

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Полоцкий государственный университет»

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕБАЗ И НЕФТЕХРАНИЛИЩ

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС
для студентов специальности 1-70 05 01
«Проектирование, сооружение и эксплуатация
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

В двух частях

Часть 2

Составители:
П. В. Коваленко, М. Н. Клебанова

Под общей редакцией П. В. Коваленко

Новополоцк 2006

УДК 621.64(075.8)
ББК 39.7я73
П 78

РЕЦЕНЗЕНТЫ:

С. В. Новиков, гл. инженер Новополоцкого филиала
Республиканского дочернего унитарного предприятия
по обеспечению нефтепродуктами
«Беларуснефть – Витебскоблнефтепродукт»;
А. И. Вегера, канд. техн. наук, доцент

Рекомендован к изданию методической комиссией технологического факультета

П 78 **Проектирование и эксплуатация нефтебаз и нефтехранилищ** : учеб.-метод. комплекс для студ. спец. 1-70 05 01 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ». В 2 ч. Ч. 2 / сост. : П. В. Коваленко, М. Н. Клебанова ; под общ. ред. П. В. Коваленко. – Новополоцк : ПГУ, 2006. – 344 с.
ISBN 985-418-466-8 (Ч. 2)
ISBN 985-418-450-1

Предлагаемый комплекс включает рабочую программу курса, конспект лекций, методические указания и задания к выполнению лабораторных и практических работ, курсового проекта, примерные вопросы к зачету и экзамену, список литературы.

Предназначен для преподавателей и студентов химико-технологических специальностей вузов. Может быть полезен инженерно-техническим работникам химической и смежных отраслей.

УДК 621.64(075.8)
ББК 39.7я73

ISBN 985-418-466-8 (Ч. 2)
ISBN 985-418-450-1

© П. В. Коваленко, М. Н. Клебанова, составление, 2006
© УО «ПГУ», 2006

СОДЕРЖАНИЕ

Модуль 8

НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

Введение.....	6
1. Устройство насосных станций.....	6
2. Оборудование насосных станций.....	8
3. Подбор насосов и приводных двигателей.....	9
4. Расчет фундаментов под насосные двигатели.....	17
5. Технологические схемы трубопроводов.....	20
6. Технологический расчет трубопроводов.....	23
6.1. Механический расчет трубопроводов.....	25
6.2. Гидравлический расчет изотермических трубопроводов.....	29
6.3. Гидравлический расчет неизотермических трубопроводов.....	36
6.4. Гидравлический расчет коллекторов.....	37
6.5. Гидравлический расчет сифонных трубопроводов.....	39
6.6. Гидравлический расчет разветвленных трубопроводных коммуникаций.....	41

Практические занятия

Гидравлический расчет трубопроводов и коллекторов нефтебаз.	
Подбор насосного оборудования нефтебаз.....	44

Модуль 9

ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТЕЙ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Введение.....	60
1. Перевозки нефтепродуктов железнодорожным транспортом.....	62
1.1. Железнодорожные вагоны-цистерны.....	62
1.2. Классификация и оборудование железнодорожных цистерн.....	64
1.3. Устройство составных частей цистерны.....	65
2. Цистерны для перевозки застывающих грузов.....	66
3. Сливоналивные операции.....	69
4. Установки нижнего слива и налива нефтепродуктов.....	82
4.1. Назначение и технические характеристики УСН.....	82
4.2. Устройство и принцип работы УСН.....	83
5. Установка для слива нефтепродуктов в междурельсовый желоб.....	86
6. Расчет времени слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн.....	88
7. Перевозка застывающих нефтей и нефтепродуктов.....	92
7.1. Способы слива и устройства, применяемые при сливе грузов с двухфазной средой.....	93
8. Железнодорожные сливоналивные эстакады.....	97
8.1. Правила обустройства сливоналивных эстакад.....	98
8.2. Требования к размещению эстакад.....	101
9. Правила проведения сливоналивных операций.....	103
10. Вспомогательное оборудование на железнодорожных эстакадах.....	107
10.1. Водоснабжение и канализация.....	107
10.2. Электротехнические устройства.....	108
10.3. Механизация, контроль и автоматизация.....	109
10.4. Связь и пожаротушение.....	111

Лабораторная работа № 2

Изучение процесса самотечного слива нефтепродуктов из железнодорожных систем.....	114
--	-----

Практическое занятие

Методика расчета (нормирования) времени слива
высоковязких нефтепродуктов из железнодорожных цистерн 119

Модуль 10

ТРУБОПРОВОДНЫЙ, АВТОМОБИЛЬНЫЙ, ВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Введение.....	125
1. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов	126
2. Автомобильный транспорт нефтепродуктов.....	132
3. Водный транспорт нефтепродуктов	136
4. Подводный транспорт нефтепродуктов	139
4.1. Предпосылки создания ПТС	139
4.2. Транспортная система ПТС	141
4.3. Основные элементы подводного танкера	142
4.4. Перегрузочный комплекс	143

Практические занятия 158

Расчет времени выгрузки из цистерн

Застывающих и кристаллизующихся продуктов 149

Лабораторная работа № 3

Слив нефтепродуктов из резервуаров и транспортных емкостей
под избыточным давлением 150

Модуль 11

КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ УЧЕТ НА ОБЪЕКТАХ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Введение.....	156
1. Методы количественного учета нефти и нефтепродуктов	159
1.1. Основные способы измерения больших масс нефтепродуктов и нефти	159
2. Средства и методика измерений нефти и нефтепродуктов.....	167
2.1. Объемно-массовый метод измерений	167
2.2. Массовый метод измерений	174
2.3. Объемный метод измерений.....	175
2.4. Гидростатический (пьезометрический) метод измерений	176
2.5. Методы измерений	179
2.6. Нормы точности измерений	180
3. Аппаратура коммерческого пьезометрического учета нефти и нефтепродуктов	181
3.1. Информационно-измерительные системы коммерческого учета «Радиус» и «Квант».....	181
3.2. Система КОР-ВОЛ	182
3.3. Автоматизированные системы управления резервуарными парками.....	184
4. Измерение количества нефти и нефтепродуктов на потоке	186
4.1. Типы используемых счетчиков	186
4.2. Средства для безрезервуарного товарного учета нефти и нефтепродуктов.....	188
4.3. Система КОР-МАС.....	192
5. Зарубежный опыт проведения товарно-учетных операций.....	193
5.1. Учет нефтепродуктов на нефтебазах Великобритании	193
5.2. Ошибки измерений при товарно-учетных операциях	196
5.3. Обработка документации на отпущенные нефтепродукты в США	198
5.4. Отдельные примеры и сведения об устройствах и методах измерения количества нефти в резервуарах и на потоке для КУ и ОУ	200

Модуль 12

АВТОЗАПРАВочНЫЕ СТАНЦИИ

Введение.....	219
1. Классификация и общая характеристика АЗС	220
1.1. Стационарные АЗС.....	221
1.2. Передвижные АЗС.....	226
1.3. Контейнерные АЗС.....	229
1.4. Основные положения проектирования автозаправочных станций	230
2. Устройство и эксплуатация технологического оборудования	239
2.1. Резервуары	239
2.2. Топливораздаточные колонки.....	258
2.3. Маслораздаточные колонки	271
2.4. Автомобильные цистерны для транспортирования топлива и заправки техники.....	273
3. Автоматизирование системы обеспечения технологического процесса.....	277
3.1. Системы контроля и управления	277
3.2. Системы определения количества топлива	281
3.3. Системы контроля герметичности резервуаров и противоаварийной защиты	283
Практические занятия	202
Определение количества ТРК.....	285
Гидравлический расчет всасывающего трубопровода	287

Модуль 13

СПОСОБЫ ПОДОГРЕВА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Введение.....	291
1. Способы подогрева нефтепродуктов при транспортировке в трубопроводах.....	292
2. Подогрев нефтепродуктов при транспортировке в железнодорожных цистернах	294
3. Подогрев нефтепродуктов при хранении	297

Модуль 14

ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

Введение.....	301
1. Снижение испарения нефтепродуктов при хранении в резервуарах.	
Предотвращение утечек нефтепродуктов из резервуара.....	301
1.1. Плавающие крыши и понтоны	302
1.2. Хранение под слоем инертного газа.....	315
1.3. Улавливание и регенерация нефтепродуктов.....	318
1.4. Применение газоуравнительной системы.....	322
1.5. Применение дисков-отражателей	323
1.6. Совершенствование дыхательной и предохранительной арматуры	324
1.7. Применение тепло- и лучеотражающих покрытий.....	326
1.8. Хранение нефтепродуктов при повышенном давлении	327
1.9. Обнаружение утечек нефтепродуктов из подземных резервуаров	327
1.10. Противокоррозионная защита резервуаров	330
1.11. Способы хранения нефтепродуктов, предотвращающие загрязнение окружающей среды	332
1.12. Хранение нефтепродуктов в отложениях каменной соли	333
Перечень экзаменационных вопросов.....	339
Термины и определения	341
Литература	343

Модуль 8

НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

Введение

Эксплуатация технологических трубопроводов невозможна без использования насосных станций, которые являются важнейшими объектами нефтебазы и предназначены для внутрибазовых перекачек нефти и нефтепродуктов из одной группы резервуаров в другую, для налива и слива железнодорожных и автомобильных цистерн и наливных судов.

Схема изучения материала

№ п/п	Тема занятий	Тип занятий	Вид (форма занятия)	Количество часов
1	Устройство насосных станций. Оборудование насосных станций. Подбор насосов и приводных двигателей. Расчет фундаментов под насосные агрегаты	Изучение нового материала	Лекция	2
2	Технологические схемы трубопроводов. Технологический расчет трубопроводов	Изучение нового материала	Лекция	2
3	Подбор насосного оборудования нефтебаз. Гидравлический расчет трубопроводов и коллекторов нефтебаз	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	2
4	Насосные станции	Предварительный контроль	Практическое занятие	2

ОСНОВЫ НАУЧНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗНАНИЙ ПО МОДУЛЮ

1. Устройство насосных станций

Насосные станции могут быть стационарными и передвижными.

Наиболее распространены стационарные насосные станции. По своему положению относительно поверхности земли они могут быть наземными, полуподземными и подземными.

Оборудование стационарных насосных станций, включающее насосы с трубопроводной обвязкой, задвижки, обратные клапаны, перепускные устройства, двигатели для привода насосов с пусковыми и защитными уст-

ройствами, КИП и систему управления, размещается, как правило, в зданиях, сооружаемых в соответствии с требованиями СНиП II-106-79 и оснащенных средствами противопожарной защиты, системами вентиляции, освещения и отопления. Если число основных рабочих насосов (не считая резервных и вспомогательных) на насосной станции не менее пяти для нефтебаз I и II категорий и не более десяти для нефтебаз III категории, то задвижки системы управления для переключения технологических трубопроводов, собранные в блоки (манифольды), разрешается размещать в одном помещении с насосами.

При размещении задвижек системы управления вне здания насосной их следует устанавливать не ближе 1 м от глухой стены насосной и 3 м от стены с оконными или дверными проемами. На всасывающих и нагнетательных трубопроводах, подходящих к насосной станции, необходимо устанавливать также аварийные задвижки на расстоянии 10 – 50 м от здания насосной.

Конструктивно здания стационарных насосных станций выполняют с отдельной или совместной установкой насосов и электродвигателей. Совместную установку применяют при взрывозащищенном исполнении электродвигателей, пригодных для эксплуатации в помещениях класса В-1а. Во всех остальных случаях помещения насосов и электродвигателей разделяются капитальной стеной. Стационарные насосные станции обычно располагают в наиболее низких местах площадки нефтебазы, чтобы обеспечить безкавитационную работу насосов.

Плавающие насосные станции применяют на прибрежных нефтебазах, расположенных на берегах рек и озер с большим колебанием уровня воды. В этих условиях береговые насосные станции могут откачивать нефтепродукты из нефтеналивных судов при низких горизонтах воды. Применение плавающих насосных станций, смонтированных на баржах или понтонах, пришвартованных к борту нефтеналивного судна, позволяет производить перекачку независимо от уровня в водоеме.

Плавающие насосные станции оборудуют, как правило, грузовыми насосами для откачки нефтепродуктов, зачистными насосами для зачистки танков нефтеналивного судна, балластными насосами для заполнения водой и опорожнения балластных отсеков (танков) и пожарными насосами. С береговыми трубопроводами плавающие насосные станции соединяются при помощи гибких шлангов или трубопроводов с шаровыми соединениями.

Морские и речные танкеры выгрузку нефтепродуктов производят собственными насосными установками.

Передвижные насосные установки монтируются на шасси автомашин и прицепов и служат для перекачки нефтепродуктов с временных складов горючего, для временной замены вышедших из эксплуатации стационарных насосных станций, для сбора разлившегося продукта при авариях трубопроводов и резервуаров.

Основным оборудованием насосных станций являются насосы и привод к ним. Привод насосов на передвижных насосных установках должен осуществляться от электродвигателей, подключаемых в энергосеть нефтебазы. К вспомогательному оборудованию относятся системы подачи масла к узлам трения, охлаждения, пожаротушения, подачи сжатого воздуха к приборам и устройствам управления.

2. Оборудование насосных станций

Для перекачки нефтепродуктов и нефтей используются центробежные, поршневые и шестеренчатые насосы. Область применения насосов каждого из указанных типов определяется вязкостью перекачиваемого продукта, требуемой подачей насоса и условиями перекачки.

Наибольшее распространение получили центробежные и поршневые насосы.

Центробежные насосы отличаются небольшой массой и простотой эксплуатации.

При монтаже обвязочных трубопроводов центробежных насосов большое значение имеет правильный монтаж всасывающих трубопроводов, исключающий образование воздушных мешков. Особенно важно правильно установить горизонтальные линии всасывающих трубопроводов, на которых не должно быть участков, расположенных выше, чем верхняя точка всасывающего штуцера насоса. Всасывающие трубопроводы должны быть смонтированы таким образом, чтобы воздух не мог скапливаться в трубопроводе (рис. 8.1).

Поршневые насосы используют на насосных станциях для перекачки высоковязких нефтепродуктов, а также газожидкостных смесей, образующихся, например, при зачистке резервуаров.

В настоящее время для перекачки высоковязких нефтепродуктов наряду с поршневыми применяют и винтовые насосы, которые могут соединяться с электродвигателями без промежуточных редукторов. Винтовые насосы выпускают подачей $2 - 500 \text{ м}^3/\text{ч}$ и давлением до 20 МПа при КПД до 60 – 80 %.

Технические характеристики насосов приведены в табл. 8.1 – 8.4.

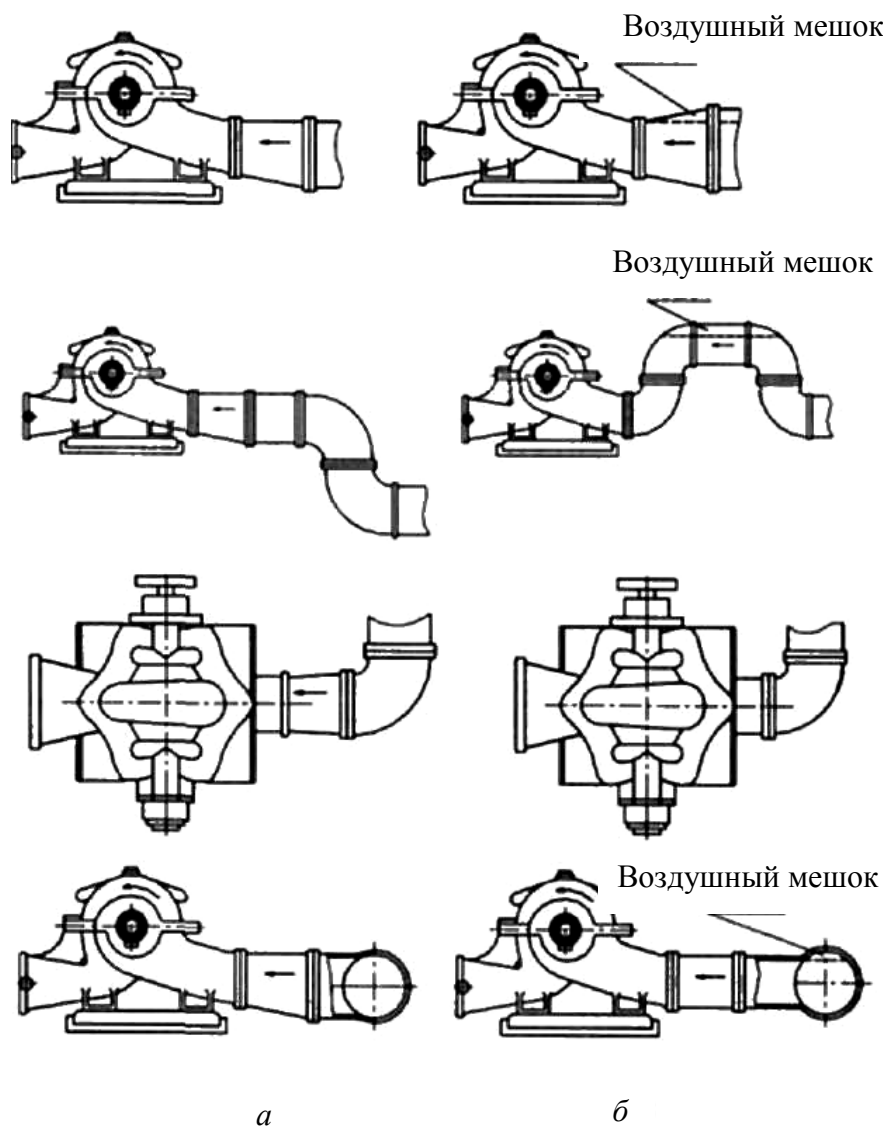


Рис. 8.1. Схемы подключения всасывающих линий трубопроводов центробежного насоса: *а* – правильное; *б* – неправильное

3. Подбор насосов и приводных двигателей

Для правильного выбора насосов необходимо знать требуемую пропускную способность трубопроводных коммуникаций Q_p , обслуживаемых данным насосом, вязкость перекачиваемых нефтепродуктов ν и давление насыщенных паров p_c при температурах перекачки в разное время года, протяженность и профиль трассы трубопроводов (или геодезические отметки наиболее характерных точек трассы), геодезическую отметку днища резервуара, минимальное давление в начале $P_{нач}$ и максимальное давление в конце трубопровода $P_{кон}$, определяемое технологическими условиями (например, максимальной высотой уровня в приемном резервуаре, если нефтепродукт перекачивается в этот резервуар).

Таблица 8.1

Технические характеристики нефтяных насосов

Насос	Q , м ³ /ч	H , м	H_s , м	кпд, %	D_n , мм	n , мин ⁻¹	$N_{дв}$, кВт	Масса, кг	
								насоса	агрегата
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8НД 6x1	190	90	6,0	65	265	2950	55 – 100	330	1680
	175	75	5,7	65	245				
	160	65	5,3	58	225				
8НД 9x2	210	94	5,0	67	200	2950	75 – 160	878	2935
	200	84	5,0	66	190				
	600 – 400	35 – 42	3,8 – 6,3	79 – 78	525	960	250	735	2150
	500 – 400	33 – 36	5,3 – 6,5	80 – 79	500	960	250	735	3438
	500 – 400	28 – 32	5,3 – 6,5	80 – 79	470	960	160	750	
	720 – 540	89 – 94	1,4 – 4,0		525	1450	75	750	
	720 – 540	76 – 84	1,4 – 4,0		500	1450	55	750	
	720 – 540	67 – 74	1,4 – 4,0		470	1450	75	750	
10НД 6x1	450	58	5,4	81	435	2950	40 – 312	765	2325
	435	54	5,3		420				
	410	49	5,8		400				
	390	44	6,0		380				
	370	39	6,2		360				
	360	37	6,2		348				
12НДС-НМ	1000 – 650	24 – 30	3,6 – 6,0	88	460	960	55 – 250	1150	3858
	900 – 600	22 – 27	6,0	83	430	960			
	900 – 720	18 – 21	6,0	83	400	960			
	1260 – 900	64 – 70	3,6 – 5,0	88	460	1450			
	1260 – 900	44 – 51	3,6 – 5,0	89	400	1450			
	1260 – 900	55 – 60	3,6 – 5,0	88	430	1450			

Окончание табл.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14 НДСН	1260 – 900	37 – 42	5,0	87 – 85	540	960	110 – 160	1554	4742
	1260 – 900	32 – 37	5,0	85	500				
	1080 – 800	32 – 33	5,0	88 – 84	480				
4Н 5х2	55	106	3,5	62	220		7 – 55	350	НТО
	52	94			208				
	47	80			194				
	42	68			180				

Таблица 8.2

Технические характеристики консольных насосов для перекачки жидкостей $\rho=1000 \text{ кг/м}^3$, $\nu=10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

Насос	Q , м ³ /ч	H , м	кпд, %	Δh ($\pm 0,5$), м	$N_{\text{дв}}$, кВт	Диаметр и ширина рабочего колеса $D_H/D_{\text{д.}}$, мм			
						а	б	в	г
НК 35/50	35	50	55	2,8	4 – 13	245/5,91	225/6,3	210/6,6	195/6,85
НК 35/80	35	80	52	2,8	5 – 22	245/11,8	232/12,3	218/12,8	202/13,4
НК 65/50	65	50	63	3,1	5 – 17				
НК 65/80	65	80	60	3,1	7 – 30				
НК 120/50	120	50	72	4,0	7 – 30				
НК 120/80	120	80	70	4,0	10 – 55	245/10,3	232/11,08	215/12,5	195/15,1
НК 360/50	360	50	76	4,8	13 – 90				
НК 360/80	360	80	75	4,8	22 – 132	250/29,6	235/32,6	225/35,4	210/40,6
НК 600/50	600	50	80	5,8	30 – 132				
НК 600/80	600	80	80	5,8	40 – 200				
НК 1000/80	1000	50	82	5,0	40 – 200				
НК 1000/80	1000	80	82	5,0	75 – 315				
НК 1600/50	1600	50	84	6,0	75 – 315				
НК 1600/80	1600	80	84	6,0	110 – 500				

Таблица 8.3

Технические характеристики центробежных насосов ($t_{np} < 90 \text{ }^\circ\text{C}$, $\nu < 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$)

Насос	Q , м ³ /ч	H , м	H_n , кВт	N_n , кВт	кпд, %	$\Delta h_{дон}$, м	Габариты, мм			Масса, кг	Масса насоса, кг
							l	h	b		
Д 200-95(4НДВ)	200	95	280	83	70	6,3	1905	670	795	1063	210
	100	23		10	70	3,3	1903	799	845	1207	230
Д 320-70 (6НДс)	320	70	242	90	78	6,0	1674	746	796	898	270
Д 200-36 (5НДВ)	200	36	350	35	72	5,5	1903	966	892	1225	370
Д 320-50 (6НДВ)	320	50	405	76	76	4,3	2545	1060	1130	2871	620
Д520-65 (10НДВ)	500	65	465	135	76	5,3					
Д 630-90 (8НДВ)	630	90	525	265	75	6,3	2645	1170	1200	3273	880
	500	36		94	75	6,0					
Д 800-57 (12Д-9)	800	57	432	177	82	4,0					
Д1250-65 (12НДс)	1230	65	460	114	86	6,0					
Д1250-125 (14НД6)	1250	125	625	620	76	4,3					
Д1600-90 (14НДс)	1600	90	540	500	87	7,0	3160	1230	1220	4922	1710
	1000	40		148	87	4,0	2800	1418	1282	3060	
Д2000-21 (16НДс)	2000	21	460	150	86	5,0	2800	1418	1282	3066	1500
	1250	14	460	100	86	3,0	2782		1483	3381	1630
Д2500-62 (18НДс)	2500	60	700	500	87	7,5	3557	2080	1615	7862	2480
	2000	34			87	7,0	3683	1760	1785	7050	2940

Примечания: 1. В скобках указаны обозначения насосов, действовавшие ранее. 2. l , h , b – длина, высота, ширина насосной установки. 3. Характеристики приведены для одноступенчатых насосов двухстороннего входа.

Таблица 8.4

Технические характеристики нефтяных насосов типа *К, КМ* ($\nu < 10^4$ м²/с)

H_S , м	кпд, %	D_n , мм	n , мин ⁻¹	N_h , кВт	$N_{об}$, кВт	Габариты, мм			Масса установки, кг
						l	h	b	
6	44	128	2900	0,7	1,1	752	40	317	48
6	–	129	–	1,2	1,3	768	25/	321	52
6	–	162	–	1,8	1,5	788	257	321	58
6	–	168	–	4,6	4,0	940	304	378	94
5	–	148	–	5,6	5,0	970	30	373	105
6	63 (56)	–	–	11 (8)	13 (10)	1340	535	495	310 (295)
5	65 (62)	–	–	33 (28)	45 (37)	1590	575	680	515 (490)
5	73 (67)	–	–	19 (16)	22 (17)	1360	515	525	350 (335)
5	77 (70)	–	–	11 (9)	22 (10)	1310	535	495	295
6	81	–	1450	11,0	13,0	1350	515	525	365
6	78 (71)	–	–	18 (15)	30 (19)	1450	575	555	465
6	73	–	–	8,1	10,0	1370	535	495	340
6	83	–	–	16,6	30,0	1565	575	535	510
6	82 (78)	–	–	28 (21)	37 (30)	1640	575	630	560
6	80	–	–	14,0	17,0	1445	515	525	410
6	44	–	–	0,7	1,5	532	225	267	60
6	56	128	2900	0,6	2,2	560	250	26/	59
6	53	129	–	1,8	4,0	568	257	290	78
6	63	162	–	10,5	17,0	777	454	413	196
6	56	–	–	7,5	17,0	777	454	413	196
5	73	–	–	18,5	22,0	815	485	413	204
5	67	–	–	16,8	17,0	777	489	413	197
5	77	–	–	10,8	17,0	777	473	412	195
5	70	–	–	9,2	17,0	777	473	412	195
6	81	–	1450	10,9	13,0	807	543	413	230
6	73	–	1450	8,1	13,0	807	543	413	230

Примечания: 1. l , h , b – длина, ширина, высота насоса соответственно; 2. n – частота вращения. 3. H_S – высота всасывания; 4. N_h , $N_{об}$ – мощность насоса и двигателя соответственно; 5. *К, КМ* – с отдельной стойкой и моноблочные соответственно.

При работе насоса на один или несколько последовательно соединенных трубопроводов требуемая подача насоса $Q_n = Q_p$ принимается равной заданной пропускной способности такого трубопровода. При работе насоса на несколько параллельно соединенных и одновременно работающих трубопроводов требуемая подача насоса принимается равной сумме пропускных способностей этих трубопроводов. Если параллельно соединенные трубопроводы работают не одновременно, то, как правило, устанавливают несколько параллельно работающих насосов. После определения подачи насоса $Q_n = Q_p$ определяют необходимый напор насоса $H_n = H_c$ по следующему уравнению.

$$H_n = h_{\tau_{вс.}} + h_{\tau_n} + \sum h_m \pm \Delta z + \frac{P_{кон.} - P_{нач.}}{g\rho}, \quad (8.1)$$

где $h_{\tau_{вс.}}, h_{\tau_n}$ – потери напора во всасывающем и нагнетательном трубопроводах при известной подаче;

h_m – суммарные потери на местное сопротивление;

Δz – расчетная разность геодезических отметок трассы трубопровода;

$P_{нач}$ – минимальное давление в начале трубопровода, Па;

$P_{кон}$ – максимальное давление в конце трубопровода, Па;

ρ – плотность нефтепродукта при температуре перекачки, кг/м³.

По известным Q_n и H_n по каталогу подбирают насос. В большинстве случаев предпочтение отдают центробежным насосам (для светлых нефтепродуктов).

Насос подбирают по условию, что его номинальная подача и напор не ниже требуемых значений по условиям перекачки. Поскольку требуемые и фактические значения подачи и напора в большинстве случаев не совпадают, то для определения фактических значений подачи Q_p и напора H_p , а также для определения рабочего диапазона подач (по максимальному кпд) строят совмещенную характеристику $Q - H$ насоса и трубопровода. При этом характеристику насоса берут из каталога или из его технического описания, а характеристику трубопровода строят по формуле (8.1) при различных значениях пропускной способности Q в диапазоне $0 \leq Q \leq Q_{max}$.

При правильном выборе насоса фактическое значение кпд должно быть близким к его максимальному значению, а рабочий диапазон подач находится в зоне наибольших значений кпд.

Характеристики центробежных насосов в каталоге или в техническом паспорте обычно даются в расчете на перекачку воды.

При вязкости перекачиваемого нефтепродукта свыше $0,5C_{ст}$ «водяные» характеристики центробежного насоса следует пересчитать на перекачиваемый нефтепродукт с помощью поправочных коэффициентов по соотношениям

$$Q_n = k_1 Q_6; H_n = k_2 H_6; \eta_n = k_3 \eta_6, \quad (8.2)$$

где k_1, k_2, k_3 – коэффициенты, зависящие от числа Рейнольдса насоса.

$$Re_{нас} = \frac{Q}{2\nu\sqrt{0,9Db}}, \quad (8.3)$$

где Q – подача насоса, м³/с;

ν – кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости, м²/с;

D – внешний диаметр рабочего колеса, м;

b – ширина лопатки колеса на внешнем диаметре, м.

Необходимо также проверить условия всасывания центробежного насоса.

Максимально допустимое превышение оси насоса над уровнем нефтепродукта в резервуаре H_s определяют по формуле

$$H_s = \frac{p_a}{\rho g} - \frac{p_s}{\rho g} - \Delta h_{доп.} - h_{твс.} \quad (8.4)$$

где p_a – абсолютное давление в резервуаре над уровнем нефтепродукта при температуре перекачки, Па;

p_s – давление насыщенных паров нефтепродукта при температуре перекачки, Па;

$\Delta h_{доп.}$ – допустимый кавитационный запас насоса, м;

$h_{твс.}$ – потери напора во всасывающем трубопроводе насоса, м.

Допустимый кавитационный запас – это минимальный избыток удельной энергии жидкости на входе в насос над давлением насыщенных паров, обеспечивающих нормальную работу насоса.

Кавитационный запас насоса Δh определяется по каталогу или из соотношения

$$\Delta h = \frac{p_6}{\rho g} + \frac{v^2}{2g} - \frac{p_s}{\rho g}, \quad (8.5)$$

где p_6 – давление во всасывающем патрубке насоса, Па;

p_s – давление насыщенных паров нефтепродукта при температуре перекачки, Па;

v – скорость потока во входном патрубке насоса, м/с.

Допускаемый кавитационный запас определяют по результатам испытаний в зависимости от величины критического кавитационного запаса $\Delta h_{кр}$ по формуле

$$\Delta h_{доп.} = (1,3 - 1,5)\Delta h_{кр}. \quad (8.6)$$

При этом $\Delta h_{кр.}$ соответствует падению напора на 2 % на кавитационной характеристике насоса.

На гидравлической характеристике насоса обычно приводят график $\Delta h_{кр}(Q)$ и $\Delta h_{доп}(Q)$. Отрицательные значения H_s указывают на необходимость обеспечить на входе в насос подпор, численно равный этой величине.

Нефтебазы обычно имеют сложную систему трубопроводов, и один или несколько насосов могут одновременно обслуживать несколько трубопроводов и резервуаров.

Поршневые насосы применяют обычно при перекачке газожидкостных смесей или очень вязких нефтепродуктов.

Поршневые насосы подбирают таким образом, чтобы требуемая подача как можно меньше отличалась от номинальной, а требуемый напор был ближе к максимальному по условиям прочности насоса.

Подбирают двигатели для привода насосов по требуемой мощности следующим образом. Необходимая мощность на валу центробежного насоса N_n определяется по характеристике $Q - N$ насоса при максимально возможном значении подачи по условиям перекачки. Мощность приводного электродвигателя N_d при этом подсчитывают по формуле

$$N_d = k \cdot \frac{N_n}{\eta_{ПЕР}}, \quad (8.7)$$

где $\eta_{ПЕР}$ – КПД передачи от вала электродвигателя к валу насоса (для эластичной муфты $\eta_{ПЕР} = 0,98$; для клиноременной передачи $\eta_{ПЕР} = 0,97 - 0,98$);

k – коэффициент запаса мощности (при $N_d < 50$ кВт $k=1,2$; при $N_d=50 - 350$ кВт $k=1,15$; $N_d > 350$ кВт $k=1,10$).

Если номинальная частота вращения электродвигателя будет отличаться от номинальной частоты вращения центробежного насоса, то подача, напор и потребляемая мощность изменяются в соответствии с формулами

$$Q_2 = Q_1 \cdot \frac{n_2}{n_1};$$

$$H_2 = H_1 \cdot \left(\frac{n_2}{n_1} \right)^2;$$

$$N_{H_2} = N_{H_1} \cdot \left(\frac{n_2}{n_1} \right)^3. \quad (8.8)$$

Если фактический напор и подача насоса больше требуемого, то они могут быть уменьшены обточкой рабочего колеса.

4. Расчет фундаментов под насосные агрегаты

Фундаменты под центробежные насосы и электродвигатели рассчитываются на резонанс колебательных движений агрегата и основания.

Если ротор электродвигателя и рабочее колесо центробежного насоса были бы абсолютно уравновешены, то никаких возмущающих колебаний они бы не создавали. Но достигнуть совпадения центра тяжести вращающихся масс с осью вращения вряд ли возможно. Обычно имеется эксцентриситет вращающихся масс e , вследствие которого появляется неуравновешенная центробежная сила

$$X = Me\omega^2, \quad (8.9)$$

где M – масса фундамента и агрегата;

ω – частота колебания фундамента, равная частоте вращения вала электродвигателя.

Под действием этой силы могут создаваться колебания фундамента. Если частота колебаний фундамента совпадает с частотой колебаний насоса, получается резонанс, т.е. колебания могут увеличиться до размеров, опасных для прочности насоса, электродвигателя и фундамента,

В практике эксплуатации центробежных насосных агрегатов возникают сравнительно небольшие вибрации массивных фундаментов, на которых устанавливаются эти агрегаты. Это объясняется относительно высокой степенью уравновешенности таких агрегатов и значительной разницей между низшими частотами собственных колебаний фундаментов и частотами возмущающих сил.

Расчет фундаментов под насосные агрегаты и приводы к ним включает:

1) определение амплитуд колебаний фундаментов A или отдельных их элементов;

2) проверку среднего статического давления на грунт p_{cp} для фундаментов на естественном основании и несущей способности основания для свайных фундаментов;

3) расчет прочности элементов конструкций фундаментов.

Амплитуды колебаний фундамента должны удовлетворять условию

$$A \leq A_D,$$

где A – наибольшая амплитуда колебаний фундамента;

A_D – максимальная предельно допустимая амплитуда колебаний фундамента (для центробежных насосов и приводов к ним при частоте вращения вала $n = 1000 - 750$ об/мин $A_D = 0,1$ мм, а при $n = 750 - 500$ об/мин $A_D = 0,15$ мм; для поршневых насосов с кривошипно-шатунными механизмами при $n > 600$ об/мин $A_D = 0,1$ мм, при $n = 600 - 400$ об/мин $A_D = 0,1 - 0,15$, при $n = 400 - 200$ об/мин $A_D = 0,15 - 0,25$ мм и при $n < 200$ об/мин $A_D = 0,25$ мм);

$$A = A_0 \left\langle \frac{1}{\delta \left[1 + (\delta - 1)^2 \right]} + \frac{\delta^2 - 1}{(\delta^2 + 1) \cdot \sqrt{3\delta}} \right\rangle, \quad (8.10)$$

где A_0 – амплитуда свободных или вынужденных вертикальных (горизонтальных) колебаний фундамента, определяемая в соответствии с СНиП II-19-79;

$$\delta = r \cdot \sqrt{\frac{\pi}{F_\phi}}, \quad (8.11)$$

где r – расстояние от рассматриваемой точки грунта до оси фундамента;
 F_ϕ – площадь подошвы фундамента.

При групповой установке j однотипных насосов на общем фундаменте значения амплитуд колебаний фундамента.

$$A = k \cdot \sqrt{\sum_{I=1}^j A_I^2}, \quad (8.12)$$

где k – коэффициент, принимаемый для насосов с синхронными двигателями, равным 1,5; для насосов с асинхронными двигателями – 0,7;

A_i – амплитуда колебаний фундамента при работе i -го насоса.

Среднее статическое давление на основании фундамента должно удовлетворять условию

$$p_{cp} \leq m_0 m_1 R, \quad (8.13)$$

где m_0 и m_1 – коэффициенты условий работы соответственно фундамента и грунтов основания;

R – расчетное давление на основание, определяемое в соответствии с СНиП П-15-74. Значения коэффициентов приведены в табл. 8.5.

Расчетную динамическую нагрузку P_d определяют по формуле

$$P_d = n_1 n_2 P_H, \quad (8.14)$$

где n_1 и n_2 – коэффициенты соответственно перегрузки и динамичности, принимаемые по табл. 8.5;

P_H – нормативное значение динамической нагрузки (вертикальной $P_{H.B.}$ и горизонтальной $P_{H.Г.}$), соответствующее нормальному эксплуатационному режиму работы. Для центробежных насосов

$$P_{H.B.} = P_{H.Г.} = 0,15 \cdot \sum G_i, \quad (8.15)$$

где G_i – вес каждого ротора насоса.

Для фундаментов центробежных насосов с частотой вращения вала ротора больше 1000 об/мин колебания не рассчитывают.

Таблица 8.5

Значения коэффициентов m_0, m_1, n_1 и n_2

Насосы	Коэффициенты				
	условий работы фундамента m_0	условий работы грунтов основания m_1	перегрузки n_1	динамичности n_2 для нагрузок	
				вертикальных	горизонтальных
Центробежные насосы при частоте вращения вала насоса, об/мин:					
свыше 1500	0,8	0,7	4	10	2
от 1500 до 5000	0,8	0,7	4	6	2
Поршневые насосы	1,0	0,6	2	1	1

Примечание: Для мелких и пылеватых водонасыщенных песков и глинистых грунтов текучей консистенции, а также для всех остальных видов и состояний грунтов $m_1=1,0$

Фундаменты под насосы следует проектировать бетонными или железобетонными, монолитными и сборно-монолитными из бетона марки не ниже М 150. При соответствующем обосновании можно применять сборные фундаменты из бетонов марки не ниже М 100.

Фундаменты в плане делают на 100 – 150 мм шире и длиннее плиты насоса и несколько приподнимают над полом. Если учитывать, что малые насосы будут заменяться большими, то размеры фундамента следует рассчитывать по большим насосам.

Фундаментные болты закладывают в приготовленные для них гнезда и заливают цементным раствором.

На фундаменты под насосные агрегаты не рекомендуется опирать и жестко связывать с ними части сооружения и конструкции, которые могут передавать вибрации основным элементам здания (стенам, колоннам, перекрытиям) насосной станции.

Если невозможно выполнить это требование (например, для внутренней перегородки в насосной станции), то для уменьшения вибрации между фундаментом насосов и опираемой конструкцией устанавливают упругие прокладки (резину, войлок и др.).

Во избежание разрушения бетонной поверхности фундамента от вредных действий нефтяных масел необходимо покрывать их слоем штукатурки с 5 %-ным раствором стекла и цемента.

5. Технологические схемы трубопроводов

Технологическая схема представляет собой безмасштабную схему трубопроводных коммуникаций (с оборудованием), при помощи которых обеспечивается весь комплекс операций по приему, отпуску и внутрибазовым перекачкам нефтепродуктов (рис. 8.2, 8.3).

Для составления технологической схемы необходимо иметь: данные по грузообороту объекта с разбивкой по отдельным группам продуктов и одновременность проведения технологических операций, а также перспективы развития объектов.

Для нефтебаз технологическая схема должна обеспечить внутрибазовую перекачку из резервуара в резервуар любым насосом в пределах определенной группы нефтепродуктов с сохранением их качества и количества и предусматривать возможность перекачки по одному трубопроводу нефтепродуктов одной группы, близких по своим физико-химическим свойствам.

Технологическая схема называется **двухпроводной**, когда к каждому резервуару подсоединено два трубопровода, позволяющих производить одновременно закачку и выкачку нефтепродуктов, зачистку и удаление осадка из резервуара и др.

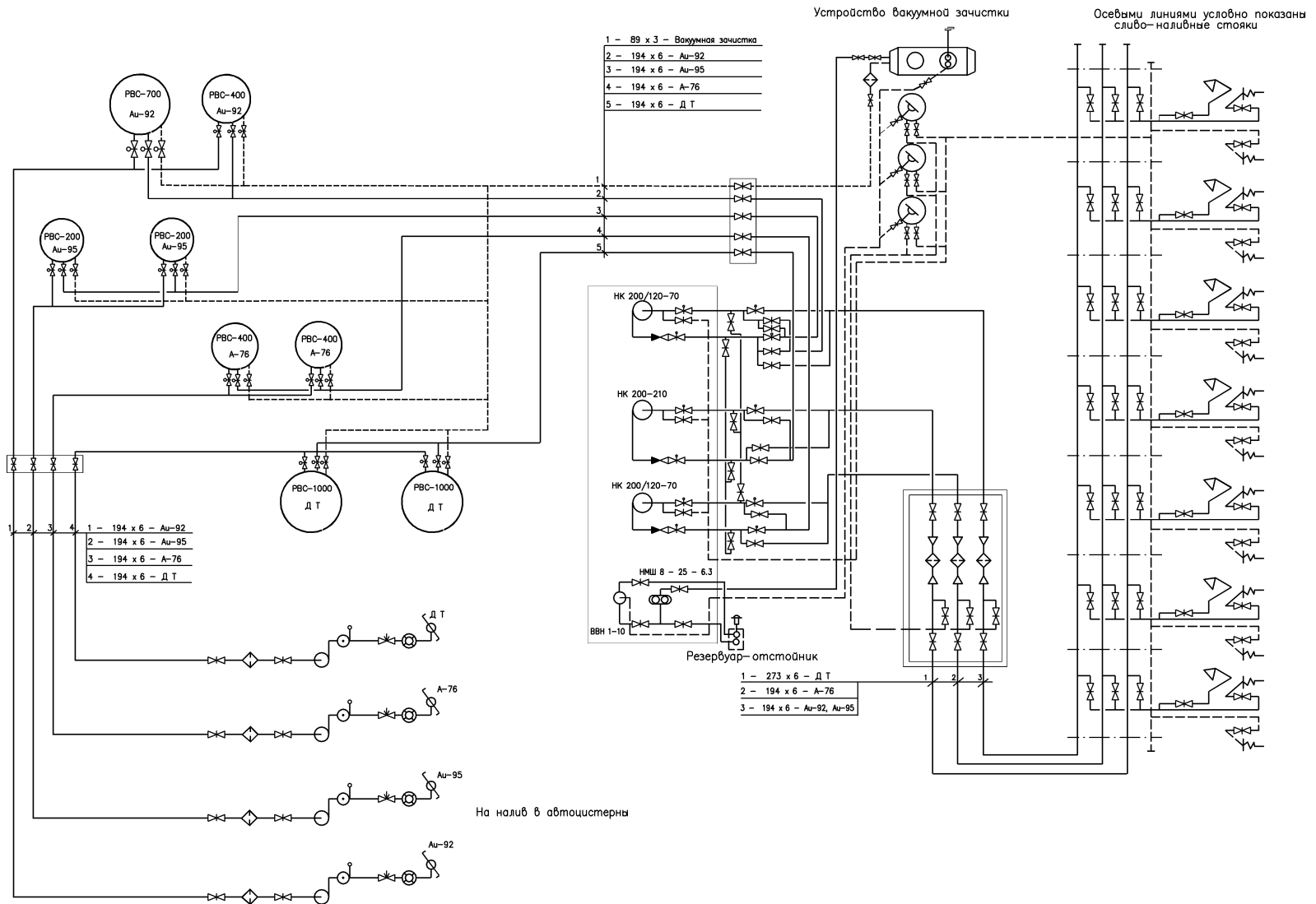


Рис. 8.2. Технологическая схема нефтебазы (парк светлых нефтепродуктов)

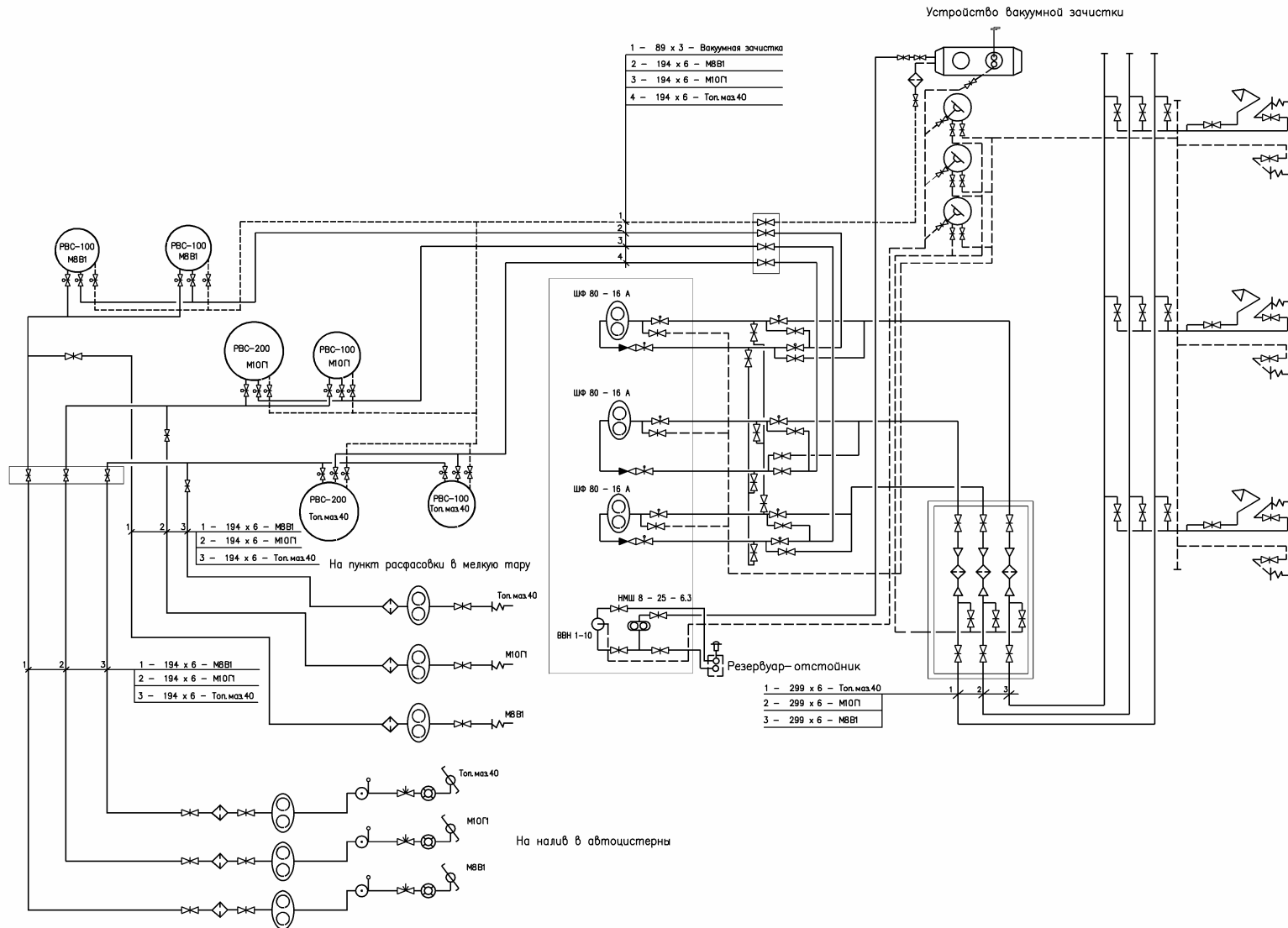


Рис. 8.3. Технологическая схема нефтебазы (парк темных нефтепродуктов)

Однопроводные коммуникации применяют в основном на временных передвижных нефтебазах, которые должны быстро разворачиваться, а также для резервуаров небольшой емкости и раздаточных резервуаров при малой производительности отпуска.

Технологическая схема позволяет оператору производить управление технологическими операциями, а проектировщику – сделать заказ на запорную арматуру.

На технологической схеме каждая линия трубопроводов имеет свое обозначение, а запорная арматура – нумерацию.

Внутренние трубопроводы работают периодически, а их протяженность ограничивается пределами территории объекта.

На основании технологической схемы и генерального плана составляется технологический план, представляющей технологическую схему, нанесенную в масштабе на генеральный план объекта.

На основании технологического плана для каждого трубопровода составляют продольный профиль трассы (рис. 8.4). С его помощью можно определить фактическую длину и отметки начала и конца трубопровода (что необходимо для выполнения гидравлического расчета), подсчитать объем земляных работ при прокладке трубопроводов, проверить работу всасывающих трубопроводов, выявить наличие мест накопления воды, конденсата или остатков продукта в трубопроводе, мешающих их удалению.

6. Технологический расчет трубопроводов

Технологический расчет трубопроводов проводится с целью решения следующих задач: определение оптимальных параметров трубопроводов (диаметр, толщина стенки); подбор насосного оборудования; расчет режимов эксплуатации трубопроводов; определение температурных напряжений и способы их компенсации.

Трубопровод выполняет свое назначение в том случае, если он обеспечивает перекачку необходимого количества нефтепродукта. Это зависит от ряда факторов: диаметра труб; давления, создаваемого в трубе насосом; разности отметок начала и конца трубопровода; температуры перекачиваемого продукта. Изменение любого из перечисленных факторов неизбежно приведет к изменению пропускной способности. Вследствие этой же взаимозависимости некоторые из факторов при выполнении технологических расчетов не могут быть определены однозначно, т.е. без учета влияния других факторов.

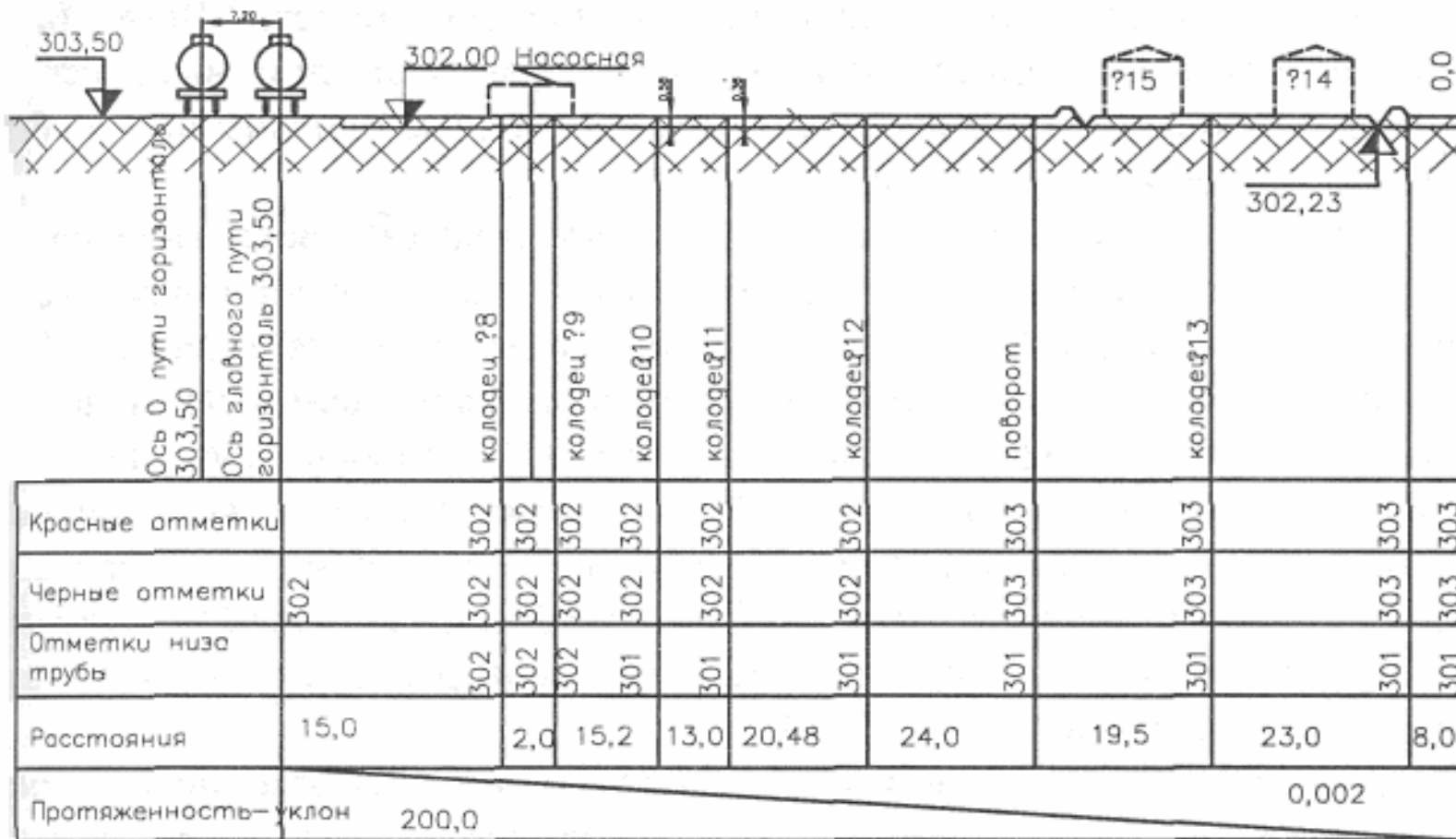


Рис. 8.4. Примерный профиль трассы трубопровода

При эксплуатации трубопроводных коммуникаций часто изменяются условия использования существующего трубопроводно-насосного оборудования. Например, появляется необходимость перекачивать трубопроводом другие нефтепродукты, по своим свойствам отличающиеся от тех, на которые первоначально было запроектировано оборудование, меняются схемы перекачки и т.д. Это вызывает иногда необходимость реконструкции трубопроводно-насосной системы (установка дополнительных насосов или замена имеющихся насосов, замена трубопроводов одного диаметра на трубопроводы другого диаметра, изменение их протяженности и т.д.).

Для технической правильной эксплуатации объекта необходимо иметь гидравлические характеристики трубопроводно-насосных систем, без которых нельзя правильно решать вопросы производительности трубопроводов, а следовательно, и сроков слива и налива нефтепродуктов.

6.1. Механический расчет трубопроводов

Механический расчет технологических трубопроводов производится на температурные напряжения и на напряжения от изгиба в холодную, когда труба изгибается под собственным весом без нагрева.

В редких случаях производится расчет трубопроводов на внутреннее давление. Толщина стенки технологических трубопроводов определяется по формуле

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)}, \quad (8.16)$$

где n – коэффициент перегрузки по внутреннему давлению;

P – внутреннее рабочее давление в трубопроводе, МПа;

R_1 – первое расчетное сопротивление материала труб, МПа;

D_n – наружный диаметр, м.

Первое расчетное сопротивление материала R_1 определяется по следующей формуле

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n}, \quad (8.17)$$

где R_1 – первое нормативное сопротивление, соответствующее пределу прочности материала труб, МПа;

m – коэффициент условия работы трубопроводов; т.к. все технологические трубопроводы относятся к высшей категории, то $m = 0.6$;

k_1 – коэффициент безопасности по материалу труб (для нефтебазовых трубопроводов обычно $k_1 = 1,34$ или $k_1 = 1,4$;

k_n – коэффициент надежности, зависящий от диаметра труб (для труб диаметром $D_y < 1200$ мм $k_n = 1$).

Обычно толщина стенки, полученная по (8.16), значительно меньше минимальной толщины труб данного диаметра, выпускаемых заводами-изготовителями. Поэтому расчет трубопровода на прочность обычно не производится, диаметр трубопровода определяется из гидравлического расчета, а толщина стенки принимается минимальной для данного диаметра.

Температурные напряжения, возникавшие в стенках трубы, определяются по формуле

$$\sigma_e = -\lambda \cdot E \cdot (t_s - t_\phi), \quad (8.18)$$

где λ – коэффициент линейного расширения;

E – модуль упругости, Н/м²;

t_s – максимальная или минимальная рабочая температура стенок трубы в процессе эксплуатации;

t_ϕ – температура фиксации расчетной схемы трубопровода (температура укладки).

Необходимым условием для возникновения температурных напряжений является жесткая заделка трубопровода. При $t_s > t_\phi$ в стенках возникают сжимающие напряжения, а когда $t_s < t_\phi$ – растягивающие. При подземной укладке трубопровода в нем возникают силы трения грунта о поверхность трубы, которые будут противодействовать растяжению или сжатию трубы от действия температурных напряжений. Сила трения, приходящаяся на единицу длины трубопровода, будет равна

$$T = \pi \cdot D_n \cdot f \cdot q_{gp}, \quad (8.19)$$

где D_n – наружный диаметр трубопровода, м;

f – коэффициент трения наружной стенки трубы о грунт;

q_{gp} – удельная нагрузка на трубу от веса грунта, Н/м.

Сила трения противодействует осевой силе, возникающей под действием температурного напряжения, и при определенной длине осевая сила полностью уравновешивается силой трения. Искомая длина определится из условия

$$T \cdot l = |\sigma_t| \cdot F_o, \quad (8.20)$$

где F_o – площадь сечения металла трубы.

Отсюда

$$l = \frac{\sigma_1 \cdot F_o}{T} = \frac{|\lambda \cdot E \cdot (t_3 - t_\phi)| \cdot \pi \cdot D_n \cdot \delta}{\pi \cdot D_n \cdot f \cdot q_{cp}} = \frac{\lambda \cdot E \cdot \Delta t \cdot \delta}{f \cdot q_{cp}}. \quad (8.21)$$

Если фактическая длина трубопровода больше полученной длины, температурных напряжений в нем возникать не будет.

При анализе напряженного состояния подземного трубопровода необходимо знать его возможное удлинение. Ввиду того, что часть осевой силы подземных трубопроводов компенсируется трением, то при одинаковых колебаниях температуры они удлиняются по-разному.

Усилие от сил трения на участке трубопровода dx будет равно $T \cdot dx$. Напряжение, возникающее в трубе от действия сил трения, будет равно $\frac{T \cdot dx}{F}$. Это напряжение можно выразить через закон Гука

$$\frac{T \cdot dx}{F_o} = E \cdot d\varepsilon, \quad (8.22)$$

где $d\varepsilon$ – бесконечно малое относительное удлинение подземного трубопровода на участке dx .

$$d\varepsilon = \frac{d \cdot (\Delta_{n.з.})}{x}, \quad (8.23)$$

где $\Delta_{n.з.}$ – абсолютное удлинение трубопровода.

На основании формул (8.22) и (8.23) имеем

$$\frac{T \cdot dx}{F_o} = E \cdot \frac{d \cdot (\Delta_{n.з.})}{x}. \quad (8.24)$$

Разделяя переменные и интегрируя, найдем абсолютное удлинение подземного трубопровода

$$\Delta_{n.з.} = \frac{T}{F_o E} \int_0^1 x dx = \frac{T \cdot l^2}{2 \cdot F_o \cdot E} = \frac{\sigma_t \cdot F_o \cdot l}{2 \cdot F_o \cdot E} = \frac{\sigma_t \cdot l}{2 \cdot E}. \quad (8.25)$$

Абсолютное удлинение наземного трубопровода

$$\Delta_n = \alpha \cdot \Delta t \cdot l = \frac{\alpha \cdot \Delta t \cdot E}{E} \cdot l = \frac{\sigma_t \cdot l}{E}. \quad (8.26)$$

Т.е. при одинаковых температурных условиях подземный трубопровод укорачивается или удлиняется в два раза меньше по сравнению с на-

земным. Отсюда можно сделать вывод, что в подземных трубопроводах надо компенсировать начальные или концевые его участки.

В наземных трубопроводах для снятия температурных напряжений используют различного вида компенсаторы.

Технологические трубопроводы очень часто укладываются на высоких опорах. Такой трубопровод можно представить в виде многопролетной балки. Основной задачей для многопролетной балки является определение допустимой величины пролета. Под действием силы, действующей в пролете, трубопровод прогибается, образуя дугу с радиусом кривизны ρ , величина которого приближенно равна

$$\rho = \frac{l^2}{8 \cdot f}, \quad (8.27)$$

где l – длина пролета;
 f – стрела прогиба.

От изгиба в стенках трубопровода возникает напряжение, величина которого

$$\sigma_n = \frac{E \cdot D_n}{2 \cdot \rho} = \frac{4 \cdot E \cdot D_n \cdot f}{l^2}. \quad (8.28)$$

Из курса «Сопротивление материалов» известно, что максимальная величина прогиба равна

$$f = \frac{5}{384} \cdot \frac{q \cdot l^4 \cdot D_n}{E \cdot J}, \quad (8.29)$$

где q – удельная расчетная нагрузка от веса металла, изоляции, продукта, снежного покрова и гололеда, Н/м;

J – осевой момент инерции трубы, м⁴.

Подставив выражение (8.29) в (8.28), получим

$$\sigma_n = \frac{5}{96} \cdot \frac{q \cdot l^2 \cdot D_n}{J}. \quad (8.30)$$

Максимальная величина пролета определяется из условия

$$\sigma_n \leq 0,9 \cdot R_2^H, \quad (8.31)$$

$$l_{\max} = \sqrt{\frac{96}{5} \cdot \frac{0,9 \cdot R_2^H \cdot J}{q \cdot D_n}}. \quad (8.32)$$

6.2. Гидравлический расчет изотермических трубопроводов

Для технической правильной эксплуатации необходимо иметь гидравлические характеристики трубопроводно-насосных систем, без которых нельзя правильно решить вопросы производительности трубопроводов.

Конечная цель гидравлического расчета трубопроводов на нефтебазах – обеспечение заданной производительности перекачки. При применении насосной установки рассчитывается рабочий режим насосной установки, определяют мощность двигателя. Для самотечных трубопроводов определяют требуемую разность отметок для обеспечения необходимой производительности при заданном диаметре труб или необходимый диаметр трубопровода при заданной разности отметок и производительности.

Исходными данными для гидравлического расчета являются: расход, физические свойства нефтепродуктов (вязкость, плотность, давлений насыщенных паров, температура), профиль и план трассы, а также технологическая схема с указанием всех местных сопротивлений. Гидравлический расчет трубопроводов, перекачивающих нефтепродукты, выполняются для наиболее неблагоприятных условий.

Расчет всасывающих трубопроводов для транспортировки светлых нефтепродуктов с высокой упругостью паров (бензин и др.) необходимо вести при максимальной температуре продукта, чтобы избежать разрыва струи и обеспечить нормальную работу насоса. Всасывающие трубопроводы для темных нефтепродуктов рассчитывают для низкой температуры нефтепродукта, при которой потери напора на трение будут наибольшими.

Расчет нагнетательных трубопроводов для перекачки светлых и темных нефтепродуктов ведется по минимальной температуре нефтепродуктов для наиболее удаленных и высоко расположенных точек коммуникаций объектов.

Следует иметь в виду, что при выполнении технологических операций один и тот же трубопровод может быть как всасывающим, так и нагнетательным.

Теоретически необходимый внутренний диаметр трубопровода определяется из уравнения неразрывности потока по формуле

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot v}}, \quad (8.33)$$

где Q – производительность трубопровода, м³/с, определяемая в зависимости от сроков слива или налива, грузоподъемности судов и маршрутов и т.д.;

v – скорость движения жидкости в трубах, м/с, принимаемая в зависимости от вязкости нефтепродуктов (табл. 8.6) и их удельного объемного сопротивления.

Таблица 8.6

Рекомендуемые скорости перекачки нефтепродуктов

Кинематическая вязкость нефтепродуктов $\nu \cdot 10^6$, м ² /с	Средняя скорость, м/с	
	для всасывания	для нагнетания
1,0 – 1,4	1,5	2,5
11,4 – 28,4	1,3	2,0
28,4 – 74,0	1,2	1,3
74,0 – 148,2	1,1	1,2
148,2 – 444,6	1,0	1,1
444,6 – 889,2	0,8	1,0

По сортаменту на трубы подбирается ближайший больший наружный диаметр трубы.

