить студентов выбирать устройства для сбора нефтесодержащих ливневых вод и простейшие очистные сооружения для стоков.

Системы очистки сточных вод

В процессе эксплуатации АЗС образуются сточные воды, которые подразделяют на производственные, бытовые и дождевые. Производственные сточные воды могут быть загрязненными и условно чистыми. Загрязненные сточные воды перед выпуском в водоем необходимо очистить в специальных сооружениях до действующих норм. Условно чистые воды могут быть повторно использованы, если их качество соответствует требованиям технологического производства. При несоблюдении этих требований их необходимо сбрасывать в сеть производственно-ливневой канализации с отводом на очистные сооружения. Степень загрязнения сточных вод оценивается количеством примесей в единице объема воды: мг/л или г/м³.

АЗС должны иметь производственно-ливневую канализацию, бытовую канализацию и спецканализацию (для отвода вод, загрязненных этилированными бензинами).

На автозаправочных станциях применяются локальные очистные сооружения (песколовки, нефтеловушки, станции нейтрализации, флотационные установки и т.д.), которые позволяют исключить сброс загрязненных сточных вод, а предварительно очищенные сточные воды могут подаваться на очистные сооружения других предприятий, включая городские очистные сооружения.

Локальные очистные сооружения на АЗС должны обеспечивать очистку поверхностных сточных вод при проливах нефтепродуктов, аварийных ситуациях, загрязнений территории станции.

Основные требования к очистке поверхностных сточных вод:

- правильное планировочное решение территории объекта, обеспечивающее полный прием поверхностного стока ливневой канализации,
- обеспечение очистными сооружениями приема расчетного количества сточных вод;
- надежность и экологичность очистных сооружений, круглогодичный режим работы, наличие мероприятий по защите конструкции очистных сооружений от коррозии.

Основным показателем работы очистных сооружений является качество очистки. Промышленные и сточные воды перед сбросом с территории АЗС в городскую водосточную сеть или водоем, должны быть очищены до концентрации в них нефтепродуктов - 0,05 мг/л, взвешенных частиц - не более 10,5 мг/л.

Основные способы очистки: отстаивание, напорная или безнапорная фильтрация и сорбция.

Способ напорных фильтров используется в очистных сооружениях фирм: «МосводоканалНИИпроект», «ЭКОС-95», «Волна» и «Эй-Джи-Сток».

Способ безнапорной фильтрации используется в очистных сооружениях фирм: «Уоттос», «Дювидаг», «Ручей», «Модуль-Эко».

Очистная установка «МОЙДОДЫР-Л» (ЗАО Экологический промышленно-финансовый концерн «Мойдодыр» г. Москва) предназначена для очистки сточных вод от песка, взвешенных веществ и нефтепродуктов.

Установка состоит из гидроциклона, очистной установки «Мойдодыр-1», фильтра тонкой очистки, сорбционного фильтра и резервуара очищенной воды.

Загрязненная вода проходит несколько ступеней очистки:

- от крупных частиц - в аккумулялирующем резервуаре;
- от мелких частиц - в гидроциклоне;
- от взвесей и нефтесодержащих веществ - в тонкослойном отстойнике;
- в фильтрах с плавающей загрузкой и тонкой очистки:
до 20 мг/л - по взвешенным веществам;
до 6 мг/г - по нефтепродуктам;
- на сорбционном фильтре:
до 3 мг/л - по взвешенным веществам; до 0,05 мг/г - по нефтепродуктам.

Техническая характеристика очистной установки «Мойдодыр-1»

Концентрация загрязнений, мг/л:

сточной воды:

по взвешенным веществам	2000
по нефтепродуктам	300

очищенной воды

I ступень

по взвешенным веществам	650
по нефтепродуктам	150

II ступень

по взвешенным веществам	20
по нефтепродуктам	6

III ступень

по взвешенным веществам	3
по нефтепродуктам	0,5

Производительность установки, м³/ч до 5

Потребляемая мощность, кВт 2 × 1,15

(погружные насосы)

Объем воды в установке, м³ 7

Габаритные размеры установки, м³ 5,0x1,5x2,5

Масса комплекта, кг 2300

Промывка фильтров с плавающей загрузкой производится обратным током очищенной воды, сорбционного фильтра - промывным насосом. Восстановление фильтров тонкой очистки и сорбционного осуществляется заменой кассет.

Осадок, образующийся в установке, по мере его накопления сбрасывается в илосборный колодец с последующим вывозом.

Оборудование очистных сооружений может размещаться в помещении, в отдельно поставленном контейнере, располагаться в емкости под землей рядом с отстойником или в емкости под землей над отстойником.

Очистные сооружения состоят из приемного резервуара-отстойника со встроенным нефтесборником, емкости для сбора очищенной воды, одного по-

грузного или центробежного насоса, блока механосорбционных фильтров и блока сорбционных фильтров, соединенных трубопроводной арматурой.

Технические характеристики очистных сооружений ЗАО «Экос-95»:

Производительность, м³/ч 10

Потребляемая мощность, кВт 3

Начальная концентрация на входе в очистные сооружения:

по взвешенным веществам, мг/л 1000

по нефтепродуктам, мг/л 70

Конечная концентрация на выходе из очистных сооружений:

по взвешенным веществам, мг/л 3-10

по нефтепродуктам, мг/л 0-0,05.

Очистная установка «ЭКО» оборотного водоснабжения (ООО «Ин Эко Транс», г. Москва):

- предназначена для очистки сточных вод;
- обеспечивает рациональное использование воды и предотвращает загрязнение окружающей среды, в том числе нефтесодержащими продуктами;
- предназначена для очистки промышленных вод и моечных вод автомоек для любых видов транспорта с использованием аппаратов высокого давления и порталных моек.

Автомобильная мойка с системой оборотного водоснабжения обеспечивает мойку легкового и грузового автотранспорта и очистку воды оборотного водоснабжения от нефтепродуктов и механических примесей.

Основные элементы системы:

- эстакада с устройствами для подачи воды;
- отстойник с тонкослойным фильтром очистки и контейнерами для сбора механических примесей;
- очистная установка;
- емкости для сбора сепарированных нефтепродуктов и очищенной воды.

Отстойник из листового металла устанавливается на бетонную подушку с заглублением 3,0 м рядом с моечной эстакадой. Накапливающиеся в отстойнике механические примеси вывозятся в места, определенные экологической службой.

Очистная сепарационная установка размещается в отапливаемом и вентилируемом помещении. В состав сепарационной установки входят: насос подачи сточных вод на очистку, теплообменник, три напорных ступени очистки, блок автоматики и сигнализации, компрессор. Напорные ступени очистки - стальные емкости диаметром 0,6-2,5 м, высотой 2,4-5,0 (размеры зависят от производительности установки).

Первая ступень - коалесцирующий фильтр в сочетании с тонкостенным блоком очистки. В первой ступени происходит отделение пленочного и грубодисперсионного нефтепродукта.

Вторая ступень - коалесцирующий фильтр, на 3/4 объема заполненный коалесцирующим материалом и имеющий дренажный слой. На второй ступени очистки отделяется мелкодисперсный нефтепродукт.

Третья ступень - сорбирующий фильтр, обеспечивающий очистку от коллоидных и растворенных нефтепродуктов.

Сепарированные на напорных ступенях очистки нефтепродукты выводятся в

емкость для сбора нефтепродуктов. Очищенная вода подается на моечную эстакаду или в емкость для сбора технической воды.

Технические характеристики установки «Эко»:

Производительность, м³/ч 3-40

Концентрация в сточной воде

нефтепродуктов, % до 98

механических примесей, г/л 5-10

Концентрация в очищенной воде, мг/л.

нефтепродуктов 1

механических примесей не более 5

Регенерация фильтрующего материала напорных ступеней очистки производится в течение 30 мин обратным током горячей воды и сжатым воздухом через каждые 50-200 ч работы сепарационной установки.

Коалесцирующий материал не требует замены в течение всего срока эксплуатации. Сорбирующий материал третьей ступени очистки подлежит замене через каждые 8-12 мес. работы. Отработанный сорбирующий материал может использоваться как топливо для сжигания в котельных.

В настоящее время вместо дорогого сорбента - активированного угля используется мезопористый ископаемый уголь, выпускаемый фирмой «МИУ-Сорб». Всероссийский институт минерального сырья проводит исследования и начинает практическое внедрение нового фильтрующего материала, который обещает большое удешевление очистных сооружений. Этот фильтрующий материал называется шунгит.

Оригинальный сорбент СТРГ разработан ЗАО «ОРГЭНЕРГОГАЗ». Он предназначен для сбора аварийных разливов нефтепродуктов, для очистки промышленных сточных вод в фильтрах с плавающей загрузкой.

СТРГ практически полностью (более 99,5%) очищает загрязненную поверхность от углеводородов в течение 30 с момента их контакта, причем масса сорбируемых светлых нефтепродуктов в 40 с лишним раз превышает собственную массу сорбента.