Фактический внутренний диаметр трубопровода будет равен

$$d_{вн} = d_n - 2 \cdot \delta, \quad (8.34)$$

где $d_{вн}$ – наружный диаметр трубы, м;

δ – толщина стенки трубы, м.

Фактическая скорость движения жидкости в трубопроводе

$$v_{\phi} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_{вн}^2}. \quad (8.35)$$

Общие потери напора в трубопроводе равны

$$H = h_{тр} + h_{ск} + \Delta z, \quad (8.36)$$

где $h_{тр}$ – потери напора на трение в трубопроводе, м;

$h_{ск}$ – скоростной напор, м;

Δz – разность нивелирных отметок конца и начала трубопровода, м.

Потеря напора на трение в трубопроводах определяются по формуле Дарси – Вейсбаха

$$h_{тр} = \lambda \cdot \frac{l_{пр}}{d_{вн}} \cdot \frac{v_{\phi}^2}{2 \cdot g}, \quad (8.37)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

$l_{пр}$ – приведенная длина трубопровода, м.

Коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит от характера движения жидкости в трубопроводе и относительной шероховатости стенок труб.

Характер движения жидкости в трубопроводе определяется безразмерным параметром Рейнольдса

$$Re = \frac{v_{\phi} \cdot d_{вн}}{\nu} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_{вн} \cdot \nu}. \quad (8.38)$$

Относительная шероховатость стенок труб

$$\varepsilon = \frac{2 \cdot \Delta}{d_{вн}}, \quad (8.39)$$

где Δ – абсолютная высота выступов шероховатости, м (табл. 8.7).

При ламинарном режиме движения жидкости ($Re < 2320$) коэффициент λ зависит только от критерия Re и определяется по формуле Стокса

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (8.40)$$

Таблица 8.7

Абсолютная высота выступов шероховатости

Трубы	Δ , мм
Новые цельнотянутые стальные	0,05 – 0,15
Стальные с незначительной коррозией	0,20 – 0,30
Новые чугунные	0,30
Асбоцементные	0,30 – 0,80
Старые стальные	0,50 – 2,00

При турбулентном режиме движения ($2320 \leq Re < Re_1 = \frac{59,7}{\varepsilon \cdot \frac{8}{7}}$)

коэффициент λ определяется по формуле Блазиуса (зона гидравлически гладких труб)

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}. \quad (8.41)$$

При турбулентном режиме ($Re_1 \leq Re < Re_2 = \frac{665 - 775 \cdot \lg \varepsilon}{\varepsilon}$) коэффициент λ определяется по формуле Черникина

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,83 \cdot \lg \left[\left(\frac{\varepsilon}{7,4} \right)^{1,093} + \frac{8,5}{Re} \right]. \quad (8.42)$$

При турбулентном режиме ($Re \geq Re_2$) коэффициент λ зависит только от степени шероховатости труб и определяется по формуле Никурадзе (квадратичная зона)

$$\lambda = \frac{1}{(1,74 - 2 \cdot \lg \varepsilon)^2}. \quad (8.43)$$

Приведенная длина трубопровода l_{np} определяется по формуле

$$l_{np} = l_{\phi} + l_{\zeta}, \quad (8.44)$$

где l_{ϕ} – фактическая длина трубопровода, м;

l_{ζ} – длина, эквивалентная местным сопротивлениям, м.

Эквивалентная длина определяется по формуле

$$l_{\zeta} = \frac{d_{\text{вн}}}{\lambda} \sum_{i=1}^{i=n} \xi_i, \quad (8.45)$$

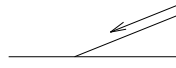


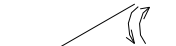

где ξ_i – коэффициент, соответствующий местному сопротивлению (табл. 8.8).

Таблица 8.8

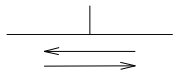
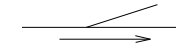
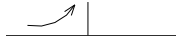
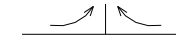
Значения коэффициентов местного сопротивления

№	Сопротивления	ξ
1	2	3
1	Выход из резервуара без хлопушки	0,50
2	Выход из резервуара через хлопушку	0,90
3	Выход из резервуара через подъемную трубу	2,20
4	Колено сварное под углом 45°	0,30
5	Колено сварное под углом 90°	1,30
6	Фильтр для светлых нефтепродуктов	1,70
7	Фильтр для темных нефтепродуктов	2,20
8	Приемный сетчатый фильтр	9,50
9	Гидравлический затвор, мм: 53 80,5	3,50 2,00
10	Счетчик	10,0 – 15,0
11	Обратный клапан в зависимости от диаметра трубы, мм: 40 50 65 80 100 125 150	22,00 18,00 13,50 10,00 8,00 7,00 6,50

Продолжение табл.

1	2	3
	200 250 300 350 400 450 500	5,50 4,50 3,50 3,00 2,50 2,00 1,80
12	Вентиль при полном его открытии: прямоточный нормальный	0,44 – 0,80 2,90 – 5,00
13	Задвижка в зависимости от степени ее открытия: полностью открыта закрытая на 1/8 закрытая на 2/8 закрытая на 3/8 закрытая на 4/8 закрытая на 5/8 закрытая на 6/8 закрытая на 7/8	0,05 0,07 0,26 0,81 2,06 5,52 17,00 97,80
14	Кран в зависимости от угла поворота пробки (в градусах): 10 20 30 40 50 60 65	0,25 1,56 5,47 17,30 52,60 206,00 486,00
15	Дроссельный клапан в зависимости от угла поворота (в градусах): 10 20 30 40 50 60 70	0,52 1,54 3,91 10,80 32,60 118,00 751,00
16	Тройник в зависимости от направления течения жидкости:     	0,05 1,00 1,50 3,00 0,05

Окончание табл.

1	2	3
	   	<p>0,10</p> <p>0,15</p> <p>2,00</p> <p>3,00</p>
17	<p>Внезапное расширение потока при отношении меньшей площади сечения к большей:</p> <p>0,9</p> <p>0,7</p> <p>0,5</p> <p>0,3</p> <p>0,1</p> <p>0,01</p>	<p>0,01</p> <p>0,09</p> <p>0,25</p> <p>0,49</p> <p>0,81</p> <p>0,98</p>
18	<p>Внезапное сужения потока при отношении меньшей площади сечения к большей:</p> <p>0,9</p> <p>0,7</p> <p>0,5</p> <p>0,3</p> <p>0,1</p> <p>0,01</p>	<p>0,09</p> <p>0,20</p> <p>0,30</p> <p>0,38</p> <p>0,47</p> <p>0,50</p>
19	<p>Диафрагма при отношении меньшей площади сечения к большей:</p> <p>0,9</p> <p>0,7</p> <p>0,5</p> <p>0,3</p> <p>0,1</p>	<p>0,06</p> <p>0,79</p> <p>3,77</p> <p>18,30</p> <p>243,00</p>
20	<p>Компенсаторы:</p> <p>круглый, лирообразный</p> <p>П-образный</p> <p>сальниковый</p> <p>линзовый, со вставкой</p>	<p>2,50</p> <p>2,00</p> <p>0,50</p> <p>0,30</p>

Для ламинарного режима значения коэффициентов местных сопротивлений определяются

$$\xi = \varphi \cdot \zeta_i, \quad (8.46)$$

где коэффициент φ в зависимости от значения параметра Re принимается по табл. 8.9.

Зависимость коэффициента ϕ от значений Re

Re	ϕ	Re	ϕ	Re	ϕ
200	4,20	1000	3,22	1800	2,90
400	3,81	1200	3,12	2000	2,84
600	3,53	1400	3,01	2200	2,48
800	3,37	1600	2,95	2320	2,26

Скоростной напор жидкости в трубопроводе рассчитывается по

$$h_{ск} = \frac{v_{\phi}^2}{2 \cdot g} \quad (8.47)$$

Расчет всасывающей и нагнетательных частей трубопровода производится отдельно с целью проверки работы насоса на всасывание.

Условием бесперебойной работы насоса при всасывании является

$$H_{вс} < H_{вс.нас}, \quad (8.48)$$

где $H_{вс}$ – потери напора на всасывающей линии насоса, м;

$H_{вс.нас}$ – допустимая высота всасывания насоса, м.

Проверяя работу насоса на всасывание при перекачке светлых нефтепродуктов, необходимо учитывать упругость паров

$$H_{вс} + H_{упр.п} < H_{вс.нас} \quad (8.49)$$

Если расчетная высота всасывания окажется больше допустимой, ее уменьшения можно достигнуть:

- расположением насосной станции ближе к резервуарам, чтобы уменьшить длину всасываемого трубопровода;
- увеличением диаметра всасывавшего трубопровода для снижения скорости движения жидкости;
- заглублением насосной для уменьшения разности нивелирных отметок;
- установкой воздушного колпака на всасывающем трубопроводе при работе поршневых насосов;
- уменьшением температуры перекачиваемой жидкости для снижения упругости паров;
- увеличением высоты фундамента резервуара, если производится выкачка из резервуара.

Во многих случаях потери напора на трение удобнее вычислять по формуле Лейбензона, представляющей разновидность формулы Дарси – Вейсбаха, в которой принимается $\lambda = \frac{A}{\text{Re}^m}$. Тогда

$$\begin{aligned}
 h_{mp} &= \frac{A}{\text{Re}^m} \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\vartheta^2}{2 \cdot g} = \frac{A \cdot v^m}{\vartheta^m \cdot d^m} \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\vartheta^2}{2 \cdot g} = \frac{A}{2 \cdot g} \cdot \frac{\vartheta^{2-m} \cdot v^m}{d^{m+1}} \cdot L = \\
 &= \frac{A}{2 \cdot g} \cdot \left(\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} \right)^{2-m} \cdot \frac{v^m}{d^{m+1}} \cdot L, \\
 h_{np} &= \frac{A}{2 \cdot g} \cdot \frac{4^{2-m} \cdot Q^{2-m}}{\pi^{2-m} \cdot d^{4-2m}} \cdot \frac{v^m}{d^{m+1}} \cdot L = \frac{A \cdot 16}{2 \cdot g \cdot \pi^{2-m} \cdot 4^m} \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{d^{5-m}} \cdot L = \frac{8 \cdot A}{g \cdot \pi^{2-m} \cdot 4^m} \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{d^{5-m}} \cdot L. \quad (8.50)
 \end{aligned}$$

Обозначая $\frac{8 \cdot A}{4^m \cdot \pi^{2-m} \cdot v^m} = \beta$, получим

$$h_{np} = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{d^{5-m}} \cdot L, \quad (8.51)$$

где β и m – коэффициенты, зависящие от режима течения жидкости.

6.3. Гидравлический расчет неизотермических трубопроводов

На нефтебазах имеются трубопроводы, по которым перекачиваются нефтепродукты, предварительно подогретые до температуры, значительно превышающей температуру окружающей среды. Такие трубопроводы имеют ту особенность, что вследствие неизотермичности потока вязкость нефтепродукта увеличивается по длине трубопровода, а следовательно, возрастают и потери напора на трение, приходящиеся на единицу длины трубопровода. Для коротких трубопроводов, например, технологических трубопроводов, потери напора на трение могут быть рассчитаны по формулам изотермического режима, с той лишь разницей, что расчетную вязкость следует принимать при средней температуре перекачки t_{cp}

$$t_{cp} = \frac{1}{3} \cdot t_n + \frac{2}{3} \cdot t_k, \quad (8.52)$$

где t_n – начальная температура перекачиваемого нефтепродукта, °С;
 t_k – конечная температура перекачиваемого нефтепродукта, °С.

Конечная температура определяется по формуле Шухова

$$t_k = t_o \cdot (t_n - t_o) \cdot e^{\frac{k \cdot \pi \cdot d \cdot l}{Q \cdot \rho \cdot C_p}}, \quad (8.53)$$

где t_o – температура окружающей среды, °С;

k – коэффициент теплопередачи от нефтепродукта в окружающую среду, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{град}}$;

d – внутренний диаметр трубопровода, м;

l – длина трубопровода, м;

Q – объемный расход в рассматриваемом трубопроводе, м³/с;

ρ – плотность нефтепродукта, кг/м³;

C_p – теплоемкость перекачиваемого продукта, Дж/кг·град.

Коэффициент теплопередачи для трубопроводов зависит от внутреннего α_1 и внешнего α_2 коэффициентов теплоотдачи, а также от термического сопротивления трубы, изоляции, отложений и т.д.

$$\frac{1}{k \cdot d} = \frac{1}{\alpha_1 \cdot d} - \sum_{i=1}^{i=n} \frac{1}{2 \cdot \lambda_i} \cdot \ln \frac{D_i}{d_i} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_n}, \quad (8.54)$$

где n – число слоев, учитываемых при расчете;

α_1 – коэффициенты теплопроводности отложений, стали, изоляции и т.д., Вт/м·град;

D_i, d_i – соответственно внутренний и наружный диаметры каждого слоя, м;

D_n – наружный диаметр трубопровода, м.

6.4. Гидравлический расчет коллекторов

Коллекторы представляют собой трубопроводы с переменным по длине расходом. Потери напора в таком коллекторе складываются из потерь напора на трение на каждом участке

$$h_k = \sum_{i=1}^{i=n} h_i, \quad (8.55)$$

где n – число участков длиной l_i ;

h_i – потерн напора на трение на i -ом участке коллектора.

Коллекторы имеют постоянный диаметр с отбором нефтепродукта через равные промежутки длиной l , определяемые расстоянием между сливно-наливными стояками.

Для удобства расчета коллектора, потери напора h_i , лучше вычислять по формуле Лейбензона

$$h_i = \beta \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{d^{5-m}} \cdot l. \quad (8.56)$$

Тогда потери напора в коллекторе можно записать следующим образом

$$h_k = \sum_{i=1}^{i=n} \beta \frac{(i \cdot q)^{2-m} \cdot v^m}{d^{5-m}} \cdot l, \quad (8.57)$$

где q – расход нефтепродукта в одном сливно-наливном стояке.

Приняв $q \cdot n = Q$, т.е. максимальному расходу нефтепродукта в коллекторе, а $n \cdot l = L$, т.е. расчетной длине коллектора, можем записать

$$h_k = \beta \frac{(Q)^{2-m} \cdot v^m}{d^{5-m}} \cdot L \cdot \left(\frac{1}{n^3} \sum_{i=1}^{i=n} i^{2-m} \right). \quad (8.58)$$

Выражение в скобках показывает, во сколько раз потери напора в коллекторе с переменным расходом меньше потерь напора в трубопроводе той же длины с постоянным расходом Q .

Исследуем полученное уравнение (8.58) для различных режимов течения.

При ламинарном режиме ($m = 1$, $\beta = \frac{128}{\pi \cdot g}$)

$$\frac{1}{n^3} \sum_{i=1}^{i=n} i = \frac{1}{n^3} \cdot (1 + 2 + 3 + \dots + n) = \frac{n+1}{2 \cdot n}. \quad (8.59)$$

Поскольку $\lim_{n \rightarrow \infty} \frac{n+1}{2 \cdot n} = \frac{1}{2}$, то

$$h_k = \frac{1}{2} \cdot \beta \cdot \frac{Q \cdot v}{d^4} \cdot L, \quad (8.60)$$

т.е. в коллекторах с переменным расходом при ламинарном режиме потери напора на трение примерно равны 1/2 гидравлического сопротивления трубопровода той же длины с постоянным расходом.

При развитом турбулентном режиме течения ($m = 0$, $\beta = \frac{8 \cdot \lambda}{\pi^2 \cdot g}$)

$$\frac{1}{n^3} \sum_{i=1}^{i=n} i^2 = \frac{1}{n^3} \cdot (1 + 2^2 + 3^2 + \dots + n^2) = \frac{(2n+1) \cdot (n-1)}{6 \cdot n^2}. \quad (8.61)$$

Поскольку $\lim_{n \rightarrow \infty} \frac{(2 \cdot n) \cdot (n+1)}{6 \cdot n^2} = \frac{1}{3}$, то

$$h_k = \frac{1}{3} \cdot \frac{8 \cdot \lambda}{\pi^2 \cdot g} \cdot \frac{Q^2}{d^5} \cdot L = \frac{1}{3} \cdot \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \left(\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} \right)^2 \cdot \frac{1}{2 \cdot g}, \quad (8.62)$$

т.е. при развитом турбулентном режиме потерн напора на трение в коллекторе с переменным расходом в 3 раза меньше потерь напора в трубопроводе с постоянным расходом.

6.5. Гидравлический расчет сифонных трубопроводов

Сифонным трубопроводом называется трубопровод, часть которого располагается выше уровня откачиваемой жидкости в емкости. Сифонные трубопроводы используются при верхнем сливе маловязких нефтепродуктов через горловину железнодорожных цистерн.

Нормальная работа сифонного трубопровода возможна при условии, когда остаточное давление в любой его точке больше давления насыщенных паров сливаемого нефтепродукта при температуре перекачки. В противном случае нарушается сплошность потока нефтепродукта.

Расчет сифонного трубопровода сводится к построению графиков остаточных напоров и вакуумов, в результате которого определяется правильность выбора диаметров отдельных участков этого трубопровода по средним скоростям ($v = 1,5 - 2,5$ м/с).

Для построения графиков остаточных напоров и вакуумов необходимо предварительно подсчитать гидравлические сопротивления отдельных участков сливной коммуникации. Графики строят для наиболее неблагоприятного случая, когда атмосферное давление наименьшее, температура наибольшая, а уровень нефтепродукта в цистерне наинизший.

Сначала вычерчивают сливную коммуникацию в масштабе, а затем вверх от зеркала нефтепродукта (рис. 8.5) откладывают отрезок, равный

$$H_a = \frac{P_a}{\rho \cdot g}, \quad (8.63)$$

где P_a – минимально возможное атмосферное давление, Па;
 ρ – плотность нефтепродукта, кг/м³;
 g – ускорение свободного падения, м/с².

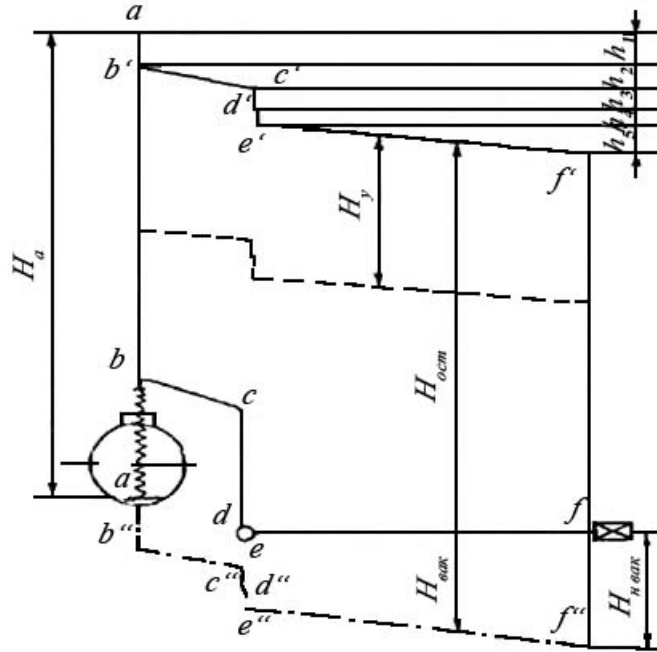


Рис. 8.5. **График остаточных напоров и вакуумов:** ab – участок гибкого шланга; bc – горизонтальный или наклонный участок сливного стояка; cd – вертикальный участок сливного стояка; de – коллектор; ef – отводная труба от коллектора к насосу

Потери напора на каждом участке складываются из потерь напора на трение и на преодоление высотных отметок.

Остаточный напор в любой точке коммуникации определяется из уравнения

$$h_x = H_a - \Delta Z_{ax} - \sum_{i=1}^{i=n} h_{i\tau}, \quad (8.64)$$

где ΔZ_{ax} – разность нивелирных отметок начальной точки трубопровода и точки x ;

$\sum_{i=1}^{i=n} h_{i\tau}$ – сумма потерь напора на трение на участках трубопровода, расположенных до рассматриваемой точки x .

Ломаная линия, соединяющая точки a', b', c', d', e', f' есть линия падения напора в сливной коммуникации. Любая ордината между линией па-

дения напора и коммуникацией представляет остаточный напор в данной точке трубопровода.

Линию упругости паров откладывают ниже и эквидистантно линии падения напора на расстоянии $H_y = \frac{P_y}{\rho \cdot g}$, где P_y – давление упругости паров сливаемого нефтепродукта для самой высокой температуры для данной местности. Если линия упругости паров не пересекает линию коммуникации, то система запроектирована правильно, слив осуществляется нормально. Если линия упругости паров пересекает коммуникацию, то образования газовых пробок в трубопроводе можно избежать, используя один из следующих методов:

- изменением конфигурации сливного стояка;
- увеличением диаметра отдельных участков коммуникации;
- уменьшением длины последнего участка коммуникации;
- заглублением насосной станции;
- применением погружного эжектора, с помощью которого уменьшается высота всасывания.

Если линию падения напора отложить под уровень нефтепродукта, то получится линия вакуума $a'', b'', c'', d'', e'', f''$. Любая ордината, проведенная между линией вакуума и линией коммуникации, представляет собой величину разряжения в данной точке коммуникации. Ордината ff'' характеризует разряжение, которое должен создать насос для выкачки нефтепродуктов с заданной производительностью. Если линия вакуума пересекает коммуникацию, то это означает, что участки трубопровода, лежащие ниже линии вакуума, находятся под избыточным давлением.

6.6. Гидравлический расчет разветвленных трубопроводных коммуникаций

Насосные и компрессорные станции обычно имеют сложную систему трубопроводов, и один или несколько насосов или компрессоров могут одновременно обслуживать несколько трубопроводов и резервуаров.

При работе насоса на один или несколько последовательно соединенных трубопроводов требуемая подача насоса Q_n принимается равной заданной пропускной способности такого трубопровода. Суммарная характеристика $Q-H$ последовательно соединенных нескольких трубопроводов получается сложением напоров.

При работе насоса на несколько параллельно соединенных и одновременно работающих трубопроводов требуемая подача насоса принимается равной сумме пропускных способностей этих трубопроводов. При этом суммарная характеристика этих трубопроводов получается сложением подач.

На примере рассмотрим работу центробежного насоса на параллельные трубопроводы: центробежный насос из резервуара *a* (рис. 8.6) перекачивает нефтепродукт в резервуары *б* и *в*.

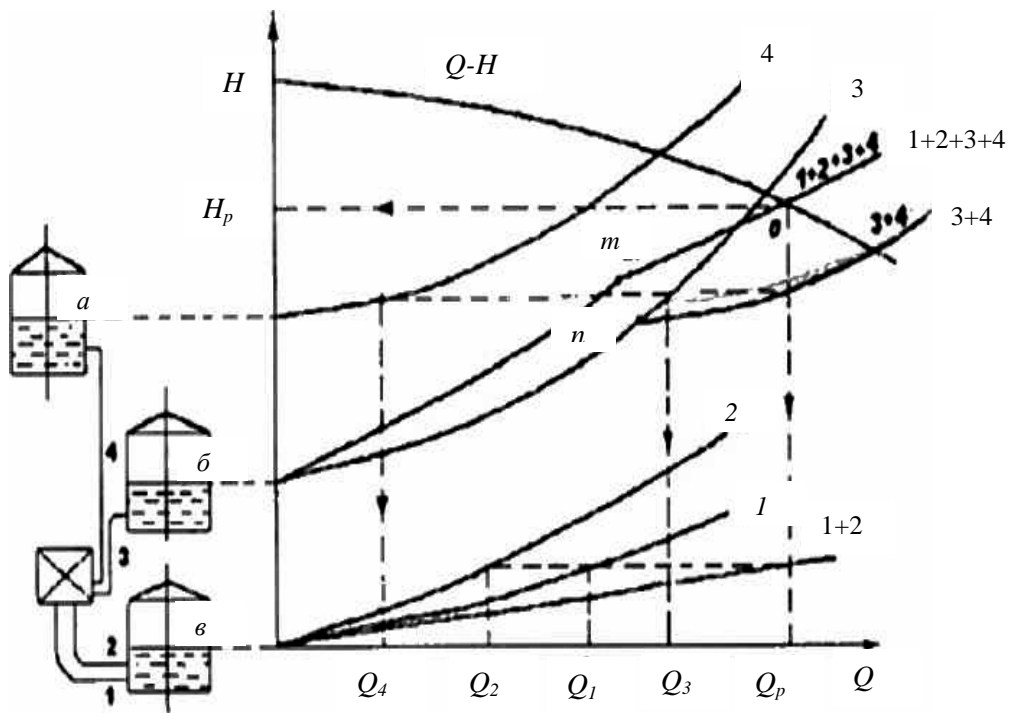


Рис. 8.6. Построение совмещенной характеристики при работе насоса на параллельные трубопроводы

Поскольку трубопроводы 1 и 2 работают параллельно, их суммарная характеристика 1-2 строится горизонтальным сложением от уровня нефтепродукта в резервуаре *a*. Характеристику параллельно работающих трубопроводов 3 – 4 строят от соответствующих уровней в резервуарах *б* и *в*, а их суммарную характеристику 3-4 находят горизонтальным сложением.

Полная характеристика системы трубопроводов 1-2-3-4 находится вертикальным сложением характеристик 1-2 и 3-4 как для последовательно работающих трубопроводов. Точка пересечения 0 характеристики $Q-H$ насоса с характеристикой 1-2-3-4 трубопроводов определяет фактическую подачу насоса Q_p и напор H_p . Снося по вертикали рабочую точку 0 на харак-

теристики 1-2 и 3-4, а с них – по горизонтали на характеристики 1, 2, 3, 4. Определим фактическую пропускную способность отдельных трубопроводов (Q_1, Q_2, Q_3, Q_4). Если окажется, что рабочей будет точка m , то нефтепродукт в резервуар $в$ поступать не будет, и перекачка будет производиться только в резервуар $б$. Если рабочей окажется точка n , то нефтепродукт в резервуар $б$ будет подаваться насосом и самотеком из резервуара $в$.

МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

План лекций

1. Устройство насосных станций.
2. Оборудование насосных станций.
3. Подбор насосов и приводных двигателей.
4. Расчет фундаментов под насосные агрегаты.
5. Технологические схемы трубопроводов.
6. Технологический расчет трубопроводов:
 - механический расчет трубопроводов;
 - гидравлический расчет изотермических трубопроводов;
 - гидравлический расчет неизотермических трубопроводов;
 - гидравлический расчет коллекторов;
 - гидравлический расчет сифонных трубопроводов;
 - гидравлический расчет разветвленных трубопроводов.

Вопросы для предварительного контроля

1. Устройство насосных станций.
2. Оборудование насосных станций.
3. Технологические схемы трубопроводов.
4. Технологический расчет трубопроводов:
 - механический расчет трубопроводов;
 - гидравлический расчет изотермических трубопроводов;
 - гидравлический расчет неизотермических трубопроводов;
 - гидравлический расчет коллекторов;
 - гидравлический расчет сифонных трубопроводов;
 - гидравлический расчет разветвленных трубопроводов.

ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ

Гидравлический расчет трубопроводов и коллекторов нефтебаз. Подбор насосного оборудования нефтебаз

Цель гидравлического расчета трубопроводных коммуникаций слива нефтепродуктов – определение диаметров трубопроводов, при которых будут обеспечены нормальная работа насосов с заданным расчетным расходом, безопасность эксплуатации и нормативные сроки слива нефтепродуктов.

Гидравлическим расчетам сливных коммуникаций должны предшествовать следующие работы: выбор и обоснование времени слива; разработка технологической схемы; расстановка технологической арматуры; определение основных высотных отметок; определение расчетного расхода, вязкости нефтепродукта при минимальной рабочей температуре и рабочего давления

1. Определение времени слива нефтепродуктов из транспортных емкостей

Необходимость определения времени опорожнения цистерн характеризуется неустановившимся течением нефтепродукта в сливной коммуникации вследствие изменения во времени уровня нефтепродукта в цистерне, а следовательно, и напора, под действием которого происходит истечение нефтепродукта.

Слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн

Слив нефтепродуктов через короткий патрубок

При сливе нефтепродуктов самотеком через сливной прибор железнодорожной цистерны в межрельсовый коллектор можно принять $h = 0$ и $p_1 = p_2 = P_a$ – атмосферному давлению, т.к. имеется «открытый» слив в межрельсовый коллектор или лоток; для определения времени полного слива необходимо принять $z_{кр.} = 0$.

$$\tau_0 = \frac{4}{3} \cdot \frac{LD\sqrt{D}}{\mu_0 f \sqrt{2g}}, \quad (8.65)$$

где L – длина, м;

D – диаметр котла цистерны, м;

f – площадь сечения сливного прибора, м²;

μ_0 – коэффициент расхода сливного прибора цистерны.

Для универсального сливного прибора ($d = 0,2$ м и $h = 0,56$ м) в интервале изменения кинематической вязкости сливаемых нефтепродуктов от $1 \cdot 10^{-4}$ до $653 \cdot 10^{-4}$ м²/с коэффициент расхода определяется по формуле

$$\mu_0 = \frac{1}{238\nu + 1,29}, \quad (8.66)$$

где ν – вязкость нефтепродукта, м²/с.

Слив нефтепродукта через длинный патрубок

При сливе нефтепродуктов самотеком через специальные устройства нижнего слива в безнапорные коллекторы или в приемный патрубок без учета изменения в них уровня нефтепродукта можно принять $p_1 \approx p_2$, тогда

$$\tau = \frac{4L\sqrt{D}}{3\mu_c f \sqrt{2g}} \varphi\left(\frac{h}{D}\right), \quad (8.67)$$

где μ_c – коэффициент расхода сливного устройства;

$$\text{функция равна } \varphi\left(\frac{h}{D}\right) = \sqrt{\frac{D+h}{D} \left[\left(\frac{2h}{D} + 1\right) E(k) - \frac{2h}{D} K(k) \right]};$$

k – модуль эллиптических интегралов,

$$k = \sqrt{\frac{D}{D+h}};$$

для сливного устройства, имеющего $d = 0,15$ м и $h = 1,16$ м, при изменении вязкости в интервале от $1 \cdot 10^{-4}$ до $70 \cdot 10^{-4}$ м²/с при $p_1 = p_2$

$$\mu_c = \frac{1}{2200\nu + 3,78}. \quad (8.68)$$

Из расчетов следует, что время самотечного слива через специальный трубопровод τ будет меньше времени слива через короткий патрубок τ_0 в том случае, когда при увеличении дополнительного напора h потери напора на трение за счет возрастания длины сливной коммуникации будут меньше.

Слив нефтепродуктов из автомобильных цистерн

По форме сечения автомобильные цистерны подразделяются на три типа: круглые, эллиптические и прямоугольные (квадратные). Наибольшее распространение получили цистерны эллиптического сечения.

Если истечение происходит через короткий патрубок, для которого $(h/d) \leq 3$, то $\varphi(h/B) \approx 1$, то

$$\tau_0 = \frac{4}{3} \cdot \frac{LA\sqrt{B}}{\mu f \sqrt{2g}}, \quad (8.69)$$

где A и B – большая и малая оси эллипса, м;

L – длина цистерны, м;

μ – коэффициент расхода сливного устройства.

Слив маловязких нефтепродуктов, перевозимых в автомобильных цистернах, происходит при турбулентном режиме, это позволяет принять $\mu = const$.

2. Расчет пропускной способности безнапорных трубопроводов круглого сечения

При герметизированном нижнем сливе коллектор укладывают параллельно железнодорожному пути на расстоянии не менее 1,8 м от оси пути. При самотечном сливе эти коллекторы представляют собой безнапорные трубопроводы круглого сечения.

В случае ламинарного режима течения вязкого нефтепродукта в цилиндрической трубе со свободной поверхностью расход может быть найден на основании интегрирования уравнений Навье – Стокса с использованием биполярных координат. Расход нефтепродукта в соответствии с полученным решением определяем по формуле

$$Q_k = \frac{\pi \cdot g \cdot R^4 \cdot i_c}{8\nu} \varphi(\varepsilon), \quad (8.70)$$

где ε – степень заполнения трубы

Функция $\varphi(\varepsilon)$ представляет собой отношение расходов при неполном заполнении Q_k к расходу при полном заполнении сечения трубы и определяет влияние степени заполнения трубы на расход при полностью заполненном сечении $\varepsilon = 1$ и $\varphi(\varepsilon) = 1$.

Расход при сливе одной цистерны расход определяют

$$q = \mu f \sqrt{2gz}. \quad (8.71)$$

Расход для коллекторов рассчитывают для нескольких цистерн или целого маршрута. При этом Q_p определяют с учетом неодновременности начала слива из различных цистерн. Время запаздывания Δt складывается из времени, затрачиваемого на подготовительные операции – открытие люка цистерны и подключение сливного трубопровода. Расход из первой цистерны при нижнем сливе нефтепродукта самотеком, откуда только начался слив, будет

$$q_1 = \mu f \sqrt{2gD_y}. \quad (8.72)$$

Если из второй цистерны слив начался раньше на $\Delta\tau$, то

$$q_2 = q_1 \sqrt{1 - \left(\frac{\Delta\tau}{\tau_0}\right)^2}^{2/3}. \quad (8.73)$$

Расход из третьей цистерны, сливающейся в течение $2\Delta\tau$ времени, будет еще меньше и составит

$$q_3 = q_1 \sqrt{1 - \left(\frac{2\Delta\tau}{\tau_0}\right)^2}^{2/3}. \quad (8.74)$$

Расход из i -ой цистерны, слив которой начался раньше на $i\Delta\tau$, будет

$$q_i = \mu f \sqrt{2gD_y} \sqrt{1 - \left[\left(i-1\right)\frac{\Delta\tau}{\tau_0}\right]^2}^{2/3}. \quad (8.75)$$

Число сливаемых цистерн n может не равняться числу цистерн в маршруте N , поданных под слив. При этом n находится из условия

$$n \frac{\Delta\tau}{a} = \tau_0,$$

отсюда

$$n = a \frac{\tau_0}{\Delta\tau}, \quad (8.76)$$

где a – число одновременно обрабатываемых цистерн бригадой сливщиков.

Расчетный расход в коллекторе равен сумме расходов из n цистерн

$$Q_k = a \sum_{i=1}^{n/a} q_i = Q_p. \quad (8.77)$$

Таким образом, гидравлический расчет коллекторов сводится к нахождению размеров поперечного сечения при известном расходе Q_p и заданном уклоне i_c , чтобы выполнялось условие $Q_p = Q_k$. Обычно i_c принимают в пределах 0,005 – 0,01.

Из формулы (8.70) находим радиус коллектора R_k . По известному радиусу определим диаметр коллектора

$$d_k \left(\frac{\pi}{2} - \theta \right) = 2R_k.$$

При данном d_k рассчитывают скорость движения нефтепродукта по трубопроводу v , она не должна превышать допустимую скорость истечения и движения жидкости, которая принимается по рекомендациям ВНТП 5-95, в зависимости от объемного электрического сопротивления.

Либо по ВНТП 5-95 принимаем рекомендуемую скорость движения жидкости по коллектору v , а диаметр коллектора находим по формуле

$$d_k = \sqrt{\frac{4Q_k}{\pi v}}, \quad (8.78)$$

где Q_k – расход в коллекторе, м³/с;

v – допустимая скорость движения нефтепродукта, м/с.

Полученные значения d_k округляют до ближайшего стандартного размера и производится перерасчет скорости движения нефтепродукта по коллектору при стандартном диаметре d_k .

3. Расчет пропускной способности отводной трубы

Пропускную способность отводной трубы при подключении к середине сливного коллектора рассчитывают по удвоенному расходу в коллекторе $Q_{om.} = 2Q_k$ (при самотечном течении).

По ВНТП 5-95 принимаем скорость движения нефтепродукта по трубопроводу и рассчитываем диаметр отводной трубы:

$$d_{om.} = \sqrt{\frac{4Q_{om.}}{\pi v}}. \quad (8.79)$$

Полученные значения $d_{om.}$ округляют до ближайшего стандартного размера и производят перерасчет скорости движения нефтепродукта по коллектору при стандартном диаметре $d_{om.}$

Потери напора в коммуникациях определяются по следующему уравнению

$$H = \sum h_\tau + \sum h_\zeta + \Delta Z, \quad (8.80)$$

где h_τ – суммарные потери напора на трение, м;

h_ζ – суммарные потери напора в местных сопротивлениях, м;

ΔZ – разность отметок, равная высоте взлива нефтепродукта в резервуаре, м.

ΔZ принимаем равным высоте резервуара с учетом, что цистерна и резервуар расположены на одном уровне.

Потери на трение находим по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_{\tau} = \lambda \frac{L v^2}{d 2g}, \quad (8.81)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения;
 L – длина трубопровода, м.

Величина $\lambda \frac{\pi}{2}$ зависит от режима течения жидкости, характеризуемого критерием Рейнольдса (Re) и эквивалентной абсолютной шероховатостью k_s ,

$$Re = \frac{vd}{\nu} = \frac{4Q}{\pi d \nu}. \quad (8.82)$$

При $Re \leq 2000$ течение нефтепродукта происходит при ламинарном режиме, величину λ для круглых труб определяют по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{Re}.$$

При $2320 \leq Re \leq 10^4$ – режим «переходный турбулентный», величину λ определяют по формуле Френкеля

$$\lambda = \frac{2,7}{Re^{0,53}}$$

или по формуле $\lambda = \frac{64}{Re}(1 - \gamma) + \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \cdot \gamma$,

где γ – коэффициент перемежаемости, $\gamma = 1 - e^{-0,2(Re-2320)}$.

При относительно небольших числах $10^4 \leq Re \leq \frac{27}{\varepsilon^{1,143}}$ – зона гидравлически гладких труб, величину λ определяют по формуле Блазиуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}.$$

При $\frac{27}{\varepsilon^{1,143}} \leq Re \leq \frac{500}{\varepsilon}$ – зона смешанного трения, величину λ определяют по формуле Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{k_s}{d} \right).$$

При $Re \geq \frac{500}{\varepsilon}$ – зона квадратичного сопротивления, величину λ определяют по формуле Шифринсона

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_2}{d} \right)^{0,25}.$$

Подбор насосного оборудования

При имеющейся подаче Q_p определяют необходимый напор насоса H_n

$$H_n = h_{\tau_{вс.}} + h_{\tau_n} + \sum h_m \pm \Delta z + \frac{P_{кон.} - P_{нач.}}{g\rho}, \quad (8.83)$$

где $h_{\tau_{вс.}}, h_{\tau_n}$ – потери напора во всасывающем и нагнетательном трубопроводах при известной подаче, м;

h_m – суммарные потери на местное сопротивление, м;

Δz – расчетная разность геодезических отметок трассы трубопровода, м.

По известным Q_n и H_n по каталогу подбирают насос. В большинстве случаев предпочтение отдают центробежным насосам.

Насос подбирают по условию, что его номинальная подача и напор – не ниже требуемых. Поскольку требуемые и фактические значения подачи и напора в большинстве случаев не совпадают, то для определения фактических значений подачи Q_p и напора H_p , а также для определения рабочего диапазона подач (по максимальному кпд) строят совмещенную характеристику $Q - H$ насоса и трубопровода. При этом характеристику насоса берут из каталога или из его технического описания, а характеристику трубопровода строят по (8.83) при разных значениях пропускной способности Q в диапазоне $0 \leq Q \leq Q_{max}$.

При правильном выборе насоса фактическое значение кпд должно быть близким к его максимальному значению, а рабочий диапазон подач находится в зоне наибольших значений кпд.

Характеристики центробежных насосов в каталоге или в техническом паспорте обычно даются в расчете на перекачку воды.

При вязкости перекачиваемого нефтепродукта свыше $0,5 \text{ см}^2/\text{с}$ «водяные» характеристики центробежного насоса следует пересчитать на перекачиваемый нефтепродукт с помощью поправочных коэффициентов по соотношениям

$$Q_n = k_1 Q_6; H_n = k_2 H_6; \eta_n = k_3 \eta_6, \quad (8.84)$$

где k_1, k_2, k_3 – коэффициенты, зависящие от числа Рейнольдса насоса, табл. 8.10.

Таблица 8.10

Значения поправочных коэффициентов для перерасчета характеристик центробежных насосов при перекачке нефтепродуктов

$Re_{нас.}$	k_1	k_2	k_3	$Re_{нас.}$	k_1	k_2	k_3
100	0,35	0,52	0,1	5000	0,98	0,99	0,83
200	0,57	0,69	0,23	6000	0,99	0,99	0,85
300	0,66	0,77	0,32	7000	0,99	0,99	0,87
400	0,72	0,81	0,38	8000	0,99	0,99	0,88
500	0,77	0,84	0,43	9000	0,99	0,99	0,89
600	0,80	0,86	0,47	10000	1,0	1,0	0,90
700	0,82	0,87	0,50	20000	1,0	1,0	0,95
800	0,84	0,89	0,53	30000	1,0	1,0	0,97
900	0,86	0,90	0,56	40000	1,0	1,0	0,98
1000	0,87	0,91	0,58	50000	1,0	1,0	0,99
2000	0,92	0,96	0,70	60000	1,0	1,0	0,99
3000	0,96	0,97	0,77	70000	1,0	1,0	0,99
4000	0,97	0,98	0,80	80000	1,0	1,0	1,0

$$Re_{нас} = \frac{Q}{2\nu\sqrt{0,9Db}}, \quad (8.85)$$

где Q – подача насоса, м³/с;

ν – кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости, м²/с;

D – внешний диаметр рабочего колеса насоса, м;

b – ширина лопатки колеса на внешнем диаметре, м.

Необходимо также проверить условия всасывания центробежного насоса.

Максимально допустимое превышение оси насоса над уровнем нефтепродукта в резервуаре H_s определяют по формуле

$$H_s = \frac{p_a}{\rho g} - \frac{p_s}{\rho g} - \Delta h_{дон.} - h_{твс.}, \quad (8.86)$$

где p_a – абсолютное давление в резервуаре над уровнем нефтепродукта при температуре перекачки;

p_s – давление насыщенных паров нефтепродукта при температуре перекачки;

$\Delta h_{дон.}$ – допустимый кавитационный запас насоса.

Допустимый кавитационный запас – это минимальный избыток удельной энергии жидкости на входе в насос над давлением насыщенных паров, обеспечивающих нормальную работу насоса.

Кавитационный запас Δh определяется из соотношения.

$$\Delta h = \frac{p_e}{\rho g} + \frac{v^2}{2g} - \frac{p_s}{\rho g}, \quad (8.87)$$

где p_e – давление во всасывающей патрубке насоса, Па;

p_s – давление насыщенных паров нефтепродукта при температуре перекачки, Па;

v – скорость потока во входном патрубке насоса, м/с.

Допускаемый кавитационный запас определяют по результатам испытаний в зависимости от величины критического кавитационного запаса $\Delta h_{кр}$ по формуле

$$\Delta h_{дон.} = (1,3 - 1,5)\Delta h_{кр}. \quad (8.88)$$

При этом $\Delta h_{кр.}$ соответствует падению напора на 2 % на кавитационной характеристике насоса.

На гидравлической характеристике насоса обычно приводят график $\Delta h_{кр}(Q)$ и $\Delta h_{дон}(Q)$. Отрицательные значения H_s указывают на необходимость обеспечить на входе в насос подпор, численно равный этой величине.

Нефтебазы обычно имеют сложную систему трубопроводов, и один или несколько насосов могут одновременно обслуживать несколько трубопроводов и резервуаров.

Пример расчета

Произвести гидравлический расчет трубопроводных коммуникаций и подобрать насосное оборудование для распределительной нефтебазы, производящей прием, хранение и отгрузку бензина марки А-76, поступающего на нефтебазу железнодорожным транспортом в цистернах грузоподъемностью 60 т.

Решение:

Слив нефтепродуктов происходит через длинный патрубок. Коэффициент расхода сливной коммуникации при этом определяется по формуле

$$\mu_c = \frac{1}{2200 \cdot v + 3,78},$$

где v – кинематическая вязкость нефтепродукта, м²/с.

Время полного слива одной цистерны рассчитывается по формуле

$$\tau = \frac{4 \cdot L \cdot D \cdot \sqrt{D}}{3 \cdot \mu_c \cdot f \cdot \sqrt{2g}} \cdot \varphi\left(\frac{h}{D}\right),$$

где L – длина железнодорожной цистерны, м;
 D – диаметр котла железнодорожной цистерны, м;
 f – площадь сечения сливной коммуникации, определяемая по формуле

$$f = \frac{\pi \cdot d^2}{4},$$

где d – диаметр сливного прибора, м;
 $\varphi(h/D) = 0,6$ – функция расхода.

Определим время слива бензина А-76

$$\mu_c = \frac{1}{2200 \cdot 0,5 \cdot 10^{-6} + 3,78} = 0,264,$$

$$\tau_{A-76} = \frac{4 \cdot 12,02 \cdot 2,8 \cdot \sqrt{2,8}}{3 \cdot 0,0314 \cdot 0,264 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \cdot 0,6 = 20 \text{ мин.}$$

Для определения размера поперечного сечения сливных коллекторов необходимо знать величину расчетного расхода $Q_{расч}$ определяется с учетом неодновременности начала слива из различных цистерн.

Время запаздывания $\Delta\tau$ складывается из времени, затрачиваемого на подготовительные работы – открытие люка цистерны и подключение сливной установки.

Расход из первой цистерны рассчитывается по формуле

$$q_1 = \mu_c \cdot f \cdot \sqrt{2g \cdot D}.$$

Расход нефтепродукта из последующих цистерн рассчитывается как

$$q_n = q_1 \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{\Delta\tau}{\tau}\right)^{\frac{2}{3}}},$$

где $\Delta\tau = 5$ мин – время запаздывания слива нефтепродукта из цистерн.
 Для бензина А-76 расход из первой цистерны равен

$$q_1 = 0,264 \cdot 0,0314 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,8 \cdot 2,8} = 0,06 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

$$q_2 = 0,06 \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{5}{20}\right)^{\frac{2}{3}}} = 0,05 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

$$q_3 = 0,06 \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{10}{20}\right)^{\frac{2}{3}}} = 0,04 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

$$q_4 = 0,06 \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{15}{20}\right)^{\frac{2}{3}}} = 0,03 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Исходя из условия, что состав обслуживает один сливщик, одновременно слив может происходить только из 4-х цистерн, независимо от того, сколько цистерн находится в маршруте и поставлено под слив.

Расчетный расход бензина А-76 в коллекторе будет равен

$$Q_p = \sum q_i,$$

$$Q_p = 0,06 + 0,05 + 0,04 + 0,03 = 0,18 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Зная расчетный расход в коллекторе, определим диаметр коллектора, для этого зададимся скоростью течения нефтепродукта в трубопроводе, $v = 2,5 \text{ м/с}$.

Диаметр коллектора найдем из выражения

$$d = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v}},$$

$$d_{A-76} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,18}{3,14 \cdot 2,5}} = 0,3 \text{ м} = 300 \text{ мм}.$$

Таким образом, по сортаменту принимаем стандартное значение $d_k = 325 \text{ мм}$; $\delta = 7 \text{ мм}$; $d_k^{6H} = 311 \text{ мм}$ (в случае самотечного слива в коллектор, его диаметр определяется по формуле (8.70)).

При стандартном диаметре коллектора уточним скорость течения бензина по коллектору

$$v = \frac{4Q}{\pi d_k^2},$$

$$v = \frac{4 \cdot 0,18}{3,14 \cdot 0,311^2} = 2,37 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Определим диаметр отводной трубы.

Пропускную способность отводной трубы при подключении к середине сливного коллектора рассчитываем по удвоенному расходу в коллекторе

$$Q_{отв} = 2Q_k = 2 \cdot 0,18 = 0,36 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Диаметр отводной трубы тогда равен

$$D_{отв} = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_{отв}}{\vartheta \cdot \pi}},$$

где $\vartheta = 2,5 \frac{\text{м}}{\text{с}}$ – скорость течения бензина в отводной трубе.

$$D_{отв} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,36}{2,5 \cdot 3,14}} = 0,4 \text{ м}.$$

По сортаменту принимаем стандартное значение $D_{отв} = 400 \text{ мм}$;
 $\delta = 8 \text{ мм}$; $D_{отв}^{вн} = 384 \text{ мм}$.

Уточним скорость течения нефтепродукта в отводной трубе при стандартном диаметре

$$v = \frac{4Q}{\pi d_{отв}^2} = \frac{4 \cdot 0,36}{3,14 \cdot 0,384^2} = 2,8 \text{ м/с}.$$

Расчеты подбора насоса сводятся к определению потерь напора в коллекторе, отводной трубе и нагнетательном трубопроводе насоса.

Для определения потерь напора в коллекторе необходимо знать значение критерия Re

$$\text{Re} = \frac{4 \cdot Q_k}{\pi \cdot D_k \cdot v},$$

где Q_k – пропускная способность коллектора, $\text{м}^3/\text{с}$;
 D_k – внутренний диаметр коллектора, м;
 v – кинематическая вязкость нефтепродукта, $\text{м}^2/\text{с}$

$$\text{Re} = \frac{4 \cdot 0,18}{3,14 \cdot 0,311 \cdot 8 \cdot 10^{-6}} = 95541.$$

Коэффициент гидравлического трения равен

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta}{D_k} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25},$$

где $\Delta = 0,02 \text{ мм}$ – шероховатость стенки для новой трубы;

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{0,02}{0,311} + \frac{68}{95541} \right)^{0,25} = 0,018.$$

Длина коллектора равна длине эстакады

$$L_k = L_{\text{э}};$$

$$L_k = 72 \text{ м.}$$

Значит, потери напора в коллекторе равны

$$H_k = \lambda \cdot \frac{l}{D_k} \cdot \frac{v^2}{2g}$$

где v – скорость течения нефтепродукта в коллекторе.

$$H_k = 0,018 \cdot \frac{72}{0,311} \cdot \frac{2,5^2}{2 \cdot 9,81} = 1,4 \text{ м.}$$

Для определения потерь напора в отводной трубе необходимо определить значение критерия Re для течения бензина А-76 в отводной трубе

$$Re = \frac{4 \cdot Q_{омв}}{\pi \cdot D_{омв} \cdot v},$$

где $Q_{омв}$ – пропускная способность отводной трубы;

$D_{омв}$ – внутренний диаметр отводной трубы.

$$Re = \frac{4 \cdot 0,36}{3,14 \cdot 0,384 \cdot 8 \cdot 10^{-6}} = 143312.$$

Коэффициент гидравлического трения равен

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta}{D_{омв}} + \frac{68}{Re} \right);$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{0,02}{0,384} + \frac{68}{143312} \right)^{0,25} = 0,0166;$$

Принимаем длину отводной трубы равной 15 м (в соответствии с СНБ 3.02.01). Потери напора в отводной трубе равны

$$H_{омв} = \lambda \cdot \frac{l}{D_{омв}} \cdot \frac{v^2}{2g},$$

$$H_{омв} = 0,0166 \cdot \frac{15}{0,384} \cdot \frac{2,8^2}{2 \cdot 9,81} = 0,2 \text{ м.}$$

Полные потери напора на всасывающем участке складываются из потерь на трение в коллекторе и в отводной трубе с учетом 10 % потерь напора на местные сопротивления.

$$H = 1,1 \cdot (H_k + H_{отв}), \quad (8.84)$$

$$H = 1,1 \cdot (1,4 + 0,2) = 1,76 \text{ м.}$$

Для определения потерь напора в нагнетательном трубопроводе найдем значение критерия Re

$$Re = \frac{4 \cdot Q_H}{\pi \cdot D_H \cdot v},$$

где $Q_H = Q_k = 0,18 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ – пропускная способность трубопроводных коммуникаций.

Определим диаметр нагнетательного трубопровода, исходя из рекомендуемой скорости потока, равной 1,5 м/с,

$$D_H = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_H}{\pi \cdot v}},$$

$$D_H = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,18}{3,14 \cdot 1,5}} = 0,3 \text{ м.}$$

Принимаем из сортамента стандартные значения $D = 325 \text{ мм}$; $\delta = 7 \text{ мм}$; $D^{вн} = 311 \text{ мм}$.

Следовательно,

$$Re = \frac{4 \cdot 0,18}{3,14 \cdot 0,311 \cdot 8 \cdot 10^{-6}} = 92162.$$

Коэффициент гидравлического трения равен

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta}{D} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25},$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{0,02}{0,311} + \frac{68}{92162} \right)^{0,25} = 0,0185.$$

Принимаем длину нагнетательного трубопровода $L = 100 \text{ м}$ (не менее значения рекомендуемого СНБ 3.02.01).

Тогда потери напора на трение для нагнетательного патрубка равны

$$H_n = \lambda \cdot \frac{L}{D_n} \cdot \frac{v^2}{2g},$$

$$H_n = 0,0185 \cdot \frac{100}{0,311} \cdot \frac{1,5^2}{2 \cdot 9,81} = 0,68 \text{ м.}$$

Полные потери напора в нагнетательном патрубке складываются из потерь напора на трение, потерь напора в местных сопротивлениях (10 % от потерь напора на трение) и напора, необходимого для преодоления разности высот между насосом и резервуаром ($\Delta z = 10$ м).

$$H^{полн} = 1,1 \cdot H_n + \Delta z + H_k + H_{отв},$$

$$H^{полн} = 1,1 \cdot 0,68 + 10 + 1,76 = 12,51 \text{ м.}$$

По рассчитанным значениям потерь напора и необходимому расходу

$$Q_{нас} = Q_k \cdot 3600 = 0,18 \cdot 3600 = 648 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

подбираем насос марки 12НД_сН_м, технические характеристики которого приведены в табл. 8.11.

Таблица 8.11

Характеристики насоса марки 12НД_сН_м

Подача насоса, м ³ /ч	800
Создаваемый напор, м	28
Частота вращения, об/мин	960
Допустимый кавитационный запас, м	4
кпд, %	86

Задания для практической работы

1. Произвести гидравлический расчет трубопроводных коммуникаций и подобрать насосное оборудование для распределительной нефтебазы, производящей прием, хранение и отгрузку бензина марки АИ-95, поступающего на нефтебазу железнодорожным транспортом в цистернах грузоподъемностью 25 т.

2. Произвести гидравлический расчет трубопроводных коммуникаций и подобрать насосное оборудование для распределительной нефтебазы, производящей прием, хранение и отгрузку масла И-20, поступающего на нефтебазу железнодорожным транспортом в цистернах грузоподъемностью 90 т.

3. Произвести гидравлический расчет трубопроводных коммуникаций и подобрать насосное оборудование для распределительной нефтебазы, производящей прием, хранение и отгрузку масла Тэп-15, поступающего на нефтебазу железнодорожным транспортом в цистернах грузоподъемностью 60 т.

ТЕСТЫ И ЗАДАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ОБУЧЕНИЯ

На оценку «удовлетворительно»

1. Устройство насосных станций.
2. Технологический расчет трубопроводов:
 - механический расчет трубопроводов;
 - гидравлический расчет изотермических трубопроводов;
 - гидравлический расчет неизоотермических трубопроводов;
 - гидравлический расчет коллекторов;
 - гидравлический расчет сифонных трубопроводов;
 - гидравлический расчет разветвленных трубопроводов.

На оценку «хорошо»

1. Оборудование насосных станций.
2. Подбор насосов и приводных двигателей.
3. Технологические схемы трубопроводов.

На оценку «отлично»

1. Оборудование насосных станций.
2. Подбор насосов и приводных двигателей.
3. Технологические схемы трубопроводов.
4. Технологический расчет трубопроводов:
 - механический расчет трубопроводов;
 - гидравлический расчет изотермических трубопроводов;
 - гидравлический расчет неизоотермических трубопроводов;
 - гидравлический расчет коллекторов;
 - гидравлический расчет сифонных трубопроводов;
 - гидравлический расчет разветвленных трубопроводов.

Модуль 9

ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Введение

У трубопроводного транспорта есть некоторые недостатки. Так для обоснованного строительства магистральных трубопроводов необходимо иметь мощный и на относительно длинный период времени устойчивый грузопоток транспортируемого продукта. При отсутствии или нарушении этого условия показатели работы трубопроводов ухудшаются, а при значительных недогрузках их производительность делает эксплуатацию нерентабельной. Однако трубопроводный транспорт следует рассматривать как наиболее экономичный и прогрессивный. Сопоставление основных технико-экономических показателей (себестоимость, капиталовложения и пр.) трубопроводного и других видов транспорта убедительно подтверждают это.

Себестоимость транспортировки грузов – один из важнейших показателей в оценке технико-экономических преимуществ того или иного вида транспорта. Себестоимость 1 т на 1 км перекачки нефтегрузов по трубопроводам в 3 раза ниже себестоимости перевозки их по железной дороге и в 1,5 – 2 раза ниже себестоимости перевозки их водным транспортом. Себестоимость транспортировки природного газа при доставке его даже на дальнейшее расстояние также ниже себестоимости железнодорожных перевозок эквивалентного количества угля.

Трубопроводный транспорт имеет также максимальную герметизацию процесса при транспортировке и перевалках нефти и нефтепродуктов. Подсчитано, что все потери нефти и нефтепродуктов при транспортировке их железнодорожным, речным, морским транспортом и при хранении и перевалках на нефтебазах в среднем за пять лет составляют около 35 – 50 млн. т или по стоимости 300 – 400 млн. руб. На эти средства можно было бы построить около 10 тыс. км трубопроводов диаметром до 500 мм и перекачать по ним до 60 млн. т нефтепродуктов.

И все же, при всех преимуществах и достоинствах перевозки (перекачки) нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам роль железнодорожного транспорта продолжает оставаться одной из главных. Особое место железнодорожный транспорт занимает при перевозке нефтепродуктов в «небольших» количествах на значительное расстояние. Во Франции, например, нефтепродукты перевозят составами или отдельными цистернами.

Нефтеналивные составы чаще всего насчитывают 22 цистерны с общим полезным грузом 1200 – 1300 т, но на некоторых направлениях возможно использование составов из 40 цистерн. Составами цистерн осуществляется 95 – 97 % ж.-д. перевозок нефтегрузов, а одиночные цистерны используются, в основном, для перевозки специальных нефтепродуктов и сжиженных нефтяных газов. Максимальная скорость движения нефтеналивных составов 80 – 50 км/час, но с 1988г. – до 100 км/час. В составах цистерн часто перевозят различные виды продуктов. Устройство полного опорожнения цистерн при сливе позволяет чередовать в них перевозки бензинов, дизельного и легкого печного топлив без риска серьезного загрязнения.

Стоимость перевозок нефтепродуктов по железной дороге во Франции составляет 25 – 30 сантимов/ т. км состава цистерн и 35 – 40 сантимов/ т. км отдельными цистернами. Для сравнения можно указать, что средняя стоимость перевозки нефтегрузов речными баржами грузоподъемностью 300 т – 30 сантимов/ т. км, каботажными танкерами – 10 – 15 сантимов/ т. км и при перекачке по трубопроводам – 6 – 8 сантимов/ т. км.

Основной объем ж.-д. перевозок нефтепродуктов приходится на доставку их с нефтеперерабатывающих заводов на распределительные нефтебазы.

Схема изучения материала

№ п/п	Тема занятий	Тип занятий	Вид (форма занятия)	Количество часов
1	2	3	4	5
1	Перевозки нефтепродуктов железнодорожным транспортом. Цистерны для перевозки застывающих грузов. Сливоналивные операции.	Изучение нового материала	Лекции	2
2	Установки нижнего слива и налива нефтепродуктов. Установка для слива вязких нефтепродуктов в междурельсовый желоб. Расчет времени слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн. Перевозка застывающих нефтей и нефтепродуктов.	Изучение нового материала	Лекции	2
3	Железнодорожные сливно-наливные эстакады. Правила проведения сливноналивных операций. Вспомогательное оборудование на железнодорожных эстакадах.	Изучение нового материала	Лекции	2

Окончание табл.

1	2	3	4	5
4	Методика расчета (нормирования) времени слива высоковязких нефтепродуктов из железнодорожных цистерн.	Углубление и систематизация знания	Практическое занятия	2
5	Железнодорожный транспорт нефтей и нефтепродуктов.	Контрольные занятия	Практическое занятия	2
6	Изучение процесса самотечного слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн.		Лабораторная работа	4

ОСНОВЫ НАУЧНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗНАНИЙ ПО МОДУЛЮ

1. Перевозки нефтепродуктов железнодорожным транспортом

Основным направлением отечественного цистерностроения, начиная с момента постройки двухосных цистерн грузоподъемностью 8 – 11 т в 1872 г., является увеличение их грузоподъемности, а также сокращение времени на техническую и коммерческую обработку этого вида транспорта.

В настоящее время создаются и осваиваются в производстве цистерны с максимально-возможными габаритами подвижного состава. Большое внимание при создании новых цистерн уделяется обеспечению экологических требований. Также не меньшее значение уделяется повышению надёжности узлов и деталей железнодорожных цистерн.

В целом, учитывая увеличение номенклатуры перевозимых грузов, следует ожидать роста выпуска специализированных цистерн по видам производимых продуктов.

1.1. Железнодорожные вагоны-цистерны

Перевозка наливных нефтепродуктов осуществляется железнодорожными вагонами-цистернами грузоподъемностью от 40 до 120 т (рис. 9.1). Изготавливаются цистерны из листовой стали толщиной 8 – 11 мм в виде горизонтального цилиндрического резервуара (рис. 9.1, а, поз. 6).

Для полного слива нефтепродукта из цистерны нижняя ее часть имеет уклоны к центру в пределах 20 – 30 мм, где устанавливаются сливные приборы 9.

Перевозка цистерн по железной дороге осуществляется на специальных четырех- и восьмиосных платформах 4, оборудованных ходовой частью 1, системой амортизации и торможения 2, узлами сцепления платформ 3, креплениями цистерн к платформе 5.