СКВ «Транснефтеавтоматика» выпускаются блочные установки для очистки сточных вод моделей УБК-1М и УБГ-1.

Установка блочная коалесцирующая УБК-1М предназначена для очистки нефтесодержащих сточных вод в системах промышленной канализации нефтебаз, наливных пунктов и АЗС, оборудованных резервуаром для сбора сточных вод. Установка выполняется в двух модернизациях и может эксплуатироваться на производствах категории «В» в пожароопасных зонах ШИПЗ или во взрывоопасных зонах В-1а, В-1г.

Техническая характеристика установки УБК-1М

Пропускная способность - 5 м³/ч.

Содержание нефтепродуктов в воде на выходе установки (при начальной концентрации нефтепродуктов на входе в установку до 1000 мг/л) — не более 1-2 мг/л;

Габаритные размеры: длина - 2132 мм, ширина - 2253 мм, высота - 1710 мм.

Потребляемая мощность - не более 2,5 кВт. Температура окружающей среды, °С:

-без подключения теплоносителя - до +1

-с подключением теплоносителя - до -5

Срок службы установки — не менее 10 лет.

Срок службы адсорбента при непрерывной работе установки - не менее 100 суток. Масса — 2500 кг.

Установка представляет собой последовательно соединенные на раме коалесцирующие и адсорбирующие блоки очистки и секцию с электро- и гидрооборудованием.

Установка может транспортироваться любым видом транспорта и устанавливаться на открытом воздухе на ровной площадке без фундамента.

Первый блок очистки представляет собой резервуар с крупнозернистой коалесцирующей загрузкой.

Второй блок очистки конструктивно выполнен так же, как и первый, но с мелкозернистой коалесцирующей загрузкой. Третий блок очистки представляет собой резервуар с адсорбентом. Два первых блока очистки снабжены клапанами для стравливания воздуха.

Установка блочная глубокой очистки УБГ-1 предназначена для доочистки нефтесодержащих сточных вод от нефтепродуктов в системах промышленной канализации нефтебаз, наливных пунктов и АЗС.

Предназначена для работы в комплексе очистных сооружений на предприятиях нефтепродуктообеспечения для защиты окружающей среды от воздействия нефтепродуктов при сбросе сточных вод в водоемы с уровнем ПДК по нефтепродуктам до 0,05 мг/л.

Установка выполняется в двух модификациях и может эксплуатироваться в пожароопасных зонах П1, П2 или во взрывоопасных зонах В1-а, В1-г.

Техническая характеристика установки УБГ-1:

Пропускная способность, м³/ч 5

Содержание нефтепродуктов на входе в установку, мг/л, не более 5

Содержание нефтепродуктов на выходе из установки, мг/л, не более 0,05

Давление жидкости в установке, МПа, не более 0,6

Установленная мощность, кВт, не более 9,2

Температура окружающей среды, °С, не менее +5

Срок службы установки, лет, не менее 10

Срок службы адсорбента при непрерывной работе, лет, не менее 2

Масса конструкции, кг, не более 4000

Установка представляет собой комплект оборудования, состоящий из двух емкостей с устройствами для распределения потоков воды, заполненных адсорбентом, двух насосов, электро- и гидрооборудования, установленных на раме.

Гидравлическая схема установки позволяет осуществлять последовательную работу адсорберов и периодическую регенерацию адсорбирующей загрузки.

Практическое занятие № 12

Тема: Разработка плана-графика проведения технического обслуживания и ремонта

Цель занятия: Научиться рассчитывать объемы работ по техническому обслуживанию и ремонту технологического оборудования нефтескладов; разрабатывать план-график проведения ТОР; исходя из трудоемкости проведения ТОР проводить расчет штата обслуживающего персонала.

Работы по ТО проводят в объемах и с периодичностью, которые регламентируют соответствующими правилами, причем каждый вид ТО включает в себя перечень (номенклатуру) выполняемых операций.

По планово-предупредительной системе установлены следующие виды ТО:

ЕТО - ежедневное (ежесменное) техническое обслуживание;

ТО-1 - первое техническое обслуживание;

ТО-2 - второе техническое обслуживание.

СТО - сезонное техническое обслуживание;

Периодичность технического обслуживания приведена в таблице 1.

Таблица 1 Периодичность различных видов технического обслуживания технологического оборудования

Оборудование	ЕТО	ТО-1	ТО-2
Топливо раздаточные колонки	Ежедневно в начале и в конце рабочего дня (смены)	После отпуска 200 тыс. л. топлива, но не реже одного раза в 3 месяца	После отпуска 400 тыс. л. топлива но не реже одного раза в 6 мес.
Приёмораздаточные устройства	То же	То же	То же
Масло раздаточные колонки	Ежедневно	Не реже одного раза в 3 мес.	Не реже одного раза в 6 мес.
Механизированные заправочные агрегаты* (за исключением автотопливозаправщиков)	Один раз в сутки перед выездом	То же	2 раза в год при переходе на осеннее-зимний и весеннее – летний
Мотонасосные установки	Один раз в сутки в начале рабочего дня (смены)	То же	Не реже одного раза в 6 мес.
Резервуары с арматурой и коммуникациями	Ежедневно в начале и в конце рабочего дня (смены)	Через каждые 6 мес.	Через каждые 12 мес. Для резервуаров с дизельным топливом и через каждые 24 мес. для резервуаров с другими нефтепродуктами

*Техническое обслуживание шасси, на котором смонтирован агрегат (автомобиля, автоприцепа), выполняют в сроки, установленные для данного вида подвижного состава.

Сезонное техническое обслуживание проводится 2 раза в год при подготовке технологического оборудования к эксплуатации в осеннее-зимних и весеннее-летних условиях. СТО совмещают по срокам с очередным техническим обслуживанием. СТО предусматривает все работы по ежедневному и профилактическому обслуживанию и, кроме того дополнительные работы, связанные с эксплуатацией оборудования в зимних и летних условиях.

Для производства работ по техническому обслуживанию технологического оборудования топливозаправочных комплексов и нефтескладов (особенно в

случае привлечения специализированных ремонтных предприятий) следует знать приблизительно трудоемкость этих операций. Эти данные, полученные опытным путем, приведены в таблице 2.

Таблица № 2

Трудоемкость ТО технологического оборудования, чел×ч

Оборудование	ТО-1	ТО-2
Топливораздаточные колонки	4,0... 4,5	5,3... 5,8
Маслораздаточные колонки	3,0	3,3
Приемораздаточные устройства	5,2	5,4
Мотонасосные установки	4,0	5,3
Механизированные заправочные агрегаты	4,3	5,6
Резервуары с арматурой вместимостью, м ³ : 5	4,9	9,9
10	5,0	10,0
25	5,5	10,5
50	5,7	10,7

МЕТОДИКА РАСЧЕТОВ

1. На основании анализа работы нефтесклада определяем перечень технологического оборудования для которого предусматривается проведение планово-предупредительной системы ТОР, годовой расход бензина, дизельного топлива и составляем план-график (см. таблицу 3).

Таблица 3

План-график проведения ТОР

Наименование оборудования, количество, шт	Последний ремонт		Вид ремонта (ТО; ТР; КР)												Примечание		
	Вид ремонта	Дата	1 квартал			2 квартал			3 квартал			4 квартал					
			Янв	Фев	Март	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Нояб	Дек			
1. ТРК (бензин) 4 шт																	
2. МРК (диз. топ.) 2 шт																	
3 Приёмораздаточные устройства – 6 шт																	
4 Мотонасосные установки – 2 шт																	
5 Механизированные заправочные агрегаты – 4 шт																	
6 Резервуары с арматурой вместимостью: 10 м ³ (1 шт) 25 м ³ (3 шт)																	

2. Определяем годовой объем работ (суммарную трудоемкость) по техническому обслуживанию оборудования в часах рабочего времени,

$$T_{\Gamma} = \sum_{i=1}^{i=n} K_{TO-i} \cdot t_{TO-i} + K_{TO-2i} \cdot t_{TO-2i}, \text{ чел} \times \text{ч}$$

где n - число марок технологического оборудования на объекте; K_{TOi} и K_{TO2i} - число ТО-1 и ТО-2 оборудования i -й марки в течение года; t_{TO1i} и t_{TO2i} - трудоемкость ТО-1 и ТО-2 оборудования i -й марки в часах рабочего времени.

3. Определяем необходимое количество рабочих (штат обслуживающего персонала) для выполнения годовой программы проведения плановых технических обслуживаний.

$$n_{РАБ} = \frac{T_{\Gamma}}{\Phi_{Г.Р.}}$$

где T_{Γ} – годовой объем работ по ТО, чел×ч;

$\Phi_{Г.Р.}$ – годовой фонд времени одного рабочего, ч

Годовой фонд времени одного рабочего определяется по формуле:

$$\Phi_{Г.Р.} = (D_{К} - D_{В} - D_{П} - D_{П/В} - D_{Б} - D_{ОТ}) \cdot \tau_{СМ} \cdot K_{ИСП}, \text{ ч}$$

где: $D_{К}$ - календарные дни ($D_{К} = 365$);

$D_{В}$ – количество выходных дней ($D_{В} = 52$);

$D_{П}$ – количество праздничных дней;

$D_{П/В}$ – количество предвыходных дней ($D_{П/В} = 52$);

$D_{Б}$ – количество дней по бюллетеню (мужчины 4...6, женщины 12...14 дней);

$D_{ОТ}$ – количество дней отпуска ($D_{ОТ} = 18...28$);

$\tau_{СМ}$ – время смены ($\tau_{СМ} = 7...8$ часов);

$K_{ИСП}$ – коэффициент использования времени смены ($K_{ИСП} = 0,85...0,95$).

Коэффициент использования рабочего времени применяют в случае проведения технических обслуживаний рабочими ремонтного предприятия, и учитывает время нахождения рабочих в пути между этим предприятием и обслуживаемым объектом. Рассмотрим примерные значения этого коэффициента в зависимости от расстояния между ремонтным предприятием и объектом.

Расстояние, км	10	20	30	40	50	60	70	80
Коэффициент использования	0,96	0,93	0,90	0,86	0,82	0,78	0,75	0,70

После определения количества рабочих проводят распределение должностей для участка по обслуживанию технологического оборудования согласно штатному расписанию (слесарь-ремонтник, электрогазосварщик, токарь, электрослесарь и др.).

Практическое занятие № 13

Тема: Определение потребности в нефтепродуктах с/х предприятий путем использования статистических данных.

Цель занятия: научиться прогнозировать ожидаемый расход нефтепродуктов в сельскохозяйственных предприятиях.

Определение потребности в нефтепродуктах может производиться различными методами:

- прогнозированием с использованием статистических данных;
- по отношению к объему планируемых работ;
- по отношению к объему планируемой сельскохозяйственной продукции.

1. Ожидаемый расход нефтепродуктов в расчетном году может прогнозироваться с использованием статистических данных при условии, что рассматриваемое хозяйство стабильно работает в течении ряда лет, не претерпевая существенных изменений в своей структуре, специализации, технической оснащенности и т.п.. В этом случае требуемый показатель может определяться на основании учетных данных за последние 3...5 лет.

Ожидаемый годовой расход нефтепродукта определяется:

$$Q_T = Q_{ГО} [1 + \beta \cdot (n + n_{п})] , \quad (1)$$

где $Q_{ГО}$ – расход нефтепродукта в исходном году, т; β – среднее изменение годового расхода за (n) лет; n – период, взятый для расчета (n = 3...5 лет), не считая исходного года; $n_{п}$ – период, взятый для прогнозирования ($n_{п} = 3...5$ лет).

$$\beta = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \frac{Q_{pi} - Q_{po}}{Q_{po} \cdot i}}{n} , \quad (2)$$

где Q_{pi} – годовой расход в i-м году (i = 1, 2 ... n).

Прогнозирование производится отдельно по автомобильному бензину и дизельному топливу, а потребность в маслах и смазках определяется в процентном отношении к потребности в топливе:

Нормы расхода смазочных материалов при эксплуатации автомобильного транспорта на 100 л расхода топлива

Вид смазочного материала, ед. изм.	При работе автомобиля	
	на бензине	на дизельном топливе
Масла, л:		
Моторные	2,4	3,2
Трансмиссионные	0,3	0,4
Специальные	0,1	0,1
Пластичные смазки, кг	0,2	0,3

Примечание. Для пластичных смазок дифференцирование потребности в них можно ориентировочно осуществить, приняв, что их общий расход распределяется следующим образом:

- тугоплавкие смазки (типа Литол-24) – 30 %;
- среднетемпературные смазки (типа Солидол С) – 60%;
- специальные смазки (типа ЦИАТИМ-201) – 7%;
- консервационные смазки (типа ПВК) – 3%

2) При отсутствии учетных данных о расходе нефтепродуктов за предыдущие годы (например, при создании новых хозяйств) или при невозможности

использования этих данных (например, при изменении специализации хозяйства), определение потребности в нефтепродуктах следует проводить **на основании анализа объема планируемых основных работ:**

- производство продукции растениеводства;
- производство продукции животноводства;
- транспортные работы общехозяйственного назначения, не связанные непосредственно с производством с/х продукции;
- ремонт и техническое обслуживание машинно-тракторного парка;
- прочие технологические и хозяйственные нужды.

В зависимости от специализации и технического оснащения конкретного хозяйства приведенная классификация может изменяться и дополняться.

Годовая потребность в автомобильном бензине и дизельном топливе по основным видам работ в **растениеводстве** в соответствии с технологическими картами определяется:

$$Q_{zp} = \sum_{i=1}^{i=m} F_i \cdot q_i \quad , \quad (3)$$

где F_i – площадь, запланированная для возделывания i -й с/х культуры, га; q_i – норма расхода нефтепродукта необходимая для возделывания i -й с/х культуры, кг/га; m – число возделываемых с/х культур.

Годовая потребность в автомобильном бензине и дизельном топливе при производстве продукции **животноводства** по основным видам работ в соответствии с технологическими картами определяется:

$$Q_{zжс} = \sum_{i=1}^{i=n} N_i \cdot q_i \quad , \quad (4)$$

где N_i – количество животных i -го вида, планируемых для получения товарной продукции, шт; q_i – норма расхода нефтепродукта на одну голову животного при производстве продукции животноводства, кг/гол; n – количество видов продукции животноводства.

Таким образом, общая годовая потребность в нефтепродуктах данного вида для производства с/х продукции составляет:

$$Q_{г\ с/х} = Q_{гр} + Q_{гжс} \quad , \quad (5)$$

Годовой расход нефтепродуктов на **транспортные работы** для автомобилей составляет:

$$Q_{z\ mp} = \sum_{i=1}^{i=m} n \cdot \left(H_{ли} \cdot \frac{L_i}{100} + H_{Ti} \cdot \frac{W_i}{100} \right) \cdot \left\{ 1 + \frac{D_i}{100} \right\} \quad , \quad (6)$$

где $H_{ли}$ – линейная норма расхода топлива на 100 км пробега, автомобиля i -й марки, л; H_{Ti} – линейная норма расхода топлива на 100 т/км транспортной работы грузового автомобиля i -й марки, л; L_i – среднегодовой пробег автомобиля i -й марки, км; W_i – транспортная работа за пробег L_i , т/км; m – количество автомобилей i -й марки; n – количество марок автомобилей; D_i – надбавка к нормам расхода топлива, %.

Годовая потребность в дизельном топливе и бензине для технического обслуживания и ремонта автомобилей для каждого вида топлива определяется:

$$Q_{г\ то} = \sum_{i=1}^{i=n} (K_{тоi} \cdot H_{тоi} + K_{тpi} \cdot H_{тpi} + K_{кpi} \cdot H_{кpi}) \quad , \quad (7)$$

где H_{TOi} , H_{TPi} , H_{KPi} – норма расхода топлива соответственно на техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт автомобиля i -й марки, л; K_{TOi} , K_{TPi} , K_{KPi} – количество соответственно технических обслуживаний, текущих и капитальных ремонтов автомобилей i -й марки, шт; n – количество марок автомобилей.

Ожидаемый годовой расход нефтепродукта, определяемый на основании объема планируемых работ, составляет:

$$Q_G = Q_{ГC/X} + Q_{ГТР} + Q_{ГТО} + Q_{ГПР} \quad , \quad (8)$$

где $Q_{ГC/X}$ – годовая потребность в нефтепродукте для производства с/х продукции, кг; $Q_{ГТР}$ – годовая потребность в нефтепродукте для транспортных автомобильных работ, кг; $Q_{ГТО}$ – годовая потребность в нефтепродукте для технического обслуживания и ремонта автомобилей и с/х машин, кг; $Q_{ГПР}$ – годовая потребность в нефтепродукте на прочие нужды, кг

3) Определение ожидаемого в расчетном году расхода нефтепродуктов может производиться **на основе анализа планируемых на этот год объемов производства**. Потребность в автомобильном бензине и дизельном топливе на основе планируемых в расчетном году объемов производства продукции растениеводства определяется:

$$Q_{ГР} = \sum_{i=1}^{i=m} P_{pi} \cdot q_{pi} \quad , \quad (9)$$

где P_{pi} – планируемый объем производства i -го вида продукции, т/год; q_{pi} – норма расхода нефтепродукта на единицу продукции i -го вида, кг/т; m – число возделываемых культур.

$$P_{pi} = S_{pi} \cdot Y_{pi} \quad , \quad (10)$$

где S_{pi} – площадь возделываемой i -й с/х культуры, га; Y_{pi} – средняя урожайность возделываемой i -й с/х культуры, т/га.

Потребность в автомобильном бензине и дизельном топливе на основе планируемых объемов производства продукции животноводства определяется:

$$Q_{ГЖ} = \sum_{i=1}^{i=n} P_{жи} \cdot q_{жи} \quad , \quad (11)$$

где $P_{жи}$ – планируемый объем производства продукции животноводства i -го вида, т/год; $q_{жи}$ – норма расхода нефтепродукта на единицу продукции животноводства i -го вида, кг/т; n – количество видов продукции животноводства.