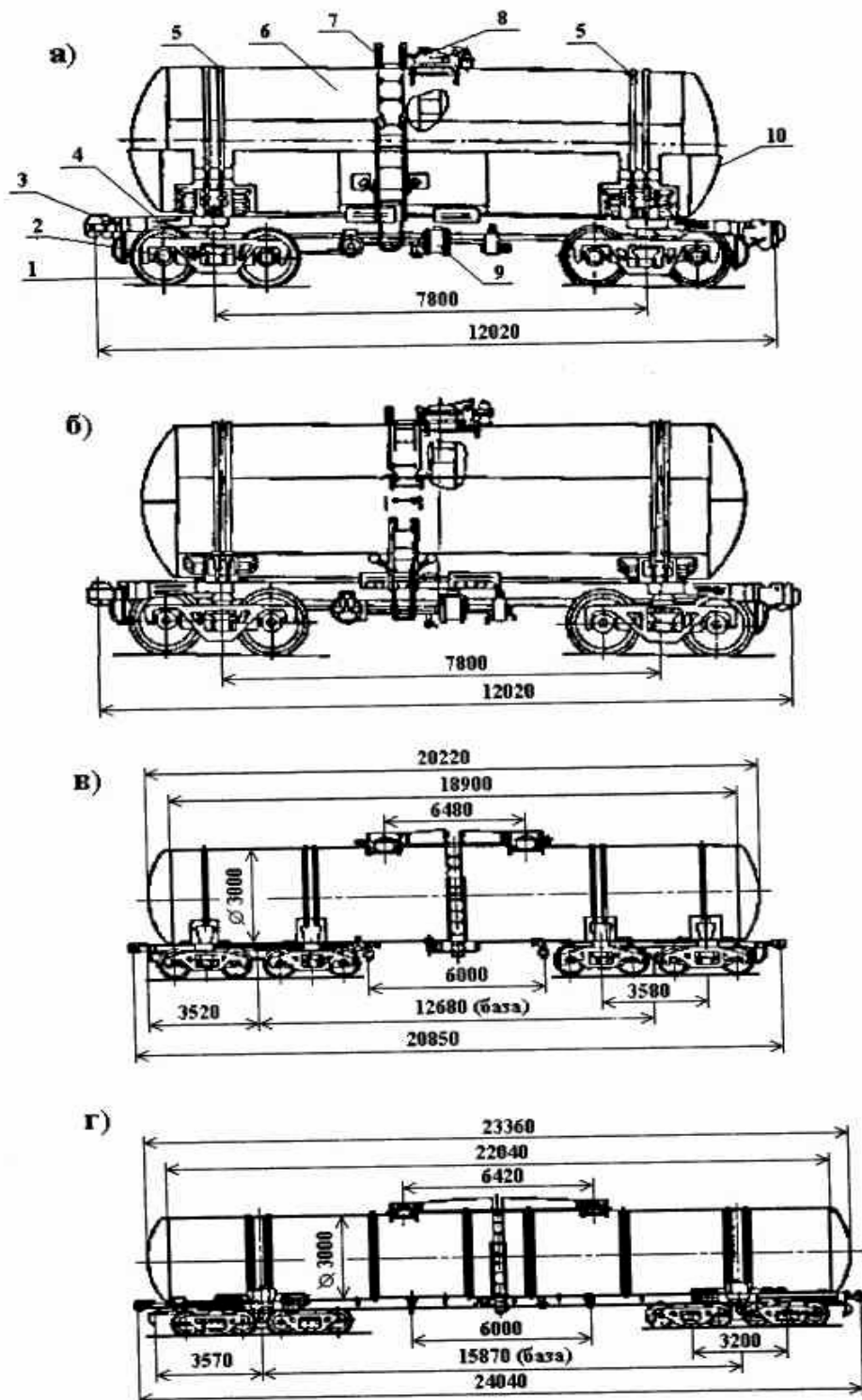


Рис. 9.1. Вагоны-цистерны: *а* – для перевозки вязких нефтепродуктов (модель 15-898); *б* – для перевозки бензина и светлых нефтепродуктов (модель 15-1443); *в* – для перевозки бензина (модель 15-871); *г* – для перевозки светлых нефтепродуктов, кроме бензина (модель 15-1500)

Кроме того, цистерны оборудуются наружной и внутренней лестницами 7, смотровыми площадками. Для перевозки легкозастиывающих нефтепродуктов цистерна оборудуется наружным кожухом 10 толщиной 3 мм, покрывающим 1/3 поверхности котла, образующим паровую рубашку, которая, в свою очередь, состоит из ряда отсеков, имеющих толщину (расстояние от стенок котла и рубашки) 30 – 40 мм. Впуск пара в паровую рубашку осуществляется через патрубок, находящийся на сливном приборе. Конденсат стекает по желобу в нижнюю часть рубашки и удаляется из нее через патрубки, расположенные в торцах цистерны. Давление пара, подаваемого в паровую рубашку, обычно не превышает 0,3 МПа.

В зависимости от модели цистерны в верхней части котла может быть установлена одна или две горловины, оборудованные крышкой и дыхательной арматурой 8. При помощи горловины представляется возможным проводить зачистные работы и сливноналивные операции при неисправности нижних сливных приборов или в случае, когда это предусмотрено технологией процесса.

При перевозке вязких нефтепродуктов в ряде случаев используются цистерны, оборудованные стационарными трубчатыми подогревателями. Котел такой цистерны покрывают усиленной изоляцией с применением жидкого стекла и металлической сетки. Температура продукта может сохраняться достаточно продолжительное время, отсюда и название – цистерна-термос.

Высоковязкие нефтепродукты (битумы) перевозят в бункерных полувагонах грузоподъемностью 40 т. Один бункер имеет емкость 12 м³, оборудованную створчатой крышкой и паровой рубашкой. Для выгрузки битума достаточно после предварительного подогрева освободить бункер от захватов, и за счет смещения центра тяжести относительно точек опор грузный бункер опрокинется. После выгрузки бункер возвращается в прежнее вертикальное положение за счет того, что центр тяжести пусковой емкости находится ниже точек опор.

1.2. Классификация и оборудование железнодорожных цистерн

Железнодорожные цистерны можно классифицировать по следующим признакам:

- по назначению: для наливных грузов, сжиженных, вязких, затвердевающих;
- по наличию устройств у котла: без дополнительных устройств, с теневой защитой, с трубчатыми змеевиками подогрева, с подогреватель-

ным кожухом, с термоизоляцией, с термоизоляцией и подогревательным кожухом, с термоизоляцией и трубчатыми электронагревателями, с термоизоляцией и трубчатыми змеевиками подогрева, устройством аэропневмо-выгрузки;

- по конструкции несущих элементов: рамная или безрамная;
- по способу загрузки груза: открытая, закрытая;
- по способу выгрузки: под давлением (передавливанием, сифонированием, аэропневматический – верхний и нижний); без давления (самотёком);
- по состоянию груза при движении: цистерны под давлением, без давления;
- по способу разогрева груза в котле: пароподогрев – наружный (кожух, змеевики), внутренний (змеевики); электроподогрев (электронагревателем);
- по поддержанию температурного режима груза: с термоизоляцией, без термоизоляции;
- по оснасти: 4-, 8-осные;
- по принадлежности: парк МПС (Министерство путей сообщения); парк промышленного транспорта;
- по грузоподъемности: от 23 до 120 т.

1.3. Устройство составных частей цистерны

Платформа

У рамной конструкции котел с устройствами устанавливается на платформу, включающую раму, тормозное и автосцепное оборудование и ходовую часть.

Платформа состоит из рамы сварной конструкции, автоматического и стояночного тормозов, автоматических ударно-тяговых приборов и ходовой части.

Ходовая часть платформы состоит из двух двухосных тележек ЦНИИ 3-0 модели 18-100 по ГОСТ 9246-79.

Ударно-тяговые приборы включают в себя автосцепку, поглощающий аппарат, тяговый хомут, клин хомута, крепление тягового хомута, балку, центрирующую с двумя маятниками, расцепной рычаг. Стояночный тормоз предназначен для затормаживания цистерны на погрузочно-разгрузочных пунктах.

Лестницы

Для устройства и производства ремонтных работ узлов и внутренней поверхности котла на нем у большинства цистерн установлена внутренняя лестница. Наружная лестница состоит из ступенек, площадок, поручней.

Предохранительная арматура

Для обеспечения эксплуатации железнодорожных цистерн, их загрузки и выгрузки используется предохранительно-контрольная арматура, часть из которой устанавливается на котлах.

Цистерны оборудованы предохранительными клапанами. Они имеют различное регулировочное давление от 0,07 до 20,0 МПа. Для нефти и нефтепродуктов – обычно 0,15 МПа. Устанавливаются также предохранительно-впускные клапана.

При повышении давления в котле, на которое рассчитана пружина клапана, ее сопротивление преодолевается и клапан поднимается вверх, открывая выход газу в атмосферу. При снижении давления ниже атмосферного, сжимается пружина, впускной клапан опускается и сообщает полость котла с атмосферой.

Котлы цистерны изготавливаются сварными из листовой стали толщиной 8 – 11 мм. Днища цистерн могут быть либо плоскими, либо сферической формы. Для полного слива нефтепродуктов из цистерн последние в нижней части имеют уклоны в пределах 20 – 30 мм от торцов к сливным приборам. Котел снабжается колпаком, рассчитанным на вмещение расширяющегося от колебания температуры нефтепродукта. Объем колпаков современных цистерн не превышает 2 % от объема цистерн. Во избежание гидравлических ударов при изменении скорости движения цистерн уровень продукта всегда должен находиться выше основания колпака. Цистерны, не долитые на 200 мм до верхней образующей котла, нельзя включать в маршрут во избежание его опрокидывания. В цистернах нового типа колпаки не сооружаются, их функции выполняет горловина. Горловины снабжаются люками, которые имеют сферическую поверхность и служат для проведения сливноналивных операций и доступа внутрь цистерны.

2. Цистерны для перевозки застывающих грузов

Цистерны с внешним паровым обогревом отличаются от обычных тем, что нижняя половина котла этих цистерн оборудована паровой рубашкой толщиной 3 – 4 мм и площадью нагрева до 1/3 поверхности котла, т.е. около 40 м². Расстояние между листами паровой рубашки и наружной поверхностью котла – 36 – 50 мм. Пар для разогрева нефтепродуктов перед

сливом подается через штуцер паровой рубашки универсального сливного прибора под давлением на более 0,3 МПа, а конденсат выпускается через два патрубка, находящихся на концах паровой рубашки котла. Поскольку при выпуске пара сливной прибор может разогреться до температуры более 100 °С, резиновое уплотнительное кольцо клапана сливного прибора заменено алюминиевым. Цистерны с паровой рубашкой выпускаются грузоподъемностью 50 и 60 т.

Один из существенных недостатков этих цистерн – некоторое увеличение веса тары. Вес паровой рубашки цистерн последующих выпусков снижен с 1,2 до 0,8 т.

Цистерны-термосы предназначены для горячих перевозок высоковязких нефтепродуктов. Котел этой цистерны покрыт трехслойной теплоизоляцией (первый слой – смесь 30 % асбестита и 70 % инфузорной земли, второй слой – мешковина, пропитанная жидким стеклом и укрепленная металлической сеткой, третий слой – шевелен толщиной 100 мм).

Перевозка наливных грузов с двухфазной средой осуществляется в железнодорожных цистернах обычного типа: вагонах-цистернах обычных, оборудованных стационарными паровыми змеевиками; цистернах-термосах обычных, оборудованных стационарными паровыми змеевиками; цистернах с наружной подогревательной рубашкой.

Змеевики в цистернах устанавливаются с расчетом температурных деформаций при нагревании и остывании. Поверхность нагрева змеевика у четырехосной цистерны – 34 м². Полезная вместимость котлов цистерн с устройством в них змеевиков уменьшается на 1,5 %. Из цистерн, оборудованных внутренними стационарными паровыми змеевиками, слив высоковязких грузов можно проводить в пунктах, не имеющих специального оборудования. Однако такие цистерны отличаются несовершенством конструкции и недостаточно надежны из-за частого выхода змеевиков из строя под действием динамических нагрузок и температурных деформаций. При порче змеевиков удаление груза из цистерн затруднено. Поэтому такие цистерны широкого внедрения не получили и применяются только в пищевой промышленности в ограниченных масштабах.

Цистерны-термосы имеют тепловую изоляцию, снаружи защищенную специальным кожухом. Благодаря этому налитые в цистерну нефтепродукты прибывают в пункт назначения со сравнительно высокой температурой и сливаются с незначительным подогревом или без подогрева. Это возможно при перевозке застывающих грузов на расстоянии до 400 км с высокой скоростью и при благоприятных атмосферных условиях.

При длительном нахождении в пути следования груз в пункт назначения прибывает застывшим и слив его без подогрева невозможен. Поэтому часть цистерн-термосов снабжается змеевиками с уменьшенной поверхностью нагрева (20 м^2). При этом полезная емкость котла уменьшается, а масса тары примерно на 5 т больше массы тары обычной цистерны.

Принцип работы указанных выше цистерн основан на передаче тепла от теплоносителя к грузу и уменьшении вязкости последнего за счет подогрева. Он эффективен только с продуктами, имеющими большую теплопроводность и размягчающимися при незначительном подогреве. Застывающие грузы, как правило, обладают небольшой теплопроводностью, и их подогрев при сливе требует значительных затрат времени. Так, для разогрева в цистерне осадка антраценовой фракции высотой 80 см до $70 \text{ }^\circ\text{C}$ (при данной температуре сырье не содержит кристаллов) необходимо затратить около 80 ч при температуре теплоносителя $100 \text{ }^\circ\text{C}$. Поэтому использование непосредственного разогрева для ускорения удаления грузов с двухфазной средой из железнодорожных цистерн эффекта обычно не дает.

Для зарубежных железных дорог характерна незначительная дальность перевозок нефтепродуктов. Небольшая дальность перевозок обуславливает широкое использование автотранспорта для перевозки этих грузов, в связи с чем объем ж.-д. перевозок данных грузов невелик.

Во многих странах для перевозки высоковязких и застывающих грузов применяются металлические контейнеры. В Великобритании на одной из железных дорог наиболее ценные смазочные масла перевозят в специальных теплоизолированных контейнерах-цистернах с электрической грелкой, помещенной в бак с водой. Подогрев груза производится нагретой водой, циркулирующей по трубам внутри контейнера. Электрическая грелка может питаться током от сети и от своей динамо-машины. Особый прибор автоматически регулирует работу электрической грелки, что позволяет разогревать содержимое контейнера или поддерживать температуру грузов в пути на заранее заданном уровне.

Для перевозки жидких и застывающих наливных грузов в США, Великобритании, Франции, Швеции, ФРГ и некоторых других странах применяются эластичные емкости, изготовленные из мягких резиноканевых и полимерных материалов. В порожнем состоянии они легко складываются и занимают 5 – 12 % объема заполненных емкостей. Стоимость эластичных емкостей в 10 раз меньше металлической цистерны. Лабораторными испытаниями установлено, что эластичные емкости объемом в 10, 50, 60 м^3 могут служить 70 – 75 лет. Для уменьшения теплопроводности оболочек

ёмкостей в них применяют слой теплоизоляционного материала. Это позволяет перевозить жидкие грузы на значительные расстояния в холодный период года.

За период 1973 – 1984 гг. ж.-д. перевозки нефтепродуктов во Франции в абсолютном выражении уменьшились на 40 %, сохранив, однако, размер своей доли в общих внутренних перевозках нефтегрузов на уровне 14 %.

3. Сливоналивные операции

Для проведения операций по сливу и наливу железнодорожных цистерн на нефтебазах сооружаются сливоналивные эстакады, оборудованные сливоналивными устройствами, подводными трубопроводами с коллекторами, насосами и другим оборудованием, позволяющим принимать цистерны всех типов.

Нефтегрузовые операции на эстакадах могут проводиться одновременно с несколькими или одиночными цистернами, причем применяют закрытый или открытый способы слива и налива цистерн.

К **закрытому способу** слива и налива нефтепродуктов относят такой способ, который применяют только при полной герметизации технологического оборудования и приборов, соединяющих цистерны приемораздаточными трубопроводами. При такой системе герметизации исключается возможность контакта струи перекачиваемого нефтепродукта с атмосферным воздухом. Достоинством такого способа является и то, что сокращаются или даже исключаются потери нефтепродуктов от испарения и проливов, а также снижается пожароопасность.

К **открытому способу** слива и налива цистерн относится способ, при котором отсутствует полная герметизация оборудования и наблюдается разбрызгивание нефтепродукта на начальной стадии налива.

В связи с требованиями противопожарной безопасности слив и налив нефтепродуктов с температурой вспышки до 61 °С (т.е. легковоспламеняющиеся нефтепродукты) должен осуществляться закрытым способом. Мазуты, масла и высоковязкие нефтепродукты допускается сливать и наливать открытым способом.

При эксплуатации нефтебазового хозяйства используются в основном следующие способы слива и налива нефтепродуктов:

- слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн через горловину цистерн (верхний слив цистерны);
- слив нефтепродуктов через нижние сливные приборы (нижний слив);

- налив нефтепродуктов в ж.-д. цистерны через горловины (верхний налив);
- слив нефтепродуктов из ж.-д. цистерн через нижние сливные приборы в желоб или емкость, расположенные непосредственно под рельсами или вдоль них (межрельсовый слив цистерн);
- налив нефтепродуктов через нижние сливные приборы (нижний налив).

Верхний слив применяется в тех случаях, когда цистерны не оборудованы приборами нижнего слива, или если приборы находятся в неисправном состоянии и их нельзя открывать при наличии нефтепродуктов в цистерне. Способ верхнего слива цистерн по сравнению со способами нижнего имеет более сложные условия работы, связанные с затратой значительного времени на слив (особенно при организации работ по зачистке остатков нефтепродуктов из цистерн). В летний период при высоких температурах возникают трудности при сливе бензинов с высоким давлением насыщенных паров. Быстро изнашиваются прорезиненные напорно-всасывающие рукава, требуется большая численность обслуживающего персонала.

Верхний слив нефтепродуктов обладает целым рядом недостатков по сравнению с нижним:

- большие потери от испарения;
- возможны срывы насосов при сливе продуктов с высоким давлением насыщенных паров;
- необходимость применения вакуумных насосов для заполнения всасывающих коммуникаций.

Верхний налив применяется в настоящее время и используется значительно чаще вследствие большей простоты, хотя также обладает большими недостатками (повышенное испарение, пожарная опасность и т.д.).

Существующие способы слива и налива цистерн характеризуются технологическими схемами слива и налива железнодорожных цистерн.

На рис. 9.2 показан верхний открытый налив нефтепродуктов. Здесь конец наливного стояка 4 возвышается над горловиной у цистерны на высоту h с таким расчетом, чтобы иметь возможность конец вращающего стояка с коротким шлангом 5 подводить к горловине. Открытый налив по такой схеме возможен, когда конец стояка имеет желоб из бензостойкого материала и может быть рекомендован для налива таких нефтепродуктов, как мазут, масло и т.д.

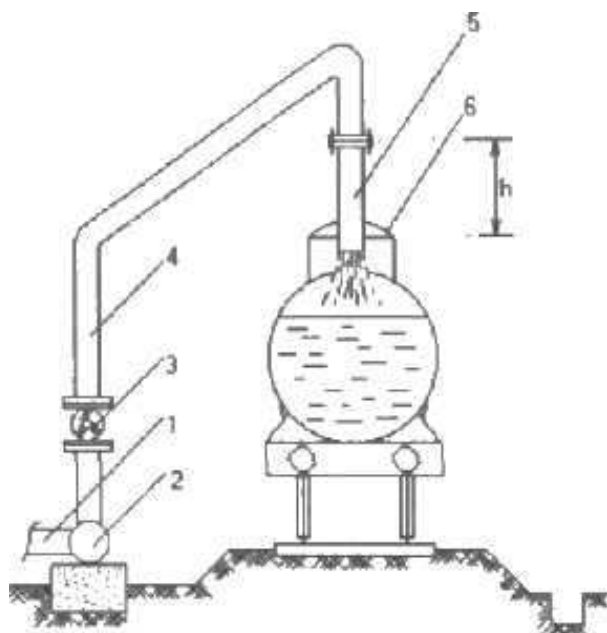


Рис. 9.2. Верхний открытый налив:
 1 – приемная труба; 2 – наливной коллектор; 3 – задвижка; 4 – наливной стояк;
 5 – рукав; 6 – горловина

На рис. 9.3 приведена схема глубинного верхнего налива железнодорожных цистерн. В этом случае на конце наливного стояка подвешивают гибкий бензостойкий рукав 5, длиной не менее 4 м.

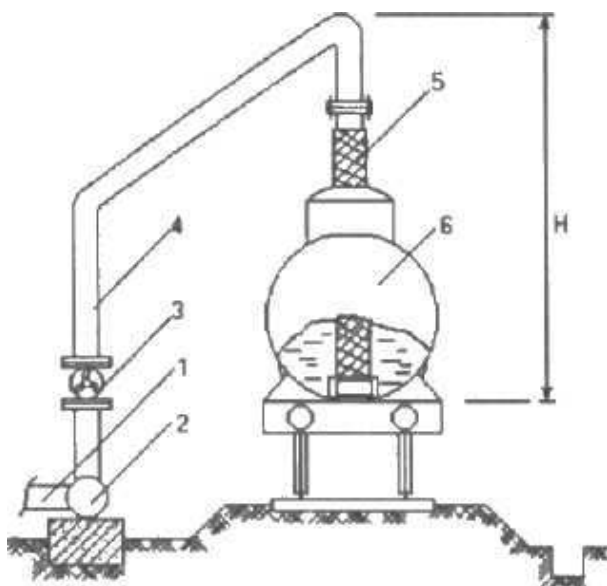


Рис. 9.3. Верхний глубинный налив:
 1 – приемная труба; 2 – коллектор; 3 – задвижка; 4 – стояк; 5 – рукав;
 6 – цистерна; 7 – наконечник

При определении длины рукава учитывают возможные отклонения оси горловины цистерны относительно оси наливного стояка с таким расчетом, чтобы конец рукава доходил до нижней образующей цистерны. В начальный момент налива наблюдается разбрызгивание нефтепродукта и смешение паров с атмосферным воздухом, а затем оно прекращается, т.к. струя нефтепродукта находится уже в затопленном состоянии.

На рис. 9.4 показан сливноналивной стояк для верхнего и нижнего слива и налива нефтепродуктов.

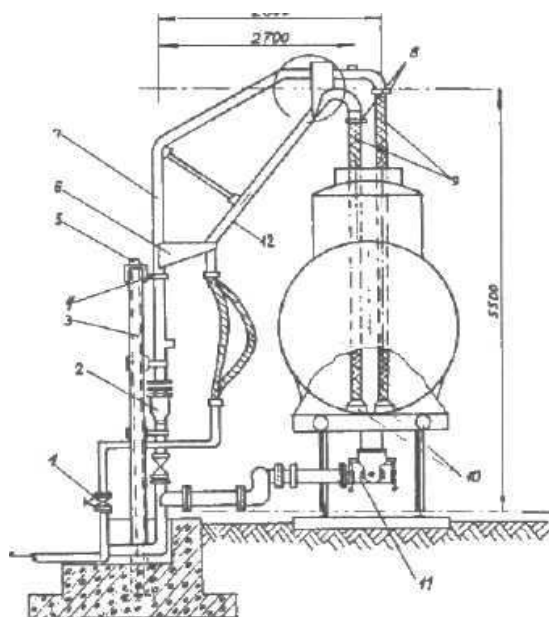


Рис. 9.4. Сливоналивной стояк для верхнего и нижнего слива и налива нефтепродуктов: 1 – вентиль; 2 – поворотное устройство с сальниковой набивкой; 3 – опорная стойка; 4 – хомут; 5 – стопор-ограничитель; 6 – косынка; 7 – стояк; 8 – соединение шланга со стояком; 9 – шланг (рукав); 10 – наконечник; 11 – установка нижнего слива; 12 – зачистной трубопровод

Разница с предыдущей схемой заключается в том, что в цистерну при сливе продукта опускаются два рукава, рассчитанные на разную пропускную способность, что позволяет максимально выбрать остатки нефтепродукта. Кроме того, стояк дополнительно оборудован установкой нижнего слива, герметически соединенной со сливным прибором цистерны и коллектором. При этом имеется полная гарантия (при использовании УСН) в предотвращении пролива нефтепродукта, как в процессе слива из цистерны, так и после слива или налива.

Это обеспечивается тем, что УСН отсоединяют от сливного патрубка цистерны и убирают из-под цистерны поворотом в нерабочее положение

только после того, как цистерна будет полностью освобождена от нефтепродукта и клапан сливного прибора будет поставлен в положение «закрыто». При эксплуатации УСНПП приведенная схема может быть использована для слива и налива вязких нефтепродуктов с путевым подогревом.

Нижний открытый слив через сливное устройство цистерн происходит самотеком при помощи передвижного лотка легкой конструкции. Верхний конец лотка подводится под сливной прибор цистерны, а нижний конец – в боковой коллектор и далее в нулевой резервуар, объем которого должен составлять 50 – 100 м³ суммарного объема принимаемых на эстакаде цистерн. При необходимости подогрева сливаемого нефтепродукта могут быть использованы передвижные лотки с паровой рубашкой или электроподогревом. Для уменьшения времени слива нефтепродукта в цистерне может быть создано повышенное избыточное давление с помощью компрессорной станции (КС).

Из недостатков схемы можно отметить то, что описанный способ является открытым и применяется только для слива темных нефтепродуктов. Более совершенной следует считать схему, приведенную на рис. 9.5, где показан закрытый прямоточный слив нефтепродуктов в межрельсовый желоб с боковой емкостью или емкостью, расположенной непосредственно под рельсами.

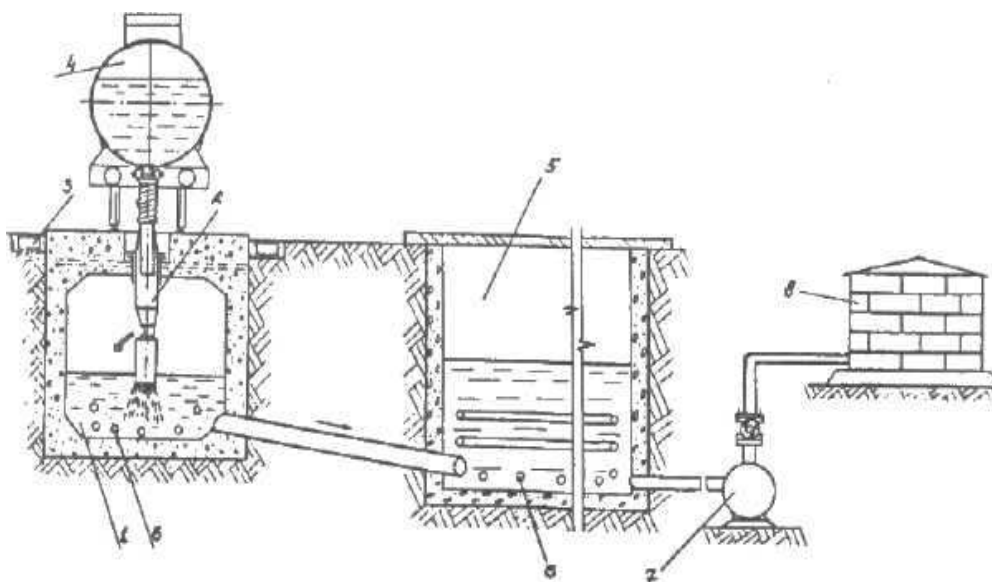


Рис. 9.5. Межрельсовый слив темных нефтепродуктов: 1 – межрельсовый желоб; 2 – сливное устройство; 3 – канализационный лоток; 4 – цистерна; 5 – железобетонный нулевой резервуар; 6 – паровые змеевики; 7 – насос; 8 – резервуар

Сливной желоб круглого или прямоугольного сечения делается из листовой стали или железобетона. Желоб обычно укладывают с уклоном ко дну, равным 0,005 – 0,007, к отводным трубам. Отводные трубы укладываются с уклоном не менее 0,02 к приемным резервуарам и оборудуются гидрозатвором. Нулевой резервуар и желоб, предназначенные для слива нефти и нефтепродуктов, выполняют те же функции, что и обычные резервуары, т.е. прием нефти, ее хранение и последующую откачку. В нулевом резервуаре происходят те же большие и малые дыхания, как во всех наземных резервуарах. Поэтому все нулевые резервуары оборудуют отводными газоздушными трубопроводами, в конце которых устанавливают дыхательную арматуру.

Слив масел, вследствие исключительной ценности их свойств, производится закрытым способом. Масла сливают в нулевые резервуары. В зависимости от расположения резервуаров и их специализации по отдельным сортам масел железнодорожные цистерны для слива устанавливают против соответствующего горизонтального резервуара. На рис. 9.6 приводится схема слива масел из группы подземных резервуаров и двумя установками нижнего слива.

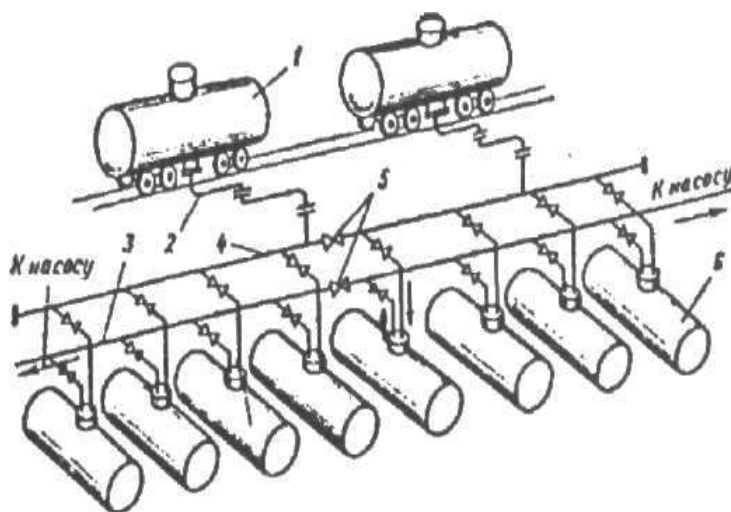


Рис. 9.6. Технологическая схема слива масел: 1 – железнодорожная цистерна; 2 – устройство нижнего слива; 3 – коллектор для слива масел из подземного резервуара при помощи насоса; 4 – коллектор для слива масла из железнодорожной цистерны; 5 – задвижки; 6 – горизонтальный резервуар

По этой схеме обеспечивается одновременный слив масел двух сортов или поочередно нескольких сортов в зависимости от числа подземных резервуаров, установленных у эстакады. Здесь закрытый слив осуществляется через сливной коллектор 4, разделенный на две части задвижкой 5.

Обе части сливного коллектора соединены со всеми подземными резервуарами и установками нижнего слива 2. Данная схема позволяет сливать масло любого сорта любой установкой нижнего слива и в любой резервуар. Кроме того, можно обеспечить последовательный слив различных масел без их смешения и освобождать сливные коллекторы от остатков масла самотеком.

Сливоналивные операции на эстакадах могут производиться одновременно с несколькими или одиночными цистернами. Количество эстакад n в общем случае определяется в зависимости от числа прибывающих за сутки маршрутов

$$n = \frac{N \cdot \tau_n}{\tau_p}, \quad (9.1)$$

где N – число прибывающих маршрутов в течение суток;
 τ_n – нормативное время пребывания маршрута на эстакаде, ч;
 τ_p – рабочее время в сутки, ч.

Если известен годовой грузооборот в год, то

$$N = \frac{G_{\text{год}} \cdot K_1 \cdot K_2}{365 \cdot G_m}, \quad (9.2)$$

где G_m – грузоподъемность маршрута, т.;

K_1 – коэффициент неравномерности завоза (вывоза) нефтепродуктов (1,1 – 1,25);

K_2 – коэффициент неравномерности подачи ж.-д. цистерн (1,0 – 1,25).

Длина эстакады рассчитывается как сумма длин цистерн одного вида с увеличением ее на 30 м для сооружения тупика в противопожарных целях.

Основной объем ж.-д. перевозок нефтепродуктов приходится на доставку их с нефтеперерабатывающих заводов на распределительные нефтебазы.

При грузоподъемности маршрута $G = (2\ 000 - 3\ 000)$ т количество цистерн в нем может быть 50 и более, при этом его длина достигает 800 м. Обслуживание такого состава на эстакаде связано с определенными трудностями, поэтому целесообразно строить двухсторонние эстакады уже при одновременном приеме 8 цистерн.

На рис. 9.7 в качестве примера показано оборудование двухсторонних эстакад для маршрутного слива нефтей, дизельного топлива и мазута.

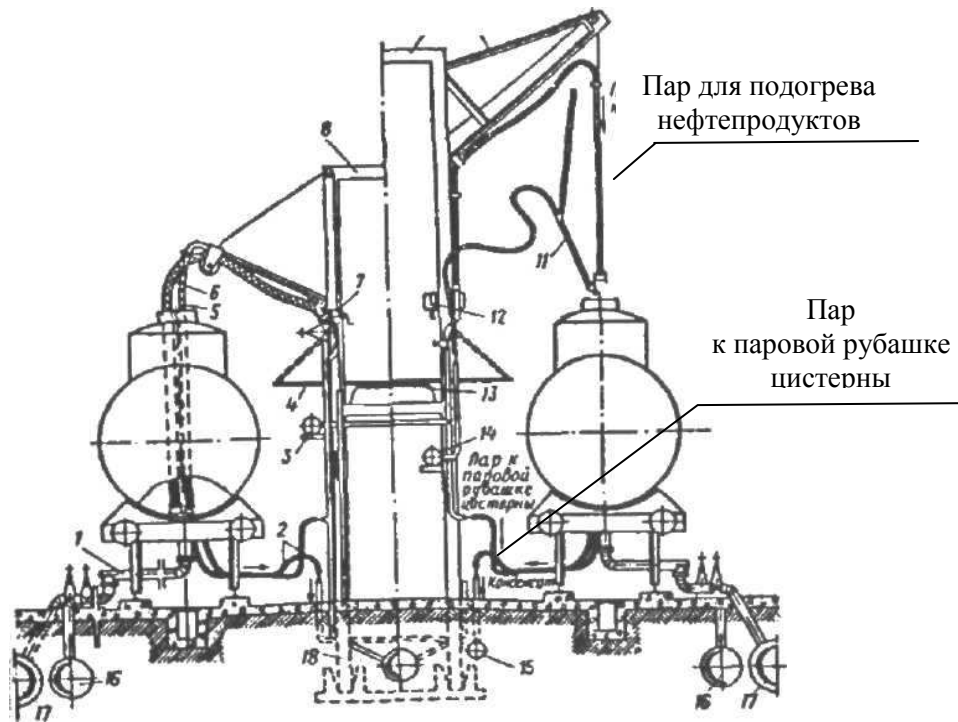


Рис. 9.7. Эстакада для маршрутного слива нефти и дизельного топлива: 1 – сливное устройство; 2 – рукава для подачи пара и отвода конденсата; 3 – коллектор пара; 4 – откидной мостик; 5 – рукав для зачистки; 6 – сливной рукав; 7 – подъемно-поворотное устройство; 8 и 9 – рамы; 10 – укосина; 11 – аппарат гидравлического размыва; 12 – лебедка; 13 – плита; 14 – коллектор подогретой нефти; 15 – коллектор конденсат; 16 – труба нижнего слива дизельного топлива; 17 – труба слива нефти; 18 – труба верхнего слива дизельного топлива

Длина таких эстакад сокращается в два раза и может быть рассчитана по формуле

$$l_a = \sum_{i=1}^k a_i \cdot l_i / 2 \quad (9.3)$$

где k – число цистерн в маршруте;

a_i – число цистерн (по типу), входящих в маршрут;

l_i – длина цистерн различных типов по осям сцепления.

Маршрутный слив и налив нефтепродуктов на эстакадах двухстороннего типа принципиально не отличается от слива и налива на односторонних эстакадах. Коллекторы могут располагаться либо под землей или в желобе, либо сооружаться над землей на эстакаде.

Для маршрутных сливоналивных операций разработаны типовые эстакады, позволяющие проводить только налив нефтепродуктов: светлых (НС), темных (НТ) и масел (НМ). Комбинированные эстакады для слива и налива обозначают следующим образом:

- для темных нефтепродуктов и масел – КМ;
- для светлых нефтепродуктов – КС.

Основные характеристики эстакад типа КС и НС приведены в табл. 9.1, 9.2. Каждый из вариантов эстакад состоит из трех основных звеньев: начального, среднего и конечного.

Таблица 9.1

Характеристики эстакад для налива светлых нефтепродуктов

Показатели	Эстакады								
	НС-2	НС-3	НС-4	НС-5	НС-6	НС-7	НС-8	НС-9	НС-10
Длина эстакады, м	72	108	144	180	216	252	288	324	360
Количество средних звеньев, шт.	–	1	2	3	4	5	6	7	8
Количество стояков, шт.:									
при 3-х коллекторах		52	70	88	106	124	142	160	178
при 4-х коллекторах	44	68	92	116	140	164	188	212	236
Количество 4-осных цистерн, шт.	12	18	24	30	36	42	48	54	60
Грузоподъемность маршрута, брутто (по бензину), т	800	1170	1540	1910	2280	2650	3010	3380	3750

Таблица 9.2

Основные данные эстакад для слива и налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны

Показатели	Эстакады								
	КС-2	КС-3	КС-4	КС-5	КС-6	КС-7	КС-8	КС-9	КС-10
Длина эстакады, м	72	108	144	180	216	252	288	324	360
Количество средних звеньев, шт.	–	1	2	3	4	5	6	7	8
Число одновременно сливаемых (наливаемых) цистерн, шт.	12	18	24	30	36	42	48	54	60
Грузоподъемность маршрута, брутто (по бензину), т	880	1290	1700	2100	2520	2920	3320	5740	4140
Объем маршрута из расчета 60 м ³ цистерн, м ³	720	1080	1480	1800	2160	2520	2880	3240	3600
Необходимая производительность насосов, м ³ /час	540	810	1080	1350	1620	1890	2160	2430	2700

Число применяемых средних звеньев зависит от длины эстакады. Если на нефтебазу поступают цистерны с длиной 12 м, то сливноналивные устройства устанавливаются с технологическим шагом равным 12 м. Под технологическим шагом понимается расстояние между двумя ближайшими друг к другу сливноналивными установками, установленными вдоль эстакады.

При приеме на эстакаде цистерн различных типов и длин технологический шаг уменьшают до 6 м, т.к. несоответствие между цистернами и сливноналивными устройствами приводит к нарушению одновременности налива или слива всего состава поданных цистерн. И в этих условиях приходится поочередно проводить расцепку состава на части, а также поочередно проводить слив или налив цистерн, что вызывает непроизводительные простои.

Особые трудности встречаются при самотечном сливе нефтепродуктов с высоким давлением насыщенных паров. Перекачка таких жидкостей, особенно в летнее время, сопровождается образованием газовых пробок во всасывающей линии. Условия всасывания могут быть улучшены за счет применения эжекторов, действие которых основано на передаче энергии от рабочей жидкости, вытекающей с большой скоростью, к подсосываемой. Такой слив с применением насосов принято называть принудительным. Применение эжекторов позволяет не только уменьшить вакуум, но и получить в нем избыточное давление и тем самым устранить условия вскипания жидкости.

Эффективность применения эжекторных схем слива в каждом конкретном случае рассчитывается по КПД, который определяется как отношение полезной работы к затраченной.

Эжекторный слив применяется в том случае, когда развиваемый основным насосом напор недостаточен для преодоления всех сопротивлений коммуникаций и создания в эжекторе необходимого напора H_p . В этом случае применяется дополнительный насос для питания эжектора рабочей жидкостью с характеристиками Q_p и $H_{он}$.

Если рабочий насос способен перекачать расход $Q_n = Q_p + Q_o$ за установленную норму времени слива, то трубопровод для подачи эжектору рабочей жидкости может быть подключен к нагнетательной линии основного насоса, развиваемый напор которого H_n должен быть больше всех потерь напора в коммуникациях и расход насоса должен быть больше $(Q_n + Q_o)$.

Эжектор сам перекачивает нефтепродукт из цистерны в резервуар с расчетной производительностью, а насос используется только для подачи

рабочей жидкости на эжекцию. Очевидно, она целесообразна при незначительных гидравлических потерях напора в нагнетательной линии (например, резервуарный парк расположен значительно ниже эстакады).

Принудительный слив нефтепродуктов может осуществляться, например, с помощью погружных насосов или за счет создания в цистерне избыточного давления, как показано на рис. 9.8.

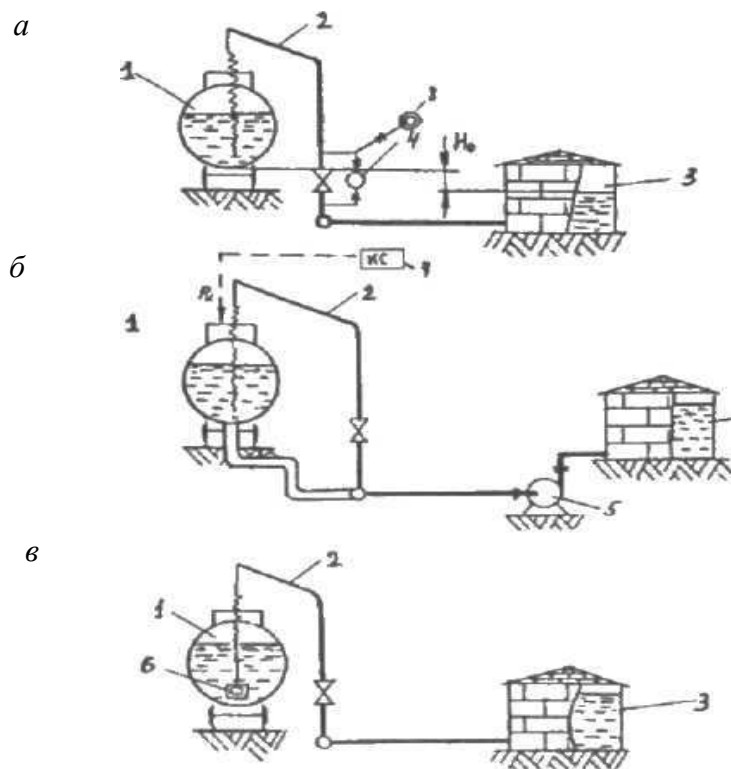


Рис. 9.8. Схемы слива светлых нефтепродуктов из железнодорожных цистерн: *а* – сифонный слив; *б* – верхний и нижний сливы под избыточным давлением; *в* – верхний слив при помощи погружного насоса; 1 – цистерна; 2 – сливной стояк; 3 – резервуар; 4 – вакуум-насос; 5 – насос; 6 – погружной насос; 7 – компрессор; 8 – вакуум-коллектор

Для осуществления сифонного слива (рис. 9.8, *а*) необходимо предварительно заполнить нефтепродуктом сливной стояк. Для этого обычно используются вакуум-насосы, которые при сливе одиночных цистерн устанавливаются прямо на стояке. При маршрутном сливе верхнюю часть стояка подсоединяют к вакуум-коллектору.

При верхнем сливе цистерн центробежными насосами или самотеком установка дополнительного поршневого вакуум-насоса необходима не только для заполнения стояка и всасывающих трубопроводов. Практика показывает, что в процессе слива, когда уровень взлива в цистерне стано-

вится низким и сливаемая жидкость не успевает подтекать к приемному рукаву, у его конца образуется воздушная воронка. Воздух из нее проскальзывает во всасывающий трубопровод и в нем образуется воздушная пробка, приводящая к разрыву сплошности потока жидкости и срыву работы насоса. Это означает окончание «газовой» операции и переход на операцию зачистки-удаления остатков груза. Зачистка цистерн наиболее эффективна поршневыми насосами.

Слив под избыточным давлением (рис. 9.8, б) применяют для сокращения времени слива. При этом способе в котле вагона-цистерны над поверхностью нефтепродукта создают давление, не превышающее 0,05 МПа. Люк колпака цистерны закрывают герметичной специальной крышкой со штуцером для подачи сжатого воздуха. Данный способ слива характеризуется более низкими потерями нефтепродуктов от испарения.

Верхний слив при помощи погружных насосов (рис. 9.8, в), смонтированных на конце отпускного трубопровода или гибкого шланга, обладает практически теми же достоинствами, что и слив при помощи эжектора.

Принудительный слив и налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны чаще всего используется там, где условия местности не позволяют обеспечить течение нефтепродукта за счет гидростатического напора H_o (при сливе H_o равняется разности геодезических отметок раздаточного патрубка резервуара и максимального уровня продукта в цистерне), и должен обеспечить нормативное время заполнения цистерны (рис. 9.9).

На рис. 9.9, а показана схема самотечного налива при благоприятном рельефе местности. Схема принудительного верхнего налива при помощи насосов представлена на рис. 9.9, б.

Налив через буферную ёмкость представляет комбинацию первых двух способов и применяется на нефтебазах при отпуске большого ассортимента нефтепродуктов. Он позволяет сократить насосный парк нефтебазы, т.к. после заполнения промежуточной (буферной) емкости часть операции осуществляется самотеком.

На крупных нефтебазах практикуется универсальные технологические схемы слива и налива нефтепродуктов, рис. 9.10.

Схема предусматривает выполнение следующих операций:

1. слив через верхнюю горловину или нижний прибор в нулевой резервуар;
2. слив через верхнюю горловину или нижний прибор в резервуары, причем как с использованием насоса, так и без него;
3. откачка нефтепродукта из нулевого резервуара в приемный резервуар;

4. выполнение операций 1 и 3 одновременно;
5. заполнение всасывающего трубопровода и стояка жидкостью из приемного резервуара;
6. налив цистерн с помощью насоса или самотеком (за счет разницы геодезических отметок уровня в цистерне и резервуаре).

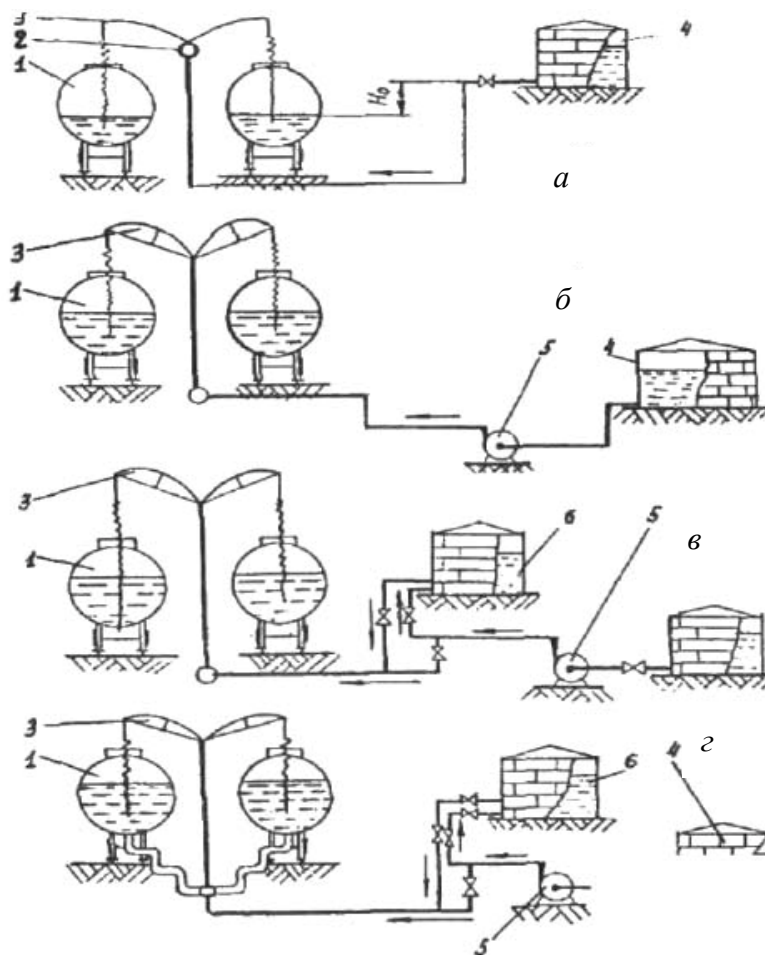


Рис. 9.9. Технологические схемы налива нефтепродуктов: *а* – верхний налив самотеком; *б* – верхний налив с помощью насоса; *в* – верхний налив через буферную емкость; *г* – верхний и нижний налив с помощью насоса и через буферную емкость; 1 – ж.-д. цистерна; 2 – коллектор; 3 – сливной стояк; 4 – резервуар для хранения нефтепродуктов; 5 – насос; 6 – промежуточный резервуар

Незначительные изменения в схеме могут позволить осуществлять еще дополнительно внутрибазовую перекачку, слив и налив темных нефтепродуктов и т.д. Наиболее удачной технологической схемой слива и налива следует считать схему, обеспечивающую проведение максимально возможного числа операций при минимуме затрат. На правильный выбор схемы влияют не только экономические показатели (расходы на строи-

тельство и эксплуатацию), но и такие, как простой цистерн, удобство эксплуатации, потери нефтепродукта от утечек и испарения, пожароопасность, число коллекторов, длина эстакады. В любом случае системы слива и налива должны быть спроектированы и эксплуатироваться в соответствии с нормами на проектирование и правилами технической эксплуатации.

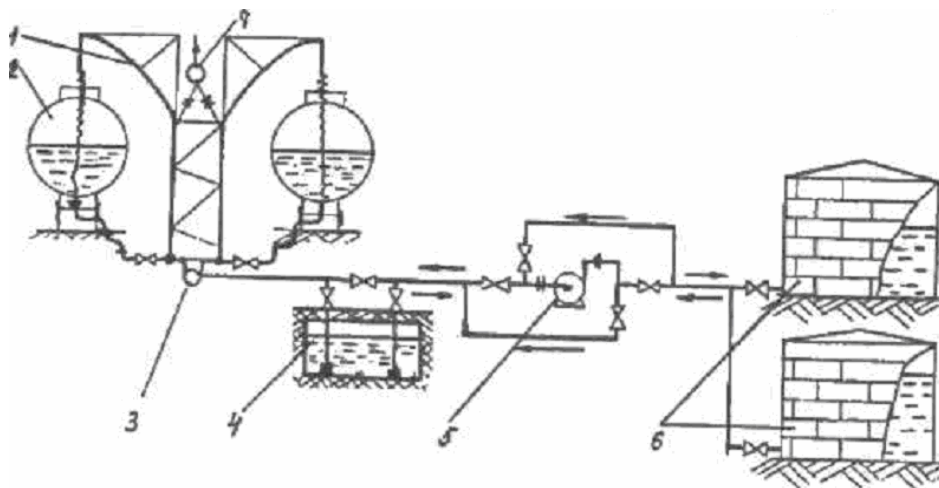


Рис. 9.10. Комбинированный слив-налив железнодорожных цистерн: 1 – стояк; 2 – цистерна; 3 – коллектор сливноналивной; 4 – нулевой резервуар; 5 – насос; 6 – резервуары; 7 – вакуум-коллектор

4. Установки нижнего слива и налива нефтепродуктов

4.1. Назначение и технические характеристики УСН

Технические характеристики УСН-175	
Условный проход, мм	175
Условное давление нефти и нефтепродуктов, МПа (кгс/см ²)	0,4(4)
Тип сливного прибора цистерны	универсальный
Максимальный вылет от осей опорного шарнира до оси сливной головки, мм	3000
Высота центра присоединительного фланца по отношению к верхней точке головки рельса, мм	220 ±5
Угол поворота оси первого шарнира, град,	не менее 280
Допускаемая неточность установки цистерны относительно оси коренного шарнира, мм	12000
Максимально допустимое усилие, прикладываемое к рукояткам головки, кгс	20
Уклон патрубков установки в сторону естественного слива относительно горизонтальной плоскости, град	1
Температура подводимого пара, °С	120 – 140
Давление подводимого пара, МПа (кгс/см ²)	0,4 (4)
Масса установки УСН-175, кг	165 ±2
Масса установки УСНПп-175, кг	183 ±2

Установка УСП-175 предназначена для нижнего слива-налива нефтепродуктов и других жидких малоагрессивных продуктов из железнодорожных вагонов-цистерн.

Для слива-налива вязких нефтепродуктов применяется установка УСНПп-175, имеющая паровую рубашку для подогрева сливаемого (наливаемого) продукта, а также для пропаривания внутренней полости сливного патрубка вагонной цистерны в зимний период.

В настоящее время промышленность выпускает установки для нижнего слива УСНПэ (с электроподогревом); для слива-налива АСН-7Б (для маловязких нефтепродуктов), АСН-8Б (для вязких нефтепродуктов $\nu > 100$ сСт).

4.2. Устройство и принцип работы УСН

Принцип действия установок УСН-175 и УСНПп-175 основан на применении системы патрубков с герметизированными шарнированными коленами, позволяющими производить слив или налив как самотеком, так и принудительно (с помощью насосного агрегата).

Установка УСН-175 (рис. 9.11, 9.12) состоит из коренного опорного патрубка 1, подвижных патрубков 2 и 5 с коленами, двух опорных шарниров 3 для перемещения горизонтальной плоскости и двух шарниров 7 для перемещения вертикальной плоскости уравнивающего устройства 4 и присоединительной головки 6.

Патрубок присоединен к запорному устройству, установленному на отводе продуктового коллектора. В опорных шарнирах с у-образной самоуплотняющейся резиновой манжетой имеются два ряда стальных шариков, а в шарнирах – один ряд.

Присоединительная головка (рис. 9.13) подключается к патрубку нижнего сливного прибора цистерны двумя крюками-захватами 1, каждый из которых приводится в действие тягой 5, серьгой 6, рычажным механизмом 9 с фиксирующим устройством в виде храпового сектора 7 и собачки с пружиной 10. Захваты прижимаются к корпусу головки спиральными пружинами. Для присоединения головки к сливному патрубку цистерны оператор, нажимая вниз на концевую часть установки, подводит сливной патрубок и направляет для правильной стыковки с головкой.

Под действием уравнивающего устройства головка прижимается к торцу сливного патрубка, причем захваты при соприкосновении с патрубком цистерны разводятся, преодолевая усилие спиральных пружин, а затем

защелкиваются за присоединительный бурт сливного прибора ж.-д. цистерн. При опускании рукояток головка присоединяется к сливному патрубку цистерны при помощи храпового механизма и остается в этом положении. Герметизация осуществляется уплотнительным кольцом 2. Сферическая поверхность конца сливного патрубка цистерны, коническая форма уплотнительного кольца, а также шарнир, к которому присоединена головка, гарантируют полную герметичность соединения даже при значительных перекосах (до 5°) патрубков нижнего сливного прибора цистерны. Для соединения головки от нижнего сливного прибора цистерн рукоятки поднимают вверх. При их повороте вокруг оси собачка 8 выводится из зацепления и поднимается вверх. В верхнем положении рычаги с рукоятками фиксируются защелками, а для отсоединения головки захваты разводят в стороны, преодолевая небольшое усилие пружин 3. Затем головку установки опускают вниз и выводят ее из-под цистерны.

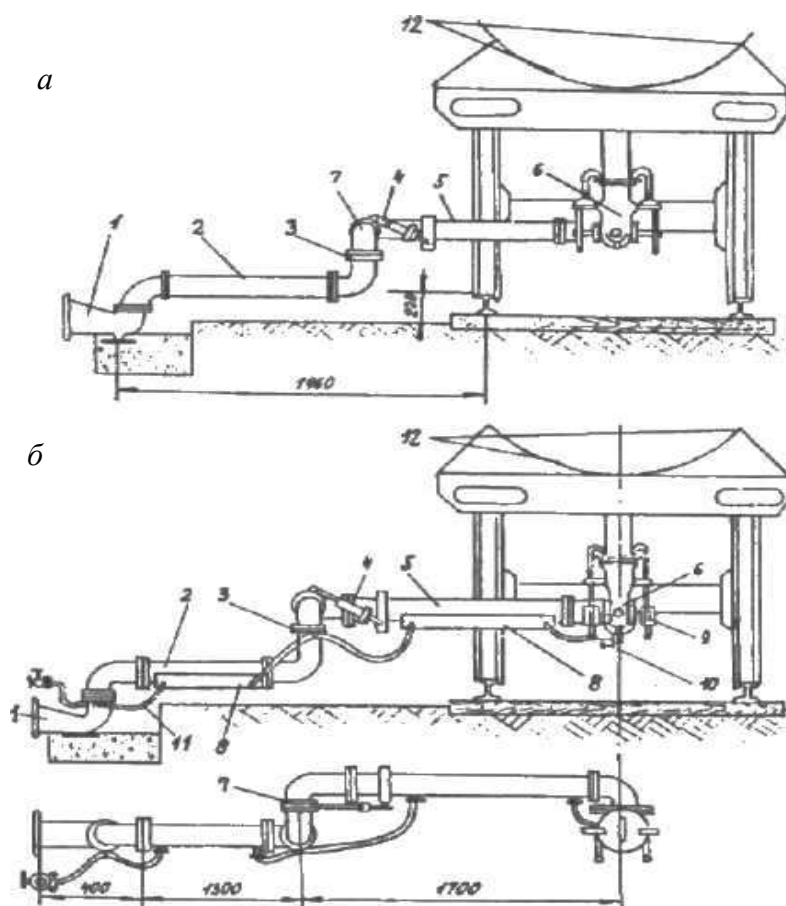


Рис. 9.11. Установки УСН-175, УСНП-175: 1 – патрубок коренной опорный; 2, 5 – патрубок подвижный; 3, 7 – шарнир; 4 – баланси́р; 6 – присоединительная головка; 8 – паровая рубашка; 9 – конденсатоотводчик; 10 – трехходовой кран; 11 – паротвод

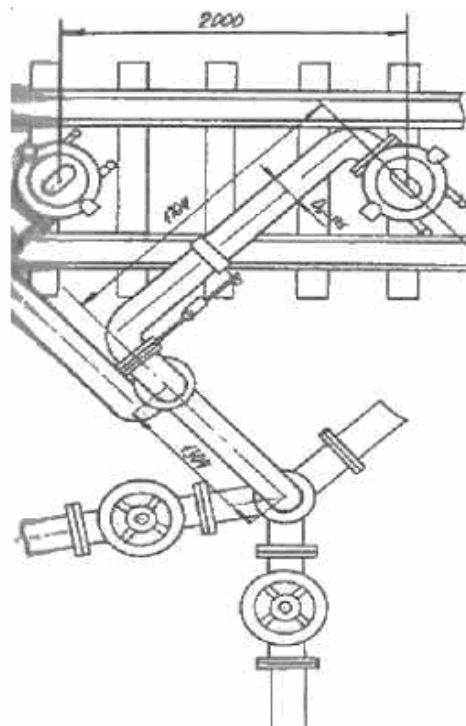


Рис.9.12. Общий вид установки в рабочих положениях

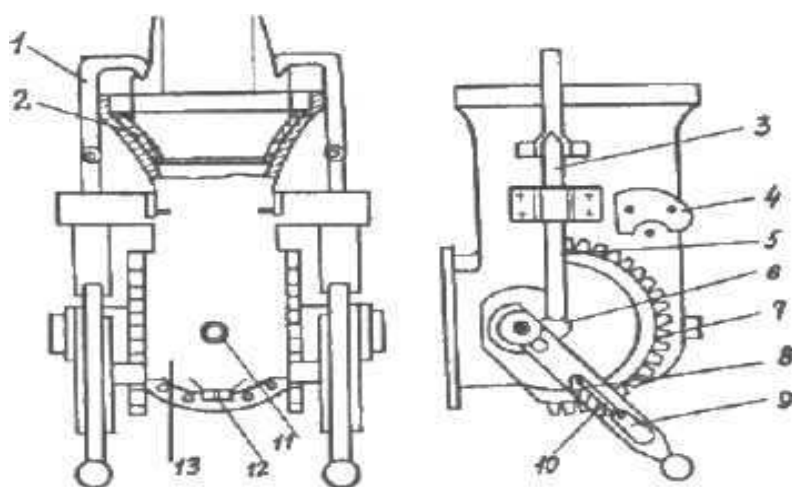


Рис. 9.13. Присоединительная головка: 1 – крюк-захват; 2 – уплотнительное кольцо; 3, 4 – защелки; 5 – тяга; 6 – серьга; 7 – храповик; 8 – собачка; 9 – рычажный механизм; 10 – пружина, 11 – отверстие для установки атмосферного клапана; 12 – отверстие для присоединения паропровода; 13 – корпус

Установка УСНП-175 по конструкции аналогична УСН-175, дополнительно она снабжена лишь паровыми рубашками, конденсатоотводчиком и краном для подачи сухого пара в сливной прибор цистерны через подводящие шланги.

Для отвода статического электричества изолированные участки установки должны быть заземлены. Величина сопротивления заземления для установок не более 10 Ом. К патрубку сливного прибора вагона цистерн установка должна быть подключена до начала слива-налива нефтепродукта, а отключена после окончания этих операций. Перед сливом-наливом нефтепродуктов необходимо проверить исправность установок, переключающих вентили и задвижки. Присоединять установки к нижнему сливному прибору вагонов-цистерн можно только после фиксации цистерн и отвода с пути тепловоза. Инструмент и приспособления, предназначенные для монтажа и демонтажа установок, должны быть изготовлены из материала, исключающего искрообразование.

В последнее время при эксплуатации железнодорожных эстакад чаще стали использовать установки нижнего слива новой модификации типа АСН-7Б, АСН-8Б и т.д.

Техническая характеристика установки АСН-7Б, АСН-8Б	
Диаметр условного прохода, мм	175
Условное давление, МПа	0,4
Диаметр сливных приборов цистерн, для которых применимы установки, мм	150,2
Максимальный вылет установки от опорного шарнира до оси сливной головки, мм	3000
Допускаемая неточность установки цистерн по отношению к оси опорного шарнира, мм	±2000
Угол поворота установки, град:	
в горизонтальной плоскости	280
в вертикальной плоскости,	не менее 10
Температура подводимого пара, °С	120 – 140
Давление подводимого пара, кгс/см ²	4
Масса, кг:	
АСН-7Б	165 ±2
АСН-8Б	183 ±2

5. Установка для слива вязких нефтепродуктов в междурельсовый желоб

Эффект рекомендуемых способов разогрева и размыва твердых осадков в цистернах получают тогда, когда струи теплоносителя непосредственно соприкасаются с поверхностью осадка, находящегося под толщей жидкого продукта, удаление которого лучше всего обеспечивается при самотечном сливе через нижний сливной прибор цистерны в междурельсовый желоб и далее в емкость. Герметизацию слива при этом способе может

обеспечить установка СПГ-200 (рис. 9.14), разработанная Новосибирским институтом инженеров железнодорожного транспорта.

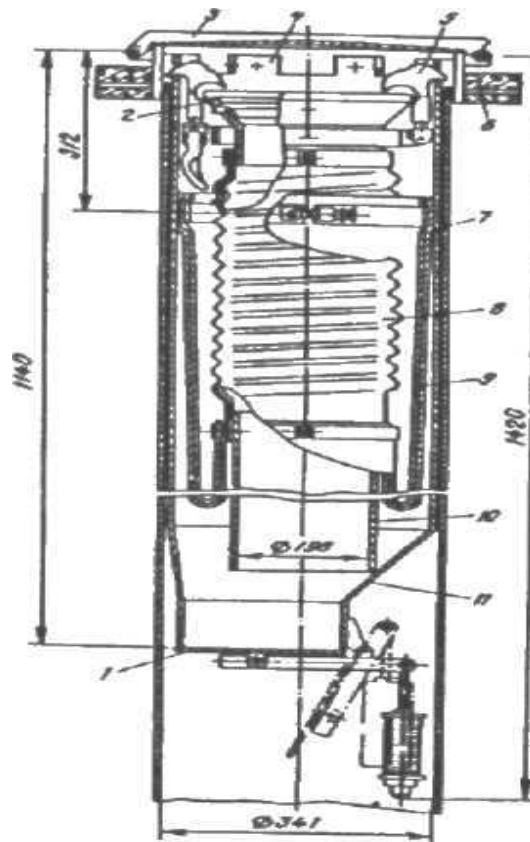


Рис. 9.14. Схема установки СПГ-200: 1 – обратный клапан с противовесом; 2 – уплотнительное кольцо; 3 – крышка; 4 – присоединительная головка; 5 – зажим; 6 – перекрытие междурельсового желоба; 7 – обойма; 8 – гофрированный рукав; 9 – гибкий корпус; 10 – алюминиевый патрубок; 11 – сливная труба

Установку монтируют над желобом, положенным между рельсами. В перекрытии желоба проделаны отверстия с уплотнением, в котором при помощи шарового соединения устанавливается сливной патрубок, имеющий механизм крепления (рис. 9.15).

При помощи провода вращающийся винт механизма крепления сцепленный резьбой с опорой шарового соединения сливного патрубка, совмещает его ось с осью сливного клапана цистерны. Когда продольная ось желоба не совпадает с вертикальной осью сливного клапана цистерны, несоосность можно устранить поворотом шаровой головки патрубка, а несовпадение продольной оси желоба с горизонтальной и вертикальной сливного клапана цистерны устраняется шаровым соединением патрубка. Патрубок установки СПГ-200 подсоединяют к сливному прибору цистер-

ны зажимами. Использование предлагаемых установок возможно при наличии на пунктах слива подземных резервуаров вместимостью, обеспечивающей прием наличных грузов в количестве, равном объему цистерн, одновременно подаваемых на фронт разгрузки.