Суммарная годовая потребность в нефтепродукте каждого вида для производства с/х продукции определяется по формуле (5), а годовой расход каждого нефтепродукта, на другие виды хозяйственной деятельности определяется по объему выполняемых работ – формулы (6 и 7). Суммарный годовой расход каждого вида нефтепродукта определяется по формуле (8).

Контрольные вопросы

1. Опишите метод определения потребности в нефтепродуктах с использованием статистических данных.
2. Опишите метод определения потребности в нефтепродуктах на основании объема планируемых работ.
3. Опишите метод определения потребности в нефтепродуктах на основании объема планируемой сельскохозяйственной продукции.

ЗАДАНИЕ

Определите потребность в нефтепродуктах с/х предприятия путем использования статистических данных. Данные для расчетов принять из таблицы 1.

1-вариант		2-вариант		3-вариант	
Расход нефтепродуктов, т:		Расход нефтепродуктов, т:		Расход нефтепродуктов, т:	
Бензин	Диз.топливо	Бензин	Диз.топливо	Бензин	Диз.топливо
$Q_{p0}= 50$	$Q_{p0}= 100$	$Q_{p0}= 40$	$Q_{p0}= 90$	$Q_{p0}= 30$	$Q_{p0}= 80$
$Q_{p1}= 50,5$	$Q_{p1}= 102$	$Q_{p1}= 41$	$Q_{p1}= 90,5$	$Q_{p1}= 30,5$	$Q_{p1}= 82$
$Q_{p2}= 52$	$Q_{p2}= 103$	$Q_{p2}= 43$	$Q_{p2}= 91$	$Q_{p2}= 31,5$	$Q_{p2}= 83,5$
$Q_{p3}= 53$	$Q_{p3}= 106$	$Q_{p3}= 44,5$	$Q_{p3}= 92,5$	$Q_{p3}= 32$	$Q_{p3}= 84$
$Q_{p4}= 55$	$Q_{p4}= 108$	$Q_{p4}= 46$	$Q_{p4}= 94$	$Q_{p4}= 34$	$Q_{p4}= 86$
$Q_{p5}= 56$	$Q_{p5}= 110$	$Q_{p5}= 47$	$Q_{p5}= 95$	$Q_{p5}= 35$	$Q_{p5}= 87$
4-вариант		5-вариант		6-вариант	
Расход нефтепродуктов, т:		Расход нефтепродуктов, т:		Расход нефтепродуктов, т:	
Бензин	Диз.топливо	Бензин	Диз.топливо	Бензин	Диз.топливо
$Q_{p0}= 15$	$Q_{p0}= 55$	$Q_{p0}= 25$	$Q_{p0}= 65$	$Q_{p0}= 35$	$Q_{p0}= 75$
$Q_{p1}= 15,5$	$Q_{p1}= 56$	$Q_{p1}= 26$	$Q_{p1}= 66$	$Q_{p1}= 35,5$	$Q_{p1}= 76$
$Q_{p2}= 16$	$Q_{p2}= 56,5$	$Q_{p2}= 26,5$	$Q_{p2}= 66,5$	$Q_{p2}= 36$	$Q_{p2}= 76$
$Q_{p3}= 16$	$Q_{p3}= 57$	$Q_{p3}= 27$	$Q_{p3}= 67$	$Q_{p3}= 37$	$Q_{p3}= 77$
$Q_{p4}= 17$	$Q_{p4}= 58$	$Q_{p4}= 27,5$	$Q_{p4}= 68$	$Q_{p4}= 37,5$	$Q_{p4}= 77,5$
$Q_{p5}= 18$	$Q_{p5}= 58,5$	$Q_{p5}= 28$	$Q_{p5}= 69$	$Q_{p5}= 37,5$	$Q_{p5}= 78$
7-вариант		8-вариант		9-вариант	
Расход нефтепродуктов, т:		Расход нефтепродуктов, т:		Расход нефтепродуктов, т:	
Бензин	Диз.топливо	Бензин	Диз.топливо	Бензин	Диз.топливо
$Q_{p0}= 20$	$Q_{p0}= 85$	$Q_{p0}= 55$	$Q_{p0}= 95$	$Q_{p0}= 70$	$Q_{p0}= 105$
$Q_{p1}= 21$	$Q_{p1}= 86$	$Q_{p1}= 56$	$Q_{p1}= 96$	$Q_{p1}= 70,5$	$Q_{p1}= 106$
$Q_{p2}= 21,5$	$Q_{p2}= 87,5$	$Q_{p2}= 56,5$	$Q_{p2}= 96$	$Q_{p2}= 71$	$Q_{p2}= 108$
$Q_{p3}= 22$	$Q_{p3}= 88$	$Q_{p3}= 57$	$Q_{p3}= 97$	$Q_{p3}= 72$	$Q_{p3}= 108,5$
$Q_{p4}= 23$	$Q_{p4}= 89$	$Q_{p4}= 58$	$Q_{p4}= 97,5$	$Q_{p4}= 73$	$Q_{p4}= 109$
$Q_{p5}= 23,5$	$Q_{p5}= 89,5$	$Q_{p5}= 58,5$	$Q_{p5}= 98$	$Q_{p5}= 73,5$	$Q_{p5}= 110$
10-вариант		11-вариант		12-вариант	
Расход нефтепродуктов, т:		Расход нефтепродуктов, т:		Расход нефтепродуктов, т:	
Бензин	Диз.топливо	Бензин	Диз.топливо	Бензин	Диз.топливо
$Q_{p0}= 100$	$Q_{p0}= 110$	$Q_{p0}= 120$	$Q_{p0}= 43$	$Q_{p0}= 115$	$Q_{p0}= 53$
$Q_{p1}= 104$	$Q_{p1}= 112$	$Q_{p1}= 124$	$Q_{p1}= 44$	$Q_{p1}= 120$	$Q_{p1}= 54$
$Q_{p2}= 106$	$Q_{p2}= 115$	$Q_{p2}= 126$	$Q_{p2}= 45$	$Q_{p2}= 122$	$Q_{p2}= 56$
$Q_{p3}= 110$	$Q_{p3}= 118$	$Q_{p3}= 128$	$Q_{p3}= 45,5$	$Q_{p3}= 126$	$Q_{p3}= 57$
$Q_{p4}= 112$	$Q_{p4}= 120$	$Q_{p4}= 130$	$Q_{p4}= 46$	$Q_{p4}= 128$	$Q_{p4}= 57,5$
$Q_{p5}= 115$	$Q_{p5}= 122$	$Q_{p5}= 132$	$Q_{p5}= 47$	$Q_{p5}= 130$	$Q_{p5}= 58$
13-вариант		14-вариант		15-вариант	
Расход нефтепродуктов, т:		Расход нефтепродуктов, т:		Расход нефтепродуктов, т:	
Бензин	Диз.топливо	Бензин	Диз.топливо	Бензин	Диз.топливо
$Q_{p0}= 120$	$Q_{p0}= 225$	$Q_{p0}= 130$	$Q_{p0}= 235$	$Q_{p0}= 140$	$Q_{p0}= 245$
$Q_{p1}= 125$	$Q_{p1}= 226$	$Q_{p1}= 131$	$Q_{p1}= 236$	$Q_{p1}= 145$	$Q_{p1}= 246$
$Q_{p2}= 128$	$Q_{p2}= 227$	$Q_{p2}= 131,5$	$Q_{p2}= 237$	$Q_{p2}= 150$	$Q_{p2}= 246,5$
$Q_{p3}= 131$	$Q_{p3}= 227,5$	$Q_{p3}= 133$	$Q_{p3}= 238$	$Q_{p3}= 155$	$Q_{p3}= 247$
$Q_{p4}= 132$	$Q_{p4}= 228$	$Q_{p4}= 133,5$	$Q_{p4}= 239$	$Q_{p4}= 160$	$Q_{p4}= 247,5$
$Q_{p5}= 135$	$Q_{p5}= 230$	$Q_{p5}= 134$	$Q_{p5}= 240$	$Q_{p5}= 170$	$Q_{p5}= 248$

Плотность бензина (при 20 °С) 725...780 кг/м³

Плотность дизельного топлива (при 20 °С) 830...860 кг/м³

Практическое занятие № 14

Расчет вместимости резервуарного парка нефтесклада

Нефтесклад представляет собой совокупность сооружений, оснащенных оборудованием для проведения операций с нефтепродуктами (прием, хранение и выдача).

При расчете вместимости резервуарного парка используем следующие показатели:

- среднегодовой расход дизельного топлива Q_{Γ}^{DT} , т и бензина Q_{Γ}^B , т;
- периодичность доставки дизельного топлива $П_{доc}^{DT}$, дней и бензина $П_{доc}^B$, дней;
- отклонение периодичности доставки дизельного топлива $t_{откл}^{DT}$, дней и бензина $t_{откл}^B$, дней;
- нормы расхода моторного, трансмиссионного, гидравлического масел для дизельных и бензиновых двигателей, % от расхода топлива;
- коэффициент неравномерности суточного расхода λ_G ;
- коэффициент остаточного запаса нефтепродуктов K_3 ;
- коэффициент использования объема емкости f .