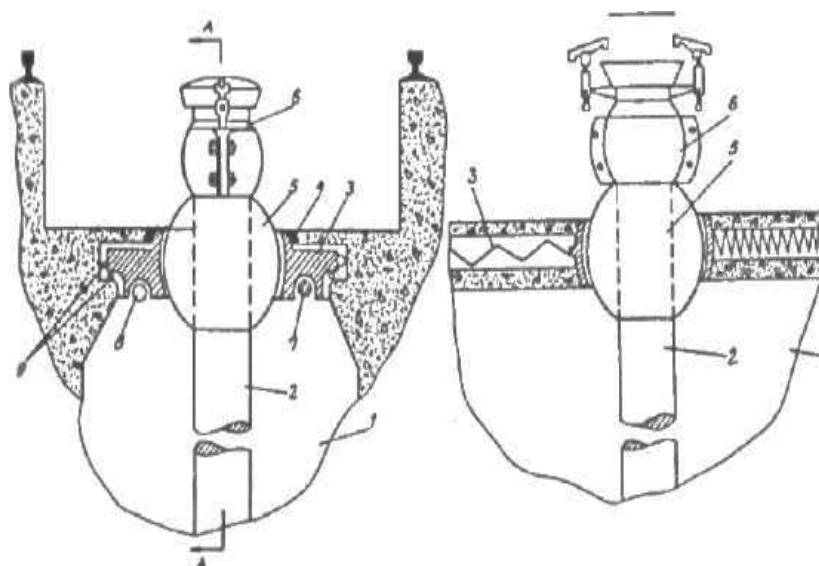


Рис. 9.15. Схема монтажа установки нижнего слива СПГ-200 над между-рельсовым желобом: 1 – между-рельсовый желоб; 2 – сливной патрубкок; 3 – опора шарового соединения; 4 – уплотнение перекрытия желоба; 5 – шаровое соединение; 6 – шаровая головка; 7 – винт для перемещения опоры шарового соединения; 8 – направляющая винта; 9 – ролики скольжения

6. Расчет времени слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн

Задача об определении времени опорожнения цистерн является приемом неустановившегося движения жидкости. Поэтому при решении этой задачи следует воспользоваться известным приемом, по которому полное время истечения разделяют на бесконечно малые промежутки времени, в течение каждого из которых напор считают постоянным, а движение жидкости – установившимся. Это позволяет пользоваться определенными зависимости установившегося движения.

В общем случае слив из цистерн может происходить через сливной трубопровод и при избыточном давлении в цистерне. При этом режим истечения может быть турбулентным в начале слива, ламинарным – в конце. В частных случаях возможно истечение только при одном режиме. Рассмотрим решение этой задачи в целом. Предположим, что за время dt уровень нефтепродукта в цистерне понизился на dz . Слитый из цистерны объ-

ем составит qdx . Используя условие неразрывности потока и уравнение Бернулли, получают дифференциальное уравнение времени истечения $d\tau$ нефтепродуктов из железнодорожных цистерн от переменных z_n и μ_c .

$$q d\tau = f v d\tau = -F dz. \quad (9.4)$$

Разделив переменные и проинтегрировав (9.4) в пределах от $z = z_1$ до $z = z_2$, $\tau_1 = 0$ до $\tau_2 = \tau$, найдем основную формулу для определения времени истечения нефтепродуктов.

$$\tau = 1/f \int_{z_2}^{z_1} \frac{F}{v} dz. \quad (9.5)$$

$$d\tau = -\frac{2 \cdot L}{f \cdot \mu_c \cdot \sqrt{2g}} \cdot \frac{\sqrt{z \cdot (D - z)}}{\sqrt{z + h_0 + \frac{p_1 - p_2}{\rho g}}}, \quad (9.6)$$

где q – расход нефтепродуктов, м³/с;
 L – длина котла цистерны, м;
 D – диаметр котла цистерны, м;
 f – площадь поперечного сечения потока нефтепродукта, вытекающего через сливной патрубок, м²;
 ρ – плотность сливаемого нефтепродукта, кг/м³;
 μ_c – коэффициент расхода системы, который определяется по следующей зависимости

$$\mu_c = \frac{1}{\sqrt{1 + \xi_k + \lambda \cdot \frac{l_{np}}{d}}}, \quad (9.7)$$

где ξ_k – коэффициент местного сопротивления сливного клапана;
 l_{np} – приведенная длина, м;
 d – диаметр сливного трубопровода, м;
 λ – коэффициент гидравлического сопротивления сливного трубопровода.

Для решения этого уравнения необходимо знать закономерность изменения μ_c в процессе истечения. Но такая закономерность может быть установлена только экспериментально для конкретных условий слива. По этой причине рассмотрим 4 частных случая слива.

Слив через короткий патрубок

При условии, если $h_0 = 0$, $p_u = 0$, $p_1 = p_2 = p_a = 0,101$ МПа. Тогда (9.6) примет вид

$$d\tau = -\frac{2 \cdot L}{f \cdot \mu_0 \cdot \sqrt{2g}} \cdot \sqrt{(D-z)} dz, \quad (9.8)$$

где μ_0 – коэффициент расхода сливного клапана с коротким патрубком.

Полагая, что кинематическая вязкость нефтепродукта за время слива постоянна и известна (в интервале изменения от 1 до 650 см²/с), можно определить μ_0 по экспериментальной зависимости

$$\mu'_0 = \frac{1}{0,0238 \cdot \nu + 1,29}, \quad (9.9)$$

где ν - кинематическая вязкость при температуре слива, см²/с.

Тогда при интегрировании уравнения (9.8) в пределах от D до 0 получим формулу для определения времени слива τ_0 из железнодорожной цистерны через короткий патрубок.

$$\tau_0 = \frac{4}{3} \cdot \frac{LD\sqrt{D}}{f\mu'_0\sqrt{2g}}. \quad (9.10)$$

Слив под избыточным давлением через короткий патрубок

При условии

$$h_0 = 0; p_1 = p_{абс}; p_2 = p_{атм}; p_1 - p_2 = p_u; h_u = \frac{p_u}{\rho g}, \quad (9.11)$$

уравнение имеет вид

$$\tau_0'' = \frac{2L}{f\mu'_0\sqrt{2g}} \cdot \int_D^0 \sqrt{\frac{z(D-z)}{z+h_u}} dz. \quad (9.12)$$

После интегрирования и необходимых преобразований получим

$$\tau_0'' = \frac{4}{3} \cdot \frac{LD\sqrt{D}}{f\mu'_0\sqrt{2g}} \left\{ \sqrt{\frac{D+h_u}{D}} \left[\frac{2h_u+D}{D} \cdot E\left(k; \frac{\pi}{2}\right) - \frac{2h}{D} \cdot F\left(k; \frac{\pi}{2}\right) \right] \right\}, \quad (9.13)$$

где $E\left(k; \frac{\pi}{2}\right)$, $F\left(k; \frac{\pi}{2}\right)$ – полные эллиптические интегралы соответствен-

но первого и второго рода при амплитуде $\frac{\pi}{2}$ и модуле k

$$k = \sqrt{\frac{D}{h_u + D}}. \quad (9.14)$$

(9.13) можно представить в виде

$$\tau_0'' = \tau_0 \cdot \psi \cdot \left(\frac{h_u}{D} \right). \quad (9.15)$$

Следовательно, полное время истечения под избыточным давлением всегда меньше времени свободного истечения τ_0 на величину $\psi \cdot \left(\frac{h_u}{D} \right)$

$$\psi \cdot \left(\frac{h_u}{D} \right) = \sqrt{\frac{D+h_u}{D}} \cdot \left[\frac{D+2h_u}{D} E\left(k; \frac{\pi}{2}\right) - \frac{2h_u}{D} F\left(k; \frac{\pi}{2}\right) \right]. \quad (9.16)$$

Слив через специальный трубопровод

При условии, что $h_0 \neq 0$, $p_u = 0$, $p_1 = p_2 = p_a$, это наиболее распространенная схема слива, предусматривающая применение специальных шарнирно соединенных отрезков труб, позволяющих герметизировать сливные коммуникации. Для этого случая формула дет вид

$$\tau = \tau_0 \cdot \frac{\mu'_0}{\mu'_c} \cdot \psi' \cdot \left(\frac{h_0}{D} \right), \quad (9.17)$$

где μ'_0 – коэффициент расхода специального трубопровода.

Для системы сливных труб СЛ-9 в интервале изменения вязкости от 1 до 70 см²/с величину μ'_c следует определять по формуле

$$\mu'_c = \frac{1}{0,22\nu + 3,78}. \quad (9.18)$$

Герметичный слив при наличии избыточно давления

В этом случае, чтобы получить формулу для расчета времени слива, интегрируется (9.4) при известном коэффициенте расхода $\mu'_c = f(\nu)$ и $h_0 = H$.

При условии, что $h_0 = 0$, $p_u = 0$, $p_1 = p_2 = p_a$, время полного слива из цистерн, оборудованных внешним обогревом, определяется из дифференциального уравнения

$$d\tau = - \frac{256 \cdot L \cdot l_3 \cdot \sqrt{\frac{D-z}{z}}}{\pi \cdot g \cdot \left[\frac{1}{\nu_z} \cdot d^4 + \left(\frac{1}{\nu_z} - \frac{1}{\nu_z} \right) \cdot d_0^4 \right]} dz. \quad (9.19)$$

После интегрирования и упрощения получим

$$\tau'_0 \cong \frac{16 \cdot D \cdot l'_3 \cdot v_2}{g \cdot d^3 \cdot \delta}. \quad (9.20)$$

Для практических расчетов следует принимать толщину «горячего» пристенного слоя $\delta = 0,5$ мм, а $l'_3 = 2,1$ м. Значение v_2 можно использовать при температуре конденсации пара в трубке.

7. Перевозка застывающих нефтей и нефтепродуктов

С каждым годом растет добыча тяжелых высокосмолистых нефтей, которые трудно перекачать по трубопроводам из-за образования осадков при низкой температуре. Перевозка таких нефтей полностью осуществляется железнодорожным транспортом.

Анализ физико-химических показателей застывающих грузов с двухфазной средой показывает, что температура кристаллизации этих веществ, в основном, плюсовая, что обуславливает выпадение осадков при перевозках даже в теплый период года.

Это обстоятельство необходимо учитывать при выборе рациональных и эффективных способов удаления грузов из железнодорожных цистерн.

Грузы с двухфазной средой, как правило, являются очень сложными высокомолекулярными органическими соединениями, содержащими большое количество отдельных веществ, растворенных друг в друге. Налит этих грузов в цистерны обычно осуществляется в горячем состоянии, а при транспортировании происходит их охлаждение, которое приводит к кристаллизации составляющих компонентов и образованию двухфазной смеси-взвеси твердых частиц в жидкости.

В пункты назначения цистерны прибывает с грузом, разделенным на фазы: жидкую часть и осадок, величина и плотность которого зависит от свойств образующих их компонентов, а также окружающей температуры и дальности транспортирования.

Слив жидкой фазы не вызывает трудностей, а удаление осадков из цистерн из-за несовершенства применяемого оборудования и способов слива связано с большими затратами энергии и труда и приводит к продолжительным простоям цистерн. Суммы штрафов, выплачиваемые предприятиями за простой цистерн с такими грузами, составляют значительные величины, что приводит к разногласиям между различными ведомствами и железной дорогой, т.к. существующие правила перевозок груза не преду-

считывают дополнительного времени на удаление осадка при сливе груза с двухфазной средой.

После слива основной массы грузов сопловой наконечник через телескопическую трубу подается в горячий продукт, струи которого размывают остаток и подогревают его. После слива остатка и прекращения подачи в цистерну горячего продукта сопловой наконечник под действием собственного веса приходит в исходное положение.

Кроме этого, используют простые устройства – обычные трубы и шланги для подачи острого пара внутрь цистерны, а также переносные змеевики и электрические подогреватели. При применении переносных змеевиков и электрических подогревателей для разогрева вязких жидкостей и осадков иногда рекомендуют добавлять виброколебания, что дает некоторый положительный эффект.

При сливе высоковязких и застывающих грузов из ж.-д. цистерн применяются также и другие способы разогрева: острым паром, переносными пароподогревателями, горячей струей циркулирующего продукта той же марки. Кроме того, в стадии экспериментальных исследований находится подогрев сливаемого продукта теплоизлучателями, виброподогрев и электроиндукционный подогрев.

Разогрев вязких и застывающих грузов электрическими подогревателями в нашей стране широкого распространения не получил, т.к. он является источником дополнительной опасности в пожарном отношении и требует специального штата рабочих по содержанию и обслуживанию этих устройств. Наиболее часто в настоящее время используют способы разогрева острым паром и горячей струей циркулирующего продукта. Первый применяется с продуктами, допускающими их обводнение, а второй – исключаящими поступление воды в сливаемый продукт.

7.1. Способы слива и устройства, применяемые при сливе грузов с двухфазной средой

Наиболее трудной операцией при сливе из цистерн грузов с двухфазной средой является удаление твердых остатков, достигающих значительных размеров. Из применяемых способов наиболее эффективным считается циркуляционный способ размыва, основанный на подаче под давлением горячей жидкости к размывающему устройству, установленному внутри цистерны, из которого она поступает свободными струями к торцовым стенкам цистерн и воздействует на осадок. Таким образом, подогре-

ваются тонкие слои верхней поверхности осадка, которые постепенно смываются и удаляются из цистерн.

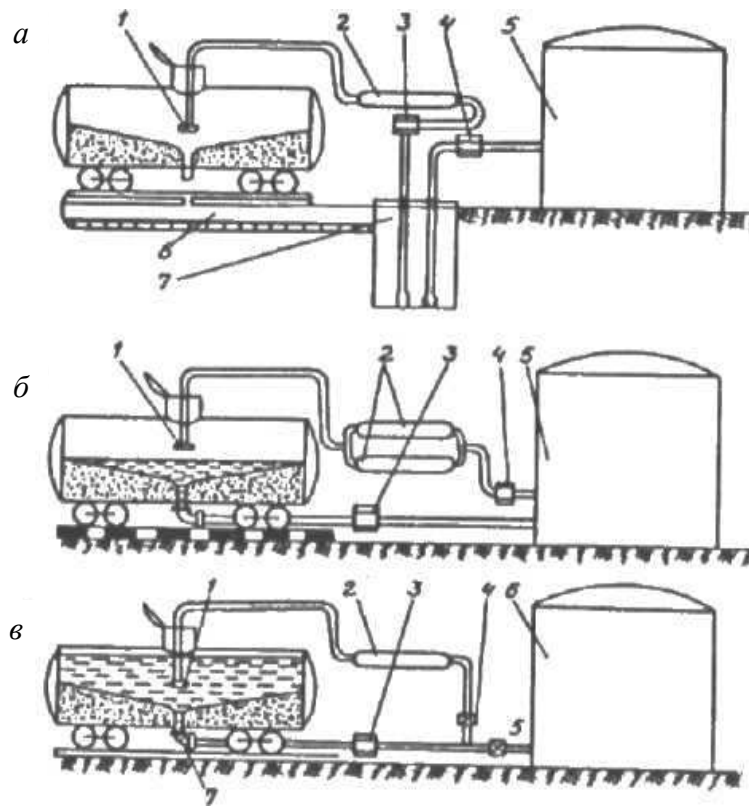


Рис. 9.16. Технологические схемы слива из железнодорожных цистерн высоковязких продуктов с удалением твердых осадков циркуляционным способом: *а* – свободный слив самотеком; *б* – герметизированный слив с предварительным откачиванием жидкой фазы продукта; *в* – герметизированный слив без предварительного откачивания жидкой фазы продукта

При сливе продукта самотеком (рис. 9.16, *а*) открывают верхний люк, нижние крышки и клапан сливного прибора цистерны. Толщину осадка пробивают специальным металлическим стержнем в зоне сливного клапана, и жидкая часть груза самотеком сливается из цистерны в межрельсовый лоток *б*, имеющий уклон в сторону промежуточного подземного резервуара *в*.

После слива жидкой фазы в цистерну опускается размывающее устройство и начинается процесс очистки цистерн от осадка. Насосом *3* жидкий продукт подается в теплообменник *2*, где нагревается до 100 – 200 °С и подается под избыточным давлением в размывающее устройство. Струи горячего продукта выходят из размывающего устройства, разрушают и растворяют осадок, стекают через открытое сливное устройство в меж-

рельсовый лоток и далее в подземный резервуар, из которого излишки продукта насосом 4 перекачиваются в хранилище 5. В процессе очистки от осадка цистерны перегреваются. Убедившись в достаточном нагреве нижней части цистерны по всей длине и особенно её торцовых частей, сливщик прекращает процесс циркуляции и выводит из цистерны размывающее устройство.

При герметичном сливе с предварительной откачкой жидкой фазы продукта (рис. 9.16, б) открывают нижнюю крышку сливного прибора, верхний люк колпака цистерны. К сливному патрубку цистерны подсоединяют герметическое сливное устройство 6, открывают клапан сливного прибора, специальным металлическим стержнем пробивают осадок и насосом 3 откачивают жидкую фазу продукта в хранилище 5. Затем через верхний колпак в цистерну вводят размывающее устройство 1 и приступают к удалению осадка. Для этого насосом 4 из хранилища 5 жидкий продукт подают в паровой теплообменник 2, где он нагревается и поступает под избыточным давлением к размывающему устройству.

Выходящие из размывающего устройства струи горячего продукта послойно размывают и растворяют осадок и стекают к сливному прибору. Насосы 3 и 4 работают одновременно. После нагрева нижней части цистерны по всей её длине и особенно нижних торцовых частей сливщик отключает нагревательный насос 4. Остатки продукта из цистерны выкачиваются насосом 3, и после этого сливное устройство отсоединяют от сливного прибора.

При герметичном сливе без предварительного выкачивания жидкой фазы продукта (рис. 9.16, в) открывают верхний люк клапана, подсоединяют к нижнему прибору цистерны герметическое сливное устройство 7. Металлическим стержнем пробивают осадок и открывают клапан сливного устройства. В цистерну до уровня осадка погружают размывающее устройство 1, перекрывают вентиль 5 и включают насос 3. Жидкая фаза продукта через сливной прибор цистерны и герметическое сливное устройство 7 насосом 3 подается через вентиль 4 в теплообменник 2, где нагревается до 100 – 200 °С и затем поступает под избыточным давлением к размывающему устройству 1. Струи горячего продукта, выходя из размывающего устройства, разрушают и растворяют осадок. В результате циркуляции продукта происходит постепенное нагревание жидкой фазы и растворенного в ней осадка. После нагрева нижней части котла цистерны открывают вентиль 5, перекрывают вентиль 4 и насосом 3 перекачивают продукт из цистерны в хранилище 6.

При самотечном варианте слив продукта и удаление твердого осадка из цистерн производится быстрее, т.к. жидкая фаза груза свободно выходит из цистерны, а осадок оказывается открытым для размывочных струй теплоносителя.

При втором варианте (рис. 9.16, б) над осадком во время размыва находится небольшой слой жидкой фазы, и размывочные струи недостаточно эффективно воздействуют на осадок. Вследствие этого весь процесс совершается медленнее, чем в первом варианте.

В третьем случае (рис. 9.16, в) размывочные струи непосредственно на осадок почти не воздействуют, т.к. размывающее устройство находится под слоем жидкости. Подача продукта по всей системе производится одним насосом. Осадок постепенно размешивается в массе продукта за счет турбулентного движения жидкой фазы в цистерне. Время разогрева, размыва и растворения осадка в данном случае значительно превышает время размыва осадка в первых двух вариантах.

По первому варианту слив продукта из цистерны производится самотеком под действием силы тяжести, в двух других – слив герметизирован. Для этой цели применяется установка нижнего слива АСН-7Б. Установка имеет 5 шарнирных соединений, которые оказывают значительное гидродинамическое сопротивление потоку сливного продукта. При расположении основания установки на одном уровне с железнодорожным полотном возникают трудности присоединения головки к сливному прибору цистерны. Очень часто от цистерны приходится предварительно отсоединять два звена наружной лестницы, крепящиеся на болтах. Лестницы, не имеющие болтовых соединений, скручиваются и повреждаются. В результате этого значительно увеличивается время подготовительных операций и возможны повреждения цистерн.

К недостаткам самотечного открытого варианта слива следует отнести интенсивное испарение продукта из приемного лотка. В этом отношении герметичный слив более совершенен, но использование на эстакадах приборов типа АСН-7 или АСН-7Б требует применения отсасывающего насоса, нормальная работа которого возможна только при наличии в цистерне жидкой фазы, что затрудняет размыв осадка жидким теплоносителем. Время, затрачиваемое на удаление твердой фазы, – основная часть общей продолжительности слива. Оно зависит от высоты L и применяемого способа слива.

В настоящее время при сливе грузов с двухфазной средой для удаления твердого осадка применяют различные размывающие устройства (рис. 9.17), некоторые из них часто эксплуатируются на заводах техниче-

ского углерода. Эти устройства разнообразны по своим размерам и конструктивному исполнению и отличаются количеством направляющих сопел, поэтому эффект от воздействия размывочных струй на осадок также различен.

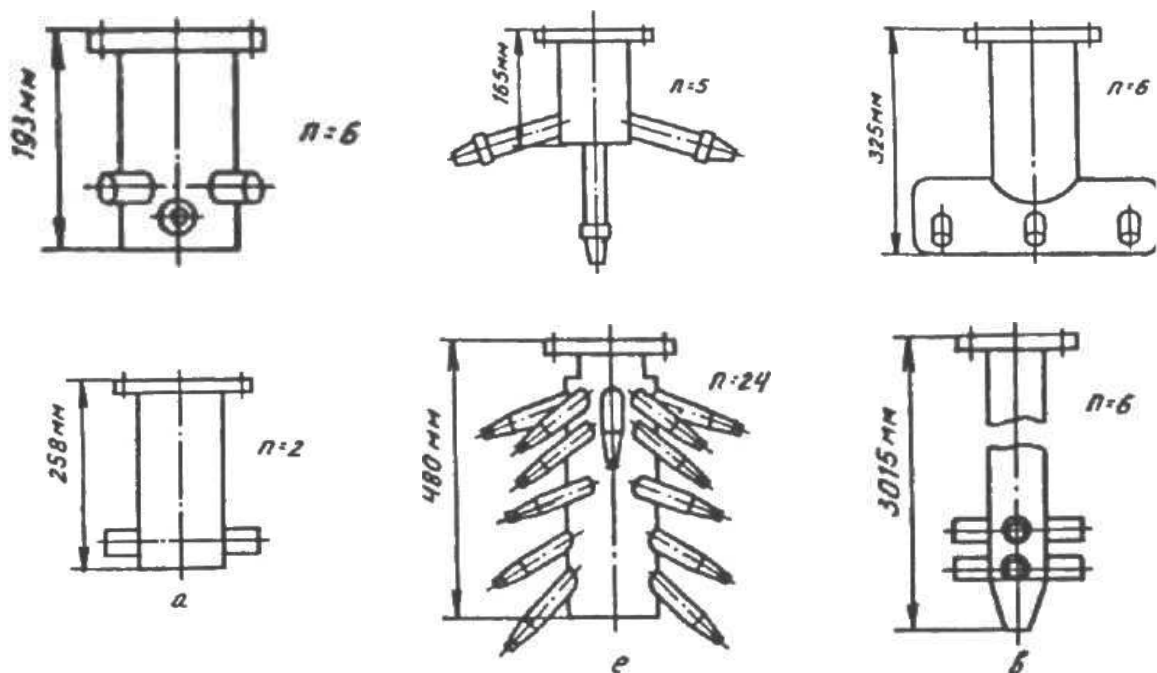


Рис. 9.17. Схемы размывочных устройств, применяемых при сливе высоковязких продуктов на заводах технического углерода (n – количество сопел)

8. Железнодорожные сливноналивные эстакады

Конструкция эстакад и сливноналивных устройств должна обеспечивать техническую возможность слива и налива легковоспламеняющихся горючих жидкостей и сжиженных углеводородных газов в ж.-д. цистерны всех типов, пригодные для перевозки данного продукта в соответствии с действующим каталогом подвижного ж.-д. состава МПС.

Основной технологической характеристикой ж.-д. эстакады является объем единовременной сливноналивной операции, т.е. максимальное количество продуктов, сливаемое или наливаемое в один маршрут.

Объем единовременной сливноналивной операции не должен превышать установленной весовой нормы ж.-д. маршрута.

Максимальные размеры маршрутов на железных дорогах различны и устанавливаются в каждом конкретном случае Управлением соответствующей железной дороги.

При поступлении сырья на предприятие в одиночных ж.-д. цистернах объем единовременной сливной операции согласовывается с местным отделением железной дороги и поставщиком сырья.

Ж.-д. эстакады могут быть односторонними (с размещением сливно-наливных устройств с одной стороны пути) и двухсторонними (эстакада размещается между двумя ж.-д. путями).

Эстакады для налива легковоспламеняющихся и горючих жидкостей должны оснащаться выпускаемыми промышленностью ограничителями налива, обеспечивающими автоматическое прекращение налива цистерн по мере их заполнения. Отсутствие таких ограничителей допускается при наливке герметичных ж.-д. цистерн.

При проектировании двухсторонней эстакады и определении ее суточной загрузки следует исходить из запрещения маневров ж.-д. составов при сливе-наливке на одном пути до окончания всех сливноналивных операций на другом.

Для нефтепродуктов, транспортируемых под давлением, должна предусматриваться эстакада осмотра и подготовки цистерн под налив, на которой производится проверка исправности и герметичности предохранителей, сливноналивной и контрольной арматуры, наличия остаточных явлений и неиспаряющихся остатков в цистерне.

8.1. Правила обустройства сливноналивных эстакад

В состав каждого сливноналивного устройства для легковоспламеняющихся жидкостей, транспортируемых под давлением, должны входить:

- трубопровод жидкого продукта (жидкой фазы);
- газоуравнительная линия (трубопровод паровой фазы);
- линия сброса на факел.

Подключение всех трубопроводов к соответствующим коллекторам эстакад осуществляется через запорную арматуру.

Для обеспечения избыточного давления в цистерне до 0,07 МПа (0,7 кгс/см²) после слива продукта на эстакадах, эксплуатируемых под давлением, следует предусматривать дополнительно в составе каждого сливного устройства трубопровод инертного газа (азота) с установкой на нем запорной арматуры и обратного клапана.

Подвод инертного газа или пара к трубопроводам для продувки или пропарки необходимо производить с помощью съемных участков трубопроводов или гибких шлангов с установкой запорной арматуры с обеих сторон съемного участка.

По окончании продувки эти участки трубопроводов или шланги должны быть сняты, а на запорной арматуре установлены заглушки.

Сливоналивные эстакады для легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, за исключением нефти, мазута, битума, гудрона и масел, могут быть общими.

На эстакадах для нефти допускается слив и налив мазута. Для слива неисправных цистерн, как правило, следует предусматривать отдельно расположенные стоянки или эстакады с верхним и нижним сливом и, при необходимости, с коллекторами для сливаемых продуктов. В обоснованных случаях разрешается стоянка для неисправных цистерн, предусмотренная непосредственно на сливоналивных эстакадах при выполнении требований настоящих указаний.

Коллекторы должны иметь приспособления для освобождения продуктов.

Диаметр коллектора налива выбирается из условия обеспечения превышения суммарного сечения всех наливных устройств при одновременном включении над сечением коллектора.

Коллекторы, как правило, следует располагать на строительных конструкциях эстакады. Допускается прокладка коллекторов на собственных строительных конструкциях.

Коллекторы и трубопроводы наливных и сливных эстакад должны иметь компенсацию от температурных деформаций.

На трубопроводах, по которым поступают на эстакаду для налива и отводятся из нее при сливе легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, должны быть установлены на случай аварии на расстоянии 20 – 50 м от сливоналивных эстакад задвижки с дистанционным управлением со щита операторной и непосредственно со сливоналивной эстакады.

Данную арматуру следует размещать в местах, удобных для управления и обслуживания.

Управление указанными электрозадвижками должно располагаться на нулевых отметках в местах размещения эвакуационных лестниц.

Все паропроводы и конденсатопроводы, прокладываемые на эстакадах, теплоизолируются несгораемыми материалами.

Прокладка паропроводов и конденсатопроводов должна осуществляться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» в СНиП П-36-73.

Технологический шаг между наливными устройствами должен приниматься в зависимости от конструкции этих устройств и обеспечивать налив продуктов в смешанный железнодорожный состав по всему фронту.

Для эстакад следует применять бесшланговые наливные и сливные устройства.

Для этих целей, как правило, должны применяться установки в виде системы шарнирно сочлененных труб и телескопических устройств.

Нижнее звено наливного устройства должно быть предусмотрено из металла, исключающего искрообразование при ударах.

Для верхнего слива, вакуумного слива и слива неисправных цистерн разрешается использование резиноканевых рукавов.

Наливные устройства должны иметь такую длину, чтобы расстояние конца наливного устройства до нижней образующей цистерны не превышало 200 мм.

Гибкие рукава (шланги) могут иметь специальные приспособления присоединения к штуцерам цистерны и трубопроводам из искрящегося материала.

Несущие конструкции эстакад, лотки должны быть выполнены из негорючих материалов с пределом огнестойкости не менее 2 ч – для колонн, 1 ч – для балок и рогалей или из типовых сборных железобетонных инструкций. При необходимости и соответствующем обосновании допускается проектирование несущих конструкций из металла.

При этом необходимо предусматривать защиту металлических инструкций от воздействия высоких температур до указанного предела нестойкости.

Рабочие настилы следует выполнять из проточно-вытяжного листа или полосовой стали, поставленной на ребро, без огнезащиты.

Эстакады должны иметь лестницы из негорючих материалов в торцах, а также по длине эстакад на расстоянии не более 100 м друг от друга. Ширина лестницы должна быть не менее 0,7 м, угол наклона – не более 45°.

Шаг несущих конструкций (колонн) эстакад должен быть равен 6,0 м. В отдельных случаях, при соответствующем обосновании, допускается увеличение шага конструкций до 12 м.

Территория должна иметь твердое водонепроницаемое покрытие в зоне железнодорожных путей.

Твердое покрытие должно выполняться из бетона и под железнодорожными путями:

- в основании – железобетонные плиты;
- по верху плит – деревянные (допускаются также железобетонные) шпалы, к которым крепятся рельсы. Для закрепления шпал между ними укладывается слой бетона толщиной 100 мм на всю длину шпал. Га-

бариты эстакады определяются длиной и шириной территории. При обустройстве эстакад длина территории определяется строительными конструкциями, ширина – твердым покрытием, огражденным бортиком, которое должно быть не менее габарита приближения строений в соответствии с ГОСТ 9238-73.

При расположении эстакад под навесом или в здании ширина и длина территории определяется строительными конструкциями навеса или здания. Твердое покрытие должно ограждаться бортиком высотой 200 мм.

Отводные лотки, как правило, должны располагаться с внешней стороны железнодорожных путей. При этом лотки необходимо перекрывать съемными металлическими решетками.

Лотки следует проектировать из монолитного железобетона, а для застывающих продуктов они дополнительно должны обогреваться.

При размещении эстакады для слива высоковязких продуктов в отапливаемом здании разрешается устраивать здесь изолированные помещения: насосную, венткамеры, электрощитовую, помещения КИП и сан-узел.

При проектировании слива-налива продуктов 1 и 2 классов опасности совместно с продуктами 3, 4 классов опасности (ГОСТ 12.1.007-76) сливноналивные устройства для продуктов 1 и 2 классов опасности следует размещать в торцевой части эстакады или отделять от остальной ее части бортиком высотой 200 мм.

Конденсат от переносных и стационарных подогревателей, имеющих удовлетворительное качество, разрешается возвращать во внутривозвратные сети конденсатопроводов.

Загрязненный конденсат, очистка которого невозможна, следует охлаждать с последующим сбросом в соответствующую производственную канализацию по анализу.

8.2. Требования к размещению эстакад

Эстакады должны располагаться на прямом горизонтальном участке железнодорожного пути. Расположение эстакад на уклоне до 1,5 % допускается в исключительных случаях при соответствующем обосновании.

На складах 3 категории эстакады, оборудованные сливноналивными устройствами с одной стороны, допускается располагать на кривых участках пути радиусом не менее 200 м.

Количество эстакад определяется объемом сливноналивных операций с учетом коэффициента неравномерности по прибытию и отправлению цистерн.

Железнодорожные пути, на которых располагаются эстакады, должны иметь съезд на параллельный обгонный путь, позволяющий вывод цистерн с эстакад в обе стороны. Если при реконструкции существующих эстакад невозможно устройство съезда на параллельный обгонный путь (из-за действующих норм противопожарных расстояний), длину тупикового железнодорожного пути с эстакад следует увеличить не менее, чем на 30 м от торца эстакады до упорного бруса, при этом на бресе необходимо устанавливать лебедку с тросом для растаскивания цистерн. Вдоль эстакады должен предусматриваться пожарный проезд, который следует располагать на расстоянии не менее 20 м от крайнего рельса эстакады. Пожарные проезды должны быть оборудованы шлагбаумом, находящимся в закрытом положении.

Расстояние от эстакад до других объектов парка (склада), в состав которых входят эстакады, должны быть не менее указанных в табл. 9.3.

Таблица 9.3

Расстояния от железнодорожных эстакад

Объект, до которого нормируется расстояние	Минимальное расстояние от сливноналивной железнодорожной эстакады, м	
	легковоспламеняющихся жидкостей	горючих жидкостей
1	2	3
Резервуары наземные и подземные сырьевых парков легковоспламеняющихся и горючих жидкостей независимо от емкости парков (от оси обвалования)	30	30
Резервуары наземные и подземные товарных парков легковоспламеняющихся и горючих жидкостей независимо от емкости парков (от оси обвалования)	30	30
Резервуары наземные сырьевых и товарных парков (до оси обвалования): при общем объеме парка до 500 м ³ включительно; при объеме парка до 2000 м ³ .	110 300	110 300
Товарные и сырьевые насосные, обслуживающие сливноналивные эстакады	15	10
Насосные пенотушения парка	50	50
Бытовые помещения, лаборатории, проходная парка	60	40
Сооружения с применением открытого огня	100	100
Пруды-отстойники, нефтеловушки	100	100
Пожарные резервуарные парки	60	40
Пожарные извещатели	20	20

Окончание табл.

1	2	3
Ограждение	30	30
Пункты подготовки и ремонта неисправных цистерн	100	100
Эстакада для слива неисправных цистерн	30	30
Отдельно стоящие закрытые РУ, ТП, ПП парка	60	30
Прожекторные мачты без распределительного щита	25	25
Кабельные эстакады парка	20	20
Автомобильные дороги, проезды	20	20

Примечания: 1. Расстояния, указанные в таблице, определяются для крытых эстакад от наружных стен, для открытых эстакад – от оси железнодорожного пути. 2. Расстояния от сливноналивных эстакад до объектов, не принадлежащих парку (складу), в состав которых входят эстакады, принимаются такими же, как и от парков (складов) легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. 3. Под объемом сливноналивных операций подразумевается количество (м) одновременно сливаемого или наливаемого продукта в допустимые сроки слива-налива.

Расстояние между осями ближайших железнодорожных путей соседних эстакад (расположенных на параллельных путях) должно быть не менее 30 м. Расстояние от крайнего рельса железнодорожного пути предприятия, по которому предусматривается движение локомотива, до крайнего рельса ближайшего пути с эстакадой, должно быть не менее 20 м, если температура вспышки паров жидкостей ниже 393 К (120 °С) и не менее 10 м, если температура вспышки паров 393 К (120 °С) и выше. Проезд локомотива через эстакады не допускается.

Расстояние от железнодорожных путей до выступающих частей эстакад следует принимать в соответствии с габаритами приближения строений согласно ГОСТ 9238-73. К эстакадам должны быть предусмотрены пешеходные дорожки с бетонным покрытием шириной не менее 1 м. Пешеходные дорожки проектируются к торцам каждой эстакады.

Эстакады для крупнотоннажных продуктов должны проектироваться, как правило, для слива или налива не более 2 – 4 продуктов на одной эстакаде. При этом к одному продукту могут быть отнесены несколько сортов последнего, перекачка которых может производиться по одному и тому же коллектору.

9. Правила проведения сливноналивных операций

Слив и налив нефти и нефтепродуктов должен проектироваться с учетом ГОСТ 1510-84.

Слив легковоспламеняющихся и горючих жидкостей следует производить с помощью закрытой системы, состоящей из сливных устройств и коллекторов.

Система верхнего и нижнего слива продукта выбирается в зависимости от конструкции сливных приборов железнодорожных цистерн, подлежащих сливу на эстакаде, свойств и количества сливаемого продукта.

При верхнем сливе, как правило, необходимо применить для маловязких низкозастывающих легковоспламеняющихся жидкостей вакуумную систему слива.

В составе вакуумной системы слива должен предусматриваться вакуум-сборник, объем которого определяется расчетом.

Данное требование распространяется также на слив неисправных цистерн, при этом объем сборника следует принимать не менее полезного объема одной сливаемой железнодорожной цистерны.

Для каждого вида наливаемого продукта, когда не недопустимо смешение его с другими продуктами, должны быть предусмотрены самостоятельные наливные устройства.

Топлива для реактивных двигателей, авиационные бензины, масла, присадки к маслам и другие легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, в которые недопустимо попадание воды по технологическим соображениям, должны наливаться или сливаться на сливноналивных эстакадах, оборудованных навесами или герметичной системой слива налива.

На эстакадах для налива легковоспламеняющихся жидкостей допускается слив и налив этилированных бензинов при условии обязательного выделения для этой цели самостоятельных трубопроводов, коллекторов и сливноналивных устройств.

Слив и налив жидкостей, относящихся к вредным веществам 1 и 2 класса опасности, должен быть герметичным. Классификация вредных веществ принимается по ГОСТ 12.1 007-76.

При грозовых разрядах слив-налив нефти запрещается.

Перед сливом или наливом нефти должна быть проверена правильность открытия всех переключателей задвижек, вентилях, а также исправность всех сливноналивных устройств, плотность соединения шлангов, телескопических и шарнирно-соединенных труб, систем заземления. Обнаруженная утечка нефти на сливноналивных устройствах должна быть немедленно устранена. При невозможности быстрого устранения утечки нефти необходимо стояк или секцию, где обнаружена неисправность, отключить до полного устранения течи.

При сливе и наливе нефти обслуживающий персонал обязан осторожно, не допуская ударов, способных вызвать искрообразование, открывать и закрывать люки вагонов-цистерн, присоединять шланги и другие приборы к железнодорожным вагонам-цистернам. Инструмент, применяемый на сливноналивных эстакадах, должен быть изготовлен из искробезопасного материала. Запрещается поворачивать сифонные стояки за сливноналивной рукав или трубу. Для поворота сифонных стояков необходимо пользоваться поворотными механизмами или тросами, прикрепленными к верхней части стояка.

Налив нефти вагона-цистерны должен производиться спокойно, ровной струей без разбрызгивания и всплескивания жидкости, для чего конец шланга трубы должен быть опущен до дна вагона-цистерны. Во избежание перелива необходимо следить, чтобы количество нефти в железнодорожном вагоне-цистерне не превышало установленного уровня.

При обнаружении течи в процессе налива нефти в железнодорожный вагон-цистерну налив немедленно прекращается до полного устранения неисправности. В случае невозможности устранения течи вагон-цистерна должен быть освобожден от налитой нефти и возвращен на станцию отправления.

По окончании налива нефти в железнодорожные вагоны-цистерны шланги, стояки и коллекторы, расположенные по верху наливных эстакад, должны быть освобождены от налитой нефти и возвращены на станцию отправления.

Шланги наливных стояков можно вынимать из горловины люков вагонов-цистерн только после полного слива из них нефти. Крышки люков после налива и замера нефти в цистерне должны быть герметически закрыты. Их следует закрывать осторожно, без удара.

Слив нефти и нефтепродуктов из железнодорожного вагона-цистерны с неисправным нижним сливным прибором производится через верхнюю горловину люка вагона-цистерны путем откачки. Открывать неисправные нижние сливные приборы железнодорожных вагонов-цистерн с помощью лома, кувалд и других инструментов на действующих эстакадах не разрешается.

Для зачистки железнодорожных вагонов-цистерн от остатков при сливе нефти и нефтепродуктов должны использоваться скребки, изготовленные из искробезопасного материала.

Слив вязких легкозастывающих при температуре 0 °С или кристаллизирующихся горючих жидкостей из цистерн, не имеющие обогрева, в

каждом конкретном случае должен осуществляться в зависимости от климатических условий, количества стояков и сливаемых продуктов и периодичности сливных операций.

При этом должны предусматриваться дополнительные мероприятия по разогреву продуктов при сливе.

Разогрев высоковязких продуктов в железнодорожных цистернах при сливе разрешается производить:

- при помощи паровых передвижных подогревателей, опускаемых в железнодорожные цистерны;
- при помощи циркуляционной системы подогрева сливаемого продукта с установкой специальных стационарных теплосменных устройств за пределами железнодорожной эстакады.

Температура нагрева подогревателей должна быть не менее, чем на 20 % ниже температуры самовоспламенения разогреваемого продукта. Не допускается проектирование наливных коллекторов для высоковязких продуктов типа гудрона и аналогичных им по вязкости других горючих жидкостей на железнодорожных эстакадах налива по тупиковой схеме.

Система налива высоковязких продуктов должна предусматривать техническую возможность циркуляции продукта по трубопроводам (коллекторам эстакады и т.д.) и прокачку маловязких не застывающих продуктов.

Циркуляция продукта направлена на предотвращение его застывания и обеспечение надежной работоспособности наливной системы.

Наливные устройства для высоковязких, кристаллизующихся продуктов и продуктов, способных образовывать гидраты, должны быть оборудованы обогревающими устройствами, поддерживающими температуру кристаллизации или образования гидратов. Участки наливных устройств, которые опускаются в горловину цистерны, не обогреваются.

Обогрев технологических трубопроводов на эстакадах, в которых температура перекачиваемого продукта не превышает 333 К (60 °С), следует производить, как правило, водой промтеплофикации с температурой 423 К (150 °С).

Обогрев трубопроводов (коллекторов и стояков) для слива и налива высоковязких горючих жидкостей рекомендуется производить водяным паром (давление до 1,3 МПа).

На эстакаде слива высоковязких застывающих продуктов при применении передвижных подогревателей для разогрева продуктов в цистернах должен предусматриваться коллектор водяного пара с отводами к каждой цистерне.

На отводах обязательна установка запорной арматуры.

На подводящем паропроводе должна предусматриваться установка контрольно-измерительных приборов, измеряющих параметры и количество теплоносителя.

10. Вспомогательное оборудование на железнодорожных эстакадах

10.1. Водоснабжение и канализация

При проектировании водоснабжения и канализации эстакад следует предусматривать следующие мероприятия.

1. Смыв проливов продуктов на сливноналивных эстакадах производить с температурой не выше 75 °С в местах водозабора с учетом температуры застывания продуктов. Для смывания мазута и других высоковязких продуктов допускается использование пара низких параметров.

2. Отвод сточных (производственных и дождевых) вод от сливноналивных эстакад на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях предусматривается:

- от эстакад светлых нефтепродуктов – в первую систему канализации;
- от эстакад сырой нефти и темных нефтепродуктов – во вторую систему канализации;
- от эстакад токсичных веществ (фенол, синтетические жирные кислоты метанол, этилированный бензин и др.) при загрязнении стока – в специальную канализацию с последующей подачей на установки локальной очистки или обезвреживания стоков;
- от эстакад сжиженных углеводородных газов $> C_4$ – в специально устанавливаемые емкости приема сточных и дождевых вод. Сточные воды в данных емкостях должны анализироваться на содержание углеводородов и затем при необходимости направляться на отпайку углеводородов или в первую систему канализации.

3. На предприятиях синтетического каучука отвод сточных вод от эстакад предусматривается в специально устанавливаемые емкости приема сточных и дождевых вод. Сточные воды в данных емкостях должны анализироваться на содержание углеводородов и затем направляться на установки отпайки углеводородов или в промышленную канализацию.

4. В случае отсутствия на нефтехимическом предприятии указанных систем канализации отвод сточных вод от сливноналивных эстакад следует выполнять по аналогии с предприятиями синтетического каучука.

Для смыва проливов продукта необходимо использовать воду из производственного водопровода. Для подогрева воды, как правило, применяют скоростные пароводоподогреватели с подключением к системе технологического пароснабжения промплощадки.

Расчетный расход горячей воды принимается – две струи по 2,5 л/с в течение 30 мин каждую смену.

Значение располагаемых (свободных) напоров в трубопроводах горячего водоснабжения в местах водозаборов следует принимать в соответствии с требованиями СНиП 2.04.01-85 по проектированию внутреннего водопровода и канализации зданий.

Разводка сети горячей воды и пара должна осуществляться сухотрубами, прокладываемыми открыто по конструкциям эстакады с уклоном для возможности их опорожнения. На сухотрубах через каждые 30 м устанавливаются поливочные краны Ду 25 с прорезиненными шлангами Ду 25 длиной 15 м.

Необходимость теплоизоляции трубопроводов определяется тепло-техническими расчетами. Конструктивные решения прокладки трубопроводов и теплоизоляции должны приниматься в соответствии с требованиями СНиП П-36-73 по проектированию тепловых сетей.

Сборные колодцы должны присоединяться к сети промканализации через колодцы с гидравлическим раствором. Пропускная способность сети промканализации должна быть дополнительно рассчитана на прием наибольшего количества воды при пожаре или дожде.

10.2. Электротехнические устройства

Взрывоопасные и пожароопасные зоны на эстакадах определяются в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ-86). Исполнение электрооборудования и аппаратов, применяемых для освещения эстакад, должно соответствовать местам их установок.

При установке электрооборудования во взрывоопасных зонах, его исполнение по взрывозащите должно соответствовать категориям и группам взрывоопасных смесей по соответствующей классификации. Открытые эстакады должны освещаться прожекторами. Использование светильников для электроосвещения в каждом случае должно быть обосновано.

Закрытые эстакады и эстакады под навесом должны освещаться светильниками, расположенными на строительных конструкциях навесов, зданий и других местах, где исключается механическое повреждение элек-

тропроводки и светильников. При необходимости контроля за состоянием и уровнем налива железнодорожных цистерн следует применять безопасные аккумуляторные фонари.

Управление освещением должно быть централизованным и осуществляться дистанционно со щита оператора.

Защитное заземление должно быть выполнено в соответствии с требованиями действующих правил устройства электроустановок (ПТЭ-86).

Молниезащита (защита от прямых ударов и от вторичных проявлений молний) должна соответствовать требованиям инструкции по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений (СН 305-77).

Эстакады должны быть защищены от прямых ударов молнии и от электрической индукции.

При разработке проекта молниезащиты следует учитывать зоны защиты, создаваемые прожекторными мачтами освещения эстакад. Защита от прямых ударов молнии должна осуществляться отдельно стоящими молниеотводами (стержневыми или тросовыми).

В качестве токоотводов можно использовать металлические конструкции молниеприемников. При этом должна быть обеспечена непрерывная электрическая связь. В зону защиты молниеотводов должно входить пространство над горловинами цистерн, в которые производится открытый налив продукта на наливной эстакаде.

Защита от электростатической индукции обеспечивается присоединением всего оборудования и аппаратов к защитному заземлению. Как правило, должно предусматриваться объединение заземлителей защиты от прямых ударов молнии, защитного заземления электрооборудования и заземлителя защиты от электростатической индукции.

Металлическое и электроприводное неметаллическое оборудование, рельсы, трубопроводы должны представлять собой на всем протяжении единую электрическую цепь, которая в пределах эстакады должна обеспечивать непрерывность электрического тока и быть заземлена через каждые 40 – 50 м с помощью стальных проводников или путем присоединения непосредственно к заземленным трубопроводам, на которых они смонтированы.

10.3. Механизация, контроль и автоматизация

Эстакады, на которых налив производится с помощью бесшлангового телескопического устройства, должны быть оборудованы механизмами подъема телескопического устройства.

На эстакадах, где производится разогрев вязких продуктов в цистернах при помощи передвижных подогревателей, необходимо предусматривать поворотные укосины, снабженные устройством для подъема и отпуска подогревателей.

Угол поворота укосины должен обеспечить попадание подогревателя в горловину цистерны с учетом неточности ее установки, а также установку подогревателя в гнездо для хранения.

На всех эстакадах должны предусматриваться подъемные устройства для ремонта наливных стояков, арматуры, ограничителей налива и т.п.

Для ремонта эстакад следует предусматривать посты для подключения электросварочного оборудования и электроинструмента. Посты должны проектироваться с соблюдением требований ПУЭ-86, «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» и других действующих нормативных документов.

Наливные операции должны автоматизироваться путем использования ограничителей уровня налива с учетом их применимости для различных средств.

В случае слива продукта из железнодорожных цистерн через промежуточные сливные емкости должна быть предусмотрена автоматическая откачка сливаемого продукта из промежуточных емкостей, предотвращающая перелив последних.

Насосные агрегаты должны иметь блокировку на автоматическое включение по максимальному уровню и отключение по нижнему уровню от уровнемеров, устанавливаемых на промежуточных сливных емкостях. Одновременно в операторную должен поступать световой и звуковой сигнал о верхнем предельном уровне.

На эстакадах для налива приборы замера давления и температуры необходимо устанавливать на общем коллекторе подачи продукта на наливные устройства и перед входом на эстакаду с выносом показаний на щит оператора.

При автоматическом прекращении налива, с целью исключения гидравлических ударов в трубопроводах и наливных устройствах, следует предусматривать байпасирование насоса налива.

На байпасе насоса следует устанавливать регулирующий клапан, который должен открываться при увеличении давления наливаемого продукта в напорном коллекторе перед железнодорожной сливноналивной эстакадой.

На площадке обслуживания наливных устройств эстакады следует предусматривать кнопки дистанционного отключения насосных агрегатов, подающих продукты на эстакаду. Расстояние между кнопками должно быть не более 50 м.

Должны устанавливаться также сигнализаторы до взрывных концентраций. Один датчик сигнализатора концентраций следует устанавливать на две цистерны на нулевой отметке вдоль каждого фронта налива и слива. При двухстороннем фронте налива и слива датчики должны располагаться в «шахматном» порядке.

Автоматическое регулирование расхода пропускаемого продукта производится по поддержанию постоянного давления в напорном трубопроводе подачи продукта на эстакаду.

10.4. Связь и пожаротушение

На эстакадах следует предусматривать двухсторонние переговорные устройства, обеспечивающие постоянные переговоры между сливно-наливщиком, машинистом и оператором.

Исполнение оборудования связи, устанавливаемого на эстакадах, должны соответствовать категориям и группам взрывоопасных смесей согласно ПУЭ-86 или вынесены за пределы взрывоопасной зоны.

Для производственной громкоговорящей связи вдоль эстакады во взрывоопасной зоне следует устанавливать взрывобезопасные рупорные громкоговорители, которые должны крепиться к металлоконструкциям эстакады, столбам, прожекторным мачтам или иным сооружениям.

Расстояние между ними не должно превышать 100 м. Количество телефонных аппаратов на эстакадах должно быть не менее двух на каждой из указанных отметок.

Извещатели пожарной сигнализации общего назначения должны устанавливаться вдоль эстакады через 100 м друг от друга, но не менее двух на каждую эстакаду в районе лестниц для обслуживания эстакад.

Размещать пожарные извещатели следует на расстоянии 20 м от эстакад на колонках таким образом, чтобы нажимная кнопка была выше уровня земли не более чем на 1,5 м, и был обеспечен свободный доступ к ним и их достаточная освещенность.

Для пожаротушения открытых и расположенных под навесами эстакад следует предусматривать:

- стационарную установку пожаротушения воздушно-механической пены средней кратности с дистанционным пуском;

- водяное орошение лафетными стволами конструкций эстакады и железнодорожных цистерн;
- установку стояков с соединительными головками на магистральном (кольцевом) растворопроводе для подачи пены от переносных генераторов на расстоянии 120 м друг от друга.

При размещении в зданиях должна предусматриваться стационарная установка пожаротушения воздушно-механической пеной средней кратности с дистанционным пуском и внутренний противопожарный трубопровод, обеспечивающий подачу в любую точку помещения струй воды с расходом по 5 л/с каждой.

Инерционность системы пенного пожаротушения эстакад должна быть не более 3 мин. Расчетная площадь пенного пожаротушения принимается по внешнему контуру сооружения, включая железнодорожные пути, с учетом размещения на этой площади не менее 3 железнодорожных цистерн на каждой стороне налива.

Пеногенераторы следует располагать на строительных конструкциях эстакад с подачей пены сверху на цистерны и настил эстакады.

На каждую цистерну грузоподъемностью 60 т должна осуществляться подача пены не менее чем с одного пеногенератора.

Проектирование лафетных установок для противопожарной защиты следует осуществлять в соответствии с отраслевыми нормативными документами.

Лафетные стволы системы орошения должны устанавливаться на расстоянии не менее 15 м от железнодорожного пути эстакады. Если по конструкции эстакад невозможно обеспечить указанное расстояние, допускается его уменьшение до 10 м.

Расположение лафетных стволов определяется из условия орошения каждой точки эстакады двумя струями.

Эстакада должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения в соответствии с правилами пожарной безопасности при эксплуатации нефтеперерабатывающих предприятий.

Совместно с пожарными извещателями, размещаемыми в районе эстакад, следует предусматривать устройства для дистанционного включения пожарных насосов.

Устройства для дистанционного включения насосов пенотушения должны располагаться на расстоянии не более 100 м друг от друга, но не менее двух на каждую эстакаду с расположением в противоположных концах эстакады.

МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

План лекции

1. Перевозка нефтепродуктов железнодорожным транспортом:
 - железнодорожные вагоны-цистерны;
 - классификация и оборудование железнодорожных цистерн.
2. Цистерны для перевозки застывающих грузов.
3. Сливоналивные операции.
4. Установки нижнего слива и налива нефтепродуктов:
 - устройство и принцип УСН.
5. Устройство для слива вязких нефтепродуктов в междурельсовый желоб.
6. Расчет времени слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн.
7. Перевозка застывающих нефтей и нефтепродуктов.
 - способы слива и устройства, применяемые при сливе с двух с двухфазной средой.
8. Железнодорожные сливоналивные эстакады:
 - правило обустройства сливоналивных эстакад;
 - особые требования к устройству железнодорожных сливоналивных эстакад;
 - требования к размещению эстакад.
9. Правила проведения сливоналивных операций:
 - рекомендации по режимам налива железнодорожных цистерн светлыми нефтепродуктами на наливных эстакадах.
10. Вспомогательное оборудование на железнодорожных эстакадах:
 - водоснабжение и канализация;
 - электротехнические устройства;
 - механизация, контроль и автоматизация;
 - связь и пожаротушение.

Вопросы для предварительного контроля

1. Перевозка нефтепродуктов железнодорожным транспортом:
 - железнодорожные вагоны-цистерны;
 - классификация и оборудование железнодорожных цистерн.
2. Цистерны для перевозки застывающих грузов.
3. Сливоналивные операции.
4. Расчет времени слива нефтепродуктов железнодорожных цистерн.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

Изучение процесса самотечного слива нефтепродуктов из железнодорожных систем

Цель работы

1. изучение зависимости коэффициента расхода сливного патрубка цистерны от числа Рейнольдса;
2. определение среднего за время слива коэффициента расхода сливного патрубка. Построение зависимости $\mu = f(\tau)$;
3. определение времени самотечного слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн.

Краткая теория

Слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн происходит при неустановившемся режиме истечения. Время слива (τ) в общем случае может быть теоретически вычислено в результате решения дифференциального уравнения

$$-\frac{dz}{d\tau} = \frac{Q}{F}, \quad (9.21)$$

где z – переменный уровень нефтепродукта в цистерне, м;

τ – время, с;

F – площадь «зеркала» нефтепродукта в цистерне, м^2 , которое после интегрирования в пределах от 0 до τ и от D до 0 может быть записано в виде

$$\frac{-2L}{f\sqrt{2g}} \int_D^0 \frac{1}{\mu} \sqrt{\frac{z(D-z)}{z+h\frac{p_1-p_2}{\rho g}}} dz, \quad (9.22)$$

где L – длина цистерны, м;

f – площадь конечного сечения патрубка цистерны, м^2 ;

D – диаметр цистерны, м;

μ – коэффициент расхода сливного патрубка;

h – разность отметок между нижней образующей цистерны и конечным сечением сливного патрубка, м;

p_1, p_2 – давление над поверхностью нефтепродукта в цистерне и конечном сечении сливного патрубка, Н/м^2 .

Как показали многочисленные опыты, $\mu \neq const$ и изменяется в течение всего времени слива. Следовательно, для интегрирования уравнения (9.22) необходимо знать функциональную зависимость μ от числа Рейнольдса и отношения h/d (где d – внутренний диаметр сливного патрубка). Введение переменного $\mu = f(Re)$ привело к значительному усложнению уравнения (9.22), решение которого в этом случае приводит к весьма сложным формулам, непригодным для практических расчетов. Поэтому пользуются упрощенной методикой расчета, в которой для решения (9.22) принимается постоянное значение μ , равное усредненному по времени коэффициенту расхода $\bar{\mu}$.

Время слива в этом случае будет равно

$$\tau = \frac{4L \cdot D \sqrt{D}}{3\bar{\mu}f \sqrt{2g}} \cdot j\left(\frac{h_0}{D}\right), \quad (9.23)$$

или

$$\tau = \frac{64}{3\pi^2} \cdot \frac{V_{ц}}{\bar{\mu}d^2 \sqrt{2gD}} \varphi\left(\frac{h_0}{D}\right), \quad (9.24)$$

где $V_{ц}$ – объем цистерны, m^3 .

$$\varphi\left(\frac{h_0}{D}\right) = \sqrt{\frac{D+h_0}{D}} \left\{ \frac{2h_0+D}{D} \cdot E\left(k, \frac{\pi}{2}\right) - \frac{2h_0}{D} \cdot F\left(k, \frac{\pi}{2}\right) \right\}, \quad (9.25)$$

где $E\left(k, \frac{\pi}{2}\right); F\left(k, \frac{\pi}{2}\right)$ – полные эллиптические интегралы 1-го и 2-го рода.

Модуль и амплитуда полных эллиптических интегралов

$$k = \sqrt{\frac{D}{D+h_0}}; , \quad (9.26)$$

$$h_0 = h + \frac{P_1 - P_2}{\rho g}. \quad (9.27)$$

График функции $\varphi(h/D)$ приведен на рис. 9.18.

Усредненный во времени коэффициент расхода $\bar{\mu}$ определяется по формуле

$$\bar{\mu} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta\tau_i \bar{\mu}_i}{\sum_{i=1}^n \Delta\tau_i}, \quad (9.28)$$

где $\bar{\mu}_i$ – средний коэффициент расхода сливного патрубка за время $\Delta\tau_i$.

$$\bar{\mu}_i = \frac{\bar{Q}_i}{\frac{\pi d^2}{4} \sqrt{2g(\bar{z}_i + h_0)}}, \quad (9.29)$$

где \bar{Q}_i – среднее значение расхода сливаемого нефтепродукта,

$$\bar{Q}_i = \frac{\Delta V_i}{\Delta\tau_i}, \quad (9.30)$$

где ΔV_i – замеренный объем вылившейся из цистерны жидкости за время $\Delta\tau_i$;

\bar{z}_i – средний уровень жидкости в цистерне за промежуток времени $\Delta\tau_i$,

$$\bar{z}_i = \frac{z_i + z_{i-1}}{2}. \quad (9.31)$$

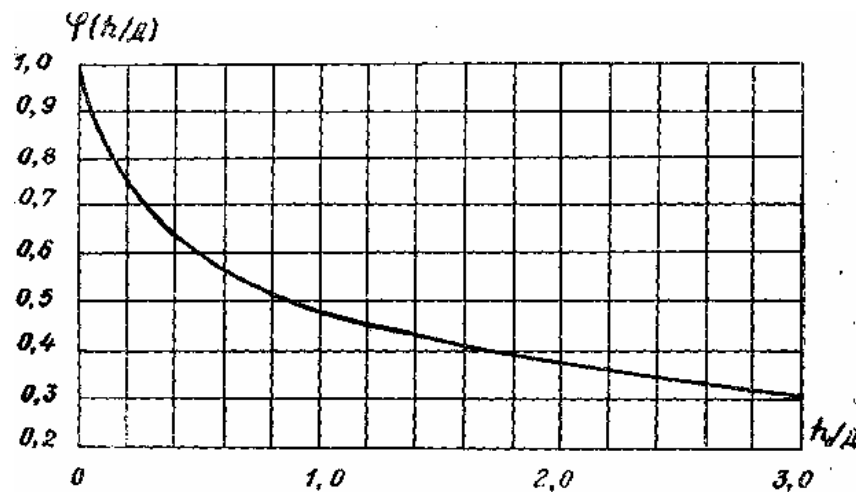


Рис. 9.18. График функции $\varphi(h/D)$

Произведя n замеров в известные промежутки времени $\Delta\tau_i$, определяют значения $\bar{\mu}_i$, а затем по уравнению (9.28) рассчитывают $\bar{\mu}_i$.

На рассматриваемой установке можно экспериментально определить время полного опорожнения цистерны для двух систем слива (рис. 9.19): открытого – через сливной патрубок цистерны (рис. 9.19, а) и закрытого – через длинный сливной трубопровод (рис. 9.19, б).

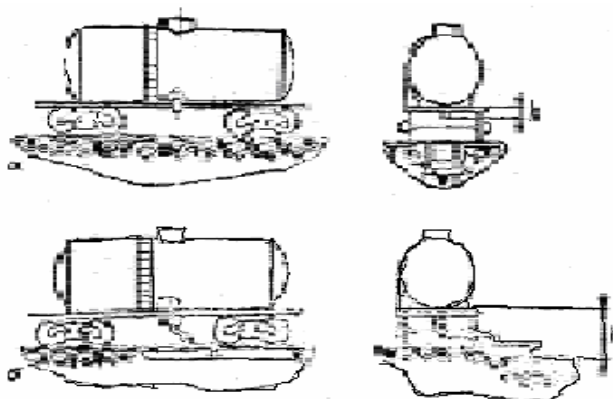


Рис. 9.19. Возможные схемы слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн:
а – открытый слив, *б* – закрытый слив

Описание лабораторной установки

Лабораторная установка (рис. 9.20) состоит из модели железнодорожной цистерны 1 ($D = 202$ мм, $L = 766$ мм, $V_{ц} = 24070$ см³, $h = 43$ мм и $d = 10$ мм), резервуара 2, насоса 3 для заполнения цистерны нефтепродуктом, напорного трубопровода 4 с задвижкой 5.

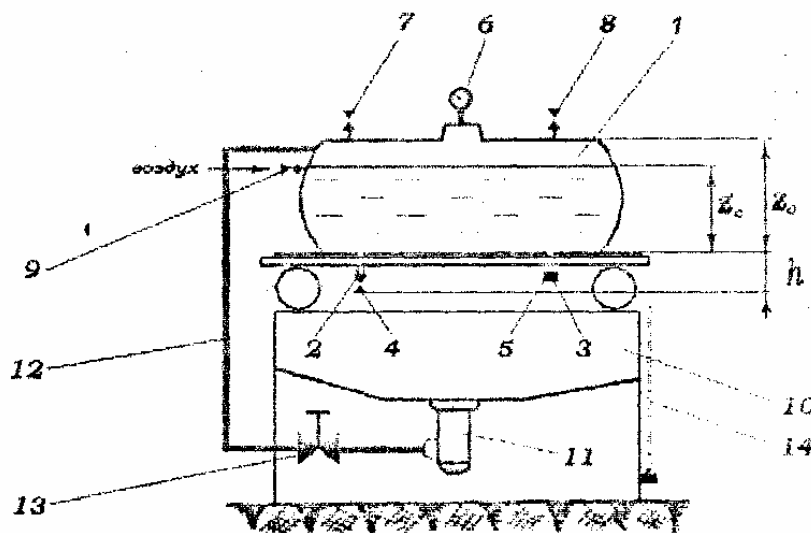


Рис. 9.20. Схема лабораторной установки

Для измерения вытекающего объема нефтепродукта на торце цистерны для различных уровней жидкости нанесены мерные риски ($n = 14$), расстояние до которых от дна цистерны и объем, заключенный между двумя смежными уровнями, приведены в табл. 9.4.

Таблица 9.4

**Расстояние от дна цистерны до мерных рисков
и объем, заключенный между двумя смежными уровнями**

№ уровня i	Расстояние от дна цистерны до риска z_i	Объем нефтепродукта между смежными уровнями $\Delta V_i, \text{см}^3$
0	500	20000
1	441	10000
2	406	10000
3	372	10000
4	340	10000
5	310	10000
6	281	10000
7	249	10000
8	217	10000
9	183	10000
10	148	10000
11	85	10000
12	0	10000

Порядок проведения работы

1. Перед началом проведения работы записывают основные параметры цистерны и определяют вязкость сливаемого нефтепродукта.
2. Одновременно с открытием клапана цистерны включают секундомер и в момент прохождения уровнем жидкости каждой i -мерной риски записывают время τ_i .
3. Измерения прекращаются на риске № 12 или в момент образования воронки жидкости.
4. Значение высоты залива нефтепродукта находятся по табл. 9.4.
5. Результаты измерений записываются в табл. 9.5.
6. Закрывают клапан цистерны и включают насос для обратной за- качки нефтепродукта в цистерну.
7. Заполнив цистерну полностью (риска № 0), выключают насос.
8. Присоединяют длинный сливной трубопровод.
9. Прodelьывают замеры аналогично описанным в пунктах 1 – 4.
10. Результаты измерений заносятся в табл. 9.5.

Таблица 9.5

№	z_i	τ_i	\bar{z}_i	$\Delta\tau_i$	ΔV_i	\bar{Q}_i	$\bar{\mu}_i$	$\Delta\tau_i \bar{\mu}_i$	Re_i
Вспомогательные данные: вязкость нефтепродукта – $\nu, \text{см}^2/\text{с}$ температура нефтепродукта – $t \text{ } ^\circ\text{C}$									

Обработка полученных данных

1. По (9.27) – (9.31) определяются \bar{z}_i , \bar{Q}_i , $\bar{\mu}_i$, $\bar{\mu}$.
2. Рассчитываются значения чисел Рейнольдса

$$Re_i = \frac{\vartheta_i d}{\nu} = \frac{\bar{\mu}_i \cdot \sqrt{2g(\bar{z}_i + h_0)}}{\nu} \cdot d$$

и строится график зависимости μ_i от Re , отношение h/d – и график зависимости $\mu_i = f(\tau_i)$.

3. Определяется усредненный коэффициент расхода $\bar{\mu}$.
4. По (9.23) или (9.24) рассчитывается время слива нефтепродукта.
5. Рассчитывается погрешность определения τ по (9.23) или (9.24).
6. Делаются выводы.

Вопросы по теме

1. Объясните физический смысл уравнения (9.21).
2. На основании уравнения Бернулли выведите аналитическую формулу для расчета μ .
3. В каком случае увеличение дополнительного напора h не приводит к уменьшению времени слива?
4. Для каких условий слива нефтепродуктов коэффициент расхода может быть принят постоянным?
5. Что характеризует функция $\varphi\left(\frac{h_0}{D}\right)$?
6. Объясните, какая связь существует между f и μ в (9.22).
7. Как изменится коэффициент расхода сливной коммуникации при увеличении вязкости сливаемого нефтепродукта.

ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ

Методика расчета (нормирования) времени слива высоковязких нефтепродуктов из железнодорожных цистерн

Теоретическая часть

Значительное количество нефтепродуктов и нефтей доставляется железнодорожным и автомобильным транспортом. При использовании любого из них невозможно обойтись без сливноналивных операций. В зависимо-

сти от свойств нефтепродуктов применяют открытые и закрытые системы слива (налива).

Темные нефтепродукты и другие наливные двухфазные грузы, перевозимые в ж.-д. цистернах, по теплофизическим и физико-химическим свойствам разделяют на вязкие, застывающие и кристаллизирующиеся.

К **вязким** относят продукты, которые во время транспортирования изменяют только свою вязкость. Важнейшим свойством таких грузов, определяющим работу установок слива, является их вязкостно-температурная характеристика. Слив грузов с кинетической вязкостью выше $1,5 \cdot 10^2 \text{ м}^2/\text{с}$ без подогрева невозможен. К **застывающим** и **кристаллизирующимся** относятся продукты, образующие при транспортировании твердую фазу или осадок.

Налив таких грузов обычно осуществляется в горячем состоянии. Изменение внешних условий при транспортировании (охлаждение) приводит к кристаллизации составляющих компонентов и образованию твердой фазы (осадка) в перевозимом продукте. В пункты назначения цистерны прибывают с грузом, разделенным на две фазы: жидкую и твердую. Поэтому данная категория грузов получила определения наливных грузов с двухфазной средой. Жидкая часть этих грузов в большинстве случаев имеет кинематическую вязкость до $1,5 \cdot 10^2 \text{ м}^2/\text{с}$.

Время удаления твердой фазы из цистерн является основным нормобразующим фактором, т.к. на него приходится до 90 % общей продолжительности операций слива. Оно зависит от величины осадка в цистерне и его теплофизических свойств. Теоретически рассчитать конечную величину осадка в цистерне в пунктах слива трудно или вообще невозможно из-за большого количества факторов, влияющих на процесс образования твердой фазы.

Выгрузка наливных грузов из железнодорожных цистерн, как правило, осуществляется через нижний сливной прибор самотеком (под действием силы тяжести) в промежуточную емкость, находящуюся под ж.-д. путем выгрузки в непосредственной близости от него. Выгрузка из цистерн, не имеющих нижнего сливного прибора, осуществляется через верхний люк откачкой. В этом случае диаметр откачивающего трубопровода должен быть не менее 200 мм.

Приемные устройства и средства перекачки пункта слива должны обеспечивать одновременную разгрузку поданных цистерн и при нижнем сливе не должны ограничивать максимально возможную пропускную способность универсального сливного прибора цистерны (УСП). В настоящее время все железнодорожные цистерны оборудованы универсальным сливным прибором с улучшенной гидравлической характеристикой, обеспечи-

вающей слив самотеком продуктов с вязкостью до $1 \cdot 10^3$ м²/с за 11,6 мин. Поэтому этот способ слива, осуществляемый через нижний сливной прибор в промежуточные подземные резервуары, находящиеся под железнодорожным путем или в непосредственной близости от него, в настоящее время является наиболее экономичным. Вместимость подземных резервуаров должна быть не меньше вместимости цистерн, одновременно подаваемых на фронт слива.

Формула для расчета продолжительности самотечного слива вязких продуктов из четырехосных цистерн имеет следующий вид

$$t = 11,456 + 15,01 v, \text{ мин}, \quad (9.32)$$

где v – кинематическая вязкость продукта при температуре слива, м²/с.

Формула действительна в интервала вязкости от $1,2 \cdot 10^6$ до $1,5 \cdot 10^3$ м²/с, что практически охватывает всю номенклатуру перевозимых в железнодорожных цистернах вязких грузов.

Время выгрузки продуктов из вагонов-цистерн устанавливается расчетом, исходя из максимального использования пропускной способности УСП цистерн, применяемого оборудования для разогрева и удаления груза, времени очистки котлов цистерн и четкой организации выгрузочных работ при предельном совмещении выполняемых операций.

Подготовительные операции (снятие пломб, открытие крышки люка колпака УСП цистерны, присоединение сливного устройства к патрубку УСП, открытие клапана УСП, установка переходных мостиков) – $t_{подг.}$

Заключительные операции (удаление остатков из котла цистерны зачистной лопатой, закрытие клапана УСП, крышки люка колпака, отсоединение сливного устройства эстакады и приведение его в нерабочее положение, закрытие крышки клапана УСП, постановка заглушки), очистка поверхности цистерн, поднятие переходных мостиков – $t_{закл.}$, выгрузка груза из вагона – $t_{груз.}$

Заключительно-подготовительные операции должны выполняться одновременно в верхней и нижней части цистерн. Затраты времени на операции, выполняемые вручную, установлены фотохронометражем. Они приведены в табл. 9.6.

Количество цистерн, обслуживаемых одной группой сливщиков (2 чел.), не должно превышать 8 четырехосных вагонов.

В холодный период года при сливе продукта с вязкостью выше $1,5 \cdot 10^{-2}$ м²/с для разогрева остатков, налипших на внутреннюю поверхность цистерны, на дегазацию и охлаждение котла предоставляется дополнительное время продолжительностью 0,5 ч.

Таблица 9.6

Средняя продолжительность подготовительно-заключительных операций, мин

Наименование операции	Оборудование, инструмент	Температура воздуха	
		плюсовая	минусовая
Подготовительные операции			
Опустить переходный мостик	лебедка	0,67	0,69
Открыть крышку люка колпака	ключ, молоток	0,26	0,31
Открыть заглушку сливного прибора	ключ, молоток	0,87*	0,90*
Подсоединить установку слива к патрубку УСП	–	0,42	0,44
Открыть клапан сливного прибора	ключ торцевой	0,9	0,93
Перейти от одной цистерны к другой		0,18	0,19
Заключительные операции			
Зачистить котел от остатков	зачистная лопата	1,8	1,9
Закрыть клапан сливного прибора	ключ торцевой	0,73	0,76
Отсоединить и привести в нерабочее положение установку слива	ломик	0,35	0,36
Закрыть крышку люка колпака		0,26*	0,31*
Закрыть заглушку сливного прибора	ключ, ломик	1,47	1,49
Очистить поверхность цистерны и трафареты от попавшего груза*	ветошь	–	–
Поднять переходный мостик		0,55*	0,55*
Перейти от одной цистерны к другой	лебедка	0,18	0,19

При перевозках некоторых сырых нефтей в котлах цистерн выпадают парафинистые осадки и минеральные примеси в размере 2 – 3 см по высоте. Для удаления указанных отложений из котла в процессе слива необходимо размешивать их в массе нефти с помощью зачистной лопаты. В связи с этим при расчете времени выгрузки данной категории наливных грузов в подготовительные операции необходимо включать «размешивание». Продолжительность этой операции в теплый период года составляет 2,33 мин на 1 вагон.

Общее время T выгрузки группы цистерн с вязкими грузами определяется следующим образом:

- если $t_{\text{груз}} < nt_{\text{подг}}$ $T = n(t_{\text{подг}} + t_{\text{закл}})$, (9.33)

- если $t_{\text{груз}} > nt_{\text{подг}}$ $T = t_{\text{подг}} + t_{\text{груз}} + nt_{\text{закл}}$, мин. (9.34)

Пример расчета

Определить продолжительности выгрузки из 8 четырехосных цистерн осветительного керосина с температурой продукта в пункте выгрузки

20 °С, кинематической вязкостью при данной температуре $0,034 \cdot 10^{-4}$ м²/с и сливе самотеком в нулевую емкость, температуре наружного воздуха 15 °С (эстакаду обслуживают 4 сливщика).

Решение:

1. По (9.32) определяют продолжительность непосредственного слива керосина из одной цистерны

$$t_{\text{груз}} = 11,456 + 15,01 - 0,034 \cdot 10^{-4} = 11,46 \text{ мин.}$$

2. Согласно расчетным данным, приведенным в табл. 9.10, продолжительность подготовительных и заключительных операций при плюсовой температуре составляет

$$t_{\text{подг}} = 2,43 \text{ мин } t_{\text{закл.}} = 4,53 \text{ мин.}$$

3. Продолжительность подготовительно-заключительных операций при обработке 8 вагонов-цистерн 2-мя сливщиками составляет

$$t_{\text{закл.}} = 8 \cdot 2,43 = 19,44 \text{ мин,}$$

$$n \cdot t_{\text{закл.}} = 8 \cdot 4,53 = 36,24 \text{ мин.}$$

Т.к. время непосредственного слива керосина ($t_{\text{груз}}$) меньше суммарной продолжительности подготовительных операций, выполняемых 2-мя сливщиками ($n t_{\text{подг}}$), то общее время выгрузки определяется по (9.33)

$$T = 19,44 + 36,24 = 55,68 \text{ мин.}$$

ТЕСТЫ И ЗАДАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ОБУЧЕНИЯ

На оценку «удовлетворительно»

1. Перевозка нефтепродуктов железнодорожным транспортом:
 - железнодорожные вагоны-цистерны;
 - классификация и оборудование железнодорожных цистерн.
2. Сливоналивные операции.
3. Расчет времени слива нефтепродуктов железнодорожных цистерн.
4. Вспомогательное оборудование на железнодорожных эстакадах:
 - водоснабжение и канализация;
 - электротехнические устройства;
 - механизация, контроль и автоматизация;
 - связь и пожаротушение.

На оценку «хорошо»

1. Перевозка нефтепродуктов железнодорожным транспортом:
 - железнодорожные вагоны-цистерны;
 - классификация и оборудование железнодорожных цистерн.
2. Цистерны для перевозки застывающих грузов.
3. Установки нижнего слива и налива нефтепродуктов:
 - устройство и принцип УСН.
4. Расчет времени слива нефтепродуктов железнодорожных цистерн.
5. Железнодорожные сливоналивные эстакады:
 - правило обустройства сливоналивных эстакад;
 - особые требования к устройству железнодорожных сливоналивных эстакад;
 - требования к размещению эстакад.

На оценку «отлично»

1. Перевозка нефтепродуктов железнодорожным транспортом:
 - железнодорожные вагоны-цистерны;
 - классификация и оборудование железнодорожных цистерн.
2. Цистерны для перевозки забивающих грузом.
3. Сливоналивные операции.
4. Расчет времени слива нефтепродуктов железнодорожных цистерн.
5. Железнодорожные сливоналивные эстакады:
 - правило обустройства сливоналивных эстакад;
 - особые требования к устройству железнодорожных сливоналивных эстакад;
 - требования к размещению эстакад.
6. Вспомогательное оборудование на железнодорожных эстакадах:
 - водоснабжение и канализация;
 - электротехнические устройства;
 - механизация, контроль и автоматизация;
 - связь и пожаротушение.

Модуль 10

ТРУБОПРОВОДНЫЙ, АВТОМОБИЛЬНЫЙ, ВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Введение

Транспортирование нефтепродуктов из мест производства в районы потребления оказывает значительное влияние на потери количества, качества и рентабельность сбыта нефтепродуктов. Транспортирование нефтепродуктов осуществляется железнодорожным, трубопроводным, водным и автомобильным транспортом. При чрезвычайных обстоятельствах, военно-транспортных операциях дозаправки тяжелых воздушных судов, а также для снабжения районов Крайнего Севера и полярных станций используется воздушный транспорт.

Весьма перспективной для экономического развития северных районов России может стать доставка нефтепродуктов подводным транспортом. Получает развитие комбинированная контейнерная транспортировка нефтепродуктов.

Перемещение нефтепродуктов несколькими видами транспорта, сопровождающееся операциями слива-налива, называется **смешанными перевозками**.

В настоящее время основная нагрузка по доставке нефтепродуктов ложится на железнодорожный, трубопроводный, водный и автомобильный транспорт. Ориентировочная целесообразность использования видов наземного транспорта в зависимости от средней дальности перевозок (СДП) и мощности потока нефтепродуктов определяется по табл. 10.1.

Таблица 10.1

**Ориентировочная целесообразность использования видов наземного транспорта
в зависимости от средней дальности перевозок (СДП)
и мощности потока нефтепродуктов**

СДП, км	Мощность, млн.т/год		
	0,2	0,4	0,8
0 – 19	авт.	авт.	авт., труб.
19 – 28	авт.	авт., труб.	авт., труб.
62 – 152	авт., труб.	труб.	труб.
152 – 336	труб.	труб.	труб.
336 – 435	труб., ж.-д.	труб.	труб.

Технико-экономическое обоснование выбора средств транспортирования в каждом конкретном случае учитывает многочисленные эксплуатационные, материальные и финансовые факторы.

В общем случае выбор наиболее выгодного способа транспорта решается путем сопоставления приведенных годовых расходов P по различным видам транспорта

$$P = \mathcal{E} + \frac{K}{T},$$

где \mathcal{E} – эксплуатационные расходы;

K – капиталовложения;

T – нормативный срок окупаемости (для нефтегазовой промышленности $T \approx 8,3$ г).

Схема изучения материала

№ п/п	Тема занятий	Тип занятий	Вид (форма занятия)	Количество часов
1	<ul style="list-style-type: none"> • Трубопроводный транспорт нефтепродуктов; • автомобильный транспорт нефтепродуктов; • водный транспорт нефтепродуктов; • подводный транспорт нефтепродуктов 	Изучение нового материала	Лекции	2
2	Расчет времени выгрузки из цистерн застывающих и кристаллизирующихся грузов	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	1
3	Трубопроводный, автомобильный, водный транспорт нефтепродуктов	Предварительный контроль	Практическое занятие	1
4	Слив нефтепродуктов из резервуаров и транспортных емкостей под избыточным давлением	Углубление и систематизация учебного материала	Лабораторная работа	4

ОСНОВЫ НАУЧНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗНАНИЙ ПО МОДУЛЮ

1. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов

Трубопроводный транспорт является наиболее экономичным и эффективным видом доставки нефтепродуктов на крупные пункты хранения и реализации благодаря таким качествам как:

- круглогодичное непрерывное функционирование;
- обеспечение сохранности количества и качества нефтепродуктов;
- возможность последовательной перекачки нескольких сортов нефтепродуктов по одному трубопроводу.

В настоящее время трубопроводный транспорт перекачивает более 10 % выпускаемых нефтепродуктов.

Нефтепродуктопровод, используемый только для одного сорта нефтепродукта, называется соответственно бензинопровод, керосинопровод, мазутопровод и т.д.

В зависимости от назначения, территориального расположения и длины трубопроводы делят на внутренние (внутрибазовые, внутрицеховые), местные (между перекачивающей станцией и нефтебазой, НПЗ и нефтебазой и т.п.) и магистральные (между головной насосной станцией и наливными пунктами нефтебазами, эстакадами, причалами).

Рабочее давление и диаметры магистральных нефтепродуктопроводов определяют по данным табл. 10.2 в зависимости от пропускной способности.

Таблица 10.2

Оптимальные параметры магистральных нефтепродуктопроводов

Наружный диаметр, мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, млн. т/год
219	9 – 10	0,7 – 0,9
273	7,5 – 8,5	1,3 – 1,6
325	6,7 – 7,5	1,8 – 2,3
377	5,5 – 6,5	2,5 – 3,2
426	5,5 – 6,5	3,5 – 4,8
530	5,5 – 6,5	6,5 – 8,5

Технологическая схема нефтепродуктопровода зависит от назначения, протяженности, характеристики трассы и т.д. и по своему составу в общем случае подразделяется:

- на подводящие трубопроводы, перекачивающие нефтепродукты от НПЗ в резервуары головной станции;
- на головную станцию (ГНС), где производят приемку нефтепродуктов, разделение их по сортам, учет и перекачку на следующую станцию. Необходимая вместимость резервуарного парка ГНС равна трехсуточной пропускной способности трубопровода;
- на промежуточные перекачивающие станции (ППС), предназначенные для повышения давления перекачиваемого нефтепродукта. Средние

дистанции между ГНП и первой ППС и последующие между ППС определяются гидравлическим расчетом. Существуют две системы перекачки: по-станционная (через резервуар) и транзитная (из насоса в насос). В первом случае для каждого сорта нефтепродуктов предусматривается не менее двух резервуаров, причем в один резервуар производится закачка, а из другого одновременно осуществляется откачка для подачи в трубопровод. При транзитной перекачке нефтепродукт в предыдущей станции перекачивается к следующей, что обеспечивает герметизацию перекачки, а следовательно, уменьшение потерь нефтепродуктов от испарения. Иногда применяется схема перекачки «с подключенным резервуаром». В этой схеме для перекачки нефтепродукта «из насоса в насос» предусматривается ответвление в промежуточные резервуары, по которому часть нефтепродукта поступает лишь в моменты нарушения синхронности работы насосов;

- на конечный пункт (КП), где принимают и учитывают нефтепродукты из трубопровода, распределяют потребителям или переливают в другие виды транспорта;

- на линейную часть, состоящую из: собственно трубопровода с ответвлениями (шлейфами) для путевого сброса нефтепродуктов на нефтебазы, отключающей и запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные преграды, защитными противопожарными сооружениями; установки электрохимической защиты от почвенной и электрохимической коррозии; линий технологической связи (кабельных, воздушных, радиорелейных); сооружений линейной производственно-диспетчерской службы вдоль трассовых дорог.

В ряде случаев, когда требуется транспортировать в одном направлении несколько сортов нефтепродуктов, применяется метод последовательной перекачки, заключающийся в том, что по одному трубопроводу перекачиваются последовательно разные сорта нефтепродуктов с соблюдением условия их минимального смешения. Трубопровод при последовательной перекачке практически всегда

Резервуарные парки на начальном и конечном пунктах крупных нефтепродуктопроводов для последовательной перекачки нефтепродуктов имеют суммарную вместимость по 200 – 400 тыс.м. Насосные станции нефтепродуктопроводов работают, как правило, по системе «из насоса в насос», и в такой технологической цепочке на крупных нефтепродуктопроводах работают 6 – 8 станций. Технологическая схема коммуникаций насосных станций нефтепродуктопровода принципиально не отличается от аналогичных схем станций на магистральных нефтепроводах, однако в них должно

быть предусмотрено минимальное количество тупиковых ответвлений и электроприводная запорная арматура с минимальной продолжительностью срабатывания для уменьшения смесеобразования в коммуникациях насосных станций при последовательной перекачке нефтепродуктов.

Головная насосная станция нефтепродуктопровода оборудуется устройством для запуска разделителей, конечный пункт – устройством для их приема, а промежуточные насосные станции – устройствами для приема разделителей на входе в станцию и для их пуска в нефтепродуктопровод на выходе из станции.

Резервуарные парки на головной насосной станции и на конечном пункте нефтепродуктопровода должны быть распределены на группы по видам перекачиваемых последовательно нефтепродуктов (бензин, дизельные топлива). Каждая такая группа резервуаров разделяется на подгруппы в соответствии с числом сортов нефтепродуктов данного типа, например, для бензина А-72 и А-76, дизельных топлив с температурой вспышки 40 и 65 °С и т.п.

Последовательная перекачка осуществляется по циклам. Каждый цикл состоит из нескольких партий разных нефтепродуктов. Объем партий нефтепродуктов в каждом цикле определяется в зависимости от планового объема перекачек каждого вида нефтепродуктов в течение года, интенсивности поступления нефтепродуктов с нефтеперерабатывающего завода и вместимости резервуаров для каждого вида нефтепродуктов.

Число циклов последовательных перекачек на отечественных нефтепродуктопроводах колеблется от 25 до 50 в течение года. Объем каждой партии в соответствии с правилами технической эксплуатации трубопроводов должен быть не менее 10 – 15 тыс. т. Чем меньше циклов последовательной перекачки в течение года, тем больше объем партий нефтепродуктов и меньше зон контактов разных нефтепродуктов, т.е. меньше физических зон смесеобразования и меньше общее количество смеси за год. Это позволяет уменьшить расходы на прием, исправление и реализацию смеси нефтепродуктов и снизить число разделителей при последовательной перекачке. Однако увеличение объема партий нефтепродуктов требует большой вместимости резервуарных парков на конечном, начальном и промежуточных пунктах нефтепродуктопровода для накопления необходимых запасов нефтепродуктов. Одной из задач планирования и организации последовательных перекачек и является определение такого числа циклов и объема партий, которое обеспечило бы наиболее полное использование возможностей имеющегося парка резервуаров. При проектировании неф-

теплопродуктопроводов определяют оптимальное число циклов последовательной перекачки и соответствующую вместимость резервуарных парков.

Внутри каждого цикла последовательной перекачки разные нефтепродукты обычно располагаются в такой последовательности, когда контактирующие пары нефтепродуктов имеют близкие физико-химические свойства.

Обычно используется такая последовательность расположения партий нефтепродуктов:

- автомобильный бензин АИ-92;
- автомобильный бензин А-76;
- дизельное топливо летнее Л-1,0;
- дизельное топливо летнее Л-0,5-40;
- дизельное топливо летнее Л-0,5-62;
- дизельное топливо летнее Л-0,2-40;
- дизельное топливо летнее Л-0,2-62;
- дизельное топливо летнее Л-0,2-40;
- автомобильный бензин А-76;
- автомобильный бензин АИ-92;
- автомобильный бензин А-76.

Смесь нефтепродуктов принимают обычно на конечном пункте нефтепродуктопровода и реализуют путем подмешивания к соответствующим «чистым» нефтепродуктам с учетом их запаса качества или направляют на нефтеперерабатывающий завод как сырье для переработки вместе с нефтью.

Смесь автомобильного бензина и дизельного топлива является наиболее трудной для реализации, т.к. примеси бензина к дизельному топливу и дизельного топлива к бензину допускаются в очень незначительных концентрациях, не свыше нескольких десятых процента. Поэтому смесь дизельного топлива и бензина обычно принимают отдельно и затем реализуют путем подмешивания к чистым нефтепродуктам. Рекомендуется перекачивать в контакте бензин и дизельное топливо с некоторым запасом качества по следующим показателям: бензин с запасом по температуре конца кипения не менее 10 °С и дизельное топливо с запасом по температуре вспышки не менее 10 °С. Указанные показатели являются наиболее чувствительными при смешении бензина и дизельного топлива. Для удобства реализации смесь бензина и дизельного топлива принимают из нефтепродуктопровода на его конечном пункте в два резервуара: в первый принимают часть смеси с большим содержанием дизельного топлива («легкое»

дизельное топливо), а во второй – вторую часть смеси с большим содержанием бензина («тяжелый» бензин).

Если принятую на конечном пункте смесь реализуют путем подмешивания к «чистым» нефтепродуктам за счет запаса качества, то составляют так называемую карту смешения. На основании анализов смеси и нефтепродуктов в резервуарах конечного пункта и количества нефтепродуктов в них с учетом результатов предыдущих перекачек или по данным анализа искусственно составленных смесей и расчетов определяется количество смеси, которое можно добавить в каждый резервуар за счет запаса качества нефтепродукта. На основании такой карты смешения осуществляются внутрибазовые перекачки.

Нефтепродукт, закачиваемый в нефтепродуктопровод на начальной насосной станции, меняют без остановки перекачки, поэтому задвижки у резервуаров начального пункта должны быть быстродействующими во избежание возможного образования большого количества так называемой первичной смеси. Первичная смесь образуется в тот период, когда задвижка у резервуара с нефтепродуктом *А* закрывается и одновременно с ней открывается задвижка у резервуара с нефтепродуктом *Б*. Количество первичной смеси может достигнуть нескольких десятков и даже сотен кубических метров, особенно при наличии задвижек с большим временем закрытия. Рекомендуется, в частности, в начале несколько прикрывать задвижку у резервуара с нефтепродуктом *А*, а затем уже одновременно открывать задвижку у резервуара с нефтепродуктом *Б* и закрывать до конца задвижку у резервуара с нефтепродуктом *А*. Для удобства наблюдения за последовательной перекачкой целесообразно вести график движения зон контактов между партиями нефтепродуктов по данным приборов контроля за прохождением смеси или расчетным путем по средней скорости потока. Наличие такого графика позволит диспетчеру дать команды на подготовку смешанных резервуаров, включение и отключение отводов (шлейфов) от основного нефтепродуктопровода к пунктам отбора и т.п.

На нефтепродуктопроводах сравнительно небольшой протяженности (100 – 200 км) обычно имеется лишь одна головная насосная станция. На таких трубопроводах для уменьшения количества смесей в течение года при достаточной вместимости резервуарных парков обычно поочередно заполняют весь нефтепродуктопровод одним нефтепродуктом с последующим его вытеснением другим нефтепродуктом. При планировании поставок нефтепродуктов потребителям по магистральным нефтепродуктопроводам необходимо учитывать продолжительность перекачки каждой

партии нефтепродуктов от начального пункта до места расположения потребителя (наливной станции, распределительной нефтебазы) на трассе трубопровода.

Параллельно системе автоматического регулирования параметров работы перекачивающей станции предусматриваются системы предельного регулирования и аварийной защиты (система блокировки). Система блокировки обеспечивает нормальный пуск и остановку основных объектов перекачивающей станции.

В связи с большими объемами транспортирования мазутов большое значение приобретают «горячие» магистральные трубопроводы, т.е. трубопроводы, перекачивающие высоковязкие нефтепродукты с подогревом их на ГС и промежуточных подогревательных пунктах с целью снижения вязкости и избежания закупорки по длине трубопровода.

В связи со сложностью управления системой магистрального трубопровода автоматизация процессов является необходимой составной частью технологического комплекса.

Примерный перечень автоматических операций по перекачивающей станции включает: поддержание заданных давлений на входе и выходе со станции; пуск и остановку агрегатов с поддержанием заданных давлений на всасывающей и нагнетательной линиях; обеспечение заданного расхода перекачки при изменении режима работы станции. Для обеспечения этих операций на станции должны контролироваться следующие основные параметры: давление на входе и выходе станции; давление в нагнетательной и всасывающей линии каждого работающего агрегата; расход жидкости или газа, проходящего через станцию; уровень жидкости в резервуарах; температура масла в системе смазки и его давление; температура и давление в системе охлаждения; частота вращения турбин низкого и высокого давления; температура газов перед газовой турбиной; температура перекачиваемой жидкости в трубопроводе и резервуарах; температура жидкости на входе и выходе из подогревателей при горячих перекачках и др. Кроме этих параметров обязательно контролируются и передаются на щит управления параметры, характеризующие работу всех вспомогательных систем перекачивающей станции.

2. Автомобильный транспорт нефтепродуктов

Автомобильный транспорт является последним звеном транспортирования нефтепродуктов и в основном используется для перевозки топлива

и масел с распределительных нефтебаз на АЗС и непосредственно потребителям.

Специальным автотранспортом для нефтепродуктов являются:

- автоцистерны;
- топливозаправщики;
- маслозаправщики;
- контейнеровозы.

Автоцистерны, в общем случае, оснащены комплектом оборудования, включающим патрубок для налива нефтепродукта, дыхательный клапан, стержневой указатель уровня, клиновую быстродействующую задвижку для слива топлива, два шланга с наконечниками и насос с механическим приводом.

Внутри цистерны установлены поперечные и продольные волнорезы для уменьшения силы ударной волны жидкости. Установлены огнетушители и устройства заземления цистерн и шлангов.

По объему цистерны составляют ряд: 2,8; 4,0; 8,0; 12,0; 16,0 м³.

Конструктивные особенности автоцистерн зависят в основном от способов налива – верхнего и нижнего. При верхнем наливании происходят значительные потери от испарения, обводнение и загрязнение атмосферными осадками, ограничивается пропускная способность сливо-наливных операций. Потери горючего от испарения составляют при верхнем наливании 1400 мг/л, при нижнем – 600 мг/л.

При нижнем наливании нефтепродуктов в автоцистерны очень важно своевременно прекратить подачу продукта при достижении им верхнего предельного уровня взлива, т.к. налив проводят в отсек с закрытым верхним люком, когда визуальный контроль за уровнем взлива невозможен или затруднен, а несвоевременное прекращение подачи продукта по достижении верхнего уровня взлива приводит к переливу продукта через дренажный кран или к разрушению цистерны. Из всех существующих способов ограничения количества наливаемого в цистерну горючего, применяемых в настоящее время у нас в стране и за рубежом, можно выделить три основных.

Первый способ предусматривает ограничение налива с помощью счетчика с дозирующим устройством. Автоцистерна имеет только присоединительное устройство и дыхательную арматуру, а оборудование пункта налива включает счетчик жидкости с дозатором и наливной рукав с быстроразъемным присоединительным устройством. В процессе налива уровень взлива в цистерне не контролируется, а отсечка количества заливаемого

мого нефтепродукта проводится дозатором пункта налива по заранее установленной дозе. Достоинство способа – отсутствие необходимости оборудовать автоцистерны какими-либо устройствами контроля и отсечки уровня взлива. Недостаток – необходимость оборудования пункта налива сложными дозирующими устройствами, возможность перелива или разрушения цистерны при наличии в ней остатков ранее перевозимого продукта. В связи с этим такой способ широкого распространения не получил.

Во втором случае ограничение налива производится датчиком, установленным внутри цистерны, и отсечным устройством, смонтированным на пункте налива. В связи с необходимостью передачи сигнала на отсечное устройство пункта налива чаще всего применяют датчики уровня взлива с электрическим выходным сигналом – емкостные, термисторные, электронные и т.д. Преимущества способа: отпадает необходимость предварительной дозировки налива, оборудования наливного пункта счетным устройством, исключается возможность перелива и разрушения цистерны из-за наличия в ней остатков прежнего груза. Недостаток – необходимость применения дополнительных стандартизованных разъемов электрических (или иных) цепей, связывающих автоцистерны с пунктом налива, а также необходимость оборудования наливного пункта сложными устройствами усиления и преобразования сигнала датчика для привода исполнительного отсечного устройства.

Этот способ налива применяется у нас в стране и за рубежом. Например, французские фирмы «Эльф» и «Тоталь» оборудовали ряд своих нефтебаз автоматизированными наливными пунктами, предназначенными для нижнего налива автоцистерн, оснащенных термисторными или оптико-электронными датчиками предельного уровня, сигнал от которых по кабелю через стандартный электрический разъем передается на многофункциональный распределительный клапан, который регулирует расход наливаемого в цистерну продукта и производит отсечку подачи при достижении предельного уровня.

Следует отметить, что недостатком, как первого, так и второго способа ограничения является невозможность нижнего налива автоцистерн на пунктах, не оборудованных дозирующими или отсечными устройствами, например, на полевых складах горючего.

Третий способ предусматривает ограничение налива датчиком уровня и отсечным устройством, расположенными в автоцистерне. Отсечка уровня наливаемого продукта производится по сигналу датчика отсечным устройством, установленным на сливно-наливной коммуникации автоцис-

терны. Указанный способ исключает недостатки двух предыдущих, поэтому находит широкое применение в системах нижнего налива. Важное преимущество этого способа также и в том, что существует возможность создания ограничителя, не использующего никаких дополнительных видов энергии, кроме энергии перекачиваемого продукта.

Автотопливозаправщиками называются автоцистерны, оборудованные комплектом насосно-раздаточных устройств и предназначенные для заправки топливом и смазочным маслом автотранспортных машин, а также сельскохозяйственных машин и самолетов. Автотопливозаправщики используют преимущественно для снабжения нефтепродуктом потребителей или автоколонн, функционирующих в отдалении от нефтебаз и заправочных станций.

Автотопливозаправщики обычно монтируют на шасси грузовых машин и оборудуют раздаточным насосом, трубопроводной обвязкой, прямо-раздаточными шлангами, водовоздухоотделителями, фильтрами, счетчиками и другими контрольно-измерительными приборами. Специальное оборудование топливозаправщика приводится в действие водителем из кабины управления, где установлены рычаги включения насоса, задвижки и вентили, необходимые для выполнения операций по приемке, раздаче и перекачке топлива, а также контрольно-измерительные приборы. Автотопливозаправщики (типа ТЗ) изготавливают с цистерной объемом 4 – 16 м³.

Автомаслозаправщики, предназначенные для транспортирования масел с нефтебаз и заправки транспортных средств маслом в стационарных и полевых условиях, оборудованы специальным подогревателем для нагрева масел перед подачей. Объем цистерны (типа МЗ-1) 2,4 м³. Маслозаправщик состоит из шасси автомобиля и смонтированного на нем специального оборудования. Кроме цистерны с нагревательной системой, на маслозаправщике установлены насос с приводом, фильтр, счетчик, приемораздаточные шланги, кабина управления с контрольно-измерительной аппаратурой и средства пожаротушения.

Масло нагревается в цистерне с помощью форсунок. Высокая температура сохраняется длительное время благодаря теплоизоляции цистерны. Во избежание подгорания масла в трубчатке (змеевике) в процессе подогрева масло циркулирует при помощи насоса со скоростью не менее 2 м/с.

Автотранспортом осуществляется также перевозка нефтепродуктов в контейнерах и в мелкой таре.

Контейнерами называются емкости небольшого объема (1 – 5 м³), в которых нефтепродукты доставляются потребителю без перекачки в ста-

ционарные хранилища. Контейнеры по прибытии к месту назначения сгружают с машин при помощи кранов. Особенность контейнерных перевозок заключается в том, что контейнерные емкости-цистерны не закрепляются за автомашиной, а попеременно могут служить транспортной емкостью и временным хранилищем. Контейнерные перевозки весьма удобны для удаленных от транспортных магистралей районов и при организации полевых передвижных складов. В качестве контейнеров используют металлические или эластичные резиноканевые емкости, которые устанавливают обычно на грузовых автомобилях, причем заполняют их непосредственно в кузове автомобиля. Известны резиноканевые емкости объемом до 20 м³.

3. Водный транспорт нефтепродуктов

Водный транспорт осуществляет перевозку более 10 % нефтепродуктов по морям, рекам, озерам, каналам и подразделяется на морской, речной, озерный и смешанный (река-море, озеро-река).

К преимуществам водного транспорта относятся:

- низкая себестоимость;
- высокая пропускная способность;
- развитая глубоководная система в России;
- малая численность обслуживающего персонала;
- небольшая собственная масса по отношению к массе груза.

Недостатками являются:

- сезонность функционирования;
- необходимость накопления и хранения большого количества нефтепродуктов в перевалочных пунктах для межнавигационного периода (например, для Восточной Сибири 6 – 7 месяцев);
- несовпадение географического расположения судопроходной сети с направлением грузопотоков, что удлиняет расстояние перевозки;
- малая скорость;
- тяжелые экологические последствия аварий.

Водный транспорт делится на самоходный (танкеры), имеющий машинное отделение, и несамоходный (баржи), передвигающийся при помощи буксира.

К основным показателям, характеризующим водный транспорт, относятся следующие.

Осадка судна – глубина, на которую погрузилось судно. Осадку определяют по положению ватерлинии, т.е. линии, образуемой при пересече-

нии поверхности спокойной воды со стенками судна. Ватерлиния делит судно на надводную и подводную части и называется легкой или порожней ватерлинией, соответствующей порожнему судну. Ватерлиния, соответствующая осадке судна с максимальным грузом, называется грузовой ватерлинией. Водоизмещение равно массе воды, вытесненной груженным судном до грузовой ватерлинии (при суммарной массе судна и груза);

Грузоподъемность – масса транспортируемого (полезного) груза; **дедвейт** – полная масса груза, включающая транспортируемую (полезную) массу и груз для собственных нужд (в том числе массу воды, топлива, багажа и продовольствия), который может быть принят судном без потери своей плавучести и остойчивости при сохранении скорости хода. Конструкцию судов рассчитывают с запасом плавучести при полной их загрузке.

Остойчивостью называют способность судна не переверачиваться, а возвращаться в свое положение при крене, в которое оно приводится волной, ветром или неравномерной нагрузкой. Наклон судна в поперечном направлении, т.е. в сторону одного из его бортов, называется **креном**, а наклон в продольном направлении, т.е. в сторону носа или кормы, – **дифферентом**.

Способность судна держаться на воде при пробоинах в корпусе, через которые вода проникает внутрь судна, называется **непотопляемостью**, которая тем больше, чем больше в нем водонепроницаемых перегородок, разделяющих судно на отдельные герметизированные отсеки. При наличии нескольких отсеков пробоина в одном или двух отсеках и их заполнение водой не вызывает потопления судна за счет запаса плавучести и остойчивости. При отсутствии перегородок жидкий груз при крене или дифференте получает возможность перетекать в сторону наклона судна, увеличивая крен за пределы, обеспечивающие остойчивость, что в результате может привести к переверачиванию судна. Во избежание крена загрузку и выгрузку отсеков (танков) производят по определенной очередности.

Танкеры и баржи различаются как по грузоподъемности, так и по их конструкции.

По конструктивной схеме нефтеналивное судно представляет собой жесткий стальной каркас (с поперечными и продольными жесткими связями), к которому крепится обшивка.

В корпусе танкера различают три основные части: среднюю, носовую, кормовую.

Средняя часть танкера в целях пожарной безопасности отделена от носа и кормы сдвоенными непроницаемыми переборками, образующими

свободную полость, которая называется **коффердамом**. Коффердам заливают обычной водой, чтобы создать надежную изоляцию опасной зоны судна от других его частей.

Средняя часть танкера при помощи непроницаемых перегородок разделена на отсеки (танки), в которые заливают нефтепродукт. Танки сообщаются между собой через специальные клинкеты, установленные в нижней части перегородок, которые открываются во время налива или выкачки нефтегруза.

Наличие отдельных отсеков (танков), как уже отмечалось, повышает остойчивость танкера и надежность эксплуатации. При аварии с одним танком (пробоины, пожар) остальные танки остаются в защищенном состоянии.

Для выполнения операций по выкачке нефтегрузов, а также для внутренних перекачек служит насосное (машинное) отделение, которое оборудовано грузовыми насосами; производительность их достигает $2000 \text{ м}^3/\text{ч}$ при напоре до 70 м.

В насосной части имеются сухогрузный трюм для перевозки нефтепродуктов в таре и сухих грузов, а также отделение для хозяйственных грузов.

Налив и откачка нефти и нефтепродуктов производятся по системе трубопроводов, соединяющих машинное отделение с отсеками (танками).

Отсеки снабжены герметическими люками, предназначенными для осмотра и очистки во время ремонта или в процессе эксплуатации. При наливке следят, чтобы танки были залиты полностью во избежание самопроизвольного перемещения нефтепродукта при качке танкера или баржи. Перемещение нефтепродукта при качке может вызвать большие гидравлические удары и связанное с этим снижение остойчивости судна (повышение крена судна) и вероятность нарушения прочности стенок.

Наиболее ходовые (типовые) морские танкеры имеют грузоподъемность 5 000 – 45 000 т, озерно-речные 500 – 5 000 т и несамоходные 1 000 – 12 000 т. Имеются танкеры грузоподъемностью свыше 100 000 т.

Озерно-речные танкеры в отличие от морских имеют меньшую осадку (вследствие малых речных глубин), чем и объясняется их малая грузоподъемность.

К современным крупным речным и озерным танкерам относятся тронковые танкеры (с двойными бортами и дном), предназначенные для перевозки нефтепродуктов по глубоководным магистралям европейской части России – по Волжско-Камскому бассейну с выходом по Волго-

Балтийскому пути на Санкт-Петербург. Танкеры оснащены оборудованием для герметичного налива и выкачки нефтепродуктов, подогрева их, наполнения свободных отсеков инертным газом (с целью повышения пожарной безопасности), механизированной обмывки танкеров и средствами автоматизации. На танкерах предусмотрена комплексная автоматизация управления всеми механизмами машинного отделения непосредственно из ходовой рубки.

Лихтеры или рейдовые морские баржи используют, когда по условиям осадки танкеров они не имеют возможности причаливать к берегу и стоят на рейде. В этом случае нефтегрузы перегружают на лихтеры, грузоподъемность которых достигает более 100 тыс. т. Лихтеры бывают несамоходные и самоходные, причем в тех случаях, когда они не оборудованы насосными агрегатами, операции по закачке или выкачке осуществляются береговыми насосными станциями.

Рейдовые баржи в основном применяют для перевозок с мелководных рейдов на нефтебазы, расположенные в дельтах рек.

Несамоходные баржи иногда передвигаются одновременно по несколько штук в виде воя. Грузоподъемность воя достигает 50 000 т.

В настоящее время применяют смешанные перевозки. Разновидность грузовых судов смешанного плавания – нефтерудовозы. Суда могут доставлять грузы прямо из центральных районов страны в порты Балтийского, Черного и Каспийского морей. Руду загружают в центральный трюм, а нефтепродукты заливают в бортовые цистерны – по четыре с каждого борта. У нефтерудовоза нет «холостых» пробегов, неизбежных для танкера или рудовоза. Так, в Швецию они доставляют нефть, а обратно возвращаются с рудой.

4. Подводный транспорт нефтепродуктов

4.1. Предпосылки создания ПТС

Подводные суда в сочетании с обеспечивающей их эксплуатацию инфраструктурой могут стать средством, дополняющим существующую морскую арктическую транспортную систему завоза грузов, в том числе нефтепродуктов, и придающим этой системе принципиально новое качество – возможность регулярных и круглогодичных перевозок грузов в Арктике.

Реальные предпосылки создания ПТС определяются следующими основными факторами:

- Россия располагает передовыми научно-техническими разработками, современными технологиями и мощной производственной базой;
- Военно-Морской Флот (ВМФ) России обладает большим опытом эксплуатации подводных лодок в арктических водах (включая подледные условия);
- конверсия военного производства, масштабное сокращение стратегических и обычных вооружений позволяют оперативно и безболезненно переориентировать на это направление значительные научные и производственные мощности судостроительной промышленности, занятые ранее созданием боевых подводных лодок, их оборудования и электроники. В 1990 – 1995 гг. специалистами нефтяной компании «Роснефть», Института машиноведения РАН, Санкт-Петербургского морского бюро машиностроения «Малахит», Научно-координационного центра исследований Арктики РАН и других организаций были выполнены проектные разработки и технико-экономические исследования подводных танкеров для использования в условиях Арктики. В ходе этих работ оценены особенности технического облика таких судов с учетом специфики района плавания, требований безопасности эксплуатации, экологической чистоты и других требований, предъявляемых к надводным транспортным судам аналогичного назначения.

Для транспортировки нефтепродуктов в районы Крайнего Севера России предлагается использовать оснащенные атомными энергетическими установками (АЭУ) подводные танкеры, которые могли бы обеспечить регулярную круглогодичную навигацию независимо от погодных и ледовых условий без ледокольного обеспечения. Были рассмотрены два направления создания подводных танкеров:

- переоборудование выводимых из состава ВМФ подводных лодок (ПЛ) в подводные танкеры за счет пристыковки побортно двух грузоналивных блоков или врезкой в корпус грузоналивных отсеков;
- создание специально спроектированных для арктических условий подводных танкеров.

Технико-экономические исследования показали предпочтительность второго направления – создания специальных подводных танкеров, которые обеспечат более низкие удельные затраты на перевозку одной тонны нефтепродуктов (почти в 2 – 3 раза).

Кроме того, для реализации переоборудования ПЛ в подводные танкеры необходимо создание специальной подводной технологии их раз-

грузки, основой которой являются очень дорогие подводные терминалы, устанавливаемые на глубинах 50 – 100 м.

В основных пунктах разгрузки (о. Диксон, Хатангский залив, Зеленый Мыс, Тикси, Певек) изобаты 50 – 100 м удалены от береговой черты на несколько сот километров, что практически исключает возможность создания коммуникаций между терминалом и берегом, устойчиво работающих в арктических условиях.

Поэтому для более полной реализации всех преимуществ, которые имеют ПТС в Арктике, необходимо создание специализированных подводных танкеров, которые могли бы плавать не только подо льдом, но и во льдах, имея возможность подходить к берегу до глубин 10 – 20 м и осуществлять разгрузочные работы с помощью прибрежных перегрузочных комплексов.

Технико-экономические исследования свидетельствуют о достаточно высокой эффективности применения подводных танкеров-ледоколов по сравнению с надводными судами и необходимости внедрения новой подводной арктической транспортно-технологической системы завоза наливных нефтепродуктов в пункты Крайнего Севера и Арктики.

Предлагаемые технические решения требуют проведения комплекса дальнейших организационных, научно-исследовательских, опытно-конструкторских и проектно-изыскательских работ.

4.2. Транспортная система ПТС

Кардинально решить проблему продления арктической навигации (в перспективе вплоть до круглогодичной) и обеспечения надежности (гарантированности) доставки грузов по назначению можно лишь путем введения в эксплуатацию судов, в минимальной степени зависящих от ледовых условий. Такими судами являются подводные, основной режим плавания которых – подводный (подледный), исключая их непосредственный контакт со льдом. Использование подводных судов качественно изменяет морскую транспортную систему, превращая ее в комплексную, способную эффективно решить задачу морских арктических перевозок, хотя в качестве компонентов подводной транспортной системы были рассмотрены также контейнеровозы для транзитных перевозок по маршруту Европа – Азия и многоцелевые суда-снабженцы.

В связи с этим необходимы существенные изменения арктической транспортной системы с учетом применения в Арктике нетрадиционных транспортных средств, в частности подводных транспортных судов.

Одним из основных направлений таких изменений следует считать переориентацию оптимального объема завоза нефтепродуктов с восточных нефтехранилищ на западные. Предлагаемые объемы завоза ежегодно могут возрасти до 0,7 – 0,8 млн. т (в 1,5 – 2 раза).

В процессе организации движения подводных судов система их маршрутов претерпит существенные изменения по сравнению с традиционными маршрутами трассы СМП, тяготеющими к прибрежной зоне.

Подход подводного судна к береговому перегрузочному комплексу (причалу или вообще к берегу) в ледовых условиях будет происходить следующим образом. Подводное судно при подходе к берегу всплывает в надводное положение на расстоянии, ближе которого глубины и ледовая обстановка не позволяют плавание в подводном положении. Оно при всплытии само проламывает лед или всплывает в естественной полынье и далее к берегу следует в надводном положении самостоятельно без ледокола благодаря собственным высоким ледокольным качествам.

Подход к причалу, швартовка, разгрузка и (или) погрузка подводных судов будут осуществляться так же, как и надводных судов аналогичного назначения. При этом помощь портового ледокола для подводного танкера не потребуется.

По завершении разгрузки и (или) погрузки подводное судно отходит от причала и следует в надводном положении до глубин, позволяющих плавание в подводном положении, погружается и следует к пункту назначения.

Между портами (пунктами) назначения подводные суда будут плавать кратчайшими маршрутами, выбранными с учетом глубин акватории и ледовых условий. На глубоководных участках подводные суда будут плавать на своей эксплуатационной (рабочей) глубине погружения с экономически обоснованной скоростью. Глубоководным участком в настоящей работе считают участок глубиной не менее 150 м с тем, чтобы между дном и нижней поверхностью льда и его образований имелся необходимый зазор для маневрирования подводного танкера по вертикали.

4.3. Основные элементы подводного танкера

Для решения задачи повышения надежности и гарантированности завоза нефтепродуктов на арктическое побережье России подводный транспорт должен обладать следующими свойствами:

- плавать под водой и подо льдами на безопасной глубине в течение кругового рейса;
- двигаться в узком вертикальном коридоре между ледовой поверхностью и дном при высоте коридора от 30 м и более со скоростью хода 4 – 15 узлов;
- всплывать во льдах толщиной до 3 м и двигаться во льдах толщиной 1,5 – 2 м со скоростью не менее, чем 2 узла без ледокольного сопровождения.

Таким образом, исходя из приведенных свойств, этот вид специального транспорта, по существу, является подводным судном-ледоколом. А т.к. это судно перевозит нефтепродукты, то его следует называть подводный танкер-ледокол (ПТЛ).

4.4. Перегрузочный комплекс

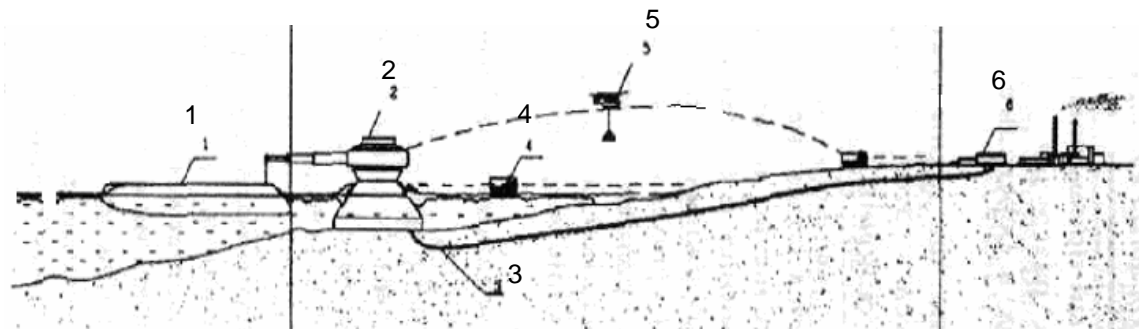
В условиях Арктики между морской и материковой транспортными системами возникает значительный разрыв, обусловленный недостаточным количеством портов и порто-пунктов, сложными рельефно-гидрологическими особенностями прибрежной зоны (протяженное мелководье, слабый грунт берега, вечная мерзлота, ледовый припай и др.), не позволяющими использовать в этих районах обычные технические средства при обеспечении круглогодичной навигации. Основные задачи прибрежного перегрузочного комплекса – круглогодичный прием танкеров в море на некотором удалении от берега, их разгрузка и передача доставленных танкерами нефтепродуктов в береговые хранилища (рис. 10.1)

Главные факторы, влияющие на технический облик прибрежного перегрузочного комплекса – это обширное мелководье (изобата 30 м удалена от берега в основных пунктах разгрузки на 100 – 150 миль) и воздействие льда.

В зоне мелководья исключается создание подводного терминала. Главная проблема – строительство надежной протяженной коммуникации, связывающей терминал с берегом в арктических условиях. Поэтому создание прибрежных перегрузочных комплексов должно идти в направлении использования надводных морских ледоустойчивых терминалов, размещаемых на акватории с глубинами 10 – 20 м (определяется осадкой швартуемых судов).

Форма и структурное построение морского терминала определялась исходя:

- из особенностей условий его установки на «точке»;
- из принципов функционирования;
- из стремления максимально использовать при строительстве хорошо освоенные судостроительными заводами конструкции, технологии и имеющиеся производственные мощности;
- из возможности изготовления в заводских условиях до полной готовности к постановке на «точку».



Морские подводные транспортные средства Прибрежный перегрузочный комплекс (морской терминал и перегрузочные средства) Инфраструктура береговых потребителей

Рис. 10.1. Подводная арктическая транспортная система завоза нефтепродуктов в районы Крайнего Севера России: 1 – подводный танкер снабжения; 2 – морской терминал; 3 – подводный трубопровод; 4 – наземный транспорт; 5 – воздушный транспорт; 6 – береговые хранилища

Исходную модель морского терминала конструктивно можно предположить в виде трех схем. А именно:

- монолитный блок в форме усеченного конуса;
- строение, состоящее из основания в форме цилиндра и технологического блока, установленного на основании;
- строение, включающее основание в форме цилиндра и два технологических блока, один из которых установлен на основании, а другой охватывает основание по периметру в виде конусного по форме образования.

Монолитный блок в форме усеченного конуса предполагается как решение, позволяющее рационально построить конструктивную защиту терминала от воздействия льда при ограниченных прочностных возможностях используемого материала. Строение из основания и технологического блока рассматривается как способ увеличения объема производственных помещений при возможно меньшей площади основания, воспринимающего ледовую нагрузку.

Геометрические параметры терминала будут определяться запасами принимаемых на хранение нефтепродуктов, видом и количеством размещаемого на них оборудования. Форма терминала будет регламентироваться принятым способом решения вопроса о его защите от воздействия льда и принципами функционирования.

Транспортная коммуникация в прибрежном перегрузочном комплексе может быть представлена в разнообразном конструктивном исполнении, определяемом широким спектром технических и экономических факторов, их различной значимостью и весомостью в каждом конкретном случае. А именно:

- воздушное или амфибийное средство, работающее челночно и регулярно только на линии морской терминал – береговая база и являющееся составной частью морского терминала; основная задача – перевалка грузов с морского терминала на береговую базу;

- специализированное транспортное средство для районов Арктики, способное передвигаться по суше и по морю без существенных ограничений, принадлежащее потребителю; основная задача – доставка нефтепродуктов с морского терминала средствами потребителя по мере необходимости;

- воздушный трубопровод – стационарная трубопроводная магистраль на опорах, связывающая морской терминал с береговой линией;

- надводный трубопровод – временная (сезонная) трубопроводная магистраль, укладываемая на воду или на лед в определенные периоды и в промежутках между этими периодами убираемая, но при некоторых технических решениях (возможен и такой вариант) – постоянная;

- подводный стационарно уложенный и заглубленный в грунт трубопровод;

- туннельный трубопровод – постоянная трубопроводная магистраль, прокладываемая в предварительно сформированном под дном акватории и берега туннеле.

Из всех видов нагрузок, действующих на терминал (воздействие льда, волн, течений, ветра, колебаний уровня воды и изменение количества груза в хранилищах), наибольшую представляют силы от воздействия льда. Исследования показали, что наиболее предпочтительной является коническая форма терминала, при которой ледовые нагрузки наименьшие.

Закрепление терминала на грунте возможно тремя способами:

- гравитационным, обеспечивающим устойчивость сооружения на грунте за счет массы конструкции, оборудования и балласта;

- при помощи фундамента из свай, количество и глубина погружения которых определяются расчетной нагрузкой;
- при помощи «юбки», выполняемой по периметру основания корпуса терминала, опирающегося на грунт, и заглубляемой на глубину, определяемую расчетной нагрузкой.

Оценочные расчеты устойчивости сооружения на грунте показали, что при гравитационном способе обеспечения устойчивости терминала необходимо создание величины пригруза не менее 100 тыс. т, т.е. значительного увеличения размеров опорной части терминала.

Использование свайного фундамента требует заглубления свай диаметром 1,2 – 1,5 м на глубину порядка 80÷90 м. В предполагаемых районах постановки терминалов на 10 – 15 м ниже уровня морского дна начинаются вечномёрзлые грунты, уходящие на глубину 100 – 200 м, что представляет значительные трудности при проведении свайных работ.

Оценка закрепления терминала при помощи «юбки» показывает, что устойчивость его на грунте обеспечивается при заглублении «юбки» в грунт на глубину около 10 м

Корпус терминала предлагается формировать в виде восьмигранного усеченного конуса-основания, устанавливаемого на грунт дна моря, и верхнего строения, укрепляемого на верхней части конуса (рис. 10.2).

Внутренний объем конуса разбит на отдельные отсеки при помощи переборок, что повышает безопасность сооружения в случае аварийного повреждения корпуса, а также позволяет выравнивать крен и дифферент сооружения при его транспортировке и посадке на грунт.

Верхнее строение представляет собой несущую платформу, включающую палубы, платформы и переборки, обеспечивающие размещение в верхнем строении необходимых помещений для обслуживающего персонала, оборудования и механизмов (включая вертолеты).

Емкости для нефтепродуктов организованы в нижней (конусной) части терминала путем деления объема внутреннего пространства конуса

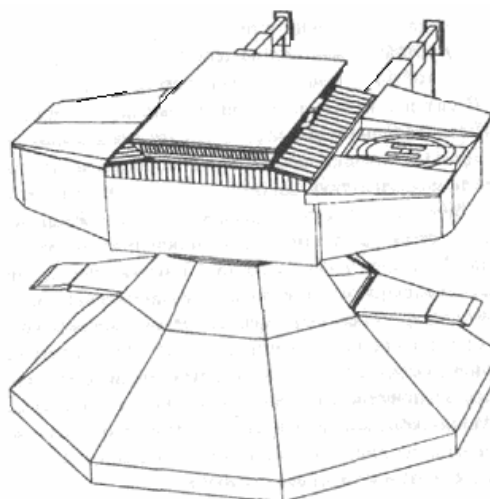


Рис. 10.2. **Общий вид морского терминала**

радиальными и кольцевыми переборками на необходимые по объему и количеству цистерны. Общий объем цистерн терминала 30 тыс. м³. При необходимости этот объем может быть увеличен за счет изменения формы и геометрических параметров конусной части.

Над цистернами для нефтепродуктов образован бокс для приема наземных транспортных средств. Бокс занимает среднюю часть объема над цистернами, по торцам имеет ворота-аппарели и служит для приема со льда колесной или гусеничной техники, судов на воздушной подушке (СВП) и платформ на воздушной подушке (ПВП), а с воды – плавающей техники, СВП и ПВП. В боксе осуществляется загрузка транспортной техники нефтепродуктами, мелкий ремонт, стоянка для отдыха экипажа.

В случае, когда транспортная техника базируется на морском терминале ниже бокса, может быть организован гараж для стоянки, обслуживания и ремонта машин в межрейсовые и межледовые периоды.

Ворота-аппарели состоят из двух секций, одна из которых, ведущая, шарнирно закреплена на рычагах, а другая, откидная, прикреплена к ведущей с возможностью поворота.

Терминал может принимать, хранить и передавать на береговые базы горюче-смазочные материалы (ГСМ) нефтепродукты в различной таре – в бочках на поддонах, в контейнерах стандарта ИСО для генеральных грузов, контейнерах-цистернах для жидкостей и т.п.

С этой целью на закрытой платформе терминала образуется площадка для складирования контейнеров. Для приема контейнеров на площадку, перемещения их по ее пространству и подачи на раздаточный вертолетный подъемник над площадкой будет установлено грузотранспортное устройство. Размеры площадки 24x27 м. Общая площадь 650 м². Объем 4 тыс. м³. Контейнеры предполагается устанавливать в два яруса. При двухъярусной установке на площадке можно разместить 64 стандартных контейнера длиной 6,1 м. При необходимости площадка может быть увеличена до любых требуемых размеров.

Для приема нефтепродуктов с танкера-снабженца наливом и в таре на терминале предполагается установить грузовое устройство, содержащее две выдвижные стрелы, несущие грузовые стрелы и грузовой захват.

При разгрузке танкер к терминалу не швартуется, а останавливается (двигаясь параллельным курсом) примерно в 30 – 40 м от него, становясь на якорь или удерживаясь на месте при помощи подруливающих устройств.

Грузовая стрела, выдвигаясь из корпуса терминала, зависает над танкером и опускает на его палубу грузовые шланги. Грузовые шланги при

помощи стыковочных узлов подсоединяются к раздаточной системе танкера, и насосы танкера перегоняют нефтепродукты на терминал.

По такой же схеме может осуществляться бункеровка судов, плавающих в Арктике. В этом случае топливо перегоняется насосами терминала на судно.

Для приема груза в таре на палубу танкера со стрелы опускается грузовой захват, и груз доставляется на платформу терминала, где и складывается.

МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

План лекций

1. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов.
2. Автомобильный транспорт нефтепродуктов:
 - определение времени слива нефтепродукта из автомобильных цистерн.
3. Водный транспорт нефтепродуктов;
4. Подводный транспорт нефтепродуктов:
 - предпосылки создания ПТС;
 - транспортная система ПТС;
 - основные элементы подводного танкера;
 - перегрузочный комплекс.

Вопросы для предварительного контроля

1. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов.
2. Автомобильный транспорт нефтепродуктов:
 - определение времени слива нефтепродукта из автомобильных цистерн;
3. Водный транспорт нефтепродуктов;
4. Подводный транспорт нефтепродуктов:
 - предпосылки создания ПТС;
 - транспортная система ПТС;
 - основные элементы подводного танкера;
 - перегрузочный комплекс.

ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ

Расчет времени выгрузки из цистерн застывающих и кристаллизирующихся грузов

Расчетная формула для определения времени выгрузки имеет вид

$$T = n \cdot t_{\text{подг.}} + t_{\text{сл.ж}} + t_{\text{у.о.}} + n \cdot t_{\text{закл.}}, \quad (10.1)$$

где T – время слива жидкой фазы (мин);

$t_{\text{у.о.}}$ – время удаления твердой фазы (мин);

$t_{\text{закл.}}$ – время подготовительных и заключительных операций (мин).

В $t_{\text{подг.}}$ при сливе грузов с двухфазной средой входит дополнительная операция на пробивание толщи осадка над сливным клапаном, продолжительность которой зависит от плотности осадка, высоты его слоя и для каждой группы грузов устанавливается фотохронометражем. Точность записи при фотографии процесса – 1 мин и при хронометраже – 1 с.

В $t_{\text{закл.}}$ входит дополнительная операция охлаждения цистерны и ее предварительной зачистки, продолжительность которой устанавливается хронометражем, но в любом случае превышает 2 мин на всю одновременно загруженную группу цистерн.

Пример расчета

Для определения продолжительности слива антраценовой фракции из 3 четырехосных цистерн в теплый период года при содержании кристаллизирующихся компонентов 16 %, первоначальной высоте уровня взлива продукта в цистерне 224 см, продолжительности доставки 3,5 сут, продолжительности подготовительных операций 6,1 мин, заключительных операций 3,6 мин, продолжительности слива жидкой фазы 12 мин можно применить следующий порядок расчета.

1. Высота осадка, образовавшегося в цистерне за время перевозки, определяется по формуле

$$H = h + T_T \cdot h_n, \text{ см}, \quad (10.2)$$

где h – удельная интенсивность образования осадка см/час·м;

T_T – продолжительность транспортирования, ч;

h_n – первоначальная высота уровня взлива продукта в цистерне, м.