Исходные данные приведены в таблице 1.

Порядок выполнения расчета

1. Для определения необходимой вместимости резервуаров нефтесклада необходимо знать средний суточный расход каждого нефтепродукта за год, кг/сут:

$$Q_c = \frac{Q_{\Gamma}}{365}$$

2. Определяем страховой запас каждого нефтепродукта при переменном способе доставки, кг:

$$S = Q_c \cdot (\lambda_G - 1) \cdot (t_{откл} + П_{доc}) ,$$

где $\lambda_G = \frac{Q_{max}}{Q_c}$ коэффициент неравномерности расхода; Q_{max} – максимальный суточный расход i -го нефтепродукта в течение года, кг/сут.

3. Определяем максимальный уровень запаса нефтепродуктов, кг:

$$Q_{max} = S + Q_c \cdot (t_{откл} + П_{доc})$$

4. Определяем требуемую вместимость резервуаров нефтесклада, м³:

4.1 Для топлива:

$$V = \frac{Q_{max} \cdot (1 + K_3)}{\rho_T \cdot f} ,$$

где ρ_T – плотность топлива (см. таблицу 2), значения коэффициентов K_3 и f приведены в таблице 3.

Общая вместимость резервуаров для топлива:

$$\sum V_{топл} = V_{DT} + V_B$$

4.2 Для масел:

$$V = \frac{Q_{max} \cdot P \cdot (1 + K_3)}{\rho_M \cdot f} ,$$

где Р - % расхода масел от расхода топлива (см. таблицу 4); ρ_m – плотность масла (см. таблицу 2)

5. Определяем общий объем резервуаров для масел:

$$\sum V_{\text{МАСЕЛ}} = V_{\text{МД}} + V_{\text{МБ}} + V_{\text{МГ}} + V_{\text{МТ}}$$

6. Определяем общий объем резервуаров для топлива и масел:

$$\sum V_{\text{ОБЩ}} = \sum V_{\text{ТОПЛ}} + \sum V_{\text{МАСЕЛ}}$$

7. На основании полученных результатов принимаем типовой проект нефтесклада удельной вместимостью 40, 80, 150, 300, 600 и 1200 м³.

ТАБЛИЦА 1

Исходные данные							
№ задания	Q _{ДТ} , т	Q _Б , т	П _{ДОС} ^{ДТ} , дни	П _{ДОС} ^Б , дни	t _{отклДТ}	t _{отклБ}	λ _G
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1100	600	4	3	2	3	3
2	1000	500	7	4	5	3	4
3	950	450	6	3	4	2	3
4	900	400	5	5	3	5	2
5	850	350	4	4	2	4	5
6	800	300	3	3	5	3	4
7	750	250	2	5	4	2	3
8	700	200	7	4	3	5	2
9	650	150	6	3	2	4	5
10	600	1000	5	5	5	3	4
11	550	950	4	4	4	2	3
12	500	900	3	3	3	5	2
13	450	850	2	5	2	4	5
14	400	800	7	4	5	3	4
15	350	750	6	3	4	2	3
16	300	700	5	5	3	5	2
17	250	650	4	4	2	4	5
18	200	600	3	3	5	3	4
19	150	550	2	5	4	2	3
20	1000	400	7	4	3	5	2
21	950	350	6	3	2	4	5
22	900	300	5	5	5	3	4
23	850	250	4	4	4	2	3
24	800	200	3	3	3	5	2
25	750	150	2	5	2	4	5
26	700	200	7	4	5	3	4
27	650	150	6	3	4	2	3
28	600	1000	5	5	3	5	2
29	550	950	4	4	2	4	5
30	500	900	3	3	5	3	4
31	450	850	2	5	4	2	3
32	400	800	7	4	3	5	2
33	350	750	6	3	2	4	5
34	300	700	5	5	5	3	4
35	250	650	4	4	4	2	3
36	200	600	3	3	3	5	2
37	150	550	2	5	2	4	5
38	1000	500	7	4	5	3	4
39	950	450	6	3	4	2	3
40	900	400	5	5	3	5	2

ТАБЛИЦА 2
Плотности некоторых нефтепродуктов

Вид нефтепродукта	Плотность кг/м ³
Бензин	735...750
Дизельное топливо	830...860
Моторное масло для бензиновых двигателей	920...930
Моторное масло для дизельных двигателей	900...920
Трансмиссионное масло	900...910
Масло для гидросистемы	880...905

ТАБЛИЦА 3
Значения коэффициентов

Наименование	Значение
Коэффициент остаточного запаса нефтепродукта, K_3 - для дизельного топлива, бензина - для масел	0,04 0,06...0,08
Коэффициент использования объема емкости, f	0,95

ТАБЛИЦА 4
Расход масла (%) от расхода топлива

Моторного для дизельных двигателей, P_{MD}	3,5...5,5
Моторного для бензиновых двигателей, P_{MB}	2,0...3,8
Трансмиссионного масла, P_{MT}	0,4...1,4
Масла для гидравлической системы, P_{MG}	0,1...0,5

Практическое занятие № 15

Тема: Гидравлический расчет трубопроводных конструкций нефтесклада

Цель занятия: научиться выполнять гидравлический расчет трубопроводов, подбирать насосы и их привод (э/д) обеспечивающие производительность при операциях на нефтескладе; научиться определять необходимое количество ТРК и МРК, исходя из среднесуточной потребности в данном виде топлива.

Гидравлический расчет обычно производится для участка трубопровода, эксплуатирующегося в наиболее тяжелых условиях (т.е. самого протяженного; наибольшее количество местных сопротивлений; наибольший перепад высот конечных точек участка).

При выполнении гидравлического расчета необходимо:

- обосновать производительность перекачки НП-ов (подача насоса при сливе и выдаче – до 500 л/мин, а при заправке баков машин – от 50 до 80 л/мин);
- определить для всех участков трубопровода оптимальные внутренние диаметры и подобрать размеры труб согласно стандартам;
- выбрать и расставить на трубопроводе запорную арматуру;
- рассчитать потери напора в трубопроводе;
- подобрать насосы обеспечивающие производительность при операциях на нефтескладе;
- проверить насосы на бескавитационную работу.

Методика расчета (часть 1)

1. Учитывая необходимую производительность перекачки нефтепродукта по таблицам 1, 2, 3, 4 предварительно выбираем насосное оборудование.

Таблица 1 Технические показатели вихревых консольных самовсасывающих насосов ГОСТ 10392-89

Марка насоса	Подача, м ³ /ч, (л/с)	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Потребляемая мощность, кВт	Кавитационный запас, м
ВКС 1/35,5	3,6 (1)	35,5	2950	не более 2	6
ВКС 1,8/40	6,5(1,8)	40	2950	не более 2	6,5
ВКС 2/26 Б (Б-2Г, АБ-2Г)	7,2 (2)	26	1450	не более 4,6	5
ВКС 4/28 Б (Б-2Г, АБ-2Г)	14,4 (4)	28	1450	не более 7,0	6
ВКС 5/32 Б (Б, Б-2Г, АБ-2Г)	18 (5)	32	1450	не более 8,8	6,5
ВКС 10/45 А(Б)	36 (10)	45	1450	не более 27,0	7,0

Таблица 2 Технические показатели центробежно-вихревых насосов ГОСТ 10392-89

Марка насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Потребляемая мощность, кВт	Кавитационный запас, м
ЦВК 4/112	14,4	112	2950	не более 18,0	2,6
ЦВК 5/125	18,0	125	2950	не более 21,5	2,8
ЦВК 6,3/160	22,7	160	2950	не более 29,0	3,0
СЦН-60М	75/60	70/65	3000	не более 23,5/19	7-7,5
СЦН-20-40А	20	35	3000	не более 2,9	7,5
СЦН-20-24А	30	54	1450	не более 16	8,5

Таблица 3 Технические показатели шестеренных насосов

Марка насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Потребляемая мощность, кВт	Кавитационный запас, м
Ш-40-6	18	0,36	1000	8	6
Ш-8-25	5,8	0,25	1450	1	5

Таблица 4 Технические показатели винтовых насосов

Марка насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Потребляемая мощность, кВт	Кавитационный запас, м
ВН8/5	8/4	0,5	1800/1000	5,85	5
ЗВ8/25-8/5	14/7	0,5	3000/1500	5,85	4
ВН-50	50/25	0,8	2000/1100	18	5
ЗВ40/25-50/85	60/30	0,8	2640/1430	40	5
ВС-200	200	2	1500	176	5,5

Показатели в таблице соответствуют перекачке нефтепродуктов с вязкостью в числителе до 16 см²/с, а в знаменателе более 16 см²/с.