Для данного продукта интенсивность образования осадка определяется по следующей эмпирической формуле

$$h = 0,0781 + 0,0046 \cdot P + 0,0003 \cdot P^3, \quad (10.3)$$

где P – содержание кристаллизующихся компонентов, %.

$$h = 0,78 + 0,0046 \cdot 16 + 0,0003 \cdot 16^2 = 0,2285 \text{ см/час м},$$

тогда $H = 0,2285 \cdot 3,5 \cdot 2 \cdot 2,24 = 43 \text{ см}.$

2. Время удаления осадка из цистерны рекомендуемым способом для данного продукта при давлении теплоносителя в размывочном устройстве 0,25 – 0,4 МПа и его температура 100 °С определяется по эмпирической формуле

$$t_{y.o} = 42,917 + 1,625 \cdot H + 0,008 \cdot H^2 = 42,917 + 1,625 \cdot 43 + 0,008 \cdot 43^2 = 127,7 \text{ мин}.$$

Продолжительность слива антраценовой фракции из железнодорожных цистерн определяется по (10.2)

$$T = 3 \cdot 6,1 + 12 \pm 127,6 + 3 \cdot 3,6 = 168,7 \text{ мин}.$$

Задание для практических занятий

1. Для определения продолжительности слива жидкого нефтяного парафина из железнодорожной цистерны типа 25 в холодный период года дальности транспортирования $S = 210$ км, продолжительности подготовительных операций 8,6 мин, заключительных 3,6 мин, продолжительности слива жидкой фазы 16 мин, максимальной температуры застывания 25,6 °С.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

Слив нефтепродуктов из резервуаров и транспортных емкостей под избыточным давлением

Цель работы – определение степени сокращения времени слива нефтепродуктов под избыточным давлением по сравнению с самоотечным сливом из резервуаров и транспортных емкостей.

Теоретическая часть

Одним из способов сокращения времени слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн, резервуаров и других транспортных емкостей является создание избыточного давления в цистерне. Для этой цели под герметично закрытую горловину цистерны под избыточным давлением вводят воздух, который нагнетается компрессором по специальному воз-

духопроводу, уложенному вдоль фронта слива цистерн. Воздухопровод имеет по длине отводы, снабженные вентилем. Воздух из воздухопровода подается в цистерну через гибкий шланг, подключенный к отводу.

Теоретически время слива из железнодорожной цистерны определяется решением дифференциального уравнения

$$-\frac{dz}{d\tau} = \frac{Q}{F}, \quad (10.4)$$

где z – переменный уровень нефтепродукта в цистерне, м;

τ – время, с;

Q – текущий расход через сливной патрубок, м³/с;

F – площадь зеркала нефтепродукта в цистерне, м².

В (10.4) значение Q может быть записано как

$$Q = \mu f \sqrt{zg(h_0 + z)}, \quad (10.5)$$

где μ – коэффициент сливной коммуникации (сливного патрубка);

f – площадь конечного сечения сливной коммуникации, м².

$$h_0 = h + \frac{P_1 - P_2}{\rho g}, \quad (10.6)$$

где h – разность отметок между начальным и конечным сечением сливной коммуникации;

P_1, P_2 – давление над поверхностью нефтепродукта в емкости и в конечном сечении сливной коммуникации, Н/м²;

ρ – плотность нефтепродукта, кг/м³;

g – ускорение силы тяжести, м/с².

При повышении абсолютного давления P_1 в емкости время слива будет уменьшаться, причем зависимость изменения времени слива определяется законом изменения площади емкости $F = F(z)$.

Если цистерна имеет цилиндрическую форму, то

$$F = 2L\sqrt{z(D - z)}, \quad (10.7)$$

и решение (10.4) с учетом (10.5) и (10.6) имеет вид

$$\tau = \frac{4LD\sqrt{D}}{3\mu f\sqrt{2g}} \Phi\left(\frac{h_0}{D}\right) = \frac{64V_u}{3\pi^2 \mu d^2 \sqrt{2gD}} \Phi\left(\frac{h_0}{D}\right), \quad (10.8)$$

где d – внутренний диаметр конечного сечения сливной коммуникации;

L – длина цистерны;

V_u – объем цистерны.

В частном случае при $h = 0$ и $P_2 = Pa$

$$h_0 = \frac{P_{uz}}{\rho g} = h_{uz}, \quad (10.9)$$

$$\varphi\left(\frac{h_{uz}}{D}\right) = \sqrt{\frac{D + h_{uz}}{D}} \left[\frac{2h_{uz} + D}{D} E\left(k, \frac{\pi}{2}\right) - \frac{2h_{uz}}{D} K\left(k, \frac{\pi}{2}\right) \right], \quad (10.10)$$

$$P_{uz} = P_1 - Pa,$$

где Pa – барометрическое давление, Н/м².

$E\left(k, \frac{\pi}{2}\right), K\left(k, \frac{\pi}{2}\right)$ – полные эллиптические интегралы I-го и II – го

рода;

$k = \sqrt{\frac{D + h_{uz}}{D}}; \frac{\pi}{2}$ – модуль и амплитуда полных эллиптических инте-

гралов.

Если емкость имеет $F = const$, то

$$\tau = \frac{2F\sqrt{H}}{\mu f \sqrt{2g}} \varphi\left(\frac{h_{uz}}{H}\right) = \frac{8V_u}{\pi \mu d^2 \sqrt{2gH}} \varphi\left(\frac{h_{uz}}{H}\right), \quad (10.11)$$

где H – высота цистерны, м,

$$\varphi\left(\frac{h_{uz}}{H}\right) = \sqrt{1 + \frac{h_{uz}}{H}} - \sqrt{\frac{h_{uz}}{H}}. \quad (10.12)$$

График функций $\varphi\left(\frac{h_{uz}}{D}\right)$ (рис. 10.3) и $\varphi\left(\frac{h_{uz}}{H}\right)$ представляет собой зависимость ускорения времени слива нефтепродукта от величины избыточного давления P_{uz} в цистерне.

Фактическая функция

$$\varphi\left(\frac{h_{uz}}{D}\right) = \frac{\tau}{\tau_0} \quad (10.13)$$

представляет отношение времени опорожнения цистерны при наличии избыточного давления τ и без него τ_0 .

Описание лабораторной установки

Лабораторная установка (рис. 10.3) состоит из модели железнодорожной цистерны 1 ($D = 156$ мм, $L = 600$ мм, $V_u = 11530$ см³, $h = 30$ и $d =$

10 мм), резервуара 2, напорного трубопровода 4 для заполнения цистерны нефтепродуктом, компрессора 3 для создания избыточного давления в цистерне, воздушного трубопровода 5 и регулятора давления 6.

Для измерения избыточного давления в цистерне имеется манометр 7, а для наблюдения за изменением уровня нефтепродукта установлен показатель уровня 8.

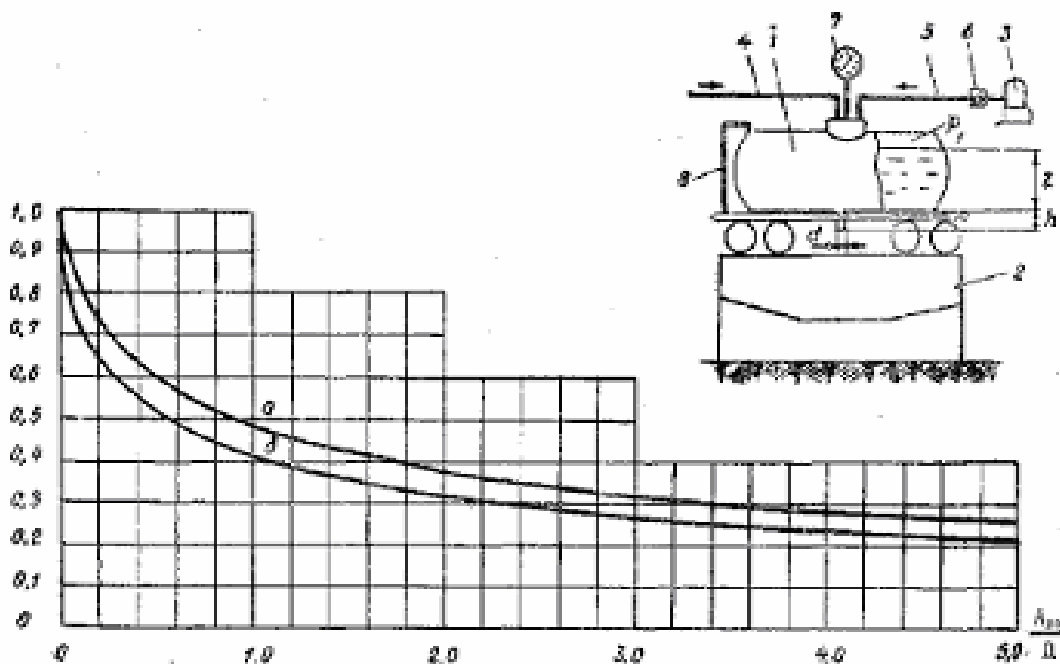


Рис. 10.3. Графики функций: $a - \varphi\left(\frac{h_{из}}{D}\right)$; $b - \varphi\left(\frac{h_{из}}{H}\right)$;

схема лабораторной установки

Порядок проведения работы

1. Цистерна заполняется нефтепродуктом.
2. Измеряется время опорожнения цистерны τ_0 при самотечном сливе ($P_{из} = 0$).
3. После повторного заполнения цистерны нефтепродуктом включается компрессор, и в цистерне создается избыточное давление $P_{из} = 0,1$ атм.
4. Производится слив цистерны под этим давлением и замеряется время слива τ .
5. Аналогичные измерения производятся при избыточном давлении 0,15 и 0,20 атм.
6. Результаты измерений заносятся в табл. 10.3.

Обработка полученных данных

1. По (10.3) рассчитывается значение функции $\varphi\left(\frac{h_{из}}{D}\right)$.

2. Определяются значения безразмерного комплекса

$$\frac{h_{из}}{D} = \frac{P_{из}}{\rho g D}$$

и по экспериментальным данным строится график функции $\varphi\left(\frac{h_{из}}{D}\right)$.

3. На том же рисунке приводится теоретическая кривая функции $\varphi\left(\frac{h_{из}}{D}\right)$.

4. По (10.8) рассчитывается значение среднего коэффициента расхода $\bar{\mu}$ и строится график $\bar{\mu} = f(\tau)$.

5. Результаты вычислений заносятся в табл. 10.3.

6. Сделать выводы.

Таблица 10.3

Избыточное давление $P_{из}$, атм (кгс/см ²)	0	0,1	0,15	0,20
Время слива τ , с				
$\frac{h_{из}}{D} = \frac{P_{из}}{\rho g D}$				
$\varphi\left(\frac{h_{из}}{D}\right) = \frac{\tau}{\tau_0}$				
Коэффициент расхода μ				

Вопросы по лабораторной работе

1. Как влияет изменение избыточного давления в цистерне на коэффициент расхода сливной коммуникации?

2. С какой скоростью начнет вытекать вода из цистерны через короткий патрубок, если цистерна заполнена полностью, а избыточное давление равно атмосферному?

3. Каким предельным состоянием системы соответствует утверждение – коэффициент расхода системы равен нулю (единице)?

4. Какое избыточное давление необходимо создать в цистерне, заполненной наполовину бензином ($\rho = 720 \text{ кг/м}^3$), чтобы при герметично закрытой горловине бензин слился полностью?

5. Как экспериментально определить значение функции $\varphi\left(\frac{h_{из}}{H}\right)$ для емкости конической формы?

ТЕСТЫ И ЗАДАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ОБУЧЕНИЯ

На оценку «удовлетворительно»

1. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов.
2. Подводный транспорт нефтепродуктов:
 - предпосылки создания ПТС;
 - транспортная система ПТС;
 - основные элементы подводного танкера;
 - перегрузочный комплекс.

На оценку «хорошо»

1. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов.
2. Автомобильный транспорт нефтепродуктов:
 - определение времени слива нефтепродукта из автомобильных цистерн.
3. Водный транспорт нефтепродуктов.

На оценку «отлично»

1. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов.
2. Автомобильный транспорт нефтепродуктов:
 - определение времени слива нефтепродукта из автомобильных цистерн.
3. Водный транспорт нефтепродуктов.
4. Подводный транспорт нефтепродуктов:
 - предпосылки создания ПТС;
 - транспортная система ПТС;
 - основные элементы подводного танкера;
 - перегрузочный комплекс.

Модуль 11

КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ УЧЕТ НА ОБЪЕКТАХ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Введение

При автоматизации процессов управления на объектах хранения нефти и нефтепродуктов основные информационные задачи сводятся к количественному учету нефти и нефтепродуктов, хранящихся в резервуарах. При этом необходимо рассматривать две основные категории возникающих информационных задач:

- **товарно-учетные**, требующие измерения с высокой точностью (погрешность в пределах десятых долей процента) при относительно небольшом быстродействии;
- **оперативно-контрольные**, требующие сравнительно быстродействующих измерительных систем, обеспечивающих относительно невысокую точность (погрешность в пределах нескольких процентов).

Первая задача связана с учетом, распределением и планированием, вторая – с оперативным управлением процессами налива и слива нефти и нефтепродуктов.

Товарно-учетная информация необходима для получения объективной коммерческой, бухгалтерской и учетной документации и может также использоваться для осуществления рациональных планов загрузки объектов хранения. Эту группу операций в дальнейшем будем называть коммерческим учетом (КУ). Информация, полученная в результате операций КУ, как правило, используется для управления технологическими объектами, для определения параметров продукта в резервуарах с последующей регистрацией как результатов обработки, так и необходимых информационных параметров.

Контрольно-оперативная информация используется непосредственно после ее получения для выработки немедленно реализуемых управляющих воздействий. Оперативная информация (ОУ) позволяет получить все сведения о случайных возмущениях, влияющих на функционирование управляемого объекта. Эта информация, в свою очередь, делится на производственно-технологическую, используемую для управления производственными процессами и замыкающуюся в системах управления технологическими агрегатами, и оперативно-производственную – для оперативного

управления участками. Она включает сведения о продукции и производственных процессах, данных планов-графиков и учетно-отчетной документации.

Основу оперативной информации составляет первичная информация, являющаяся совокупностью параметров продукции и процессов, необходимых для оперативного управления. Причем сведения о продукции включают в себя все необходимые данные о качественной и количественной характеристиках всех видов продукции на данном и смежном участках. Информация о процессах, в свою очередь, содержит все требования для оценки ситуации на участках, данные о ходе технологического процесса, а учетная информация является совокупностью данных, характеризующих работу участка за определенный период времени (смена, сутки и т.д.), отражающий результаты оперативного управления участком.

Информация ОУ требует высокого быстродействия съема и обработки при невысоких требованиях к ее точности и достоверности. Информация КУ, наоборот, должна быть точной и достоверной, скорость измерения, сбора и передачи данных не имеет существенного значения.

Для удовлетворения всех требований на объектах хранения по количественному учету целесообразно создание информационно-измерительных систем двух модификаций – для коммерческого (ИИСКУ) и оперативного (ИИСОУ) учетов.

Решение указанных задач требует не только применения информационно-измерительных систем (ИИС), но также средств вычислительной техники (универсальные или специализированные ЭВМ), обеспечивающих необходимую обработку поступающей информации.

Требования к структуре и техническим характеристикам ИИС количественного учета определяются также особенностям объектов хранения:

- рассредоточенность контролируемых объектов;
- многообразие технологической структуры объектов;
- различные требования ко времени измерения и длительно переработки и хранения информации при решении различных задач управления;
- высокие требования пожаро- и взрывозащищенности к первичной измерительно-информационной аппаратуре.

При создании ИИС необходимо также учитывать все унификации аппаратуры.

Важной задачей при эксплуатации резервуарных хозяйств является сохранение качества и количества продукта. Это требует обеспечения максимальной герметизации всех процессов слива, налива и хранения.

Основная доля потерь от испарения на протяжении всего движения нефти от промысла до нефтеперерабатывающих заводов, на самих заводах и нефтепродуктов от заводов до потребителей приходится на резервуары.

По отраслям нефтяной промышленности количественные безвозвратные потери распределяются следующим образом:

- потери на нефтепромыслах – 4,0 %;
- на нефтеперерабатывающих заводах – 3,5 %;
- при транспорте и хранении нефти и нефтепродуктов на нефтебазах и нефтепродуктопроводах – 2,0 %.

Всего: 9,5 %.

Все потери нефти и нефтепродуктов классифицируются как

- количественные потери;
- качественно-количественные потери, при которых происходит количественная потеря с одновременными ухудшениями качества нефтепродукта (потери от испарения);
- качественные потери, когда ухудшается качество нефтепродукта при неизменном количестве (потери при смешении).

В резервуарных парках потери от испарения составляют до 75 % всех потерь; общие потери легких фракций от испарения из резервуаров НПЗ распределяются следующим образом:

- от «больших дыханий» – 80,2 %;
- от вентиляции газового пространства – 19,05 %;
- от «малых дыханий» – 0,8 %.

Для учета количества нефти и нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировке применяются следующие методы:

- объёмный, когда количество учитывается в объёмных единицах (применяется, в основном, при отпуске с АЗС и при розничной реализации);
- весовой, когда количество определяется непосредственным взвешиванием на весах (применяется при измерениях относительно малого количества продукта и, в основном, при отпуске в авто и железнодорожные цистерны);
- объёмно-весовой, когда определение количества ведётся в единицах массы по объёму и плотности при фактической температуре (этот метод широко применяется при измерениях сравнительно большого количества нефти и нефтепродуктов).

Схема изучения материала

№ п/п	Тема занятий	Тип занятий	Вид (форма занятия)	Количество часов
1	Методы количественного учета нефти и нефтепродуктов. Средства и методики измерения нефти и нефтепродуктов	Изучение нового материала	Лекциз	2
2	Аппаратура коммерческого пьезометрического учета нефти и нефтепродуктов. Измерение количества нефти и нефтепродуктов на потоке	Изучение нового материала	Лекциз	2
3	Зарубежный опыт проведения товарно-учебных операций	Изучение нового материала	Лекциз	2
4	Подбор дыхательной арматуры на резервуары	Предварительный контроль	Практическое занятие	2

ОСНОВЫ НАУЧНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗНАНИЙ ПО МОДУЛЮ

1. Методы количественного учета нефти и нефтепродуктов

1.1. Основные способы измерения больших масс нефтепродуктов и нефти

Принципы построения ИИС количественного учета во многом зависят от принятого способа измерения количества жидкого продукта в емкостях.

Таблица 11.1

Способы измерения количества нефтепродуктов

Методы количественного учета нефтепродуктов в емкостях				
универсальные	акустические	тепловые	электрические	оптические
<ul style="list-style-type: none"> • тензометрический; • гравиметрический; • объемно-весовой; • пьезометрический 	<ul style="list-style-type: none"> • локационный; • диссалативный (погл); • резонансный 	<ul style="list-style-type: none"> • дилатометрический; • терморезисторный; • термо-ЗДС 	<ul style="list-style-type: none"> • кондуктометрический; • индуктивный; • емкостной; • радиоволны 	<ul style="list-style-type: none"> • преломления; • поглощения; • отражения

1.1.1. Тензометрический способ

Тензометрический способ предполагает непосредственное определение усилий на стенки или днища резервуара от действия массы нефтепродукта. Первичными элементами устройства являются электрические датчики (тензометрические, индуктивные, магнитоупругие и др.). Деформация упругого тела датчика измеряется с помощью, например, прикрепленных к нему проволочных тензометров-преобразователей, представляющих собой плоскую или иную намотку проводов, обладающих тензоэффектом, т.е. способностью изменять свое сопротивление под воздействием механической информации. Такие приборы используют для определения количества жидкости в небольших резервуарах как в нашей стране, так и за рубежом.

Достоинством тензометрического способа определений количества жидкости является его простота.

Основные недостатки этого способа следующие:

- невысокая точность тензометров;
- сложность равномерного распределения нагрузки между отдельными упругими элементами;
- сложность тарировки и периодической поверки;
- невозможность установки упругих элементов на действующих больших резервуарах и трудность установки на малых;
- взвешивание всего содержимого резервуара без разделения на воду, осадки и полезный продукт.

Основные причины погрешностей для тензометрического взвешивания:

- нелинейность упругих элементов (0,2 – 0,05 %);
- гистерезис (0,01 – 0,05 %);
- температурная нестабильность нуля (0,001 %);
- разброс показаний (0,01 %);
- погрешность градуировки (0,02 %);
- влияние ускорения силы тяжести (0,05 – 0,1 %);
- влияние аэростатических сил (0,1 %).

Кроме этого, на погрешность измерений тензометрическим методом существенное влияние оказывает:

- временная нестабильность самих тензодатчиков;
- неравномерное распределение нагрузки между отдельными масс-дозами;

- сложность тарировки и периодической поверки;
- невозможность установки масс-доз на действующих больших резервуарах и трудность установки на малых;
- взвешивание всего содержимого резервуара без разделения на воду, осадки и полезный продукт.

1.1.2. Объемно-весовой способ

Наиболее распространенным способом определения количества жидкости в резервуарах в настоящее время является объемно-весовой (ОВ-способ).

При построении системы коммерческого учета нефтепродуктов на основе ОВ-способа необходим комплекс приборов измерения уровня средней температуры и средства для отбора пробы.

В устройствах для измерения уровня чаще всего встречаются приборы, использующие натяжение троса поплавком или буйком. Общим основным недостатком таких приборов является то, что они требуют корректировки показаний по плотности жидкости, т.к. ее изменение всегда приводит к изменению погружения поплавка, что вызывает увеличение абсолютной погрешности измерения уровня.

Находят также применение (в основном в зарубежной практике) уровнемеры радиационные, ёмкостные, фотоэлектрические, радиоволновые и др. Так, во Франции используют уровнемеры с радиоактивными методами измерения, обеспечивающие простоту, высокую чувствительность и надежность в работе. Для товарно-расчетных операций в лаборатории «DAFINNA DUBROUH HERPIK» (Гренобль, Франция) разработан уровнемер, действующий по пьезометрическому принципу. В нижних и верхних камерах резервуара расположены трубки, по которым пропускается сжатый воздух. Другие концы трубок выведены наружу и соединяются с дифманометром. Давление столба жидкости в резервуаре уравнивается столбом ртути в дифманометре.

Анализ уровнемеров показывает, что приборы автоматического измерения уровня системы коммерческого учета, имеющие погрешность измерения уровня не более ± 5 мм, содержат в своей конструкции точные механические движущие элементы. Эта особенность, как показывает опыт эксплуатации уровнемеров, снижает надежность их работы и временную стабильность показаний.

Разработанные различными организациями у нас в стране и зарубежными фирмами устройства для отбора проб и непосредственного измерения средней температуры продукта в резервуарах имеют, как правило, одинаковый принцип действия и различаются лишь конструктивно.

Во ВНИИКАНефтегаз на основе ОВ-способа измерения разработано устройство «Утро», предназначенное для товарно-расчетных операций в резервуарных парках. В этих устройствах для измерения уровня применяют поплавковый указатель уровня УДУ-5М, принцип работы которого основан на слежении поплавком за уровнем нефтепродукта в резервуаре (рис. 11.1).

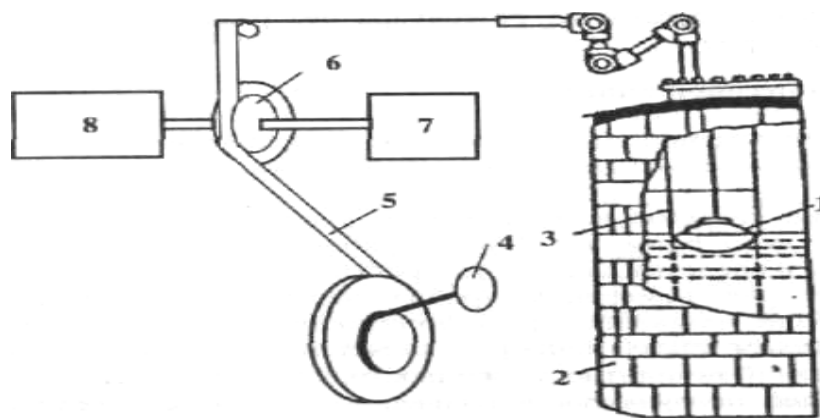


Рис. 11.1. Уровнемер типа УДУ-5М

Поплавок 1, свободно плавающий внутри резервуара 2 на поверхности жидкости, перемещается с изменением уровня вдоль направляющих струн 3. С поплавком связана мерная лента 5, имеющая калиброванные отверстия. Другой конец мерной ленты подведен к местному прибору 4.

При уменьшении уровня поплавок опускается и под действием собственной массы при помощи ленты взводит пружинный двигатель в местном приборе. При наполнении резервуара поплавок всплывает и освобождает ленту, которая подтягивается пружинным двигателем. Лента в местном приборе своими отверстиями входит в зацепление со штифтами местного шкива 6, длина окружности которого строго калибрована. По числу оборотов и углу поворота мерного шкива судят о положении поплавка. С валом мерного шкива связаны десятичный счетчик 7 и приставка для дистанционной передачи 8. Движение на вал дистанционной приставки передается от валика, показывающего прибора через шестеренчатую передачу.

Среднюю температуру в «Утро» измеряют термометром сопротивления (рис. 11.2).

Он представляет собой медную проволоку, уложенную в жгут и защищенную герметическим чехлом. Термометр укладывают вдоль металлической штанги, вращающейся вокруг шарнира внутри резервуара у его основания. Штанга по всей длине снабжена пенопластовыми поплавками 2. На свободный конец штанги насажен поплавок 1, при помощи которого штанга с термометром, вращаясь вокруг шарнира, всегда полностью погружена в жидкость.

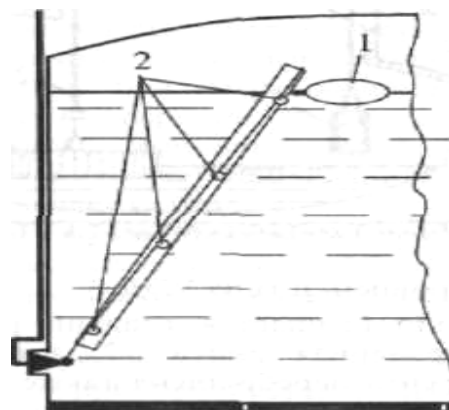


Рис. 11.2. Датчик температу-

Большую точность имеют уровнемеры, в которых поплавок только управляет работой следящего устройства.

Таким прибором является уровнемер СКВ АНН типа УЭД-3. Это уровнемер с тонущим поплавком (буйком), принцип действия которого основан на том, что буюк, погруженный в жидкость, автоматически следит за изменением уровня. Подвижную систему прибора приводят первоначально в такое положение, при котором буюк наполовину погружен в жидкость. При повышении уровня следящая система через ряд колес и тросов поднимает буюк до прежнего положения. При понижении уровня происходит обратный процесс.

Кинематическая схема устройства уровнемера УЭД-3, устанавливаемого на резервуаре, приведена на рис. 11.3.

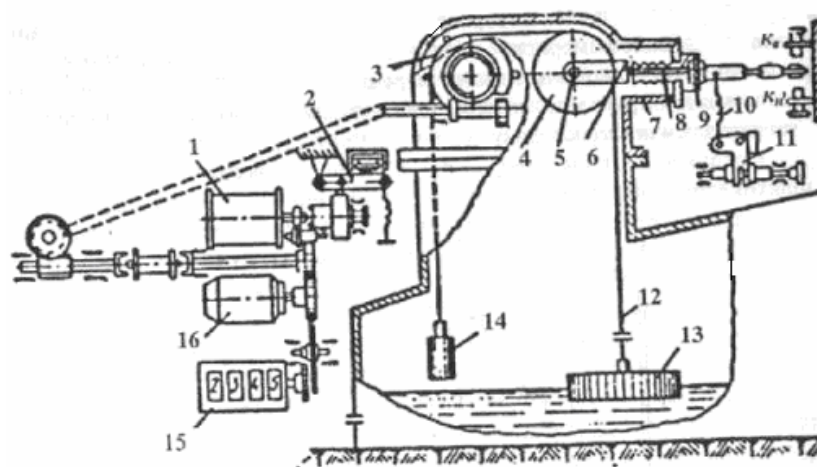


Рис. 11.3. Уровнемер типа УЭД-3

На оси 5 вилки 6 свободно вращается гладкий ролик 4, через который переброшена перфорированная лента 12, изготовленная из нержавеющей стали. Указанная лента переброшена также через ведущий ролик 3 с зубцами, входящими в перфорированную ленту. На одном конце ленты висит буюк 13, на другом – уравнивающий груз 14. Продолжением вилки 6 служит стержень 8, жестко закрепленный в скобе 9. Герметизация достигается сальфоном 7. Пружина 10 уравнивает усилие, действующее на левый конец стержня 8. Устройство 2 устанавливает такое натяжение пружины, что при погружении буйка наполовину в жидкость стержень 8 занимает горизонтальное положение. При этом контактная планка на конце стержня устанавливается также в среднем положении (контакты не замкнуты).

При повышении уровня замыкается нижний контакт K_n , включается цепь реверсивного двигателя 1 и отключается тормозное устройство 2. Через систему зубчатых колес и первичную передачу приводится во вращение ведущий ролик 3 для установления буйка в нормальное положение (наполовину погруженный в жидкость). При этом контакт размыкается, двигатель останавливается, электромагнит тормозного устройства 2 обесточивается, что обеспечивает включение тормоза, быструю остановку двигателя, а также исключает возможность включения верхнего контакта в результате инерционного выбега. При понижении уровня жидкости в резервуаре включается верхний контакт K_v , реверсивный двигатель вращается в противоположную сторону, система вновь приходит в равновесие. Таким образом, буюк непрерывно следит за изменением уровня жидкости в резервуаре.

Уровень жидкости отмечается непосредственно у резервуара четырехзначным отчетным устройством 15 с точностью до 1 мм, и отсчет передается на расстояние устройством дистанционной передачи 16.

В Венгрии разработана автоматическая цифровая система КОР-ВОЛ, использующая ОВ-способ. Система КОР-ВОЛ служит для автоматического определения объема или массы жидкости, хранимой в резервуарах большой вместимости, сбора и обработки данных измерений.

Вычисление массы жидкости по уровню, средней температуре и плотности продукта с учетом калибровки резервуара достаточно трудоёмко. Поэтому при использовании ОВ-способа для автоматизации товарно-учетных операций в систему включают сложные специализированные вычислительные устройства или универсальные вычислительные машины. Приведенную к 20 °С плотность продукта в таких системах вводят вручную.

Основные недостатки устройств измерения массы нефтепродуктов, использующих ОВ-способ:

- сложность первичных измерительных приборов, устанавливаемых на резервуарах;
- трудность периодической метрологической поверки первичных измерительных приборов, устанавливаемых на резервуарах;
- сложность алгоритма обработки первичной измерительной информации;
- высокая стоимость системы, вызванная необходимостью установки первичных измерительных приборов в каждом из контролируемых резервуаров, а также применением сложных специализированных вычислительных устройств или ЭВМ для реализации алгоритма обработки; трудность полной автоматизации товарно-учетных операций.

1.1.3. Гравиметрический способ

Практическое использование гравиметрического способа взвешивания стало возможным с появлением приборов, позволяющих измерять ускорение свободного падения с достаточной точностью. Этот способ основан на измерении изменения ускорения свободного падения (или сил тяжести) в резервуаре в зависимости от массы продукта в нем. Ускорение свободного падения измеряют гравиметрами, которые в основном делятся на два класса – статические гравиметры и имитационные вариометры.

Общим свойством статических гравиметров является то, что в них сила тяжести сравнивается с другой, постоянной во времени силой – упругой силой деформации.

Чувствительный элемент системы гравиметра представляет собой маятник, удерживаемый в равновесии упругой силой главной пружины и нитей подвеса. Для увеличения момента масс на маятник надета цилиндрическая платиновая навеска.

Принцип действия следующий: при изменении ускорения свободного падения маятник отклоняется от первоначального положения равновесия до тех пор, пока силы, вызванные деформацией главной пружины и нитей подвеса, не уравновесят изменения силы тяжести. Мерой удлинения пружины является угол поворота микрометрического винта, который измеряется специальным счетчиком-редуктором.

Представляет интерес применение гравиметров для непосредственного измерения массы жидкости. В одном из вариантов используют два

гравиметра, расположенные в центральной трубе по оси резервуара. Гравиметры связаны между собой и с регистрирующим устройством кабелем, соединены они последовательно. Это обеспечивает наибольшую чувствительность, а при встречном и последовательном подсоединении исключается влияние переливов. В другом варианте предлагают использовать эффект изменения силы тяжести в зависимости от массы продукта в резервуаре. В этом случае гравитационный вариометр располагается у стенки резервуара на половине его высоты. Относительная погрешность определения массы продукта в резервуаре при уровне 1,5 м современными гравиметрами составляет 1,65 %, что неприемлемо для товарного учета. Следует отметить, что при дальнейшем снижении уровня погрешность определения массы еще более увеличивается. Кроме недостаточной точности существующие гравиметры имеют большой дрейф «нуля» и подвержены влиянию расположенных рядом переменных масс, приливов, вибраций и т.п. Все это также снижает реально достижимую точность измерений гравиметрическим способом.

Вследствие отмеченных недостатков применение гравиметрического способа для товарного измерения массы жидкости в резервуарах и настоящее время является неоправданным.

1.1.4. Пьезометрический способ

Под пьезометрическим способом измерения количества жидкостей в емкостях следует понимать способ, заключающийся в определении массы по гидростатическому давлению жидкости в резервуаре.

В этом случае масса жидкости

$$M = \frac{P}{g} \cdot F_{cp}(H), \quad (11.1)$$

где P – гидростатическое давление в резервуаре;

g – ускорение свободного падения;

$F_{cp}(H)$ – площадь среднего сечения резервуара при соответствующем давлении и уровне жидкости H .

$$F_{cp}(H) = \frac{1}{H} \int_0^H F(h) dh. \quad (11.2)$$

До настоящего времени пьезометрический способ не нашел широкого применения из-за относительной сложности измерения гидростатического давления с достаточной точностью.

Общая относительная погрешность метода

$$\delta M = \sqrt{(F_{cp})^2 + (\delta p)^2}, \quad (11.3)$$

где F_{cp} – погрешность калибровки резервуара ($F_{cp} = 0,2\%$);

δp – погрешность измерения гидростатического давления, состоящая из погрешности преобразования гидростатического давления в давление воздуха и погрешности δP_H измерения пневмодавления, т.е.

$$\delta P = \sqrt{(\delta P_H)^2 + (\delta P_H)^2}. \quad (11.4)$$

Абсолютная погрешность преобразования щелевых датчиков безрасходных пневмосистем определяется силами поверхностного натяжения в щели на границе «воздух-жидкость» и не превышает ± 2 мм вод. ст.

Относительная погрешность манометра МП-2,5 II разряда в пределах давлений $0,1 - 2,5$ кгс/см² равна $0,05\%$, а общая погрешность определения массы при этом составляет

$$\delta M = \sqrt{0,2^2 + \left(\frac{2}{\rho_H}\right) + 0,05^2}, \quad (11.5)$$

т.е. в наихудшем случае ($H = 1$ м, $\rho_H \sim 0,7 \cdot 10^3$ кг/м³) погрешность определения массы продукта составляет $0,35\%$, что меньше максимально допустимой при товарных измерениях.

2. Средства и методика измерений нефти и нефтепродуктов

2.1. Объемно-массовый метод измерений

Этим методом определяется масса нефтепродукта по его объему и плотности. Объем нефтепродукта находится из градуировочных таблиц по измеренному уровню в резервуарах, железнодорожных цистернах, танках судна или по полной вместимости указанных емкостей. Объем можно также измерять счетчиком жидкости.

2.1.1. Приборы и средства измерения

Объем нефтепродуктов определяется в стационарных резервуарах, транспортных средствах и технологических трубопроводах, отградуированных в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

Резервуары стальные вертикальные стационарные (РВС) со стационарными и плавающими крышами и понтонами вместимостью от 100 до 50 000 м³ должны быть отградуированы по ГОСТ 8.380-80 (с учетом последующих изменений и дополнений). Резервуары вертикальные цилиндрические железобетонные со сборной стенкой вместимостью от 30 до 30 000 м³ – по РД 50-156-79, резервуары стальные горизонтальные вместимостью от 5 до 100 м³ – по ГОСТ 8.346-79 (с учетом последующих изменений).

Технологические трубопроводы для нефтепродуктов должны градуироваться согласно «Методическим указаниям по определению вместимости и градуировке трубопроводов нефтебаз. Геометрический метод».

После каждого капитального ремонта и вызванного в связи с этим изменения вместимости резервуара, но не реже 1 раза в 5 лет должна проводиться повторная градуировка резервуара.

После оснащения резервуара внутренним оборудованием градуировочная таблица должна быть пересмотрена и заново утверждена в установленном порядке.

Градуировочные таблицы на трубопроводы должны пересматриваться при изменении схемы трубопровода, протяженности или диаметра отдельных его участков, но не реже 1 раза в 10 лет. Также не реже 1 раза в 10 лет должны пересматриваться градуировочные таблицы на резервуары железобетонные.

К градуировочной таблице должны быть приложены:

- акт и протокол определения размеров резервуара;
- акты измерений базовой высоты и неровностей днища;
- данные о массе понтона и уровне его установки от днища резервуара;
- таблица средних для значений вместимости дробных частей для сантиметра каждого пояса резервуара.

В градуировочной таблице указывают величины, на которые внесены поправки при ее расчете.

Для проведения градуировки и составления таблиц должен привлекаться специально обученный персонал. Организации, проводящие градуировку, должны быть зарегистрированы в органах Госстандарта, и иметь право на проведение таких работ.

На каждом резервуаре должна быть нанесена базовая высота (местный трафарет) – расстояние от днища резервуара до верхнего среза кромки измерительного люка. Базовая высота измеряется ежегодно.

Базовая высота и неровности днища вертикального резервуара, уклон корпуса горизонтального резервуара измеряются ведомственной метрологической службой. Результаты измерений оформляются актом, который утверждается руководством предприятия, организации нефтепродуктообеспечения.

Объем нефтепродукта в автомобильных цистернах определяется по полной их вместимости или по показаниям объемного счетчика.

Вместимость автоцистерны должна устанавливаться заводом-изготовителем и периодически проверяться органами Госстандарта не реже 1 раза в 2 года.

Объем нефтепродукта в автоцистерне, заполненной до указателя уровня, определяется по свидетельству, выданному территориальными органами Госстандарта.

Вместимость железнодорожных цистерн должна устанавливаться путем индивидуальной градуировки каждой цистерны.

До осуществления индивидуальной градуировки допускается устанавливать вместимость по «Таблицам калибровки железнодорожных цистерн», составленным расчетным методом по чертежам на каждый тип цистерн.

В железнодорожных цистернах объем нефтепродуктов определяется по градуировочным таблицам, составленным на каждый сантиметр высоты. Среднее значение вместимости дробных частей сантиметра вычисляется расчетным путем.

Определение количества нефтепродуктов при приеме и наличии нефтеналивных судов должно производиться по измерениям в резервуарной емкости нефтебазы (при длине береговых трубопроводов до двух километров) или по измерениям в танках нефтеналивных судов с использованием их градуировочных таблиц (при протяженности береговых трубопроводов более двух километров).

Уровень нефтепродукта должен измеряться рулетками, метрштоками или уровнемерами. Техническая характеристика средств измерений приведена в табл. 11.2.

При учетно-расчетных операциях запрещается пользоваться средствами измерения уровня, не прошедшими госповерку или аттестацию в органах Госстандарта.

Для измерения уровня подтоварной воды применяются водочувствительные ленты или пасты. Ленты прикрепляются, а пасты наносятся тонким слоем с двух сторон на груз рулетки или метршток.

Средства измерений

Средства измерений	Стандарт	Пределы измерений	Погрешность
Рулетки с грузом 2-го или 3-го класса точности	ГОСТ 7502-80	0 – 10м, 0 – 20 м	Согласно п.1.П. ГОСТ 7502-80 для 2-го и 3-го класса точности
Метрштоки типа МШР и составные типа МШС	ГОСТ 18987-73	0 – 2200 мм	По всей длине ± 2 мм; от начала до середины шкалы ± 1 мм
Уровнемеры	ГОСТ 15983-81	0 – 14м, 0 – 20 м	Согласно ГОСТ 15983-81 ± 4 мм

Ленты должны храниться в плотно закрытых футлярах, пересыпанные мелом или тальком, а паста – в закрытых банках. Пасты применяются, главным образом, для измерения подтоварной воды в светлых нефтепродуктах.

2.1.2. Проведение измерений

Уровень нефтепродуктов в резервуарах можно измерить линейкой с грузом или уровнемерами с местным отсчетом или дистанционной передачей показаний на пульт в операторную. При этом показания необходимо считывать с точностью до 1 мм и место касания груза о стенки резервуара должно быть горизонтальным и жестким. При измерении в зональных резервуарах нижний конец метрштока или груза ленты должен попадать на нижнюю образующую резервуара. Стабильность при отсчете контролируется базовой высотой. В случае измерения лентой высоты необходимо выяснить причину этого измерения.

Измерительную ленту с грузом или метршток следует опускать медленно, не допуская волн на поверхности нефтепродукта и ударов о стенки резервуара. Лента рулетки должна находиться все время в намотанном состоянии, а метршток – в строго вертикальном положении. Измерения проводят при установившемся уровне нефтепродукта и отсутствии волн.

Показания рулетки или метрштока отсчитываются от 0,1 мм до 1 мм сразу по появлении смоченной части рулетки. Если расхождения превышают 1 мм, измерения необходимо повторить.

Ленту рулетки или метрштока до и после измерений необходимо протереть мягкой тряпкой насухо.

При измерении уровня подтоварной воды водочувствительный слой ленты или пасты в течение 2 – 3 мин полностью растворяется и резко выделяется грань между слоями воды и нефтепродукта.

Отсчет уровня подтоварной воды необходимо проводить с точностью до 1 мм. Размытая грань свидетельствует об отсутствии резкой границы между водой и нефтепродуктом и наличии водоземulsionного слоя.

Если грань обозначается на ленте или пасте с противоположных сторон груза рулетки или метрштока на разной высоте, то измерения должны быть повторены.

При измерении уровня нефтепродукта в горизонтальных резервуарах необходимо вносить поправку на уклон резервуара по формуле

$$\Delta h = \pm n \cdot \lambda, \quad (11.6)$$

где n – уклон оси резервуара;

λ – расстояние от точки измерения уровня до середины резервуара, мм; знак (–) – если уклон в сторону люка; знак (+) – если уклон от люка.

Допустимый уклон резервуара не более 1:1000.

Уровень нефтепродукта и подтоварной воды в железнодорожных цистернах измеряется метрштоком через горловину котла цистерны в 2-х противоположных точках горловины по оси цистерны. При этом необходимо следить за тем, чтобы метршток опускался на нижнюю образующую котла и не попадал в углубления для нижних сливных приборов. Уровень следует отсчитывать до 1 мм.

В автоцистерны нефтепродукт следует наливать до планки, установленной в горловине котла цистерны на уровне, соответствующем номинальной вместимости, или по заданной дозе согласно показаниям объемного счетчика. Плотность нефтепродуктов в резервуарах и транспортных средствах определяется по отобраным пробам, в трубопроводе измеряется автоматическими плотномерами или по отобраным пробам. Плотность отсчитывается до четвертого знака.

Из резервуаров и транспортных средств пробы отбираются в соответствии с ГОСТ 2517-85. В стационарных резервуарах для отбора проб должны применяться пробоотборники по Р 50194-92 или ручные пробоотборники по ГОСТ 2517-80.

Для отбора точечных проб пробоотборник опускается на заданный уровень и выдерживается в течение 5 мин.

При наливке автоцистерн на нефтебазах для определения плотности продукта пробы из резервуаров следует отбирать через каждые 2 ч.

Температура нефтепродуктов определяется в течение 1 – 3 мин после извлечения каждой точечной пробы или в средней пробе, отобранным нижним пробоотборником. Термометр необходимо погружать в нефтепродукты на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр, и выдерживать в пробе 1 – 3 мин до принятия столбиком ртути постоянного положения. Температуру отсчитывают по термометру, не вынимая его из нефтепродукта.

Температура нефтепродукта вычисляется как среднее арифметическое температур точечных проб, взятых в соотношении, принятом для составления объединенной пробы по ГОСТ 2517-85.

Например, объединенная проба нефтепродукта из вертикального резервуара отбирается с трех уровней: верхнего, среднего и нижнего и смешивается в соотношении 1:3:1.

В этом случае средняя температура нефтепродукта вычисляется

$$t_{cp} = \frac{t_g + 3t_c + t_n}{5}, \quad (11.7)$$

где t_g – температура точечной пробы верхнего слоя, °С;

t_c – температура точечной пробы среднего слоя, °С;

t_n – температура точечной пробы нижнего слоя, °С.

При дистанционном измерении средней температуры нефтепродукта в резервуаре термометрами сопротивлений температуры в пробах не измеряются.

Объединенная проба из горизонтального цилиндрического резервуара диаметром более 2 500 мм отбирается с 3-х уровней (верхнего, среднего и нижнего) и смешивается в соотношении 1:6:1.

Средняя температура вычисляется

$$t_{cp} = \frac{t_g + 6t_c + t_n}{8}. \quad (11.8)$$

Объединенная проба из горизонтального цилиндрического резервуара диаметром менее 2 500 мм независимо от степени заполнения, а также из горизонтального цилиндрического резервуара диаметром более 2 500 мм, заполненного на высоту до половины диаметра и менее, отбирается с 2-х уровней (середины и низа) и смешивается в соотношении 3:1, а температура рассчитывается по формуле

$$t_{cp} = \frac{3t_c + t_n}{4}. \quad (11.9)$$

Плотность нефтепродукта по отобраным пробам определяется в лаборатории на месте отбора проб по ГОСТ 3900-47. При определении плотности на месте отбора проб площадка для проведения измерений должна быть ровной горизонтальной, защищенной от ветра, осадков, солнечной радиации кожухом или другими устройствами.

Процесс измерения нефтепродуктов объемно-массовым методом может быть автоматизирован путем применения в резервуарах измерительных установок, а при наливке транспортных средств – автоматических систем налива с использованием счетчиков, автоматических плотномеров, объединенных в систему измерения массы нефтепродукта.

Масса принятого (отпущенного) нефтепродукта в резервуарах с понтонами или плававшими крышами определяется с учетом массы понтона (плавающей крыши) и его положения в резервуаре. Для этого необходимо знать, на каком уровне начинает всплывать понтон или плавающая крыша. Масса понтона или плавающей крыши определяется по рабочим чертежам, прикладываемым к градуировочной таблице.

При заполнении резервуара нефтепродуктом отдельные части понтона (плавающей крыши) всплывают неодновременно. Зона от начала и до конца всплытия зависит от конструкции покрытия и диаметра резервуара. При эксплуатации следует избегать измерений нефтепродуктов в этой зоне, т.к. это ведет к большим погрешностям при определении массы нефтепродукта.

2.1.3. Обработка результатов измерений

Масса нефтепродуктов M_{np} определяется по разнице масс в начале и конце товарной операции (соответственно M_1 и M_2) по формуле

$$M_{np} = M_1 - M_2 = \rho_{tcr} \cdot (V_1 - V_2), \quad (11.10)$$

где $V_1 \sin^{-1} \theta$ и $V_2 \frac{\pi}{3}$ – объем нефтепродукта при температуре измерения уровня в начале и конце товарной операции, определенный по градуировочной таблице в соответствии с результатом измерения уровня продукта в емкости, м³;

ρ_{tcr} – средняя плотность нефтепродукта при температуре измерения уровня, кг/м³.

Объем нефтепродукта определяется вычитанием объема подтоварной воды из общего объема. Содержание воды в нефтепродукте (в процен-

тах) определяется по ГОСТ 2477-65 и масса ее вычитается из массы нефтепродукта.

Для нефти, кроме наличия воды, определяется содержание хлористых солей (в процентах) по ГОСТ 21534-76 и механических примесей ГОСТ 6370-83.

Масса воды, солей и механических примесей вычитается из масс нефтепродуктов.

2.2. Массовый метод измерений

Этим методом измеряется масса нефтепродукта в таре и транспортных средствах путем взвешивания на весах.

2.2.1. Средства измерения

Для взвешивания нефтепродуктов в таре применяются весы товарные общего назначения грузоподъемностью до 3 000 кг, шкальные и циферблатные. Нефтепродукты в мелкой таре взвешиваются на настольных весах с пределами взвешивания от 5 до 20 кг.

Автоцистерны с нефтепродуктами взвешиваются на весах автомобильных стационарных и передвижных общего назначения грузоподъемностью от 10 до 30 т.

Взвешивание мазута в автоцистернах проводится по РД 50-266-81.

2.2.2. Проведение взвешивания

Масса взвешиваемых нефтепродуктов должна соответствовать грузоподъемности весов. Взвешивание грузов массой более P_{max} или менее P_{min} , установленных для данного типоразмера весов, не допускается. Выбор грузоподъемности весов должен обеспечить возможность взвешивания максимальных для данного пункта масс нефтепродуктов. Завышенная грузоподъемность весов увеличивает погрешность взвешивания. Для снижения влияния внешних условий на погрешность измерений весовые устройства должны быть защищены от ветра и осадков.

Масса нефтепродуктов определяется как разность между массой брутто и массой тары.

Взвешивание в таре может производиться поштучно и групповым способом, который применяется при отпуске односортных нефтепродуктов. Отсчеты на школьных и циферблатных весах ведут до 1 деления шкалы.

Железнодорожные цистерны взвешиваются в соответствии с ГОСТ 8.424-81.

Масса нефтепродуктов в железнодорожных цистернах может определяться как в одиночных цистернах, так и в составе в целом как слагаемое из одиночных цистерн.

В одиночных цистернах масса нефтепродуктов определяется как разность измеренных масс груженой и порожней цистерны.

Взвешивание груженых цистерн без расцепки производится в соответствии с ГОСТ 8.424-81.

Масса нефтепродукта определяется как разность между суммой измеренных масс груженных цистерн и суммой масс порожних цистерн, указанных на трафаретах.

Масса нефтепродукта груженого состава на ходу определяется как разность между суммой измеренных масс всех цистерн в составе и суммой масс этих цистерн, указанных на трафаретах или определенных взвешиванием тары.

Допустимая погрешность весов, число цистерн в составе и масса нефтепродукта в каждой цистерне приведены в табл. 11.3.

Предельная погрешность определения массы нефтепродукта составляет $\pm 0,5\%$ (наибольшая суммарная масса взвешиваемых цистерн в составе до 2 000 т).

Таблица 11.3

Погрешности взвешивания

Допускаемая погрешность весов при взвешивании состава в целом, %	Число цистерн в составе	Масса M в каждой цистерне, т
$\pm 0,2$	12	68
	24	51
$\pm 0,35$	12	81
	24	61

Значение результата измерений округляется до того же разряда, что и значение абсолютной погрешности.

Например, если абсолютная погрешность составляет $\Delta_1 = \pm 0,2$ т, то результат округляется до десятых долей тонны, если $\Delta_1 = \pm 8$ т, то результат округляется до целых значений тонн и т.д.

2.3. Объемный метод измерений

Объемный метод является частью объемно-массового метода, т.к. измеряется только объем нефтепродукта.

Объемный метод применяется на АЗС для учета нефтепродуктов.

2.3.1. Средства измерений

Для измерений объема используют топливораздаточные колонки по ГОСТ 9018-89, маслораздаточные колонки по ГОСТ 11537-81 и импортные, параметры которых соответствуют требованиям этих стандартов.

Колонки должны поверяться по МИ 1864-88 и ГОСТ 8.220-76.

2.3.2. Проведение измерений

Объем нефтепродукта при заправке транспорта измеряется при дистанционном и местном управлении колонками.

Для дистанционного управления применяются пульта, которые могут управлять как одной колонкой, так и группой колонок. Объем нефтепродукта, отпущенный колонкой, фиксируется указателем суммарного счетчика.

Точность работы топливозаправочных колонок должна проверяться ежедневно при сдаче смен образцовыми мерниками второго разряда и фиксироваться в сменных отчетах.

Если погрешность колонки выходит за пределы, указанные в стандарте, то эксплуатировать такую колонку запрещается.

Погрешность колонки фиксируется в относительных единицах (процентах) со знаком $-$, если колонка передает продукт, и знаком $+$, если продукт колонка недодает.

Лица, имеющие право на опломбирование колонок, назначаются приказом территориального (областного) управления или Госкомнефтепродукта союзной республики, их назначение согласовывается с территориальным органом Госстандарта. После окончания ремонта и пломбирования топливораздаточной колонки вызывается государственный доверитель, о чем в журнале учета ремонта оборудования делается соответствующая запись.

2.4. Гидростатический (пьезометрический) метод измерения

Масса нефтепродукта по этому методу определяется как произведение разности давлений столба продукта (в начале и конце товарной операции) и средней площади сечения части резервуара, из которой отпущен продукт, деленных на ускорение силы тяжести по формуле

$$M = \frac{(P_i - P_{i+1}) \cdot S_{cp}(H)}{g}, \quad (11.11)$$

где S_{cp} – среднее сечение части резервуара, из которого отпущен продукт, м².

$$S_{cp} = \frac{V_i - V_{i+1}}{H_i - H_{i+1}}, \quad (11.12)$$

где i и $(i + 1)$ – индексы, соответствующие началу и концу товарной операции;

P – давление высоты столба продукта, Па;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

V – объем продукта, м³;

H – уровень наполнения ёмкости, м.

2.4.1. Средства измерений

Для определения массы нефтепродукта в резервуарах типа РВС должны применяться средства измерений и устройства, обеспечивающие погрешность измерения массы не более $\pm 0,5\%$.

Вязкость нефтепродуктов не должна превышать 10^{-4} м²/с (100 сСт). На резервуары должны быть составлены калибровочные таблицы по МИ 1823-87.

2.4.2. Проведение измерений и обработка результатов

Порядок измерения массы нефтепродукта должен соответствовать изложенному в технических описаниях устройству, применяемому при этом методе измерения. Основные способы количественного измерения нефтепродуктов на нефтебазе представлены в табл. 11.4.

2.5. Измерение вместимости резервуара для составления калибровочных таблиц

Для определения массы находящегося в резервуаре нефтепродукта необходимо замерить его уровень, подсчитать объем и умножить на плотность при температуре замера.

Для определения объема находящегося в резервуаре нефтепродукта каждый резервуар (для приема, хранения и отпуска нефтепродукта) неза-

висимо от формы и вместимости должен иметь посантиметровую калибровочную (замерную) таблицу, позволяющую быстро и точно определять количество нефтепродукта в резервуаре по высоте налива. Для составления калибровочных таблиц существует несколько методов измерения их вместимости.

Таблица 11.4

**Способы количественного измерения нефтепродуктов
при приеме, отпуске и хранении**

Операция	Способ измерения и учета	Измеряемые величины	Измерительные приборы и меры
1	2	3	4
Приём			
из железнодорожных цистерн	замер в ж.-д. цистернах по калибровочным таблицам	высота разлива топлива в ж.-д. цистерне; плотность; температура	Метршток или тавро-рейка; нефтеденсиметр; термометр
	замер в резервуарах нефтесклада по калибровочным таблицам	высота разлива топлива в резервуаре; плотность; температура	рулетка стальная или метршток; нефтеденсиметр; термометр
в транспортных автоцистернах и механизированных заправочных агрегатах	по калибровке полной вместимости автоцистерн и механизированных заправочных агрегатов	объем полной вместимости; плотность; температура	нефтеденсиметр; термометр
	взвешивание	масса	весы автомобильные; гири
	пропуск через счетчики	объем по показаниям счетчика; плотность; температура	счетчики; нефтеденсиметр; термометр
в бочках и другой мелкой таре	взвешивание	масса	весы сотенные; гири
Хранение			
в резервуарах	замер в резервуарах по калибровочным	высота разлива в резервуаре; плотность; температура	рулетка стальная или метршток; нефтеденсиметр; термометр
в мелкой таре	взвешивание	масса	весы сотенные
в баках машин	замер объема топлива в баке	объем по показаниям мерной линейки; плотность	гири; линейка мерная; нефтеденсиметр; термометр
Отпуск			
в транспортные автоцистерны и механизированные заправочные агрегаты	по калибровке полной вместимости автоцистерн и механизированных заправочных агрегатов	объем по полной вместимости; плотность; температура	Нефтеденсиметр; термометр

Окончание табл.

1	2	3	4
	пропуск через счетчики	объем по показаниям; плотность	Счетчики; нефтенсиметр; термометр
в бочки, бидоны и другую мелкую тару	пропуск через счетчики; взвешивание	температура; масса	термометр; весы сотенные; гири
Заправка машин			
топливом	замер высоты уровня в баке до и после заправки	объем по показаниям мерной линейки; плотность	линейка мерная; нефтенсиметр
	пропуск через топливораздаточные колонки и механизированные заправочные агрегаты	объем по показаниям счетчика; плотность	линейка мерная; нефтенсиметр
маслом	пропуск через счетчики маслораздаточных колонок; взвешивание	объем по показаниям счетчика; масса	счетчик для масла; нефтенсиметр; весы сотенные; гири
	замер мерной кружкой	объем по плотной вместимости мерной кружки; плотность	весы циферблатные; гири; кружка мерная; нефтенсиметр
отпуск консистентной смазки для заправки	взвешивание; заправка разовой тубой	масса; масса в тубе по этикетке	весы циферблатные; гири

2.6. Методы измерений

В соответствии с ГОСТ 8.380-80 «ГСП. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические вместимостью 100 – 50 000 м³. Методика метрологической аттестации» измерение вместимости производится геометрическим или объемным методом. Допускается комбинация методов. Выбор метода измерений зависит от вместимости класса точности, специфики конструкции резервуара, удобства проведения измерений, наличия средств измерения и экономической целесообразности.

Объемный метод может быть применен для измерений вместимости резервуаров до 5 000 м³ (исходя из возможностей установки для градуировки объемным методом), «мертвой» полости, а также участка резервуара до всплытия плавающего покрытия.

Геометрический метод заключается в определении вместимости резервуара путем измерения его геометрических размеров и проведения расчетов с целью получения градуировочной характеристики, т.е. зависимости объема жидкости от уровня заполнения резервуара.

Объемный метод заключается в непосредственном измерении объема жидкости, залитой в резервуар, и ее уровня с целью получения градуировочной характеристики резервуара. Объемный метод осуществляется при помощи мерной посуды (калибровку проводят, наливая в резервуар или сливая из него отмеренные объемы воды или другой жидкости) либо при помощи объемных счетчиков (пропуская жидкость через бензомер или водомер при наливе в резервуар или сливе из него).

Геометрический (расчетный) метод наиболее доступен и технически осуществим, поэтому калибровочные таблицы на резервуары, как правило, составляют расчетным способом.

Замерная таблица, представляющая собой документ, предназначена для учета нефтепродуктов.

При обмере определяют следующие геометрические величины, необходимые для составления калибровочных таблиц:

- вертикальные цилиндрические резервуары – длина окружности резервуара по второму поясу, высота каждого пояса изнутри резервуара, толщина листов стали каждого пояса резервуара;
- горизонтальные цилиндрические резервуары – длина окружности (наружная), длина обечаек резервуара, стрела выпуклости днища (для резервуаров со сферическими днищами), толщина листов стали обечаек и днищ резервуаров.

Все резервуары с точностью до 1 мм обмеряются стальной рулеткой, имеющей доверительное государственное клеймо. Длина ленты рулетки 20 м, допускаемая погрешность шкалы при температуре 20 °С и нагрузке 50 Н*с ± 5 мм, сечение ленты 6х0,15 мм, масса 0,25 кг.

При обмерах лента рулетки должна быть достаточно натянута (до 50 Н) пружинными весами или роликом с грузом. Лента рулетки не должна иметь перекрученных мест и отклонений от той плоскости, в которой производится измерение.

Каждый элемент нужно измерять несколько раз. Получение одинаковых результатов подтверждает правильность измерения.

2.7. Нормы точности измерений

Погрешности измерений параметров стальных вертикальных цилиндрических резервуаров не должны превышать норм (при геометрическом методе – табл. 11.5).

При соблюдении указанных норм точности измерений погрешность градуировки в зависимости от вместимости резервуара составит не более:

- $\pm 0,20$ % – для резервуаров вместимостью 100 – 3 000 м³;

- $\pm 0,15$ % – для резервуаров вместимостью 4 000 м³;
- $\pm 0,10$ % – для резервуаров вместимостью 5 000 – 50 000 м³, о чем делается запись в градировочной таблице.

Таблица 11.5

Нормы точности

Измеряемый параметр	Предел допускаемой погрешности измеряемого параметра резервуара	
	для резервуаров вместимостью 100 – 4 000 м ³	для резервуаров вместимостью 5 000 – 50 000 м ³
Длина окружности первого пояса	$\pm 0,022$ %	$\pm 0,022$ %
Высота поясов	$\pm 0,1$ %	$\pm 0,2$ %
Радиальные отклонения образующих резервуара от вертикали	± 1 мм	± 1 мм
Толщины стенок (включая слой покраски)	$\pm 0,5$ мм	± 1 мм
Объемы внутренних деталей	$\pm (0,005 - 0,025)$ м ³	$\pm (0,025 - 0,25)$ м ³

3. Аппаратура коммерческого пьезометрического учета нефти и нефтепродуктов

Погрешность измерения массы при коммерческих операциях не должна превосходить 0,5 %. Она складывается из погрешности и преобразования, передачи и измерения гидростатического давления и калибровки резервуара. С учетом существующей методики калибровки резервуаров, а также методической погрешности звена обратного преобразования погрешность δP измерения гидростатического давления составляет 0,45 %. При существующей технологии минимальная высота принятого или отпущенного продукта на больших резервуарах достигает 2 м, тогда при $\rho = 0,7 \cdot 10^3$ кг/м³ и $H = 10$ м допустимая погрешность (абсолютная) измерения давления $\Delta P_{don} = \rho \cdot H \cdot \delta \cdot P = 6,3$ мм вод. ст.

3.1. Информационно-измерительные системы коммерческого учета «Радиус» и «Квант»

Для обеспечения всех задач коммерческого учета для первой ступени управления объектами хранения разработана информационно-измерительная система типа «Радиус», а для второй ступени – типа «Квант».

Первая ступень ИИС учета включает в себя объекты контроля – резервуары с установленными в них щелевыми преобразователями и аппаратуру пьезометрического измерения гидростатического давления продукта в группе резервуаров. ИИС «Радиус» для улучшения эксплуатационных свойств, взрыво- и пожаробезопасности, простоту эксплуатации, а также упрощения конструкции вынесена за территорию резервуара и измеряет не непосредственно гидростатическое давление жидкости, а равное ему пневматическое. Такая структура строения позволяет при необходимости подключить к аппаратуре ИИС нужное число контролируемых объектов. Аппаратура «Радиус» измеряет массу жидкости в резервуарах вторым способом, т.е. определяет массу жидкости по гидростатическому давлению.

Вторая ступень ИИС количественного учета включает в себя аппаратуру первой ступени, а также комплекс групповых устройств сбора и переработки первичной измерительной информации. В соответствии с этим для второй ступени предназначена ИИС «Квант», представляющая собой измерительно-информационный комплекс аппаратуры пьезометрического взвешивания жидкости в вертикальных резервуарах. ИИС типа «Квант» позволяет полностью автоматизировать центральный контроль массы жидкости в резервуарах с регистрацией на бланке и перфоленте всех параметров количественного учета. Аппаратура предназначена для автоматического коммерческого учета массы и оперативного измерения уровня жидкости в 50 вертикальных резервуарах высотой до 18 м и с максимальным давлением в газовом пространстве до $0,04 \cdot 10^5$ Па.

3.2. Система КОР-ВОЛ

Система КОР-ВОЛ (рис. 11.4) имеет следующие преимущества по сравнению с ранее описанными системами: процесс измерения полностью автоматизирован – осуществляется цифровая индикация и регистрация данных, проведение математических операций коррекции, наличие внутреннего запоминающего устройства. Центральный блок обработки данных обеспечивает получение результатов измерения непосредственно в необходимой форме для коммерческих расчетов, т.е. в единицах массы или объема, приведенного к базисной температуре.

Комплексная система КОР-ВОЛ состоит из центрального блока обработки данных и первичных приборов, являющихся источниками информации. В системе используются два типа первичных приборов, уровнемер жидкости, снабженный цифровым кодовым датчиком, и прибор измерения

среднего значения температуры в среде резервуара. В качестве чувствительного элемента датчика уровня применяют поплавков, положение которого с помощью непрерывно работающего сервомеханизма следящей системы преобразуется в соответствующий электрический сигнал. Встроенный кодовый датчик позволяет осуществить цифровую дистанционную передачу данных измерения.

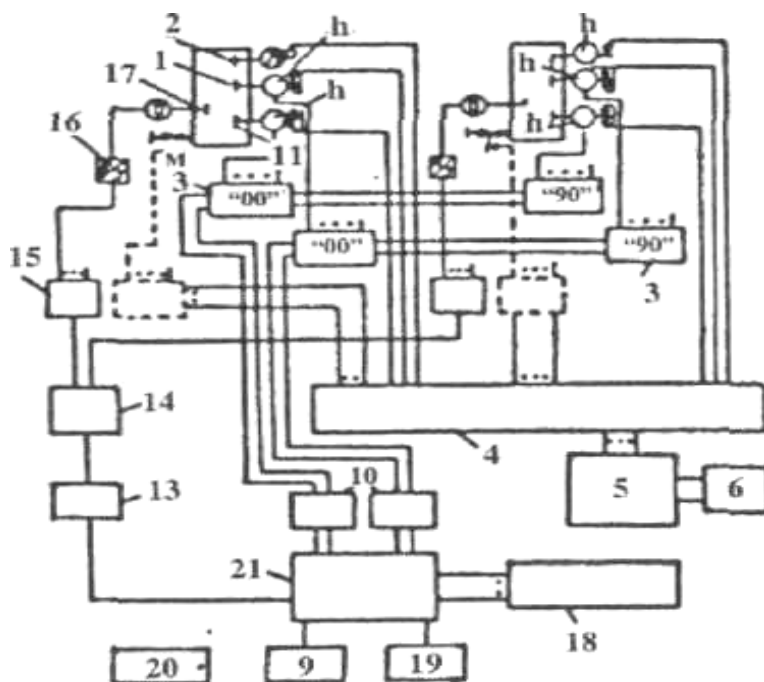


Рис. 11.4. Блок-схема системы КОР-ВОЛ: 1 – уровнемер; 2 – сигнализатор аварийного уровня; 3 – цифровой селектор; 4 – щит управления; 5 – шкаф программного управления; 6 – пульт программного управления; 7 – индикатор с центральным вызовом; 8 – адаптер; 9 – табличный регистратор; 10 – разделительная коробка; 11 – уровнемер раздела сред; 12 – пульт сбора данных типа «Б», 13 – аналоговый преобразователь; 14 – шкаф блоков обслуживания; 15 – аналоговый селектор; 16 – датчик температуры; 17 – термометр сопротивления; 18 – пульт КОР-ВОЛ; 19 – перфоратор; 20 – контрольный шкаф; 21 – индикатор одного места измерения

Чувствительный элемент датчика средней температуры представляет собой погруженные в жидкость платиновые элементы сопротивления, укрепленные на стальной конструкции, которая перемещается в соответствии с изменением уровня жидкости. Датчик средней температуры подсоединяют к прецизионному электрическому компенсационному измерительному преобразователю постоянного напряжения. Приемная аппаратура системы КОР-ВОЛ представляет собой цифровое устройство обработки данных.

Аппаратура включает в себя блок автоматического сбора данных измерения, вычислительный блок, накопитель данных, цифровой генератор

тактовых импульсов, блок управления и блок индикации. К электронному блоку подключено печатающее устройство. Вычислительный блок определяет объем и массу жидкости, приведенные к нормальному состоянию хранимой среды. Накопитель данных содержит геометрические параметры резервуаров, составленные на основании таблиц калибровки последних.

В системе используются два типа первичных приборов: уровнемеры, снабженные цифровым кодовым датчиком, и прибор для измерения среднего значения температуры измеряемого продукта. Чувствительным элементом прибора для измерения средней температуры является термометр сопротивления, который подключается к аналоговому датчику постоянного тока компенсационного типа. Число импульсов, пропорциональное выходному сигналу постоянного тока датчика, вырабатывается электронным преобразователем-селектором, который устанавливается в удобном месте. Информация о температуре поступает в центральный блок обработки данных в виде числа импульсов, а данные измерения уровня – в цифровой закодированной форме. Измеренные параметры поступают в центральное устройство через селекторы мест измерения. Для передачи параметров уровня применяется цифровой селектор, а для передачи значений температуры – аналоговые селекторы.

3.3. Автоматизированные системы управления резервуарными парками

На перевалочных нефтебазах и в резервуарных парках, связанных с магистральными нефтепроводами, все большее применение находят ЭВМ, функционирующие в составе автоматизированных систем управления. Программы составляются с таким расчетом, чтобы ЭВМ обеспечивала бесперебойную работу резервуарных парков даже при условии нарушения связи с центральным диспетчерским пунктом. Использование в системе управления резервуарных парков вычислительных машин позволило оптимизировать ряд процессов их работы, что сократило капитальные затраты и увеличило надежность функционирования технологических сооружений.

Автоматизированные системы управления выполняют следующие функции:

- автоматический сбор информации от установленных кодовых датчиков уровня, термометров сопротивления в резервуарах, на подводящих и отводящих нефтепроводах, двухпозиционных датчиков состояния насосов,

положения задвижек, аварийных и обобщенных сигналов, сигналов от расходомеров, кодовых или аналоговых датчиков приборов качества;

- ввод с устройств ручного ввода информации о параметрах качества нефти (при отсутствии соответствующих датчиков), уровня парафина в резервуарах;

- регистрация параметров технологических процессов и состояния оборудования с заданной периодичностью уровня и температуры во всех резервуарах, показаний счетчиков, температуры нефти в подводящих и отводящих трубопроводах, параметров качества нефти;

- контроль и регистрация отклонений параметров и изменений в ходе технологических процессов оборудования: открытие и закрытие задвижек, включение и отключение насосов, подача и уборка цистерн, швартовка и отшвартовка судов, начало и окончание технологических процессов, правильность выбранных трасс перекачки, производительность откачки и закачки нефти в резервуары, исправность подключенных в ЭВМ датчиков. Все обнаруженные отклонения, изменения и нарушения регистрируются в хронологическом порядке с указанием времени на печатающем устройстве;

- оперативное отображение информации на дисплее по запросу оператора относительно любого из протекающих в данный момент процессов и состояния резервуаров;

- регистрация и анализ срабатывания защит по переливу резервуара и максимальному давлению в подводящих трубопроводах. Срабатывание защит и блокировок регистрируется на цифropечати;

- диагностика и прогнозирование хода технологических процессов и состояния оборудования;

- выполнение всех необходимых расчетов;

- подготовка для вышестоящих и смежных уровней управления всей необходимой информации: о наличии в резервуарном парке общей товарной массы нефти, а также свободных емкостей по сортам поступления нефти и привязкой к временным интервалам;

- формирование документов.

Естественно, функции автоматизированной системы управления в каждом конкретном случае могут быть расширены или уменьшены в зависимости от требуемого уровня автоматизации и экономических соображений.

Компания Union Oilif (США) оснастила один из своих резервуарных парков измерительной системой на базе ЭВМ производства RGL (Канада). Система осуществляет измерение уровня, температуры и давления в резер-

вуарах и по результатам этих измерений производит товарный расчет. Информация от соответствующих датчиков поступает на мини-ЭВМ, и после обработки выводится на дисплей. В системе предусмотрен контроль за уровнем налива и слива резервуаров. Оператор может с помощью клавиатуры дисплея устанавливать значения аварийных уровней в резервуаре. Для уменьшения числа линий связи между датчиками и ЭВМ в системе предусмотрена передача значений уровня и температуры по одной паре проводов с помощью устройства временного разделения.

На нефтебазе в Ангра-дос-рейс (Бразилия) смонтирована система распределения нефти с использованием двух ЭВМ. Пульт управления включает в свой состав дисплей на цветных ЭЛТ. Система управления осуществляет: регистрацию и распределение прибывающих танкеров по причалам; телеконтроль и телеуправление наливом и сливом одновременно до 6 танкеров; контроль и управление 10 подводными трубопроводами; измерение объемов нефти в резервуарах; контроль и управление электроподстанциями, снабжающими порт электроэнергией.

4. Измерение количества нефти и нефтепродуктов на потоке

При приеме нефти на головных сооружениях магистрального нефтепровода и сдаче на конечном пункте требуется определять ее количество. В предыдущие годы и частично в настоящее время количественный учет осуществлялся по резервуарам с помощью систем измерения уровня. Такая система учета требовала определенных затрат ручного труда, была сильно инерционна за счет времени отстаивания нефти в резервуаре после заполнения, не всегда обеспечивала требуемую точность измерения. Поэтому все большее применение для количественного учета нефти и нефтепродуктов стали получать счетчики, которые позволили осуществлять учет непосредственно на потоке, повысить точность измерений, автоматизировать получение результатов измерения, сократить обслуживающий персонал.

4.1. Типы используемых счетчиков

Для получения сведений о количестве перекаченной нефти и применяют счетчики, обеспечивающие измерение суммарного количества и воспроизведение результатов измерения на механических или электронных указателях.

Существует несколько типов счетчиков, отличающихся по принципу действия. В предыдущие годы широкое распространение нашли объемные

счетчики, где для измерения количества поток разделяется механическим способом на отдельные порции, общее число которых подсчитывается. Разделение на порции происходит при помощи эксцентрично укрепленных вращающихся лопастей или шестерен, движимых ротором.

К недостаткам объемных счетчиков следует отнести необходимость тонкой очистки измеряемого продукта. Объемные счетчики применяются для учета нефтепродуктов при малых расходах. В настоящее время они используются в основном только для количественного учета вязких и высоковязких нефтей и нефтепродуктов.

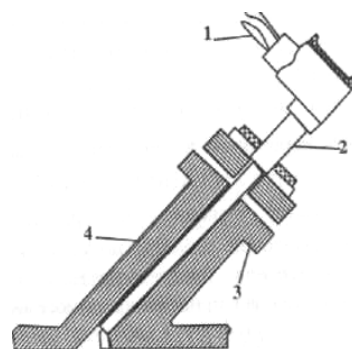
Большее распространение получили турбинные расходомеры, имеющие ряд существенных преимуществ. Они не нуждаются в тонкой фильтрации, более долговечны и удобны в эксплуатации, выдерживают более высокое давление, а также более просты при монтаже их на трубопроводе. Недостатком объёмных и турбинных счетчиков, в основу которых положен тахометрический метод подсчета объема, является наличие тела, помещенного в поток и создающего сопротивление потоку.

Существенным недостатком является также необходимость частого ремонта и замены вращающихся подвижных частей.

Поэтому все большее внимание стало уделяться разработке счетчиков новых конструкций. Примером таких новых разработок может служить гидродинамический счетчик; электромагнитный метод измерения, основанный на измерении электродвижущей силы, индуцируемой в потоке электропроводной жидкости, проходящей через магнитное поле.

Наиболее перспективными считают счетчики, использующие ультразвуковой метод, который основан на изменении скорости распространения ультразвуковой волны в жидкости при наличии потока. При распространении волны по направлению потока скорость возрастает, а против потока – уменьшается. Эффект этот проявляется в измерении времени распространения ультразвука от излучателя к приемнику, в том случае, если ультразвуковая волна распространяется в жидкости под некоторым углом к оси трубопровода (рис. 11.5).

Рис. 11.5. Датчик ультразвукового расходомера:
1 – к вторичным приборам; 2 – блок датчика; 3 – уплотнение «Флекс Италик»; 4 – корпус датчика



Достоинством ультразвуковых расходомеров является простота монтажа на трубопроводе, отсутствие сопротивления потоку, отсутствие движущихся частей, в результате чего отпадает надобность в частой периодической калибровке.

Для определения расхода осуществляет следующее двойное интегрирование

$$Q = \int y \int x v(x; y) dx dy, \quad (11.13)$$

где $v(x; y)$ – местная осевая скорость потока на измерительном участке;

$\int x$ – выполняется ультразвуком;

$\int y$ – выполняется численным интегрированием по методу Гаусса.

Затем вводятся поправочные коэффициенты расширения трубы из-за изменения температуры и давления. Уравнение принимает вид

$$Q_G = F \Delta T^0 \cdot F \Delta P \cdot Q, \quad (11.14)$$

где Q_G – расход, скорректированный на расширение трубы;

$F \Delta T^0$ – поправочный коэффициент изменения D, Lp, Q из-за разницы между рабочей и калибровочной температурой;

$F \Delta P$ – поправочный коэффициент измерения D, Lp, Q вследствие разницы между рабочим и калибровочные давлением.

Расход Q_G при эксплуатационных значениях температуры и давления может быть пересчитан в приведенный расход Q_N . Уравнение перевода фактического расхода в приведенный имеет вид

$$Q_N = H(T^0, p) Q_G, \quad (11.15)$$

где $H(T^0, p)$ – коэффициент, выбираемый из программных таблиц для перевода расхода при измеренных температуре и давлении к расходу при интересующих нас стандартных условиях.

4.2. Средства для безрезервуарного товарного учета нефти и нефтепродуктов

В последнее десятилетие в нефтяной промышленности, на НПЗ, магистральных трубопроводах и нефтебазах при товарно-коммерческих операциях по сдаче-приемке нефти и нефтепродуктов широкое применение получил безрезервуарный учет жидкости на потоке с использованием автоматизированных ИИС (узлов учета нефти и нефтепродуктов).

Переход на безрезервуарный учет нефти и нефтепродуктов позволяет:

- отказаться от некоторых контрольно-измерительных приборов на резервуарах;
- автоматизировать коммерческий учет нефтяной продукции;
- обеспечить оперативность получения достоверной информации;
- повысить точность измерения расхода жидкости;
- уменьшить потери легких фракций;
- сократить обслуживающий персонал.

В состав узлов учета нефти входят следующие основные элементы:

- рабочие и резервные (не менее 30 % от числа рабочих) измерительные линии, соединенные параллельно;
- одна контрольная измерительная линия с необходимыми средствами измерений, вспомогательным оборудованием и арматурой;
- блок контроля качества нефти;
- вторичные блоки (приборы) для обработки, хранения, индикации и передачи результатов измерений;
- стационарная турбопоршневая установка (ТПУ) или отводы для присоединения передвижной ТПУ.

Каждая измерительная линия оснащается турбинным преобразователем расхода (ТПР), фильтром и прямыми участками. На каждой измерительной линии устанавливаются:

- манометр класса точности 1,0 после фильтра или датчик перепада давления на фильтре;
- карман для установки ручного термометра с ценой деления 0,1 °С, используемый при поверке ТПР на расстоянии не менее 5 диаметров после ТПР;
- устройства отбора давления до и после ТПР для подключения переносного дифманометра для измерения перепада давления.

Устройства отбора давления выполняются таким образом, чтобы не влиять на показания ТПР, для этого диаметр отверстий в трубопроводе, через которые отбирается давление, должен быть не более 2 – 3 мм; патрубок для установки прибора (индикатора) для определения наличия свободного газа на выходе из измерительной линии на расстоянии не менее 5 диаметров после ТПР. Установка данного прибора предусматривается в том случае, если не исключена полностью возможность выделения газов (паров) из нефти. Тип ТПР и диапазон расходов для них выбираются с учетом метрологических характеристик вязкости нефти и ее изменения в процессе работы. В случае изменения вязкости нефти в процессе работы желательно применять ТПР с коррекцией показаний по вязкости («Смит», «Ро-

квел», «Ротоквант»), при стабильной вязкости – без коррекции («Гурбоквант», «Норд», «Метр Флоу»).

В соответствии с правилами эксплуатации ТПР поправка в показании расходомеров вводится при колебаниях вязкости более, чем на $\pm 10 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Поправочный коэффициент учитывает влияние физико-химических свойств перекачиваемой среды (вязкость, газонасыщенность, степень обводнённости).

В нефтяной промышленности эксплуатируется несколько сотен узлов учета нефти, оборудованных ТПР. На момент поверки относительная погрешность ТПР может достигать 0,25 % по объему перекачиваемой нефти.

На магистральных нефтепроводах специальные узлы учета оборудуются между поставщиком и получателем нефти.

Узел учета, как правило, включает счетчики (рабочие, резервные, контрольный), струевыпрямители, фильтры, пробоотборное устройство, манометры, термометры, влагомер, плотномер, задвижки и вентили. Все счетчики, устанавливаемые на одном узле учета – рабочие, резервные и контрольные, должны быть одинаковой производительности.

При выборе счетчиков и вспомогательного оборудования для узла учета необходимо учитывать:

- свойства перекачиваемой нефти;
- диапазон производительности;
- диапазон рабочего давления и максимально допустимую потерю давления на счетчике при его работе с максимальной предполагаемой скоростью потока;
- температурной диапазон, в пределах которого будет работать счетчик, и возможность применения автоматических температурных компенсаторов;
- характер места монтажа для узла учета установки счетчика;
- количество и размер абразивных и коррозионных примесей, которые могут переноситься в потоке жидкости; потребность в электроэнергии для работы вторичных приборов;
- предполагаемые методы поверки счетчиков и технического обслуживания узла учета.

На нефтепроводном транспорте повсеместное распространение получила простейшая коллекторная схема узлов учета нефти, что поясняется большим диаметром (до 1 220 мм) используемых трубопроводов. Число измерительных линий на узле учета может достигать 10. Существуют технологические схемы узлов учета с попутным и встречным течением жидкости во входном и выходном коллекторах.

Опыт эксплуатации, экспериментальные и теоретические исследования последних лет показали, что наиболее рациональным решением вопроса по организации учета товарной нефти является автоматизация процесса измерения расхода нефти с помощью счетчиков отечественного или зарубежного производства, таких как «Роквел» (Roswell) серии М, «Мерлаб» (Merlab), «Турбоквант» (Turboquant), «Вольтман» (Wolman), «Метерфлау» (Meterflow Ltd) «Ротоквант», «Норд», ТРН, «Смит» и др. Обладая существенными преимуществами перед другими измерителями, турбинные счетчики имеют и недостатки, снижающие их метрологические характеристики.

Основными факторами, наиболее существенно влияющими на точность измерения счетчиков, являются колебания вязкости измеряемой среды, расхода, температуры, давления, а также наличие в нефти растворенного газа.

Диаметр проходного сечения встраиваемого в трубопровод турбинного расходомера может быть от 6 до 500 мм. Расходомеры этого типа обычно непригодны для измерения очень загрязненных коррозионно-активных или очень вязких жидкостей. Встраиваемые в трубопровод турбинные расходомеры представляют собой небольшой турбинный узел, смонтированный на штоке.

В системе обеспечения нефтепродуктами эксплуатируются турбинные расходомеры типа «Турбоквант» фирмы ММГ-АМ (ВНР).

К эксплуатационным недостаткам объёмных и турбинных расходомеров, в основу которых положен тахометрический способ подсчета количества жидкости, является недостаточная надежность вследствие:

- наличия подвижных измерительных элементов и трущихся опор;
- наличие тела, помещаемого в лоток и создающего сопротивление движению потока;
- необходимость установки фильтров перед первичным преобразователем;
- потери давления на счетчике;
- необходимость частого ремонта и замены вращающихся подвижных частей.

Поэтому все большее внимание стало уделяться разработке расходомеров новых конструкций, оснащаемых эффективными электронными устройствами считывания и обработки сигналов на выходе расходомера.

Казанским филиалом ВНИИФТРИ разработан образцовым ультразвуковой расходомер типа СУ-30 для трубопроводов диаметром 150 и 200 мм с погрешностью до 0,2 % для нефти воды и нефтепродуктов.

Специальным конструкторским бюро «Транснефтеавтоматика» системы Госкомнефтепродукта разработан ультразвуковой счетчик нефтепродуктов СКУ-200, предназначенный для измерения объема светлых нефтепродуктов при наливке их в танкеры. В СКБ проведены исследования новых методов непрерывного измерения расхода нефти и нефтепродуктов, перекачиваемых по магистральным трубопроводам. В результате установлено, что для условий работы магистральных трубопроводов большого диаметра ультразвуковой метод измерения расхода нефтепродуктов, основанный на использовании эффекта смещения ультразвуковых колебаний потоком контролируемой среды, является предпочтительным.

В настоящее время в СКБ «Транснефтеавтоматика» разработан ультразвуковой счетчик нефтепродуктов, предназначенный для учета светлых нефтепродуктов, перекачиваемых по трубопроводам, при операциях слива-налива в большие транспортные емкости. В основу схемы счетчика положен частично-временный принцип измерения расхода жидкости. Указанная схема по сравнению с известными схемами позволяет получить более высокую разностную частоту при таком же расходе жидкости. На трубопроводе закреплены пьезопреобразователи, к которым присоединены генераторы импульсов. Для проверки счетчиков жидкости в СКБ была использована турбопоршневая установка УТ-1.

В ЦНИЛ Госкомнефтепродукта разработано информационно измерительное устройство учета массы ИУМ-1, которое решает:

- информационные задачи: измерение объемного количества нефтепродуктов на потоке V ; измерение и индикация их фактической плотности ρ ; вычисления массы нефтепродуктов и ее индикация; суммирование значений массы нефтепродукта за определенное количество циклов отпуска; регистрация значения массы на цифropечатающем устройстве (ЦПУ); сигнализация о ходе технологического процесса (ТП).

- задачи управления ТП: ввод количественной характеристики ТП – установка дозы в единицах массы; подача сигналов на начало ТП; подача сигнала на окончание ТП после отпуска дозы; подача сигналов на аварийное прекращение ТП.

4.3. Система КОР-МАС

На объектах отрасли нашел широкое применение пункт учета нефти (ПУН) типа КОР-МАС (ВНР) – система, служащая для измерения объема, плотности и влагосодержания нефти, протекающей по нефтепроводу, и

расчета массы брутто и нетто. ПУН состоит из трубной обвязки, измерительных датчиков, электронного блока обработки сигналов, табличного регистратора и блоков согласования с системой телемеханики.

ПУН изготавливается из трёх частей: технологической, приборной и вторичной аппаратуры, кабелей. Технологическая часть состоит из трёх измерительных линий: рабочей, резервной и контрольной. Каждая линия, в свою очередь, содержит фильтр, струевыпрямитель, турбинный расходомер типа «Турбоквант», запорную арматуру, манометры и термометр.

ПУН монтируется на жесткой раме, выполненной в виде салазок, что позволяет производить перемещение пункта на небольшие расстояния волоком, а также облегчает подготовку основания, т.к. в большинстве случаев специального фундамента не требуется. Жидкость подаётся в измерительную линию через входной коллектор и выводится через выходной коллектор в трубопровод. Измерительные линии присоединяются к коллекторам с помощью вертикально смонтированных задвижек. Для облегчения обслуживания узлов на салазках смонтированы площадки обслуживания и переходные трапы. Определение качественных параметров нефти, необходимых для проведения расчётов, облегчается датчиками, установленными в выходном коллекторе ПУН и объединёнными в блок качества. Его назначение – отбор средней пробы нефти. Встроенные в блок измерительные приборы измеряют плотность протекающей среды и содержание воды. Электронные блоки обработки сигналов подключаются к датчикам с помощью кабелей. Причем первичная аппаратура может находиться от вторичной на расстоянии до 1 км. Вторичная электроника ПУН предназначена для обслуживания приема и обработки сигналов, поступающих от турбинных расходомеров и дистанционных датчиков, а также отображения значений измеряемых и рассчитываемых параметров на аналоговых и цифровых индикаторах.

5. Зарубежный опыт проведения товарно-учетных операций

5.1. Учет нефтепродуктов на нефтебазах Великобритании

В настоящее время нефтяные фирмы Великобритании заняты внедрением автоматизации товароучетных операций на нефтебазах, особенно при переходе на круглосуточную доставку нефтепродуктов на необслуживаемые раздаточные станции. Электронное оборудование позволяет получать мгновенную и точную информацию об уровне продукта в резервуа-

рах, свободном объеме и возможных утечках нефтепродукта при сведении суточного баланса, значительно облегчить работу обслуживающего персонала.

Фирмы-производители электронного оборудования для товароучетных операций выпускают определенные системы под конкретные требования заказчика. Как правило, все заказчики требуют высокую точность и повторяемость измерения. Для компенсации температурной погрешности предусматривается измерение средней температуры продукта.

При хранении различных сортов бензина в одном резервуаре возникает необходимость точного определения границы раздела продуктов по их плотности. Дополнительными требованиями могут быть измерение уровня подтоварной воды, аварийная сигнализация верхнего уровня разлива, выдача результатов измерения на дисплей или печать, автоматизированная обработка накладных.

В Великобритании наиболее крупными производителями измерительного оборудования для резервуарных парков нефтебаз являются фирмы «Normondim CMS». Фирма «Normond» отдает предпочтение гидростатическим системам. По мнению фирмы, ёмкостные датчики хорошо работают только в чистой среде и ненадежны при наличии осадка, в то время как загрязнения не влияют на сбалансированные камеры гидростатических преобразователей. Они также малочувствительны к изменению удельного веса продукта. Посредством гидростатического преобразователя измеряется высота столба жидкости и резервуаре, затем на основании калибровочной таблицы автоматически вычисляется объем продукта. Таким образом, точность измерения зависит от точности калибровки резервуара. Датчики такого типа надежны и безопасны, т.к. не имеют движущихся частей и не содержат электронные компоненты непосредственно в резервуаре.

Система фирмы «Normond» может контролировать до 63 резервуаров вместимостью 99 999 единиц в диапазоне температур от -10 до $+30$ °С. Точность измерения $\pm 0,1$ %. В лабораторных условиях повторяемость результатов измерения составила 1 мм в диапазоне 20 000 мм.

Блок самодиагностики отключает систему в аварийных ситуациях. Дополнительными возможностями являются: измерение температуры нефтепродукта, уровня подтоварной воды, контроль верхнего уровня разлива, распечатка данных измерений на печатающем устройстве.

Фирма CMS использует емкостные датчики, обеспечивающие точность измерения $\pm 0,25$ % полной вместимости резервуара при разрешающей способности 0,2 мм и повторяемости измерений 0,1 %.

Основной датчик выполнен в виде двух концентрических трубок, заполняемых нефтепродуктом на уровне вливания в резервуаре, опорный датчик аналогичной конструкции размещается в нижней части резервуара и полностью заполнен продуктом. Контролер измеряет емкость обоих датчиков и на основании калибровочных данных преобразует эти величины в значение уровня нефтепродукта. Аппаратура CMS 3000 использует хорошо развитое программное обеспечение, информация может выводиться на 6 дисплеев в подходящем для пользователя формате. Программно контролируются три уровня вливания. В статистическом режиме между сливно-наливными операциями осуществляется поиск возможных утечек нефтепродукта. Автоматически распечатываются расходные накладные и отчеты о поставках.

Данную систему отличает возможность обнаруживать изменения удельного веса нефтепродуктов, что позволяет использовать ее без перекалибровки в резервуарах, предназначенных для хранения различных сортов бензина.

Сегментированные емкостные датчики применяются в оборудовании TI-S-250 и TLS-210 фирмы «Veeder-Root». Эти системы обеспечивают измерение объема продукта, свободного пространства и уровня подтоварной воды. Датчики самокорректируются под конкретный сорт бензина. Контролер системы обслуживает до 8 резервуаров на расстояние до 300 м. Он имеет встроенный блок самодиагностики и стандартный интерфейс RS-232 для связи с ЭВМ. Прибор TLS-250 позволяет обнаруживать утечки нефтепродукта объемом 0,5 л/ч.

Фирма «Enraf-Nonius» использует в своих приборах секционированные емкостные датчики уровня и измерители средней температуры, смонтированные в одном корпусе.

Применение большого числа очень малых емкостей делает датчик нечувствительным к изменению диэлектрической постоянной среды.

Точность и измерения уровня нефтепродукта – ± 1 мм, разрешающая способность – $\pm 0,1$ мм, повторяемость – $\pm 0,3$ мм. Точность измерения подтоварной воды – ± 5 мм, повторяемость – ± 2 т, разрешающая способность – ± 1 мм. Средняя температура в резервуаре измеряется с точностью ± 1 °С. К одному контролеру можно подключить 10 датчиков.

При организации круглосуточной доставки нефтепродуктов на необслуживаемые станции находят применение измерители объема нефтепродуктов, разработанные фирмами «Whessoe» и «Drum Engineering». Оборудование «Witesstation» фирмы «Whessoe» предназначено для установки в подземных резервуарах и использует принцип отражения электрических

импульсов от точки резкого импеданса проводника. Датчик выполнен в виде спирального проводника и подключается к устройству управления взрывобезопасным трехжильным кабелем. К одному контролеру можно подключить 8 или 16 датчиков. Имеются два порта подключения последовательного интерфейса с ЭВМ системы управления станцией или бензоколонкой. Диапазон измеряемых уровней – 0 – 3 м, точность измерения – ± 1 мм при разрешающей способности 1 мм. С той же точностью измеряется уровень подтоварной воды, дополнительно предусмотрена возможность измерения температуры продукта в диапазоне от -5 до $+25$ °С с точностью $\pm 0,2$ °С.

Аппаратура фирмы «Drum Engineering» предназначена заменить традиционную деревянную мерную линейку. В ней используется вибрационный датчик, ранее разработанный фирмой «Marconi Research laboratories» для контроля уровня в топливных баках авиалайнеров и аккумуляторных батареях атомных подводных лодок. Датчик дополнен встроенной электронной головкой, непрерывно контролирующей плотность и температуру продукта. Датчик калибруется для каждого резервуара по показаниям объемного расходомера. Автономный микрокомпьютер обрабатывает и регистрирует измеряемые данные.

Фирма «Scully UK» (Великобритания) запустила в производство систему телеизмерений для крупных резервуарных парков, выполненную на базе микроЭВМ (фирменное название «Scully Dynaner»). Она может обслуживать до 200 пунктов. Система самодиагностирующая, при появлении неисправностей выдается аварийный сигнал.

Сердцем системы является блок измерения уровней, к которому могут подсоединяться до 12 уровнемеров. Система «Scully Dynaner» комплектуется несколькими такими блоками микроЭВМ управления последовательной линией связи и щитом отображения информации. Оборудование может работать в составе системы телемеханики или непосредственно с удаленной ЭВМ.

5.2. Ошибки измерений при товарно-учетных операциях

Различные физические потери нефти и нефтепродуктов из-за утечек, испарения и кажущиеся потери (а иногда и приобретения) связаны с ошибками при выполнении товарно-учетных операций при отгрузке или приеме продукта. Трудновывяемыми ошибками являются:

- погрешность калибровки резервуаров;
- переток продуктов между резервуарами из-за неисправности запорной арматуры;

- геометрические погрешности, вызванные смещением дна резервуара под действием веса продукта;
- работа счетчиков-расходомеров в условиях, отличных от тех, при которых они калибровались.

Ряд ошибок может быть устранен при тщательном соблюдении методик измерения и анализе получаемых результатов.

Расчеты между поставщиками и потребителями нефтепродуктов рекомендуется производить в единицах массы, приведенной к стандартной температуре. Потери от испарения легких фракций для большинства нефтей с низким давлением паров колеблются от 0,1 до 0,13 %. Рекомендуется измерять давление паров при загрузке нефти в танкеры и по данным лабораторного анализа определять зависимость процента потерь от изменения плотности или давления паров.

Важность точного определения температуры продукта для вычисления стандартного объема трудно переоценить. Погрешность определения объема нефти и нефтепродуктов от температуры превышает все другие погрешности. Например, для уровня нефти высотой 20 м (плотность 846 кг/м³) ошибка на 1 °С приведет к погрешности измерения уровня на 16 мм, для бензина плотностью 753 кг/м³ погрешность составит 24 мм. Хотя вариации температуры продукта в резервуаре считаются минимальными как по вертикали, так и по горизонтали, все же на малых уровнях в резервуарах большого диаметра имеет место значительный градиент температуры. В таких случаях рекомендуется использовать миксерные установки.

При расчетах по массе продукта дополнительную погрешность вносят ошибки измерения плотности. Величина ошибки зависит также от содержания воды и взвешенных механических примесей в продукте.

Например, при измерении массы нефти плотностью 820 кг/м³ при 15 °С, содержащей 1 % воды по объему, погрешность составит 0,22 %, тогда как при объемных измерениях погрешность не превысила бы 0,05 %. Отбор проб на воду из резервуаров рекомендуется производить с уровнем отбора продукта. При использовании автоматических пробоотборников на трубопроводах необходимо их располагать в зоне турбулентности потока, чтобы исключить эффект стратификации (разделения) потока.

Калибровка резервуаров производится при стандартной температуре 15 или 20 °С, поэтому при хранении в стальных емкостях подогретых нефтепродуктов необходимо учитывать ошибку калибровки 0,0022 % на 1 °С разности температур продукта и калибровочной жидкости. Мерные ленты измерителей уровня калибруются при температуре 20 °С, это также необходимо иметь в виду при хранении «горячих» продуктов.

Величина ошибки измерения, вызванной смешением донной части резервуара, может составлять 0,1 – 0,5 % перемешиваемого объема. Для ее снижения рекомендуется постоянно поддерживать нижний уровень разлива в диапазоне 2 – 3 м. Для несмешиваемых жидкостей (кроме авиационного топлива) есть смысл сохранять на определенном уровне подтоварную воду. В противном случае необходимо отремонтировать фундамент резервуара или провести профильные испытания, чтобы установить зависимость смешения от изменения массы жидкости в резервуаре.

Ошибки измерения могут возникать при отгрузке малых объемов из резервуаров большого диаметра. Так, при отгрузке 1 000 м³ продукта из резервуара диаметром 50 м при точности измерения уровня 2 мм ошибка составит 0,79 % объема отгруженной партии, а при той же отгрузке из емкости диаметром 10 м ошибка не превысит 0,03 %. Рекомендуется при отгрузке малых партий из больших резервуаров использовать расходомеры-счетчики.

Обычно для повышения точности измерения в широком диапазоне расхода (21:1) применяют параллельное соединение трех расходомеров. Для поддержания оптимальной точности необходимо, чтобы значения расхода, температуры и плотности продукта в момент отгрузки соответствовали этим параметрам или калибровке счетчиков. При отклонениях рабочих параметров нужно учитывать изменение коэффициентов расходомера по поправочным графикам. Наиболее оптимальна проверка расходомеров в реальных условиях отгрузки.

5.3. Обработка документации на отпущенные нефтепродукты в США

Фирма «Sohio Pipeline» специализируется на распределении нефтепродуктов в восточных штатах США. Нефтепродукты в адрес фирмы поступают по нефтепродуктопроводам от нефтеперерабатывающих заводов, действующих в районах Филадельфии (штат Пенсильвания), Толедо (штат Огайо) и Сонин (провинция Онтарио, Канада), и распределяется на 50 нефтебаз в пяти штатах – Огайо, Мичиган, Пенсильвания, Нью-Джерси и Нью-Йорк. Продуктопроводная система принимает около 20 различных нефтепродуктов, в т.ч. бензины и масла различных сортов, сжиженные нефтяные газы и ароматические углеводороды примерно от 35 грузоотправителей.

Все насосные станции, нефтебазы и узлы подключения на трубопроводах автоматизированы и управляются из диспетчерского центра фирмы

«Sohio Pipeline», расположенного в пригороде Филадельфии. В течение 25 лет проводились работы по модификации и расширению системы управления; в настоящее время все задвижки на выходах автоматизированы, а все конечные пункты оборудованы автоматическими устройствами.

На конечных пунктах обеспечена полная автоматизация сдачи нефтепродуктов. Поэтому здесь отпадает необходимость в присутствии какого-либо персонала. Автоматические устройства контролируют изменения уровня в резервуарах, их промывку и изменение сорта продукта.

На всех конечных пунктах установлены средства, постоянно следящие за изменениями цвета и массы нефтепродуктов. Это позволяет диспетчеру выполнять все операции с нефтепродуктами без непосредственного участия.

При раздаче, если открывается задвижка у другого резервуара, ранее открытая задвижка у первого резервуара автоматически закрывается и прекращается выписка квитанции на продукт из первого резервуара и начинается составление новой квитанции. При закрытии задвижки на конечном пункте выписка квитанции прекращается, а показания счетчика считываются и вводятся в память ЭВМ.

Ежечасно собираются все данные, связанные с составлением счетов, включая показания счетчиков, давление и температуру. По данным, хранящимся в памяти ЭВМ, все часовые сводки приводятся к температуре 15,5 °С.

Приведенный конечный объем отпущенных нефтепродуктов рассчитывается с учетом среднего давления и температуры и значений постоянных коэффициентов расходомеров, соответствующих средней подаче. Оперативная информация с указанием приведенных объемов в виде квитанций поступает к диспетчеру и грузоотправителю.

Все квитанции хранятся в массивах системы обработки данных. Если возникает необходимость в проверке или корректировке любой квитанции, то ее выводят на экран дисплея, производят необходимые изменения и уточненная квитанция выписывается под тем же номером с добавлением буквы греческого алфавита.

Ежесуточно печатается сводный отчет, в котором указываются все обработанные квитанции. Каждый час контролируется положение границ раздела партий перекачиваемых продуктов и рассчитывается ожидаемое время прибытия партий в различные пункты.

В конце месяца выпускается сводка, в которой суммируются данные всех квитанций об отпущенных нефтепродуктах по каждому участку тру-

бопроводной системы. В начале каждого месяца в ЭВМ вводятся значения цен на соответствующие нефтепродукты. Для каждого грузоотправителя по специальной программе подготавливается счет-фактура на транспортируемые нефтепродукты, сведения об излишках или недостатке. Вместе со счетом-фактурой печатается перечень всех квитанций за прошедший месяц, относящихся к данному грузоотправителю и пункту назначения.

5.4. Отдельные примеры и сведения об устройствах и методах измерения количества нефти в резервуарах и на потоке для КУ и ОУ

5.4.1. Система измерения уровня взлива в резервуарах GL-90 фирмы «Enraf Nonius» (Великобритания)

Радиолокационная система измерения уровня взлива в резервуарах GL-90 обеспечивает измерение уровня без погружения в хранящуюся среду. Прибор наиболее эффективен для резервуаров с вязкими и загрязненными продуктами, а также для резервуаров с повышенной турбулентностью потока, где способы измерения уровня взлива с погружением менее надежны. Точность радиолокационной системы в диапазоне измерения до 40 м составляет 2 мм.

Радиолокационная система GL-90 состоит из устанавливаемого в верхней части резервуара приемопередатчика, который отделен от резервуара изоляционной лентой из политетрафторэтилена, и мультиплексора связанного с дистанционным указателем или системами определения количества хранимого продукта, выпускаемого фирмой «Enraf». Для установки датчика требуется отверстие диаметром 215 мм. Угол луча радара составляет 10°. Горизонтальное положение антенны не имеет существенного значения. Кроме того, для устранения отражения от стенок резервуара луч поляризуется.

Программа обработки сигнала компенсирует доплеровские влияния, связанные с движением жидкости, ложными отражениями от основания и внутренних конструкций резервуара, и взаимовлияния. Таким образом, достигается точное измерение среднего уровня турбулентной жидкости. В отличие от других радиолокационных систем GL-90 не требует установки громоздких отражателей. Вместо этого снятое при пустом резервуаре отображение резервуара хранится в памяти и учитывается для исключения всех помех.

5.4.2. Сигнализатор уровня разлива повышенной надежности

В настоящее время фирма «Enraf» вместо механических сигнализаторов, менее надежных, стала выпускать оптоэлектронные сигнализаторы уровня повышенной надежности. Оптоэлектронный сигнализатор уровня не имеет движущихся частей. Он включает светодиод на инфракрасных лучах, кварцевый проводник и фототранзистор. Цепь датчика автоматически контролируется 50 раз в секунду.

Проводник имеет конический наконечник, который отражает инфракрасный луч от светодиода к фототранзистору. При попадании луча на транзистор он отключает светодиод, вызывая пульсирующие импульсы на выходе в нормальном состоянии.

При повышении уровня нефти и нефтепродуктов до установленного критического уровня конический наконечник погружается в жидкость и изменяется коэффициент поглощения. Соответственно луч рассеивается и не может быть воспринят транзистором. На выходе датчика появляется постоянный сигнал, который включает сигнал аварии в релейном блоке. Релейный блок может быть до 14 индивидуальных каналов. Неисправность светодиода, кварцевого проводника или фототранзистора также вызывает сигнал аварии.

Все элементы датчика, находящиеся в контакте с жидкостью, выполнены из нержавеющей стали или кварца.

5.4.3. Определение количества хранимых нефти и нефтепродуктов

Выпускаемые фирмой «Enraf» системы «Jntis» и «Microlect» на базе микропроцессоров обеспечивают вычисление неприведенного и приведенного объемов и массы и отображение результатов вычислений на дисплее.

При этом достигается следующая точность расчетов:

- измерение уровня (от верхнего предела) $\pm 0,01$ %;
- измерение температуры $\pm 0,3$ °C;
- неприведенный объем (при точности градуировочных таблиц 0,1 %) $\pm 0,1$ %;
- приведенный объем $\pm 0,1$ %;
- масса (при точности ввода плотности 0,5 %) $\pm 0,1$ %.

Кроме того, системы измерения фирмы «Enraf» могут осуществлять расчет заполнения емкости, величины свободной емкости, уровня подтоварной воды, сигнализацию предельных уровней, заданных оператором

уровней и т.д., а также производить регистрацию на печатающем устройстве. Эти данные могут использоваться для коммерческих операций без дополнительных измерений вручную.

Измерение уровня взлива производится буйковым прибором типа 811 фирмы «Enraf». При градуировке на поверочной установке фирмы он обеспечивает точность измерения U

$$U = (0,5 \pm 0,06 \cdot H) \text{ мм}, \quad (11.16)$$

где H – измеряемая высота, м.

Эта формула верна для поплавка диаметром 140 мм, измеряющего жидкость с плотностью $0,8 \text{ т/м}^3$.

Точность измерений уровня взлива нельзя указывать в абсолютных значениях, т.к. точность измерения уровня зависит не только от точности деления шкалы, но и от таких факторов, как чувствительность, повторяемость, допуски на проволоку и барабан, влияние веса на поддерживающую измерительную проволоку, плотность продукта и разрешающая способность системы передачи. В эту формулу включена даже погрешность дистанционной передачи, а индикация уровня на месте является еще более точной.

Повторяемость измерений для этого прибора составляет 0,5 мм.

Представляет интерес сравнить точность измерителя уровня с универсальным эталонным способом измерения уровня – мерной лентой.

По техническим характеристикам точность мерной ленты длиной L определяется

$$U = (0,2 + 0,2 \cdot L) \text{ мм}. \quad (11.17)$$

Однако это только точность мерной ленты. Необходимо учитывать ошибку оператора при выполнении измерения, связанную с турбулентностью, изменением натяжения ленты, считыванием показаний и мениском. В этом случае погрешность измерения с помощью калибровочной мерной ленты составляет $\pm(2,2 + 0,2L)$ мм.

Измерение температуры выполняется многоэлементным термометром средней температуры с точностью $0,3 \text{ }^\circ\text{C}$.

5.4.4. Стабилизатор для точных измерений уровня взлива жидкостей

В большинстве выпускаемых фирмой «Enraf» измерителей уровня взлива с сервоприводом применяются стандартные дискообразные поплавки диаметром 110 или 140 мм, однако такие поплавки не позволяют точно измерять уровень взлива при большой турбулентности жидкости.

Стабилизатор, получивший название «Stabigage», представляет собой торпедообразный стабилизирующий пригруз и небольшой малоинерционный поплавок диаметром 60 мм. Поплавок и стабилизатор соединены прочным плетеным тросом, покрытым защитной политетрафторэтиленовой гильзой. Поплавок отслеживает любые изменения уровня, вызывая изменения натяжения.

Стабилизирующий пригруз обеспечивает натяжение проволоки даже при условии высокой турбулентности. Возникающие при сильной циркуляции жидкости вихри оказывают при использовании стабилизатора незначительное влияние на измерение уровня. Общий вес стабилизатора с поплавком равен весу стандартного поплавка, поэтому он может использоваться без дополнительной регулировки.

С помощью нового стабилизатора и устанавливаемой в каждом измерителе уровня регулируемой схемы интегрирования колебания обеспечивается непрерывное, надежное и точное измерение уровня разлива жидкости при высокой турбулентности без организации успокоительных колодцев.

5.4.5. Измерение температуры

Замеряя уровень жидкости в резервуаре и используя калибровочные таблицы резервуара, можно рассчитать объем жидкости. Но для сравнения результатов измерения необходимо привести их к одной базисной (референтной) температуре.

При коммерческих операциях с нефтью и нефтепродуктами необходимо точное измерение температуры продукта, т.к. даже знание массы продукта не обеспечивает достаточной информации, поскольку масса определённого объема продукта зависит от плотности, которая, в свою очередь, связана с температурой. Поэтому для установления количества и качества нефти и нефтепродуктов требуется знание их объема и плотности при стандартной температуре. Т.к. температура жидкости, хранящейся в большом резервуаре, неодинакова, то требуется выполнять измерение средней температуры по всей высоте столба жидкости.

Все приемо-сдаточные операции и расчеты ведутся по количеству продукта при нормальном состоянии (за базисную температуру принимают +15 °С)

$$V_0 = \frac{V}{1 + \beta \Delta t} = \frac{H \cdot S}{1 + \beta (t_{cp} - t_0)}. \quad (11.18)$$

На основе приведенного уравнения получается действительный и точный результат только в том случае, если температура среды одинакова во всех ее точках. Если это условие не выполнится, то правильный результат может быть получен только при моделировании измеряемой среды с помощью среды такого же объема с градиентом температуры, равным нулю, т.е. температура этой среды соответствует средней температуре, измеренной в бесконечно многих точках. На практике температура среды в занимаемом объеме различна.

Внутри резервуаров возникают значительные разности температур, достигающие нередко 10 – 20 °С, которые зависят от многих факторов, например, атмосферных условий, вязкости среды, коэффициента теплопроводности среды, коэффициента теплопередачи материала резервуара и пр. Следовательно, можно заключить, что значение разности температур среды в разных точках объема резервуара никогда не может считаться постоянной величиной. Очевидно, что такие разности температур ведут к возникновению большой погрешности, и результаты измерений будут неприемлемы.

Теоретическим решением этой проблемы являлось бы измерение температуры среды в бесконечно многих точках с последующим усреднением результатов.

Практическое решение этого вопроса отличается от теоретического только тем, что для измерения используется такой датчик температуры, который по конструкции и расположению в резервуаре пригоден для локального измерения температуры в определенных конечных точках среды резервуара, и тем самым для определения среднего значения измеренных величин.

В то же время стоимость датчика была бы в целесообразных пределах. Кроме того, погрешность, вызванная этим методом измерения температуры при определении объема жидкости, состоящая из погрешностей измерения и усреднения температуры, была бы, по крайней мере, того же порядка, что и погрешность измерения уровня. Учитывая, что краевые условия дифференциального уравнения Лапласа, выражающего распределение температуры в стационарном режиме, зависят от метеорологических условий и имеют статический характер, то при оценке погрешности усреднения нужно исходить из опытных данных.

В соответствии со стандартом ASTM D 10866-607 средняя температура жидкости определяется по трем значениям температуры на трех различных уровнях усреднением трех полученных результатов. В Европе

применяют два метода измерения средней температуры, которые принципиально отличаются в конструкции термометров сопротивления.

На рис. 11.6 изображены система автоматического измерения средней температуры, построенная по стандарту ASTM и являющаяся примером первого метода измерения. Система состоит из трех термометров сопротивления, соединенных последовательно. Средний термометр удерживается на половине расстояния между поверхностью жидкости и дном резервуара с помощью поплавка, ленточного блока и троса между поплавком и дном резервуара.

Ленточный блок с термопатроном сопротивления удерживается по середине высоты уровня. Два других сопротивления свешиваются с поплавка

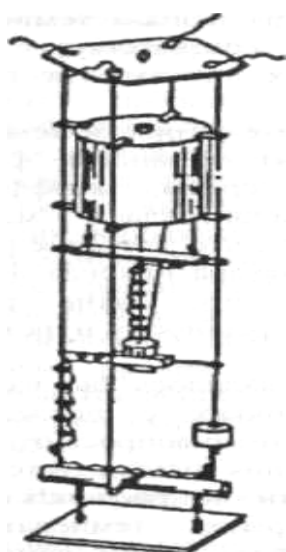


Рис. 11.6. Устройство для измерения средней температуры в резервуаре U860TX

на 0,8 м ниже уровня жидкости и на 0,9 м выше дна резервуара. Для препятствия сносу устройства при сильных волнениях служат направляющие тросы и якорная пластина. В этой системе используются стандартные термометры сопротивления на основе Ni₁₉₁, но могут применяться также и термометры на основе элементов Pt₁₀₀. Преимуществом этой системы является то, что для нее не требуются селекторные переключатели. Точность замера достигает $\pm 0,3\%$.

Вторым вариантом измерения средней температуры жидкости является система, использующая многозонный термометр сопротивления. Это устройство состоит из ряда термометров сопротивления с идентичными характеристиками, но каждый из них имеет шкалу, проградуированную на деленный диапазон уровня.

Элементы, заключенные в защитную оболочку, например, из нейлона, политетрафторэтилена или в трубу из нержавеющей стали, размещают от днища резервуара, выбирая наиболее длинный погруженный элемент и соединяя с измерительной системой.

Автоматический выбор элемента осуществляется селекторными переключателями, управляемыми уровнемерами, а включение с помощью сухих частотных реле с целью достижения низкого или постоянного контактного сопротивления для получения необходимой точности измерения.

Преимущество этой системы состоит в отсутствии движущихся частей в резервуаре. Небольшой размер многозонных термометров сопротивления позволяет их установку в резервуарах различного объема в закрытом кармане по всей высоте. Для измерения средней температуры в нефтяной промышленности в основном нашел применение второй метод измерения.

Фирма «Enraf Nonius» выпускает термометры сопротивления модели S 228. Термометр состоит из элементов определенной длины, обмотанных по винтовой линии медной проволокой. Они измеряют температуру на всех уровнях жидкости от дна до верхней границы заполнения резервуара. После определения высоты уровня уровнемером автоматики или вручную выбирается самый длинный элемент, соответствующий этому уровню, и присоединяется к измерительному устройству. Каждый элемент имеет сопротивление 100 Ом при 20 °С и заключен в пленку из политетрафторэтилена или тефлона, защищенную гибкой внешней оболочкой из нейлона или нержавеющей стали. Погрешность термометра сопротивления в диапазоне рабочей температуры равна $\pm 0,5$ °С.

Вал узла аварийных контактов приводит в действие коммутатор, соединенный с герконовыми реле, который, в свою очередь, подключает соответствующий термометр сопротивления к преобразователю. Печатная плата селектора содержит 13 ключевых дорожек, одну общую дорожку и дополнительную ключевую дорожку. Все дорожки покрыты родием. Позиция и длина ключевых 13 дорожек соответствует тем диапазонам уровня, в которых отдельные термометры сопротивления должны подключаться к усилителю температуры. Для избежания неоднозначности выбора термометров и для компенсации влияния температуры на переходное сопротивление контактов герконовые реле разделены на две группы, попеременно подключаемые ключевой дорожкой общего контакта.

Выбранный уровнемером элемент термометра сопротивления подключается к усилителю температуры типа ER 503. Сопротивление элементов преобразуется в пропорциональный сигнал постоянного тока 1 – 16 мА.

Фирма «Enraf» предлагает несколько систем непрерывного измерения средней температуры жидкости. Устройство Mid-Temp имеет один термометр сопротивления, помещаемый на середине высоты хранимого продукта. Устройство Tri-Temp включает три термометра сопротивления, размещаемых в 1 м от дна резервуара, в середине высоты столба жидкости и на 1 м ниже уровня продукта.

Система Multiple Resistance Thermometer состоит из нескольких термометров сопротивления различной длины. Она соединена с измерителем уровня разлива типа 811 фирмы «Enraf», снабженным автоматическим вы-

бросом элемента, и обеспечивает выбор самого длинного из полностью погруженных в жидкость термометров и измерение с его помощью температуры.

Все элементы помещены в гибкие защитные трубы из нержавеющей стали или рилсана и загерметизированы для предотвращения попадания влаги. Измерение производится по трехпроходной схеме и может быть подключено к микропроцессорам систем Entis или Microlect фирмы «Enraf» или по интерфейсу RS-232C к любому процессору, имеющему аналогичный вход.

Система Multiple Resistance Thermometer обеспечивает точность измерений 0,3 °C и имеет разрешающую способность 0,1 °C.

Фирма «Nulectroms» (Англия) производит многозонные термометры сопротивления для измерения средней температуры жидкости в резервуарах высотой до 20 м. Эти термометры имеют отличительные особенности. Каждый элемент имеет безындуктивную намотку; начало и конец спирали элемента находятся в одной точке в донной части всего узла, что имеет большое значение, т.к. для компенсации сопротивления соединительных кабелей можно применять трехпроходную схему компенсации, уменьшить длину кабелей, снизить погрешность измерения и время, необходимое для настройки элементов. Термометры сопротивления в процессе производства калибруются и поверяются для трех значений температуры, включая значение средней точки рабочего диапазона. Точность измерения, обеспечиваемая элементами, изготовленными из меди, $\pm 0,55$ °C. Однако фирмой разработана технология производства медных элементов с характеристиками платиновых термометров в пределах диапазона измерения температур.

5.4.6. Метод калибровки резервуара

В Америке в последние годы стал получать распространение простой и точный метод калибровки с построением по внешнему контуру корпуса резервуара эталонных оптических линий, позволяющих быстро определить отношение длины окружности по внутренней поверхности пояса резервуара к фактическому диаметру резервуара в плоскости измерений. Такой метод калибровки в равной степени эффективен как для резервуаров с обычной конической крышей, так и для резервуаров с плавающей крышей или понтоном. Сущность данного метода представлена на рис. 11.7. В каждом измеряемом сечении окружность резервуара делится по периметру на четное число равноотстоящих контрольных точек (обычно не менее восьми). Около каждой из этих точек на определенном расстоянии от корпуса ре-

резервуара создается вертикальная оптическая линия, после чего в измеряемом сечении фиксируется горизонтальная градуированная планка, подвешенная на опущенном вдоль стенки резервуара намагниченном проводе. По градуированной шкале определяется точное расстояние в данном сечении от линии, образуемой вертикальным оптическим лучом до стенки резервуара. Измерения начинаются обычно с самого нижнего сечения (у дна резервуара), где диаметр резервуара определяется с помощью стандартной мерной ленты.

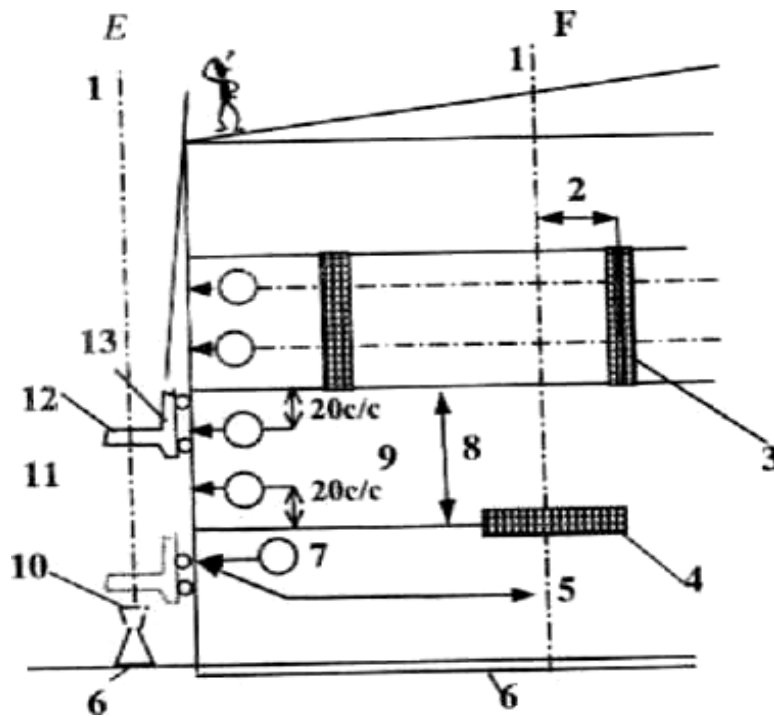


Рис. 11.7. Оптический метод эталонной калибровки резервуаров: 1 – базовые оптические линии (ОЛ); 2 – расстояние от ОЛ до вертикального сварного шва; 3 – вертикальный сварной шов; 4 – горизонтальный сварной шов; 5 – начальная линия измерения; 6 – ось установки треножника; 7 – точка начальной установки градуированной планки; 8 – высота пояса резервуара; 9 – 20 % от высоты пояса; 10 – головка оптического устройства; 11 – измеренное расстояние от корпуса резервуара; 12 – градуированная горизонтальная планка; 13 – магнит

Измеряемые сечения обычно подбираются ранее, как правило, вблизи сварных швов. Таким образом, можно построить точное графическое изображение положения корпуса резервуара в вертикальном направлении и определить фактический внутренний диаметр резервуара в каждом расчетном сечении. Устройство для формирования вертикального оптического луча может быть смонтировано на треножнике и снабжено упором, предусматривающим проворачивание головки. При составлении калибровоч-

ных таблиц поправки на гидростатический напор, изменения температуры вносятся в том же порядке, как и при традиционном методе калибровки.

5.4.7. Измерение расхода на потоке

За рубежом находят применение вихревые расходомеры. Принцип работы вихревых расходомеров основан на использовании частоты вихрей, которая пропорциональна скорости потока только до определенных значений чисел Рейнольдса. В настоящее время применяется несколько методов детектирования частоты вихрей, каждый из которых основан на регистрации импульсов при прохождении вихрей. Расходомеры этого типа отличаются относительно небольшим перепадом давлений; их можно применять для измерения расхода на трубопроводах большого диаметра (погрешность 2 – 5 %).

В настоящее время рядом зарубежных фирм, такими как «Дженерал электрик», «Дюконде Пемур», «Нусопико» (США), «Сименс» (Германия) и другими, серийно выпускаются ультразвуковые расходомеры и счетчики жидкости для трубопроводов диаметром 70 – 2 000 мм с основной погрешностью до $\pm 0,5$ % в диапазоне расходов 1:10 при максимальных скоростях потока до 30 м/с. Наблюдается тенденция к совершенствованию конструкций этих приборов.

Ультразвуковые расходомеры «System 960 clamponttransit-timi» фирмы «Controlotron Corp» (США) обеспечивают точность измерения до 1 % мгновенного расхода в диапазоне 1 000:1. Преобразователи расхода крепятся на наружных стенках трубопровода, не создают препятствия потоку, не подвержены коррозии и мало изнашиваются. Они могут быть использованы для измерения расхода нефти и нефтепродуктов, сжиженных газов и других жидкостей.

Фирма «Krohne-America» (США) разработала ультразвуковой расходомер, обеспечивающий точность измерения 0,5 % от полной шкалы. Счетчик требует установки в струе выпрямителя или прямого участка трубы длиной не более 15 диаметров трубопровода. Оригинальная система компенсирует неравномерность и асимметрию профиля потока. Расходомеры выпускаются с установочным диаметром от 50 до 300 мм.

Фирма «Controlotron Corp» (США) выпустила серию счетчиков типа UMP, предназначенных для учета дебита жидкостей, перекачиваемых по трубопроводам различного диаметра. Счетчики работают с общим компьютером, снабженным дисплеем.

Каждый счетчик закрепляется на наружной стенке трубопровода и производит измерение дебита жидкости путем пропускания ультразвуковых сигналов сквозь его стенки. Для каждого трубопровода необходимо иметь отдельный датчик. Получаемые при измерениях данные регистрируются общим компьютером. Точность отсчета показаний, экономичность и удобство обслуживания счетчиков типа 241MP позволяют устанавливать их на трубопроводах любого типа, не требуя для этого врезки в трубопровод и прекращения перекачки жидкости. Счетчик выдает показания в галлонах/мин или в галлонах/ч, а также может выдавать контрольные расходные данные и сигнализировать о предельно низкой или высокой скорости потока. Помимо этого счетчик позволяет регистрировать общее количество прошедшей по трубопроводу жидкости.

Фирма «Micro Motion» (США) сообщила о выпуске расходомеров, не контактирующих с перекачиваемой средой и обеспечивающих непосредственное измерение массы нефти с точностью $\pm 0,4\%$. Изменения температуры, давления или плотности нефти не влияют на точность измерения. Расходомеры монтируют без струевыпрямителей. В комплект входят также блок электроники, цифровой индикатор и механический счетчик. Отдельно поставляются малогабаритные пружеры.

Малогабаритные вставные расходомеры фирмы «Electronic Flometers» (Великобритания) обеспечивают высокую точность измерения расхода нефти в высоконапорных трубопроводах. Рабочее давление для расходомеров V-300 – 5,0 МПа; VT-600 – 10,0 МПа.

Для точного измерения вязких нефтепродуктов предназначены объемные шнековые расходомеры «Helix» фирмы «Engineering Measurements» (США). В качестве измерительного элемента в них использованы два радиально смещенных шнековых ротора, вращающихся в противоположных направлениях. Конструкции корпуса и шнеков обеспечивают требуемую герметичность, чем достигается максимальная точность при минимальном падении давления. Расходомеры могут применяться также для учета bunkerного и дизельного топлив.

Фирма «Wagh Controls» разработала объемные расходомеры с шарикоподшипниками для применения на высоковязкой нефти. Они могут работать при температуре до 260 °С и давлении 10 МПа. Расходомеры изготавливаются из различных материалов, включая бронзу, чугун, углеродистую и нержавеющую сталь. Максимальный установочный диаметр – 408 мм.

Характерным для систем количественного учета за рубежом является применение вместо набора вторичных приборов процессорной техники.

Организация выпуска микропроцессоров малой стоимости позволяет широко использовать их в различных системах и устройствах вместо привычных измерительных приборов и систем с жесткой логикой.

Наличие микропроцессоров дает возможность повысить точность учета с использованием турбинных и объемных счетчиков. В этом случае в память устройства может быть введена калибровочная характеристика, а также легко можно выполнить необходимые корректировки по температуре, давлению, плотности и вязкости.

Вычислительное устройство на базе микропроцессора 2233В фирмы «Daniel Electronics» предназначено для вычисления интегрального расхода и массы перекачиваемого продукта, измеряемых тремя турбинными расходомерами. Значения поправочных коэффициентов (факторов) расходомеров и удельного веса для 16 различных продуктов устанавливаются с помощью переключателей, смонтированных на передней панели. По окончании перекачки какой-либо партии автоматически печатаются значения полного расхода, средней температуры и давления по каждому расходомеру.

В проверенных установках фирмы «Brooks Instrument» используются двойная хронометрия, оптические переключатели и микропроцессорное управление, позволяющие получить точность и повторяемость результатов измерения не хуже 0,02 %. ЭВМ обрабатывает данные, отображает на индикаторах и печатает поправочные факторы.

5.4.8. Система МИНИЛЕКТ

Система МИНИЛЕКТ является быстродействующей, управляемой с помощью ЭВМ системой передачи данных для централизованного контроля состояния резервуаров: данных об уровне заполнения резервуаров, температуре нефти в резервуаре и передачи аварийных сигналов с указанием номера резервуара и расшифровкой причин аварий. В этой системе применены современные коммутационные цепи на элементах диодно-транзисторной логики (ДТЛ) и использованы транзисторные логические схемы со связями на транзисторах (ТТЛ). Система работает в сочетании с прецизионными уровнемерами серии 801 или подключенными дистанционными индикаторами типа 826.

Измерительным элементом служит массивный вытеснитель, причем колебания удельного веса жидкости лишь незначительно влияют на точность измерения. На точность измерения не влияют газовые пузыри или беспокойная поверхность.