2. Определяем внутренний диаметр трубопровода:

$$d_B = \sqrt{\frac{4Q}{\pi W 3600}} \quad (\text{м})$$

где Q - производительность перекачки, м³/ч;

W=2 м/с – скорость течения жидкости в трубопроводе (для нефтескладов)

3. Определяем толщину стенки трубы:

$$\delta = \frac{P d_B n}{2 \sigma_T K m} \quad (\text{м})$$

P – рабочее давление в трубопроводе (Па) создается насосом; P=Hρg

D_B – внутренний диаметр трубопровода (м);

σ_T – предел текучести металла (Па) [σ_T]=180 МПа;

K=0,9 коэффициент неоднородности металла (для углеродистой стали);

$n = 1,1 \dots 1,2$ коэффициент перегрузки;

$m = 0,75 \dots 0,85$ коэффициент условий работы

4. По полученным данным по таблице 5 выбираем марку трубы.

Таблица 5 Трубы стальные бесшовные для маслопроводов
и топливопроводов ГОСТ 19277-73

Наружный диаметр, мм	Масса 1 п.м. труб, кг, при толщине стенки, мм										
	1,0	1,2	1,4	1,5	1,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,0
20	0,469	0,556	0,642	0,648	0,726	0,806	0,888	-	-	-	-
21	0,493	0,586	0,675	0,721	0,767	0,851	0,937	-	-	-	-
22	0,518	0,616	0,710	0,758	0,806	0,895	0,986	1,07	1,2	1,33	1,41
24	0,567	0,674	0,779	0,832	0,885	0,984	1,09	1,18	1,33	1,46	1,55
25	0,592	0,703	0,813	0,869	0,925	1,03	1,13	1,24	1,3	1,53	1,63
27	0,641	0,764	-	0,943	-	-	-	-	-	-	-
28	0,666	0,793	0,918	0,980	1,042	1,163	1,282	-	-	-	-
30	0,715	0,851	0,986	1,05	1,12	1,25	1,38	1,51	1,70	1,88	2,00
32	0,755	0,910	1,053	1,13	1,2	1,34	1,48	1,62	1,76	2,02	2,15
34	0,814	0,968	1,122	1,20	1,28	1,43	1,58	1,72	1,94	2,15	2,29
35	0,838	0,998	1,159	1,24	1,32	1,47	1,63	1,78	2,00	2,22	2,37
36	0,863	1,027	1,192	1,28	1,36	1,52	1,68	1,83	2,07	2,29	2,44
38	0,912	1,087	1,26	1,35	1,44	1,61	1,78	1,94	2,19	2,43	2,59
40	0,962	1,146	1,33	1,42	1,52	1,69	1,87	2,05	2,31	2,56	2,74
42	1,010	1,208	1,41	1,50	1,60	1,79	1,97	2,16	2,44	2,70	2,89
45	1,090	1,295	1,51	1,61	1,71	1,91	2,12	2,32	2,62	2,91	3,11
48	1,160	1,382	1,61	1,72	1,83	2,05	2,27	2,48	2,81	3,11	3,33
50	1,21	1,44	1,68	1,79	1,91	2,14	2,37	2,59	2,93	3,25	3,48
53	1,28	1,53	1,78	1,90	2,03	2,27	2,51	2,76	3,11	3,46	3,70
56	1,36	1,62	1,89	2,02	2,15	2,40	2,66	2,92	3,30	3,66	3,92
60	1,46	1,74	2,02	2,16	2,31	2,58	2,86	3,13	3,55	3,94	4,22
63	1,53	1,83	2,13	2,27	2,42	2,71	3,01	3,30	3,72	4,15	4,44
65	1,58	1,89	2,20	2,35	2,50	2,80	3,11	3,40	3,85	4,29	4,59
70	1,70	2,03	2,37	2,53	2,70	3,02	3,35	3,68	4,16	4,63	4,96

5. Подбор электродвигателя к выбранному при проектировании насосу производят по потребляемой мощности на валу насоса и частоте вращения. Мощность э/д определяется по формуле:

$$N = \frac{\rho \cdot g \cdot Q_{\text{НОМ}} \cdot H_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{зап}}}{\eta \cdot 1000}, \text{ кВт}$$

где $H_{\text{НОМ}}$ – номинальный напор, м; $Q_{\text{НОМ}}$ – номинальная производительность, м³/ч; η – коэффициент полезного действия насоса ($\eta = 0,7 \dots 0,75$); $K_{\text{зап}}$ – коэф. запаса (для э/д $N < 50$ кВт = 1,2; $N > 50$ кВт = 1,15).

Частота вращения вала э/д должна быть больше частоты вращения рабочего колеса. Э/д, применяемые в насосных станциях, должны быть выполнены во взрыво- и пожаробезопасном исполнении. По ГОСТ 13267-73 серия 4А с частотой вращения 1000, 1500, 3000 об/мин. (Таблица 6)

Таблица 6 Технические данные двигателей серии 4А, исполнение по степени защиты IP23, способ охлаждения ИСА01 (ГОСТ 13267-73)

Тип двигателя	N _н , кВт	При номинальной нагрузке			$\frac{M_{max}}{M_n}$	$\frac{M_{min}}{M_n}$	Крутящий момент, кг·м ²
		n _н , об/мин	η _н , %	cos φ _н			
3000 об/мин (синхр.)							
4А80А2У3	1,5	2850	81	0,85	2,2	1,2	18,3·10 ⁻⁴
4А90L2У3	3,0	2840	84,5	0,88	2,2	1,2	35,3·10 ⁻⁴
4А100L2У3	5,5	2880	87,5	0,91	2,2	1,2	75,0·10 ⁻⁴
4А112М2У3	7,5	2900	87,5	0,88	2,2	1,0	1,0·10 ⁻²
4А132М2У3	11,0	2900	88,0	0,90	2,2	1,0	2,25·10 ⁻²
4А160S2У3	15	2940	88,0	0,91	2,2	1,0	4,75·10 ⁻²
4А160М2У3	18,5	2940	88,5	0,92	2,2	1,0	5,25·10 ⁻²
4АН160S2У3	22,0	2915	88,0	0,88	2,2	1,0	4,25·10 ⁻²
4АН160М2У3	30,0	2915	90,0	0,91	2,2	1,0	5,5·10 ⁻²
4АН180S2У3	37,0	2945	91,0	0,91	2,2	1,0	8,0·10 ⁻²
4АН160М2У3	45,0	2945	91,0	0,91	2,2	1,0	9,25·10 ⁻²
4АН200М2У3	55,0	2940	91,0	0,90	2,5	1,0	16,0·10 ⁻²
4АН200L2У3	75,0	2940	92,0	0,90	2,5	1,0	19,0·10 ⁻²
4АН225М2У3	90,0	2945	92,0	0,88	2,2	1,0	23,8·10 ⁻²
4АН250S2У3	110,0	2950	93,0	0,86	2,2	1,0	44,3·10 ⁻²
4АН250М2У3	132,0	2945	93,0	0,88	2,2	1,0	49,5·10 ⁻²
4АН280S2У3	160,0	2960	94,0	0,90	2,2	1,0	77,5·10 ⁻²
1500 об/мин (синхр.)							
4А80В4У3	1,5	1415	77	0,83	2,2	1,6	33,3·10 ⁻⁴
4А100S4У3	3,0	1435	82	0,83	2,4	1,6	86,8·10 ⁻⁴
4А112М4У3	5,5	1445	85,5	0,85	2,2	1,6	1,75·10 ⁻²
4А132S4У3	7,5	1455	87,5	0,86	2,2	1,7	2,75·10 ⁻²
4А132М4У3	11,0	1460	87,5	0,87	2,2	1,7	4,0·10 ⁻²
4А160S4У3	15,0	1465	88,5	0,88	2,3	1,0	10,3·10 ⁻²
4АН160S4У3	18,5	1450	88,5	0,87	2,1	1,0	9,25·10 ⁻²
4АН160М4У3	22,0	1458	90,0	0,88	2,1	1,0	11,8·10 ⁻²
4АН180S4У3	30,0	1465	90,0	0,84	2,2	1,0	17,8·10 ⁻²
4АН180М4У3	37,0	1470	90,5	0,89	2,2	1,0	21,8·10 ⁻²
4АН200М4У3	45,0	1475	91,0	0,89	2,5	1,0	34,5·10 ⁻²
4АН200L4У3	55,0	1475	92,0	0,89	2,5	1,0	42,3·10 ⁻²
4АН225М4У3	75,0	1475	92,5	0,89	2,2	1,0	61,8·10 ⁻²
4АН250S4У3	90,0	1480	93,5	0,89	2,2	1,0	88,3·10 ⁻²
4АН250М4У3	110,0	1475	93,5	0,89	2,2	1,0	95,8·10 ⁻²
1000 об/мин (синхр.)							
4А100L6У3	2,2	950	81,0	0,73	2,2	1,6	1,31·10 ⁻²
4А132S6У3	5,5	965	85,0	0,80	2,5	1,8	4,0·10 ⁻²
4А132М6У3	7,5	970	85,5	0,81	2,5	1,8	5,75·10 ⁻²
4А160S6У3	11,0	975	86,0	0,86	2,0	1,0	13,8·10 ⁻²
4АН180S6У3	18,5	975	87,0	0,85	2,0	1,0	18,8·10 ⁻²
4АН180М6У3	22,0	975	88,5	0,87	2,0	1,0	23,5·10 ⁻²
4АН200М6У3	30,0	975	90,0	0,88	2,1	1,0	37,7·10 ⁻²
4АН200L6У3	37,0	980	90,5	0,88	2,1	1,0	43,0·10 ⁻²
4АН225М6У3	45,0	980	91,0	0,87	2,0	1,0	70,3·10 ⁻²
4АН250S6У3	55,0	985	92,5	0,87	2,0	1,0	1,09
4АН250М6У3	75,0	985	93,0	0,87	2,0	1,0	1,4
4АН280S6У3	90,0	980	92,5	0,89	2,0	1,0	2,5

6. После составления технологической схемы трубопровода, определяют потери напора во всасывающем и напорном трубопроводах (для дизельного топлива, как продукта с наибольшей вязкостью):

$$H_{BC} = H_{TP} + H_{MC} + \Delta H_{BC};$$

$$H_H = H_{TP} + H_{MC} + \Delta H_H$$

где H_{BC} и H_H – потери напора соответственно во всасывающем и напорном трубопроводах, м; H_{TP} – потери напора в трубах на трение, м; H_{MC} – потери напора в местных сопротивлениях, м; ΔH_{BC} и $\Delta H_H \approx 3 \dots 6$, м, потери напора на преодоление разности высот соответственно во всасывающем и напорном трубопроводах.

7. Потери напора на трение и на местные сопротивления (гидравлические потери) определяются по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$H_{TP} + H_{MC} = \lambda \frac{L_{ПП}}{d_B} \cdot \frac{W^2}{2g}$$

λ – коэффициент гидравлического сопротивления; $L_{ПП} = L + \sum_{i=1}^{i=n} L_{ЭКВ,i}$ – приведенная длина трубопровода, м; L – геометрическая длина трубопровода, м; $L_{ЭКВ,i}$ – эквивалентная длина i -го местного сопротивления, м (см. таблицу 6); n – количество местных сопротивлений, шт.; d_B – внутренний диаметр трубопровода.

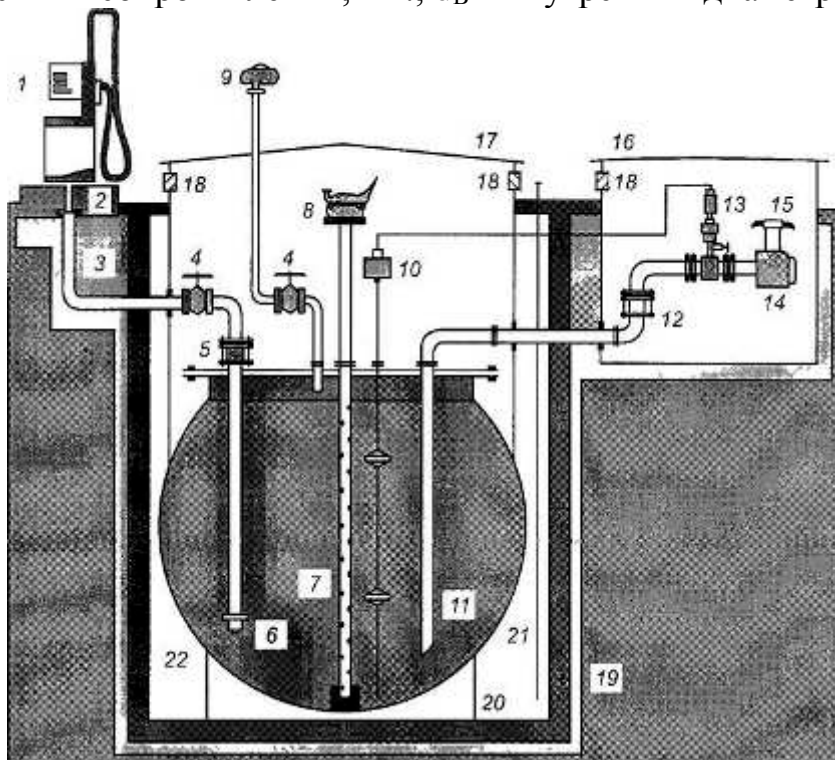


Рисунок 1 – Основное оборудование резервуара

где 1-топливораздаточная колонка; 2-фланец; 3-трубопровод подачи топлива; 4-задвижка для нефтепродуктов; 5-огневой предохранитель ОП-50 ЧА; 6-клапан приемный КП-40; 7-замерный трубопровод; 8-люк замерный ЛЗ-80; 9-клапан дыхательный совмещенный СМДК-50 ЧА; 10-«Струна-М» с датчиком; 11-трубопровод налива; 12-огневой предохранитель ОП-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

8. Коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит от режима течения жидкости в трубопроводе и шероховатости внутренней стенки трубы, характеризуется критерием Рейнольдса:

$$Re = \frac{Wd_{BH}}{\nu}$$

где ν - кинематическая вязкость перекачиваемого нефтепродукта (для летнего дизельного топлива $\nu = 3 \dots 6 \text{ мм}^2/\text{с}$).

При значениях критерия Рейнольдса $Re < 2000$ имеет место ламинарный режим течения жидкости, при $2000 < Re < 2800$ переходный режим, а при $Re > 2800$ турбулентный режим и величина коэффициента гидравлического сопротивления λ находится по формуле приведенной в таблице 7.

После определения суммарных потерь в трубопроводе (пункт 6) корректируют его пропускную способность. Затем в координатах Q-H строятся совмещенные графики характеристик трубопровода и насоса.

Трубопровод и насос отвечают требованиям, если справедливо выражение:

$$Q_{\text{раб}} > Q_{\text{проект}}$$

Таблица 6 Коэффициенты и эквивалентные длины местных гидравлических сопротивлений при турбулентном режиме течения жидкости

Вид местного сопротивления	Коэффициент местного сопротивления ξ	Относительная эквивалентная длина местного сопротивления $\frac{L_{\text{экв}}}{d}$
Выход из резервуара без хлопушки	0,5	23
Выход из резервуара через хлопушку	0,9	40
Выход из резервуара через плавающий топливоприемник	2,2	100
Угольник 45° сварной	0,3	14
Угольник 90° с одним швом	1,3	60
Угольник 90° двумя швами	0,69	30
Угольник 90° с радиусом закругления $R = 2d$	0,5	23
Угольник 90° с радиусом закругления $R = (3-5) \cdot d$	0,25	12
Задвижка (всех диаметров)	0,5	18-23
Вентиль угловой Ду 25-40 мм	0,9	410
Вентиль угловой Ду ≥ 50 мм	0,7	320
Вентиль проходной Ду 40 мм	2,5	110
Вентиль проходной Ду \geq мм	2	90
Тройник на проход	1,1	50
Тройник с боковым выходом	1,3	60
Тройник с боковым входом	3,0	136
Кран раздаточный	15	690

Таблица 7 Определение коэффициентов гидравлического сопротивления при турбулентном режиме течения нефтепродуктов

Условный диаметр трубопровода, мм	Значение критерия Рейнольдса	Формула для определения коэффициента гидравлического сопротивления
1	2	3
50	2800–3500	$\frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$
	3500–12000	$(41700 - 0,563 \cdot Re) \cdot 10^{-6}$
	> 12000	$0,0193 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$
70	2800–4200	$\frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$
	3500–12000	$(43300 - 0,626 \cdot Re) \cdot 10^{-6}$
	> 15000	$0,0203 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$

Практическое занятие № 16

Тема: Расчет средств заправки на топливозаправочных пунктах и проверка бескавитационной работы насоса.

Цель занятия: научиться определять необходимое количество ТРК и МРК, исходя из среднесуточной потребности в данном виде топлива.

Для заправки техники нефтепродуктами используются топливо- и маслораздаточные колонки.

Исходными данными для определения количества топливораздаточных колонок для каждого вида топлива служат:

- среднесуточная потребность в данном виде топлива, м³/сут;
- пропускная способность топливораздаточной колонки, машин/ч;
- продолжительность использования колонки, ч/сут;
- производительность колонки, м³/ч;
- средняя доза заправки машин, л;
- количество заправляемых машин.

Методика расчета (1 часть)

1. Определяем необходимое количество топливораздаточных колонок из выражения:

$$N_K = \frac{G_{c_{\max}} \cdot k_3}{n_K \cdot k_k \cdot t} \cdot \frac{60}{1000}$$

где $G_{c_{\max}}$ – максимальный суточный расход; n_K – пропускная способность одной топливораздаточной колонки, машин/ч; K_3 – доля суточного расхода топлива, выдаваемого через заправочный пункт (для расчетов принять $K_3=0,7\dots 1$); K_K – коэффициент использования топливораздаточной колонки ($K_K = 0,5$); t – продолжительность работы топливораздаточной колонки, ч/сут.

1.1 Пропускная способность одной топливораздаточной колонки определяется по формуле:

$$n_K = \frac{60}{t_{ПВ} + \frac{d_3}{Q_H}}$$

где $t_{ПВ}$ – продолжительность вспомогательных операций (подача машины под заправку, установка раздаточного крана, отъезд от колонки и т.п.), $t_{ПВ} = 5$ мин; d_3 – средняя доза заправки; Q_H – производительность топливозаправочной колонки ($Q_H = 50$ л/мин);

1.2 Средняя доза заправки машин топливом зависит от структуры машин заправляемых на конкретном заправочном пункте.

$$d_3 = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} d_{zi} \cdot n_{mpi.Ai}}{\sum n_{TP.A}}$$

где d_{zi} – средняя доза заправки i -го трактора (автомобиля) на нефтескладе; $n_{TPi.Ai}$ – количество тракторов (автомобилей) i -ой марки заправляемых на нефтескладе; $\sum n_{TP.A}$ – общее количество тракторов и автомобилей заправляемых на нефтескладе.

Значения доз заправок машин наиболее распространенных марок, полученные путем выборочного анализа фактических данных на заправочных

пунктах различных предприятий приведены в таблице 1.

Таблица 1 Средняя доза заправки топливом и вместимость топливных баков

Марка машины	Средняя доза заправки, л	Вместимость топливного бака, л	Отношение средней дозы заправки к вместимости бака
Автомобили			
ГАЗ-53-12	64	195	0,34
ГАЗ-66	71	210	0,34
ЗИЛ-130	72	170	0,42
МАЗ-500	76	200	0,38
ГАЗ-51	57	90	0,63
УАЗ-451	32	56	0,57
Тракторы			
ДТ-75	94	245	0,38
К-700	205	640	0,32
МТЗ-80	55	130	0,42
Т-150К	126	315	0,4
Т-40	42	74	0,57

Количество маслораздаточных колонок, как правило, определяется исходя из числа марок потребляемых моторных масел (по одной маслораздаточной колонке на каждую марку масла). Другие сорта масел (трансмиссионные, гидравлические и т.п.), расход которых значительно меньше, заправляются в соответствующие системы машин вручную.

Задание

№ вар.	Вид нефте-продукта	Подача насоса, л/мин	Структура МТП	№ вар.	Вид нефте-продукта	Подача насоса, л/мин	Структура МТП
1	Диз. топ	<100	ДТ-75 (5 шт) МТЗ-80 (5 шт)	16	Бензин	<100	ГАЗ-53 (5 шт) ГАЗ-66 (5 шт)
2	Диз. топ	>100	К-700 (10 шт) Т-150К (10 шт)	17	Бензин	>100	УАЗ-451 (15 шт) ГАЗ-66 (15 шт)
3	Диз. топ	<100	Т-40 (6 шт) ЗИЛ-130 (5 шт)	18	Бензин	<100	ГАЗ-53 (5 шт) УАЗ-451 (5 шт)
4	Диз. топ	>100	МАЗ-500 (10 шт) ЗИЛ-130 (10 шт)	19	Бензин	>100	ГАЗ-53 (15 шт) ГАЗ-66 (15 шт)
5	Диз. топ	<100	ЗИЛ-130 (8 шт) ДТ-75 (10 шт)	20	Бензин	<100	УАЗ-451 (10 шт) ГАЗ-66 (10 шт)
6	Диз. топ	>100	Камаз 5320(5шт) К-700 (10 шт)	21	Бензин	>100	ГАЗ-53 (25 шт) ГАЗ-66 (25 шт)
7	Диз. топ	<100	МТЗ-80 (20 шт) ДТ-75 (20 шт)	22	Бензин	<100	УАЗ-451 (25 шт) ГАЗ-66 (25 шт)
8	Диз. топ	>100	Т-150К (20 шт)	23	Бензин	>100	ГАЗ-53 (50 шт)
9	Диз. топ	>100	К-700 (20 шт)	24	Бензин	<100	ГАЗ-66 (50 шт)
10	Диз. топ	<100	ЗИЛ-130 (30 шт)	25	Бензин	>100	УАЗ-451 (50 шт)
11	Диз. топ	>100	МАЗ-500 (30 шт)	26	Бензин	<100	ГАЗ-53 (70 шт)
12	Диз. топ	<100	Камаз 5320(30шт)	27	Бензин	>100	ГАЗ-66 (70 шт)
13	Диз. топ	>100	МТЗ-80 (25 шт)	28	Бензин	<100	УАЗ-451 (70 шт)
14	Диз. топ	<100	Т-40 (40 шт)	29	Бензин	>100	ГАЗ-53 (20 шт)
15	Диз. топ	>100	ДТ-75 (15 шт)	30	Бензин	<100	УАЗ-451 (20 шт)

(2 часть)

Проверка бескавитационной работы насоса

1. Проверка бескавитационной работы центробежного насоса производится по выражению:

$$H_{\text{ВАК}}^{\text{ДОП}} \geq H_{\text{ВС}}$$

где $H_{\text{ВАК}}^{\text{ДОП}}$ - допустимая вакуумметрическая высота всасывания, м; $H_{\text{ВС}}$ - потери напора во всасывающем трубопроводе, м.

2. Допустимая вакуумметрическая высота всасывания находится по паспортным данным насоса или рассчитывается по формуле:

$$H_{\text{ВАК}}^{\text{ДОП}} = H_A - H_y - \varphi \Delta h_{\text{ВХ}}$$

где H_A - минимальное атмосферное давление в районе нефтесклада, м; H_y - давление насыщенных паров перекачиваемого нефтепродукта при максимальной температуре окружающего воздуха, м; φ - коэффициент кавитационного запаса ($\varphi=1,2\dots1,4$); $\Delta h_{\text{ВХ}}$ - потери напора при входе нефтепродукта на лопапки рабочего колеса, м.

3. Определяем величины H_y и H_A из выражений:

$$H_A = \frac{P_a}{\rho_n} \quad H_y = \frac{P_y}{\rho_n \cdot g}$$

где P_a и P_y - атмосферное давление и давление насыщенных паров соответственно ($P_a \approx 101325$ Па, $P_{y\text{Б}} = 66,5\dots93,3$ кПа; $P_{y\text{ДТ}} = 60\dots70$ кПа); ρ_n - плотность нефтепродукта, кг/м³.

4. Определяем потери напора при входе нефтепродукта на лопапки рабочего колеса по формуле Руднева, м:

$$\Delta h_{\text{вх}} = 10 \left(\frac{n \sqrt{Q}}{C_{\text{КР}}} \right)^{\frac{4}{3}}$$

где n - частота вращения вала насоса, мин⁻¹; $C_{\text{КР}}$ - кавитационный критерий подобия насоса.

Значения $C_{\text{КР}}$ определяются по паспортным данным или находятся в зависимости от коэффициента быстроходности насоса n_s , который определяется по формуле:

$$n_s = \frac{3,65 n_{\text{ном}} \sqrt{Q}}{H^{0,75}}$$

Зависимость кавитационного критерия подобия от коэффициента быстроходности насоса приведена в таблице 2.

Таблица 2 Зависимость $C_{\text{КР}}$ от n_s

n_s	50...70	70...80	80...150	150...300	300...500	500...1200
$C_{\text{КР}}$	600...700	700...800	800...1000	1000...2500	2500...5000	5000...10000

5. Определяем потери напора во всасывающем трубопроводе:

$$H_{BC} = H_{TP} + H_{MC} + \Delta H_{BC}$$

См. лабораторную работу № 4

6. Проведем проверку условия невозможности образования во всасывающих коммуникациях паровых пробок:

$$H_{OCT} > H_y$$

где H_{OCT} – остаточный напор во всасывающей линии, м.

$$H_{OCT} = H_A - (H_{TP} + H_{MC} + \Delta H_{BC})$$

Проверка возможности образования паровых пробок производится путем определения остаточного напора в конечных точках каждого участка и сравнения его с величиной давления насыщенных паров нефтепродукта при максимальной температуре. Если при этом неравенство не соблюдается, необходимо уменьшить потери напора во всасывающей линии трубопровода путем увеличения диаметра трубопровода, уменьшения его длины, сокращения количества местных сопротивлений или изменения их конфигурации, т.е. уменьшения их эквивалентной длины.

Заключение

По пункту 1 и 6 делаем заключение по возможности бескавитационной работы центробежного насоса и невозможности образования во всасывающих коммуникациях паровых пробок.

Антон Алексеевич Хохлов
Алексей Леонидович Хохлов
Ильмас Рифкатович Салахутдинов

ЭКОНОМИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ:

краткий курс практических занятий

для подготовки бакалавров очной и заочной форм обучения по направлению подготовки 23.03.03 «Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов» - Димитровград: Технологический институт – филиал УлГАУ, 2019.- 82 с.