Следящая система управления непосредственно приводит в действие местный цифровой индикатор с датчиком для дистанционного цифрового индикатора, аварийный выключатель максимального и минимального уровня и селектор измерительных элементов многозонного термометра сопротивления. Сервопривод обеспечивает максимальную эксплуатационную надежность и наивысшую точность измерений в течение длительного времени, а также исключает влияние на результат измерения механического трения и прочих нагрузок. Встроенное демпфирующее устройство в системе управления серводвигателем обеспечивает точное определение уровня при всех рабочих условиях. Уровнемер оборудован механическим показывающим счетчиком, приводимым в действие непосредственно от серводвигателя уровнемера. Непосредственно со счетчиком связано электрическое цифровое запросное устройство, которое преобразует положение колесиков механического счетчика в цифровую форму. Ползунки и контакты запросного устройства сделаны двойными. Ползунки изготовлены из сплава 95 % золота и 5 % никеля, контакты состоят из медного слоя толщиной 35 мкм, слоя никеля толщиной 10 мкм и нанесенного сверху слоя родия толщиной 2 мкм. Подложка изготовлена из стеклопластика на основе эпоксидной смолы. Запросное устройство является десятичным кодирующим устройством, которое в сочетании с системой МИНИЛЕКТ отвечает всем современным требованиям запоминающего устройства. Десятичный выход этого кодирующего устройства, обладающего разрешающей способностью 1:100 000, с помощью матричной схемы преобразуется в двоично-пятеричный код на выходе. Такое преобразование ограничивает количество передаваемых данных и одновременно гарантирует оптимальную достоверность передачи, которая вообще возможна при передаче десятичной информации.

Передача данных об уровне заполнения резервуаров производится по так называемой системе Highway. Линия передачи в значительной степени нечувствительна к последовательным и параллельным помехам. Система передачи требует небольшого количества жил.

Вторичная аппаратура системы МИНИЛЕКТ, установленная в диспетчерском пункте, включает в себя:

- одно или несколько табло для управления и индикации в настенном варианте или в виде пульта;
- центральный приемный блок, смонтированный в стандартную девятнадцатидюймовую раму высотой шесть футов;
- аварийный индикатор максимального или минимального уровня в резервуаре;

- систему аварийной сигнализации для контроля температуры;
- систему аварийной сигнализации с печатающим устройством;
- печатающее устройство для регистрации уровня и температуры;
- интерфейс, входы и выходы которого гальванически изолированы от ЭВМ.

Блок-схема системы МИНИЛЕКТ показана на рис. 11.8.

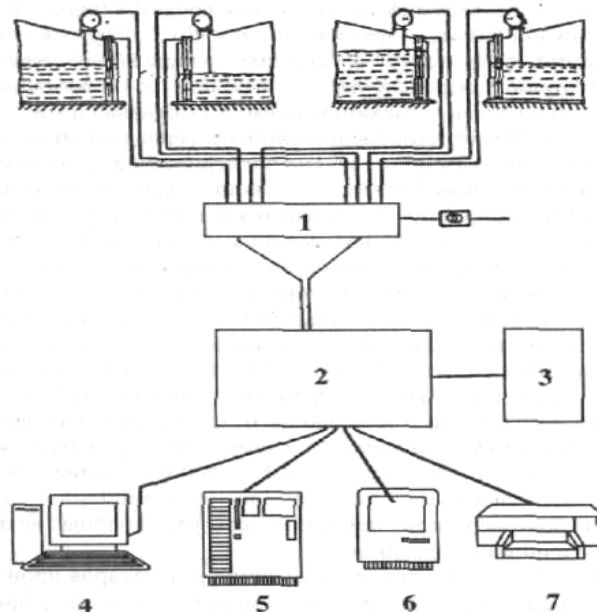


Рис. 11.8. Блок-схема системы МИНИЛЕКТ: 1 – распределительные шкафы; 2 – центральный приемный блок; 3 – интерфейс; 4 – дисплей; 5 – пульт управления; 6 – панель сигнализации; 7 – цифроречать

Центральный приемный блок включает в себя:

- организационные и временные звенья;
- счетчик адресов;
- устройство выбора адресов;
- декадные устройства выбора
- селекторы температуры;
- устройство контроля данных (контроль хода);
- устройство сравнения уровней;
- телеметрический организационный блок;
- организационный блок разделительного устройства для ЭВМ.

Счетчик адресов. В состав центрального организационного свойства входят три счетчика адресов с 2 – 5 выходами. Этот счетчик образует декады 10^0 , 10^1 и 10^2 , соответствующие адресам (номерам) резервуаров. Счетчики приводятся в действие от генератора частотой 50 кГц.

Когда выход счетчика адресов совпадает с запрограммированным интерфейсом, выход генератора отключается от входа счетчика адресов, а к нему подается частота 1 кГц. При этом декадный селектор готов к работе.

Аварийный сканер. Счетчик адресов остается в этой позиции всего лишь в течение 1 мс. Одновременно происходит возбуждение специальной линии и осуществляется проверка аварийного сигнализатора выбранного уровнемера на резервуаре, результаты которого передаются к центральному устройству. После получения этой информации система опрашивает следующий адрес.

Обработка принятых данных. После получения данных центральное устройство проверяет, представлена ли принятая информация соответствующим кодам. Если система придет к отрицательному результату, то обработка полученных данных не производится. В этом случае система запрашивает информацию повторно. После нескольких неудовлетворительных попыток декадный селектор отключается от выбранного объекта, и система выдает аварийный сигнал, свидетельствующий об ошибке в закодированной информации. Этот же сигнал может быть подан к ЭВМ для прерывания команды.

Для проверки повторяемости показаний уровнемеров система снабжена передатчиком, который после выбора адреса и нажатия кнопки дистанционной проверки на пульте управления обеспечивает проверку соответствующего уровнемера.

Термометры сопротивления опрашиваются с помощью температурных селекторов (рид-реле). Опрос осуществляется параллельно с опросом соответствующего уровнемера. Термометры, выбранные температурными селекторами, подключаются к компенсационному измерительному усилителю, который вначале анализирует измеренные значения, а затем преобразует их в аналоговый сигнал. Включенный на выходе аналого-цифровой преобразователь изменяет аналоговый сигнал в цифровую информацию, регистрируемую на табло управления и на цифропечатающем устройстве.

Табло управления и индикации состоит из следующих элементов:

- органов управления выбора адресов:
 - три десятиразрядных ряда кнопок для трехдекадного набора;
 - одна кнопка дистанционной проверки;
 - одна кнопка индикации температуры;
 - одна кнопка квитирования аварийного сигнала;
- оптических сигнальных устройств, которые оповещают:
 - напряжение включено;

- отсутствует питающее напряжение уровнемера;
- ошибка в передаче данных;
- температура выходит за пределы диапазона работы усилителя;
- выбор несуществующего адреса;
- ответный сигнал дистанционной проверки или отсутствие

данных о калибровке резервуара.

На табло индицируются следующие параметры:

- адрес – три декады;
- уровень – пять декад;
- температура – четыре декады с указанием знака и младшего разряда в 10^{-1} .

Интерфейс. Устройство сопряжения с ЭВМ обеспечивает полное разделение сигналов между входами и выводами ЭВМ и системой МИНИЛЕКТ. ЭВМ задает системе требуемый адрес с помощью команды пуска, а система МИНИЛЕКТ при наличии требуемой информации отвечает прерыванием программы. В результате экономится машинное время, а сама ЭВМ требует всего лишь простой подпрограммы. Кроме этого, раздельное устройство через отдельные устройства памяти позволяет передавать ЭВМ информацию об аварийном изменении режима с указанием адреса и расшифровкой аварийного сигнала.

В состав системы входит дисплей на электронно-лучевой трубке, регистрирующий до 20 измеренных величин, характеризующих состояние резервуаров.

МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

План лекций

1. Методы количественного учета нефти и нефтепродуктов:
 - основные способы измерения больших масс нефти и нефтепродуктов;
 - тензометрический способ;
 - объемно-весовой способ;
 - гравиметрический способ;
 - пьезометрический способ.
2. Средства и методики измерения нефти и нефтепродуктов:
 - объемно-массовый метод измерения;

- приборы и способы;
 - проведение измерений;
 - обработка результатов измерения;
 - массовый метод измерения, средства измерения и проведение взвешивания;
 - объемный метод измерения, средства измерения и проведение взвешивания;
 - гидростатический (пьезометрический) метод;
 - измерения, средства измерений, проведение измерений и обработка результатов;
 - измерение резервуаров для составления калибровочных таблиц;
 - методы измерения;
 - погрешность измерения количества нефти в резервуарах.
3. Аппаратура коммерческого пьезометрического учета нефти и нефтепродуктов:
- система коммерческого учета «Радиус» и «Квант»;
 - автоматизированные системы управления резервуарными парками.
4. Измерение количества нефти и нефтепродуктов на потоке:
- типы используемых счетчиков;
 - средства для безрезервуарного товарного учета нефти и нефтепродуктов.
5. Зарубежный опыт проведения товарно-учетных операций:
- учет нефтепродуктов на нефтебазах Великобритании;
 - методы калибровки резервуаров в США.

ТЕСТЫ И ЗАДАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ОБУЧЕНИЯ

На оценку «удовлетворительно»

1. Методы количественного учета нефти и нефтепродуктов:
- основные способы измерения больших масс нефти и нефтепродуктов;
 - тензометрический способ;
 - объемно-весовой способ;
 - гравиметрический способ;
 - пьезометрический способ.

2. Аппаратура коммерческого пьезометрического учета нефти и нефтепродуктов:

- система коммерческого учета «Радиус» и «Квант»;
- автоматизированные системы управления резервуарными парками.

На оценку «хорошо»

1. Методы количественного учета нефти и нефтепродуктов:

• основные способы измерения больших масс нефти и нефтепродуктов;

- тензометрический способ;
- объемно-весовой способ;
- гравиметрический способ;
- пьезометрический способ.

2. Средства и методики измерения нефти и нефтепродуктов:

• объемно-массовый метод измерения;

• приборы и способы;

• проведение измерений;

• обработка результатов измерения;

• массовый метод измерения, средства измерения и проведение взвешивания;

• объемный метод измерения, средства измерения и проведение взвешивания;

• гидростатический (пьезометрический) метод;

• измерения, средства измерений, проведение измерений и обработка результатов;

• измерение резервуаров для составления калибровочных таблиц;

- методы измерения;
- погрешность измерения количества нефти в резервуарах.

3. Измерение количества нефти и нефтепродуктов на потоке:

• типы используемых счетчиков;

• средства для безрезервуарного товарного учета нефти и нефтепродуктов.

На оценку «отлично»

1. Методы количественного учета нефти и нефтепродуктов:

- основные способы измерения больших масс нефти и нефтепродуктов;

- тензометрический способ;
- объемно-весовой способ;
- гравиметрический способ;
- пьезометрический способ.

2. Средства и методики измерения нефти и нефтепродуктов:

- объемно-массовый метод измерения;
- приборы и способы;
- проведение измерений;
- обработка результатов измерения;
- массовый метод измерения, средства измерения и проведение взвешивания;

- объемный метод измерения, средства измерения и проведение взвешивания;

- гидростатический (пьезометрический) метод;
- измерения, средства измерений, проведение измерений и обработка результатов;

- измерение резервуаров для составления калибровочных таблиц;

- методы измерения;
- погрешность измерения количества нефти в резервуарах;

3. Аппаратура коммерческого пьезометрического учета нефти и нефтепродуктов:

- система коммерческого учета «Радиус» и «Квант»;
- автоматизированные системы управления резервуарными парками.

4. Измерение количества нефти и нефтепродуктов на потоке:

- типы используемых счетчиков;
- средства для безрезервуарного товарного учета нефти и нефтепродуктов.

5. Зарубежный опыт проведения товарно-учетных операций:

- учет нефтепродуктов на нефтебазах Великобритании;
- методы калибровки резервуаров в США.

Модуль 12

АВТОЗАПРАВОЧНЫЕ СТАНЦИИ

Введение

Автозаправочные станции (АЗС) и комплексы (АЗК) являются важнейшим звеном системы нефтепродуктообеспечения страны. Они предназначены не только для заправки автотранспортной техники топливом, но дополнительно осуществляют: продажу смазочных материалов, специальных жидкостей, запасных частей и различных принадлежностей к автомобилям; прием от владельцев индивидуального транспорта отработанных масел; техническое обслуживание и мойку автомобилей.

Современные автозаправочные станции представляют собой сложные инженерные сооружения, оборудованные комплексом автоматизированных систем обеспечения технологического процесса приема, хранения топлив и заправки автотранспортной техники. Автозаправочные станции являются объектами повышенной пожарной и экологической опасности. В связи с этим от совершенства эксплуатации АЗС зависит не только эффективность работы транспортного комплекса Республики Беларусь, но и безопасность работы обслуживающего персонала и экология окружающей среды.

На основе руководящих документов, действующих на настоящее время, даны решения с технической, правовой и организационной точки зрения.

Схема изучения материала

№ п/п	Тема занятий	Тип занятий	Вид (форма занятия)	Количество часов
1	Классификация и общая характеристика АЗС	Изучение нового материала	Лекция	2
2	Устройство и эксплуатация технологического оборудования	Изучение нового материала	Лекция	2
3	Технологические процессы АЗС и системы их обеспечения	Изучение нового материала	Лекция	2
4	Гидравлический расчет АЗС	Контрольное занятие	Практическое занятие	2

ОСНОВЫ НАУЧНО- ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗНАНИЙ ПО МОДУЛЮ

1. Классификация и общая характеристика АЗС

Автомобильные заправочные станции классифицируют по различным признакам:

- по конструктивному исполнению:
 - стационарные;
 - контейнерные (КАЗС);
 - передвижные (ПАЗС);
- по функциональному назначению:
 - общего пользования;
 - ведомственные;
- по способу размещения резервуаров:
 - с подземным расположением;
 - с наземным расположением;
 - с расположением на транспортном средстве;
- по нормативным параметрам типовых проектов:
 - по числу топливозаправочных колонок;
 - по числу заправок в часы пик;
 - по количеству заправляемых машин в сутки;
 - по общей вместимости резервуаров.

Стационарные АЗС могут обеспечить заправку до 1 500 машин в сутки. По емкости их рассчитывают на 200, 250, 500, 750 и 1 000 заправок в сутки, по числу заправок в часы пик – 57, 100, 135, 170 автомобилей в час (табл. 12.1).

Таблица 12.1

Нормативные параметры типовых проектов АЗС

Типы АЗС	Мощность АЗС, машин/ч	Кол-во резервуаров 25 м ³ , шт.	Время заправки, мин	Число ТРК, шт.	Средняя разовая заправка, л	Площадь АЗС, га
I	240	12	2,5	12	50	0,4
II	160	8	2,5	8	50	0,35
III	80	4	1,75	4	50	0,2
IV	120	6	2,5	6	50	0,3

АЗС на 250 заправок строят в плотно заселенных районах больших городов и в сельской местности; на 1 000 – 1 500 заправок в сутки – в пунктах интенсивного движения на магистралях.

По типу расположения на местности автозаправочные станции бывают:

- дорожные;
- городские;
- сельские;
- речные.

Дорожные АЗС располагаются вблизи автомобильных дорог. Они должны обеспечивать заправку автомобилей топливом, сжатым воздухом и водой. Мощность дорожных станций зависит от напряженности автотранспорта на дороге и может достигать 1 000 – 1 500 заправок в сутки.

Городские АЗС размещаются в городах вне центральной части (жилой застройки) и рассчитаны на заправки всех типов автомобилей и мототехники. Мощность городских станций 250 – 1 000 заправок в сутки, а станций «тротуарного типа» – 150 – 250 заправок в сутки в центральных районах города для личных легковых автомобилей.

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

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

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

1.1. Стационарные АЗС

1.1.1. Общая характеристика

Представляют собой капитальные сооружения, включающие здания, топливозаправочные колонки, резервуары, технологические трубопроводы, очистные сооружения и различные системы обеспечения технологического процесса. Вариант сооружений АЗС показан на рис. 12.1.

Навесная группа включает заправочные островки, информационные колонные светильники, облицовочный комплект колоннады и навесной части, световой фриз в фирменной расколеровке заказчика, объемный световой знак заказчика, светильники освещения, переходной купол между зданием и навесной группой.

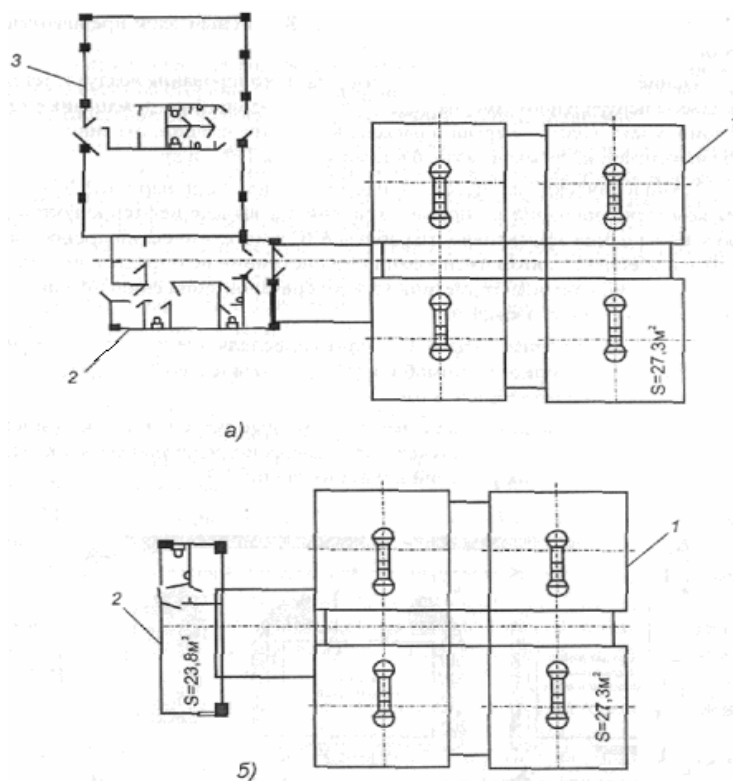


Рис. 12.1. Состав сооружений АЗС: а) 1 – навесная группа; 2 – производственный блок здания; 3 – сервисный блок здания; б) 1 – навесная группа; 2 – модуль здания полной заводской готовности

Заправочные островки изготавливают из полированной или шлифованной нержавеющей стали и используют в качестве оснований ТРК, опор колонн, стел и сервисных постов с целью защиты их от повреждений автотранспортом.

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

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

Технологический процесс функционирования стационарной АЗС включает комплекс операций по приему, хранению и выдаче нефтепродуктов. С целью повышения эффективности работы АЗС технологический процесс может быть обеспечен автоматизированными системами по опре-

делению количества топлива, контроля герметичности резервуаров, снижению потерь топлива и сохранению его качества.

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

Планировка станции может иметь различные решения в зависимости от мощности и количества отпускаемого топлива и предоставляемых клиентам услуг. Одно из таких решений показано на рис. 12.2.

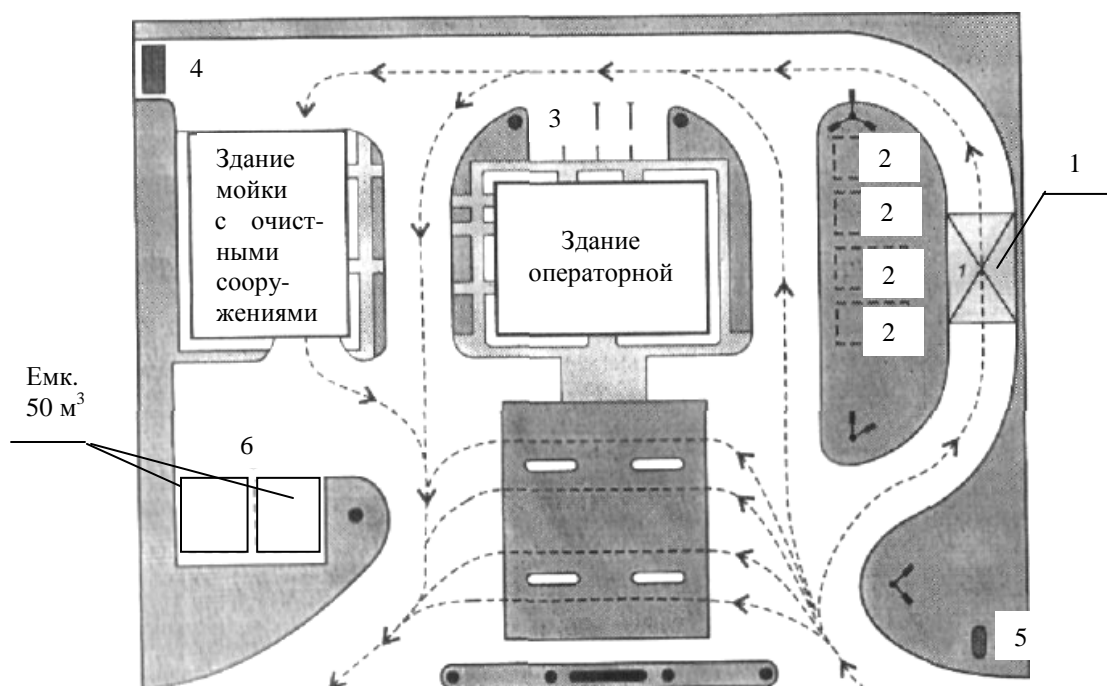


Рис.12.2. План автозаправочной станции: 1 – площадка под автоцистерну; 2 – мусорные баки; 3 – стоянка машин; 4 – мусорные баки; 5 – стела; 6 – резервуары-накопители для очистных сооружений

1.1.2. Требования к размещению

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

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

Планировка предусматривает:

- удобный подъезд и стоянку автотехники у колонки во время заправки;
- хороший обзор всей территории из помещения оператора;
- отведение зон под зеленые насаждения;
- санитарно-гигиенические условия для работников станции;
- согласование с общей архитектурной композицией микрорайона.

Расположение обозначается дорожным знаком «АЗС».

КАЗС должны устанавливаться на бетонированных площадках, бетонных плитах, в исключительных случаях – на асфальтированных площадках, обеспечивающих сбор топлива при его утечке.

Минимальные расстояния АЗС до внешних объектов и между ее сооружениями, принимаются в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.

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

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

1.1.3. Технологическое оборудование

Технологическое оборудование АЗС размещается по четырем основным технологическим линиям.

Линия наполнения – комплекс оборудования, с помощью которого обеспечивается наполнение резервуара топливом из автоцистерны. Участок линии, входящий в состав резервуара, состоит из трубопровода D_y 80 мм с толщиной стенки не менее 4 мм, который с одной стороны оканчивается на расстоянии не более 100 мм от дна резервуара рассекателем струи топлива, с другой – фланцем для присоединения трубопровода к линии наполнения. Участок, не входящий в состав резервуара, состоит из межблочных трубопроводов приемного и насосного колодцев. В приемном колодце размещены; быстросъемная муфта; фильтр-гидрозатвор, выпол-

няющий функцию огнепреградителя; запорная арматура; штуцер для подсоединения системы испытания на герметичность; пост управления. В насосном колодце помещен насосный агрегат с электродвигателем во взрывобезопасном исполнении по ГОСТ 17494.

Линия выдачи – комплекс оборудования, с помощью которого обеспечивается подача топлива из резервуара к ТРК. Линия состоит из трубопровода забора топлива D_y 50 мм с толщиной стенки не менее 3 мм, оснащенного приемным клапаном для забора топлива на расстоянии не менее 150 мм от дна резервуара; огнепреградителя; запорной арматуры, размещенной в технологическом колодце резервуара и перед ТРК; трубопровода подачи топлива к ТРК. Участок трубопровода от технологического колодца до ТРК прокладывается в лотках, исключающих выход топлива из него в грунт.

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

Линия обесшламливания – комплекс оборудования, с помощью которого обеспечивается удаление из резервуара подтоварной воды с твердыми частицами (шлама). Линия применяется также для полного опорожнения резервуара от остатков нефтепродукта (при уровне нефтепродукта ниже места его забора линией выдачи) и при механизированной промывке резервуара закрытым способом. Линия обесшламливания состоит из стационарной части, представляющей собой трубопровод D_y 40 мм, с одной стороны оканчивающегося коллектором для пластового забора подтоварной воды, проходящего на расстоянии не более 10 мм от дна резервуара, а с другой стороны – штуцером с герметично закрывающейся заглушкой, предназначенным для подсоединения шланга насоса откачки шлама или моющего раствора; переносной части, состоящей из шланга откачки, ручного насоса, шланга слива и переносной емкости для сбора шлама.

1.2. Передвижные АЗС

1.2.1. Общая характеристика

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

Технические характеристики ПАЗС приведены в табл. 12.2.

Таблица 12.2

Технические характеристики передвижных автозаправочных станций

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

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

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

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

ПАЗС ставится на учет в ГИБДД. На ней наносятся трафареты «Передвижная АЗС», «Огнеопасно» и знак классификации груза по ГОСТ 19433-NN и «Правилам перевозки опасных грузов в РБ». На внутренней стороне дверки шкафа помещается табличка с указанием отпускаемых марок нефтепродуктов и технологической схемы заправочного оборудования.

Специальное оборудование ПАЗС:

- цистерна с наливной горловиной;
- шкаф со счетно-раздаточными устройствами;
- боковые ящики;
- бензоэлектрический агрегат.

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

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

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

В боковых ящиках, устанавливаемых на кронштейнах вдоль цистерны, размещаются инструмент, противопожарный инвентарь и др. Топливо выдается насосом с приводом от автомобиля или электродвигателя. Источником электрической энергии является бензоэлектрический агрегат (рис. 12.3.).

Насос может работать и от внешнего источника электроэнергии.

Технологическое оборудование ПАЗС с приводом насоса от двигателя базового автомобиля (рис. 12.4) обеспечивает выполнение следующих операций:

- наполнение цистерны топливом;
- выдачу топлива из цистерны собственным и посторонним насосом;
- слив топлива из цистерны самотеком;

- перекачку топлива из одного резервуара в другой, минуя собственную цистерну;
- заправку автомобилей фильтрованным топливом;
- откачку топлива из раздаточных и заборных рукавов.

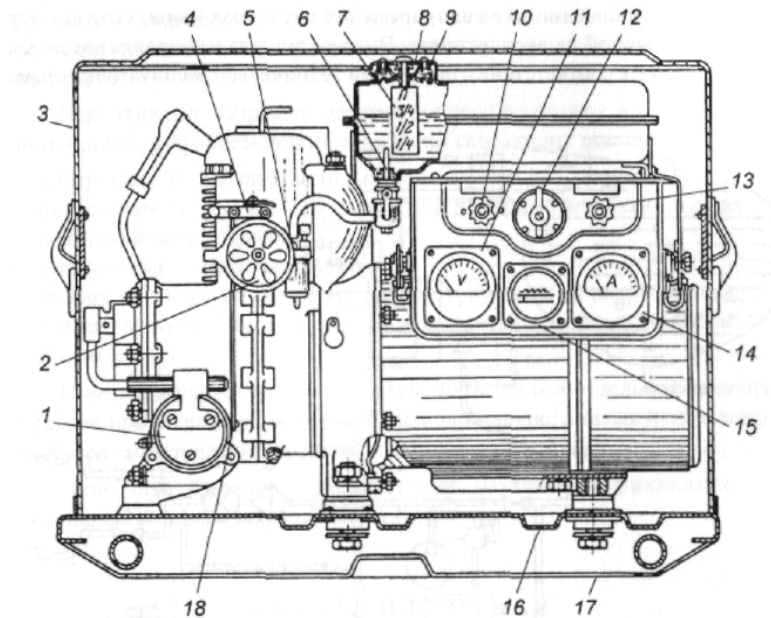


Рис. 12.3. Бензоэлектрический агрегат (разрез по кожуху): 1 – регулятор оборотов; 2 – воздухофильтр; 3 – кожух; 4 – рычаг дросселя; 5 – карбюратор; 6 – проходной клапан; 7 – стакан; 8 – пробка горловины; 9 – горловина; 10 – кнопка возбуждения; 11 – вольтметр; 12 – выключатель нагрузки; 13 – ручка регулирования напряжения; 14 – амперметр; 15 – частотомер; 16 – планка; 17 – каркас; 18 – тяга дросселя

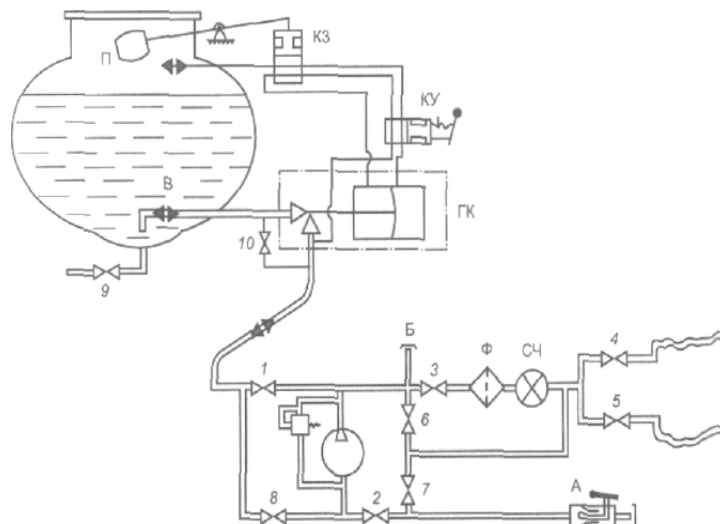


Рис. 12.4. Технологическая схема ПАЗС: 1 – 9 – задвижки; 10 – вентиль; А – напорно-всасывающий патрубок; Б – напорный патрубок; В – трубопровод для наполнения и опорожнения; ГК – гидроклапан; П – поплавок; КЗ – клапан золотниковый; КУ – кран управления; Ф – фильтр; СЧ – счетчик

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

- инструкции по эксплуатации автомобиля, прицепа, полуприцепа;
- инструкции по технике безопасности и пожарной безопасности для водителей-заправщиков;
- правил технической эксплуатации;
- правил технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

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

1.3. Контейнерные АЗС

1.3.1. Общая характеристика

КАЗС изготавливаются в заводских условиях в соответствии с установленной технической документацией. Станции повышенной заводской готовности называются модульными. Внутренняя планировка контейнера управления такой станции показана на рис. 12.5.

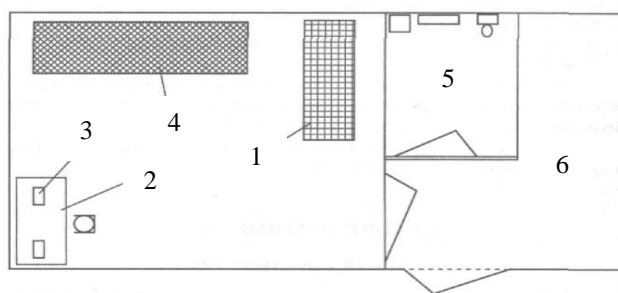


Рис. 12.5. Внутренняя планировка контейнера управления КАЗС: 1 – шкаф силовой; 2 – стол рабочий; 3 – контроллер управления; 4 – топчан; 5 – санузел; 6 – бытовое помещение

Типовая контейнерная станция на два поста включает:

- контейнер хранения, оборудованный двумя топливораздаточными колонками;
- контейнер управления, оборудованный бытовым помещением и санузлом, имеет систему обогрева воздуха;

- контейнер-магазин.

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

Техническая характеристика:

максимальная пропускная способность – 250 автомобилей в сутки;
количество резервуаров – 2 шт.;
емкость резервуаров – от 8 до 11,5 м³;
количество заправочных постов – 2;
занимаемая площадь (с подъездами) – 390 м²;
степень огнестойкости контейнера управления – 2;
степень огнестойкости модуля хранения топлива – 1.

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

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

Контейнер хранения состоит из двух резервуаров, расположенных в герметичной ванне, предохраняющей от случайного пролива топлива в грунт, перекачивающего устройства для заполнения топливом и двух раздаточных колонок. Перекачивающее устройство и ТРК расположены в запирающемся отсеке модуля. Несколько модулей хранения топлива могут быть соединены в батарею для увеличения пропускной способности станции и видов реализуемого топлива.

ТРК должны располагаться с учетом обеспечения свободного доступа для их технического обслуживания, управления и обзора информации отсчетного устройства с расстояния до 4 м при освещенности площадки по действующим нормам.

1.4. Основные положения проектирования автозаправочных станций

Для строительства АЗС должен быть отведен участок с учетом существующей застройки и генерального плана реконструкции данного района. Размеры участка определяются пропускной способностью АЗС, условиями ее работы, типами заправляемых машин, а также расположением въезда и выезда с территории АЗС на основную дорогу.

На территории АЗС размещаются здание станции, островки с заправочным оборудованием, островки над резервуарами.

Если снабжение АЗС теплом в зимнее время для отопления и технологических целей проектируется от собственной котельной на дизельном топливе, то на территории станции предусматривается специальный резервуар. На станциях, выполняющих отдельные операции технического обслуживания автомобилей, строятся специальные помещения или открытые площадки.

При разработке генерального плана и проектировании зданий и сооружений АЗС необходимо соблюдать все действующие «Строительные нормы и правила» (СНиП). Минимальные пожарные разрывы от зданий и сооружений до подземного резервуара, топливораздаточных колонок и зданий АЗС приведены в табл. 12.3.

Таблица 12.3

Пожарные разрывы от зданий и сооружений до АЗС жидкого моторного топлива

Здание и сооружение, от которого исчисляется разрыв	Разрыв, м (не менее)
Здание I, II степеней огнестойкости	10
Здание III степени огнестойкости	12
Здание IV, V степеней огнестойкости	15
Несгораемый забор	3
Тротуар	4
Сгораемый забор	6
Трамвайные пути	10
Железнодорожные пути организованного движения	25
Трубопроводы (водопровод, канализация и т.д.)	5
Электрокабели всех видов электрических устройств и коммуникаций	5
Между отдельными резервуарами	0,5 диаметра резервуара наибольшего размера, но не менее 1,0 м

Разрыв от подземного резервуара или топливораздаточной колонки до здания АЗС должен быть от 3 до 9 м в зависимости от степени его огнестойкости.

Противопожарные разрывы от подземного резервуара или топливораздаточной колонки до соседнего здания или сооружения с производством А и Б увеличиваются на 25 %.

Пропускная способность АЗС в типовых проектах определяется при трехсменной работе с семичасовым рабочим днем. При этом первые две смены станция работает с коэффициентом неравномерности 1,5, что соответствует работе станции в две смены или 14 ч в сутки, а третья – ночная смена является дежурной.

Чаще всего колонки на АЗС располагают исходя из возможностей, определяемых противопожарной безопасностью, размерами производственной площади, числом самих колонок и т.д. Иногда колонки размещаются произвольно, без учета самых элементарных требований и норм. Практика проектирования и исследований условий работы современных АЗС показывает, что наиболее приемлемы три схемы расположения колонок: диагональная, параллельная и перпендикулярная. Названия схем определяют расположение островков с колонками в одну линию по диагонали к автомагистрали, параллельно или перпендикулярно к ней.

Каждая из размещаемых на АЗС колонок представляет собой отдельный заправочный островок для заправки автомобилей, при этом определены нормативы расстояний между колонками и заправочными островками. На рис. 12.6 – 12.9 предложены различные планировочные схемы, которые могут быть рекомендованы при составлении генерального плана АЗС.

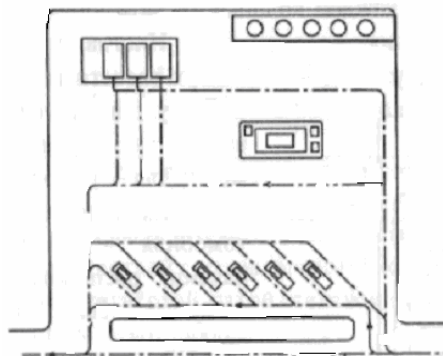


Рис. 12.6. Планировочная схема АЗС с пристроенным пунктом технического обслуживания автомобилей: 1 – здание АЗС; 2 – пункт технического обслуживания автомобилей; 3 – заправочные островки

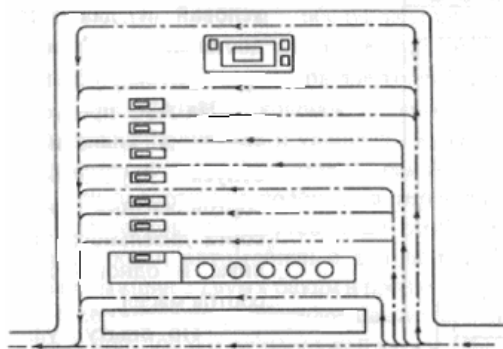


Рис. 12.7. Планировочная схема АЗС для заправки всех видов автотранспорта: 1 – бензин; 2 – дизельное топливо; 3 – топливная смесь; 4 – операторная

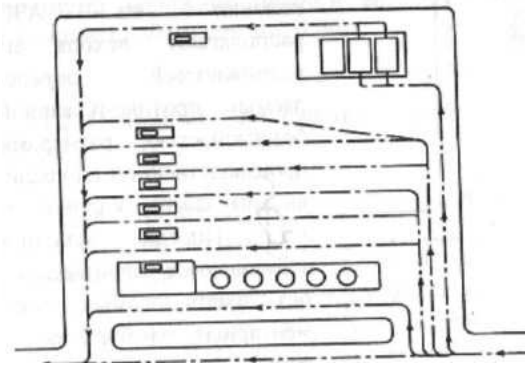


Рис. 12.8. Планировочная схема АЗС со встроенным пунктом технического обслуживания автомобилей: 1 – мойка; 2 – пункт техобслуживания; 3 – операторная; 4 – заправочные островки

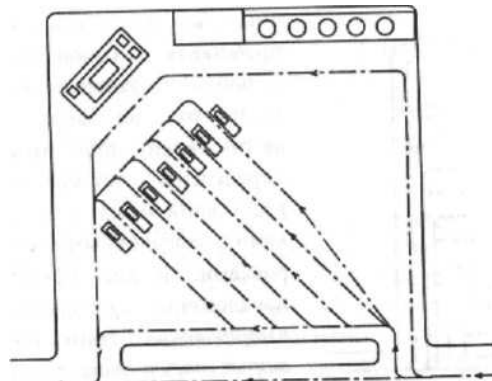


Рис. 12.9. Планировочная схема АЗС на 1000 заливок в сутки: 1 – бензин; 2 – дизельное топливо; 3 – операторная

При определении числа топливо- и маслораздаточных колонок принимается пропускная способность каждой колонки 15 автомобилей в час при коэффициенте использования колонок 0,6. Иногда число топливораздаточных колонок на АЗС увеличивается сверх расчетных для более удобных условий заправки, например, для одновременной заправки автомобилей с двумя баками, расположенными с обеих его сторон.

Для определения емкости резервуаров для топлив и масел средняя величина заправки автомобиля принимается 50 л топлива и 2 л масла. Ёмкость резервуаров для хранения топлив и масел определяется исходя из трёх – пятидневного запаса. Запас рассчитывается в зависимости от количества сортов топлив и масел, которыми обеспечивается АЗС, а также от условий и дальности доставки нефтепродуктов от нефтебазы.

На АЗС предусматривается хранение и отпуск двух – четырех сортов бензина, одного сорта дизельного топлива и одного – двух сортов масел.

По опыту существующих АЗС общая ёмкость резервуаров распределяется мерно следующим образом: под бензин 70 – 80 % ёмкости, под дизельное топливо 15 – 25 % и 5– 8 % под масло.

Расположение оборудования и сооружений АЗС должно быть свободным для работы обслуживающего персонала и водителей отправляемых машин, а также должно обеспечивать минимальную протяженность трубопроводов для топлив и масел по территории станции.

Расположение колонок должно допускать возможность двухсторонней заправки и удобного подъезда автомобилей к колонкам и выезд их после заправки с территории АЗС.

При расстановке колонок на территории АЗС необходимо иметь в виду, что легковые и грузовые автомобили и автобусы заправляются с любой стороны, автомобили с дизельными двигателями – с правой, а заправка машины с двумя баками производится с двух сторон.

Всё заправочное оборудование устанавливается на островках, высота которых 200 – 300 мм от проезжей части. Ширина островков должна быть не менее 1,2 – 1,0 м.

При разработке генерального плана АЗС минимальные расстояния между сооружениями устанавливаются в соответствии с табл. 12.4, 12.5.

Для предохранения обслуживающего персонала и водителей от атмосферных осадков и солнечных лучей на некоторых АЗС строятся островки с навесами. При устройстве навеса над проездом необходимо учитывать, что максимальная высота гружёного транспорта может достигать 4,0 м.

Наилучшим расположением заправочного оборудования на территории АЗС следует считать такое, при котором островки с колонками расположены между путями въезда и выезда автомобилей, а продольная ось островка параллельна направлению движения автомобилей.

Расстояние между топливораздаточными колонками на островке обычно принимают 10 – 12 м (из расчёта грузового автомобиля). Длина островка для двух топливораздаточных колонок около 14 м. Между двумя топливораздаточными колонками на островке можно разместить масло- и воздухораздаточные колонки.

Радиусы закруглений проездов по территории АЗС, измеряемые по осям проездов, для легковых автомобилей должны быть не менее 6,5 м, а для грузовых – не менее 14 м.

При планировке станции необходимо предусмотреть подъезд к резервуарам автоцистерны с прицепом и обеспечить возможность удобного слива нефтепродуктов. Должны быть созданы все удобства для контроля над количеством топлива в резервуаре.

Таблица 12.4

Минимальные расстояния от АЗС жидкого моторного топлива до объектов, к ней не относящихся

№	Наименование объектов, до которых определяется расстояние	Расстояние от АЗС с подземными резервуарами, м	Расстояние от АЗС с наземными резервуарами, м, типа	
			А	Б
1	Производственные, складские и административно-бытовые здания и сооружения промышленных предприятий (за исключением указанных в поз. 10).	15	25	
2	Лесные массивы: хвойных и смешанных пород лиственных пород	25 10	40 50	30 40
3	Жилые и общественные здания	25	50	40
4	Места массового пребывания	25	50	
5	Индивидуальные гаражи и открытые стоянки для автомобилей.	18	30	20
6	Торговые киоски	20	50	
7	Автомобильные дороги общей сети (край проезжей дороги) 1, 2, 3 категории 4 и 5 категории Маршруты электрофицированного городского транспорта (до контактной сети)	12 9 15	20 12 20	15 9 20
8	Железные дороги общей сети (до подшвы насыпи или бровки выемок)	25	30	
9	Очистные канализационные сооружения и насосные станции, не относящиеся к АЗС	15	30	25
10	Технические установки категории А _н , Б _н , Г _н , здания и сооружения с наличием радиоактивных и вредных веществ 1 и 2 классов опасности по ГОСТ 12.1.007	100		
11	Линии электропередачи, электроподстанции (в т.ч. трансформаторные подстанции)	По ПУЭ		
12	Склады: лесных материалов, торфа, волокнистых горючих веществ, сена, соломы, а также участки открытого залегания торфа	20	40	30

Примечания: 1. Расстояния от АЗС с наземными резервуарами, а также от подземных резервуаров до жилых и общественных зданий I и II степени огнестойкости допускается уменьшить не более чем на 25 % за исключением расстояний от наземных резервуаров с односторонними перекрытиями. 2. При оснащении технологической системы АЗС системой флегматизации или иными системами, предотвращающими воспламенение и/или сгорание паровоздушных смесей внутри технологического оборудования, указанные в табл. 12.4 расстояния допускается уменьшать не более, чем на 25 % (за исключением указанных в поз. 3, 4, 10, 11).

Таблица 12.5

**Минимальные расстояния между зданиями и сооружениями,
расположенными на территории АЗС жидкого моторного топлива с подземными резервуарами**

№	Наименование зданий и сооружений АЗС	Минимальное расстояние между соответствующими зданиями и сооружениями в порядке записи в графе «Наименование..», м									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Подземные резервуары для хранения топлива	–	4	–	3/9	9	9/15	15	–	6	9
2	ТРК	4	–	–	6/9	9	12/15	15	4	9	9
3	Площадка для АЦ	–	-	–	6/9	9	12/15	15	–	9	12
Здания для персонала АЗС и сервисного обслуживания транспортных средств:											
4	I, II и III степени огнестойкости класса С0 и С1	3/9	6/9	6/9	6	9	9	9	3/9	–/9	6
5	IV степени огнестойкости класса С0	9	9	9	9	12	9	12	6/9	6/9	9
Здания сервисного обслуживания водителей и пассажиров:											
6	I, II и III степени огнестойкости класса С0 и С1	9/15	12/15	12/15	9	9	6	9	9/15	–/9	9
7	IV степени огнестойкости класса С0	15	15	15	9	12	9	12	12/15	6/9	12
8	Очистные сооружения для атмосферных осадков, загрязненных нефтепродуктами	–	4	–	3/9	6/9	9/1	12/15	–	6	9
9	Площадка для стоянки транспортных средств	6	9	9	–/9	6/9	–/9	6/9	6	12	6
10	Котельная на дизельном топливе	9	9	12	6	9	9	12	9	6	–

Примечания к табл. 12.5: 1. Расстояния указаны: перед чертой – до стен зданий, за чертой – до проемов стен зданий; обозначенные «–» не нормируются и принимаются, исходя из конструктивных особенностей, если иное не оговорено ТПБ 111-98. 2. При проектировании блочной АЭС расстояния между резервуарами для хранения топлива и ТРК не нормируются. 3. Для АЭС, в задании на проектирование которых предусматривается их эксплуатация без приостановки во время наполнения резервуаров из АЦ, расстояния от площадки для АЦ до ТРК следует принимать не менее 8 м, до площадки для стоянки транспортных средств – не менее 18 м (вне зависимости от вида транспортных средств), а до зданий и сооружений АЭС – увеличивать на 30 %. 4. Расстояния не нормируются: а) между зданиями сервисного обслуживания транспортных средств, если стена более широкого здания, обращенная в сторону другого здания, является противопожарной; б) между зданиями для персонала ЛЭС при условии, если в них отсутствуют помещения сервисного обслуживания водителей, пассажиров и транспортных средств. 5. Размеры площадки для стоянки транспортных средств должны обеспечивать одновременное пребывание на ней не более 10 единиц транспортных средств. По поз. 9 приведены расстояния до стоянок мото- и легкового транспорта. При организации стоянок других транспортных средств расстояния до стен без проемов зданий I и II степени огнестойкости класса С0 и С1 должны быть не менее 9 м, а остальные расстояния следует увеличивать на 50 %. 6. Расстояния от трансформаторной подстанции до зданий и сооружений АЭС принимаются в соответствии с требованиями ПУЭ.

При планировании сельских АЭС расстояние между топливораздаточными колонками на островках, ширина проездов и их радиусы закруглений должны обеспечивать возможность заправки крупногабаритных сельскохозяйственных машин: тракторов с навесным оборудованием, самоходных комбайнов и др. Возможность заправки сельскохозяйственных машин должна учитываться при организации некоторых дорожных АЭС.

Комплект оборудования АЭС определяется видами заправляемого автомобильного транспорта и других машин, номенклатурой топлив и смазок, отпускаемых АЭС, общей пропускной способностью станции и пропускной способностью по видам заправляемых машин, выполняемыми операциями обслуживания автомобилей и т.д.

Для сокращения простоя машин заправка их топливом должна выполняться с максимальной производительностью, допускаемой горловиной и ёмкостью баков.

Для сокращения обслуживающего персонала и увеличения пропускной способности станции целесообразно применять заправочное оборудование с дистанционным управлением из центрального пункта и использовать самообслуживание.

При дистанционном управлении работой колонок из центрального пункта необходимо предусматривать звуковую или световую сигнализацию между оператором и водителем, находящимся на месте заправки.

На территории АЗС предусматривается помещение станции или павильонов, размеры которого в зависимости от функций, выполняемых АЗС, могут значительно изменяться. В павильонах большинства АЗС, выполняющих только заправку автомобилей топливом, маслом, воздухом и водой, размещаются помещение оператора-заправщика, торговый зал для продажи масел и смазок в мелкой таре, автопринадлежностей и мелких деталей, подсобное помещение, кладовая и санузел. На АЗС, выполняющих отдельные операции технического обслуживания автомобилей, к зданию станции пристраиваются производственные помещения для мойки, смазки машин и других операций. Кроме того, в павильонах таких станций размещают зал ожидания, буфет с автоматами для продажи пищевых продуктов и напитков, туалеты общего пользования и др.

Помещение оператора должно быть удобным для работы и расположено так, чтобы имелась возможность хорошего обзора всех рабочих мест заправки, въезда и выезда с территории станции. Это особо важно при дистанционном управлении колонками от центрального пульта, который устанавливается в помещении оператора.

В подсобном помещении устанавливают маслораздаточные колонки для заправки машин в зимнее время, а под полом углубляют в грунт резервуары для хранения масел.

На АЗС, отпускающих этилированный бензин, в помещении должны быть предусмотрены умывальник с горячей водой, бачок с керосином для мойки рук и металлический шкаф для хранения дегазирующих средств (хлорная известь).

Главным показателем экономической эффективности автозаправочного комплекса помимо собственных эксплуатационных затрат следует считать среднюю продолжительность, необходимую одному автотранспортному средству на одну заправку на АЗС, которой определяются издержки автотранспорта данного района, связанные с заправкой нефтепродуктами. Эти издержки зависят от средних значений расстояния от места стоянки или работы автомобиля до АЗС (P_{np}) времени ожидания заправки в очереди на АЗС ($P_{ож}$), технологического времени заправки транспортного средства (P_m).

Издержки автотранспорта, связанные с пробегом автомобиля на заправку (P_{np}), определяется уровнем развития автозаправочной сети, рациональным размещением и использованием АЗС в данном районе. С точки зрения затрат автотранспорта, связанных с заправкой, концентрация заправочных средств на отдельных больших АЗС вместо рассредоточения их по большому числу мелких и средних АЗС нецелесообразна, при этом даже

при наиболее удачном размещении АЗС относительно обслуживаемых автотранспортных предприятий среднее расстояние ездки на заправку на более крупные АЗС окажется большим.

Издержки автотранспорта от простоев в очереди на АЗС ($P_{ож}$) зависят от числа и состава автомобилей в очереди и средней продолжительности одной заправки.

Автомобильный транспорт потребляет более 20 % общего количества вырабатываемых в стране нефтепродуктов, которые в свою очередь составляют 15 – 20 % себестоимости перевозок. Затраты времени автотранспорта, связанные с заправкой на АЗС, составляют 5 – 8 % от рабочего времени и 4 – 5 % потребляемого топлива. Основными критериальными положениями, позволяющими снизить вышеназванные затраты, являются:

- рациональное размещение АЗС на территории;
- правильное размещение заправочных колонок по маркам топлива на АЗС;
- специализация АЗС по группам автомобилей и по виду топлива;
- оптимальные планировочные схемы;
- рациональная система расчётов.

Снижению потерь по этой причине способствуют следующие мероприятия:

- применение параллельного, одновременного слива нефтепродуктов по нескольким шлангам в один резервуар за счет использования сливных устройств новой конструкции (АЗТ5-885-800);
- перекачка нефтепродуктов при помощи насосных установок автоцистерн или АЗС;
- обеспечение планового завоза нефтепродуктов на АЗС в часы их минимальной загрузки (ночные);
- автоматизация контроля полноты слива нефтепродуктов из автоцистерн и замера уровня нефтепродукта в резервуарах.

2. Устройство и эксплуатация технологического оборудования

2.1. Резервуары

2.1.1. Одностенные резервуары

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

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

Вертикальные резервуары лишены этих недостатков. Они широко распространены, в основном, на нефтебазах. Появились проекты вертикальных цилиндрических резервуаров и для АЗС. Техническая характеристика горизонтальных и вертикальных резервуаров приведена в табл. 12.6.

Таблица 12.6

Техническая характеристика резервуаров для хранения топлива

Вместимость, м ³	Наружный диаметр, мм	Длина (высота), мм	Толщина стенки, мм	Масса, кг
Горизонтальные				
4	1378	2873	4	733
5	1846	2036	3	446
8	1593	4263	4	1024
10	2220	3100	4	980
20	2483	4770	4	1776
25	2768	4840	4	2350
50	2870	8480	4	3369
60	2770	11100	5	4750
Вертикальные				
5	1738	2018	4	473
10	2233	3100	4	840
15	2818	2518	4	1140
25	3186	3218	4	1750

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

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

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

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

Комплект оборудования резервуара показан на рис. 12.10.

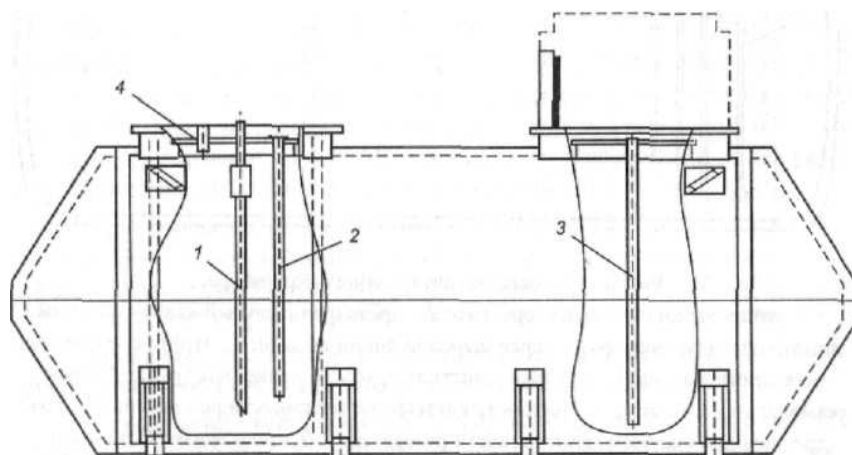


Рис. 12.10. Комплект оборудования резервуара:

1 – сливная линия; 2 – замерная труба; 3 – линия выдачи; 4 – дыхательная линия

2.1.2. Двухстенные резервуары

Резервуары, изготавливаемые по ТУ 4034588-097-96, предназначены для хранения нефтепродуктов, плотность которых не превышает 1100 кг/м³ (рис. 12.11).

Резервуар устанавливается в горизонтальном положении с уклоном в сторону люка 1 %.

Основные характеристики резервуаров приведены в табл. 12.7.

Котлован для установки и монтажа резервуара изготавливается по специальному проекту в зависимости от типа грунта, уровня грунтовых вод и т.д. При засыпке резервуара грунтом необходимо со всех сторон резервуара уложить слой песка зернистостью до 19 мм без острых кромок толщиной минимум 200 мм. Глубина залегания резервуара в грунте до его обечайки 0,8 – 1,2 м. При минусовой температуре слой прилегающего грунта должен быть сухим, без включений льда и смерзшихся комков.

Характеристики двухстенных резервуаров

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

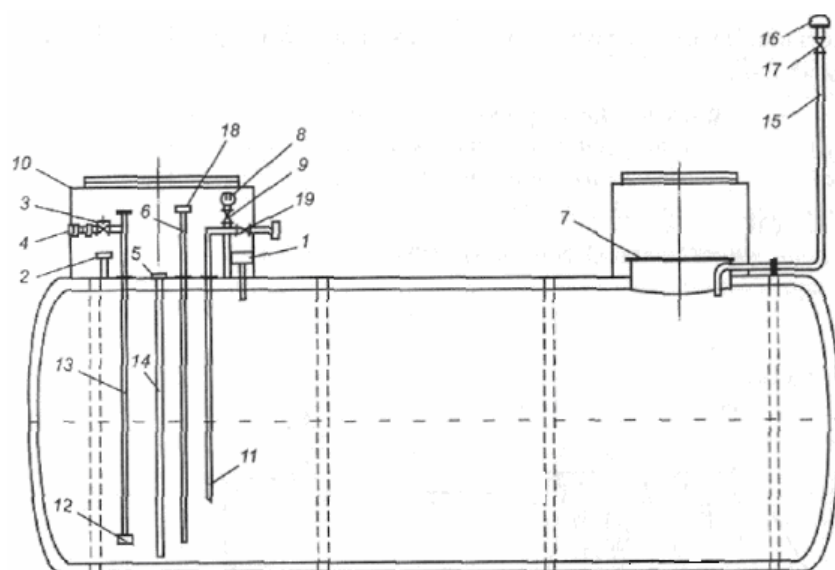


Рис. 12.11. Устройство двухстенного резервуара: 1 – датчик верхнего уровня горючего; 2 – предохранительный клапан системы герметичности резервуара; 3 – кран шаровой линии выдачи; 4 – муфта соединительная линии выдачи; 5 – крышка зачистной трубы; 6 – замерная труба; 7 – люк технологического лаза; 8 – манометр системы герметичности резервуара; 9 – кран трехходовой системы герметичности резервуара; 10 – технологический отсек; 11 – сливная труба; 12 – обратный клапан линии выдачи; 13 – заборная труба; 14 – зачистная труба; 15 – линия деаэрации; 16 – дыхательный клапан; 17 – огнепреградитель; 18 – крышка замерной трубы; 19 – обратный клапан слива

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

Избыточное давление в межстенном пространстве не должно превышать 0,02 МПа. Порог допустимого падения давления в межстенном

пространстве 0,01 МПа. Для предотвращения превышения избыточного давления в межстенном пространстве на резервуаре установлен предохранительный клапан с порогом срабатывания при повышении давления до 0,03 МПа.

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

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

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

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

Обратный клапан установлен в технологическом отсеке линии наполнения и обеспечивает ее автоматическое перекрытие в случае расстыковки с топливной цистерной. Клапан открывается за счет избыточного давления, создаваемого насосом.

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

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

Линия выдачи топлива оборудована обратным клапаном типа КО.000.812.М1 128ООПС с условным проходом 50 мм, срабатывающим под давлением или разрежением, создаваемым насосом, и герметично закрывающимся при неработающем насосе. На выходе из резервуара линия выдачи имеет запорную арматуру, выполненную по ГОСТ 95440 и совмещенную с пламегасителем. Топливопровод заканчивается выходом в кабельный приямок островка ТРК. Топливопровод выполнен из полимерных материалов. Пластиковый трубопровод на протяжении от резервуара до

ТРК не имеет разъемных соединений, что обеспечивает его герметичность. Пластиковый трубопровод в технологических отсеках крепится зажимной муфтой, установленной на проходной гильзе согласно требованиям НПБ 111-98. Обратный клапан устанавливается в резервуаре в начале линии выдачи на высоте от дна резервуара не более 200 мм.

2.1.3. Оборудование резервуаров

Основное оборудование резервуара показано на рис. 12.12.

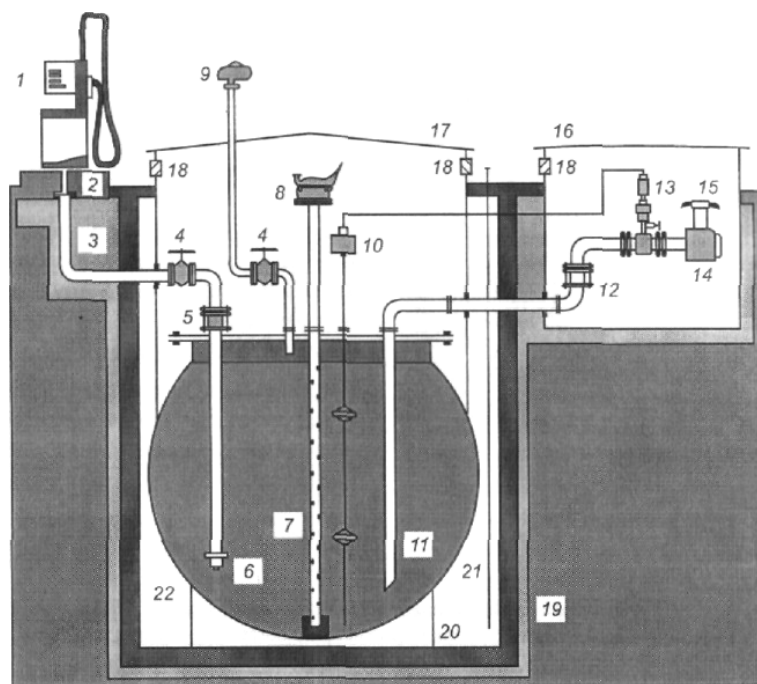


Рис. 12.12. **Основное оборудование резервуара:** 1 – топливораздаточная колонка; 2 – фланец; 3 – трубопровод подачи топлива; 4 – задвижка для нефтепродуктов (30с41нж); 5 – огневой предохранитель (ОП-50ЧА); 6 – клапан приемный (КП-40); 7 – замерный трубопровод; 8 – люк замерный (ЛЗ-80); 9 – клапан дыхательный совмещенный (СМДК-50 ЧА); 10 – уровнемер «Струна-М» с датчиком; 11 – трубопровод налива; 12 – огневой предохранитель (ОП-100ЧА); 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

Сливное устройство используется для приема горючего из автоцистерн. Оно состоит из быстроразъемной сливной муфты и сливной трубы. Быстроразъемные сливные муфты (рис. 12.13) предназначены для соединения подающего рукава автоцистерны со сливной трубой резервуара.

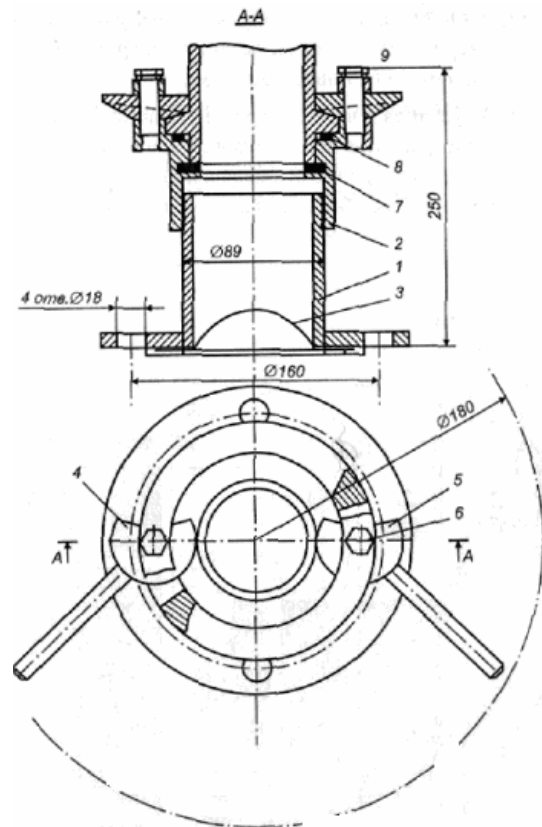


Рис. 12.13. Быстроразъемная сливная муфта: 1 – патрубок; 2 – корпус; 3 – фильтр-огнепреградитель; 4 – зажим левый; 5 – зажим правый; 6 – ось зажима (2 шт.); 7, 8 – кольцо уплотнительное; 9 – патрубок сливной

В настоящее время наиболее распространены сливные муфты МС-1 и МС-1М (табл. 12.8) с крышкой и эксцентриковым зажимом или шиббером, который одновременно служит и ключом зажимной гайки. Муфты оборудованы фильтром и маслобензостойким уплотнением.

Таблица 12.8

Технические характеристики сливных муфт

Параметры	Марка сливной муфты	
	МС-1	МС-1М
Условный проход, мм	80	80
Номинальное давление, МПа	0,1	0,1
Максимальное давление, МПа	0,6	0,6
Габаритные размеры, не более:		
длина, мм	190	300
диаметр (ширина), мм	200 (280)	160(180)
Масса, кг	3,5	4,0

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.

Наибольшее распространение получили сливные устройства марок МУ-91-12 и АЗТ.5-885-800 (табл. 12.9).

Таблица 12.9

Технические характеристики сливных устройств

Параметры	Марка сливного устройства	
	МУ-91-12	АЗТ.5-885-800
Место установки	Специальный колодец	Крышка горловины резервуара
Число приемных патрубков	1	2
Условный диаметр, мм: приемных патрубков сливной трубы	50	50
	50	70
Номинальная скорость слива самотеком, м ³ /ч	10	16
Материал фильтрующего элемента	латунная сетка	гофрированная нержавеющая лента
Габаритные размеры, мм высота диаметр	150	520
	300	350
Масса, кг	16	30

Заборная труба монтируется в резервуаре на расстоянии не менее 200 мм от днища резервуара. На заборной трубе на резьбе крепится обратный клапан (рис. 12.14), в корпусе которого имеются впускные окна и отверстие для направляющей штока клапана.

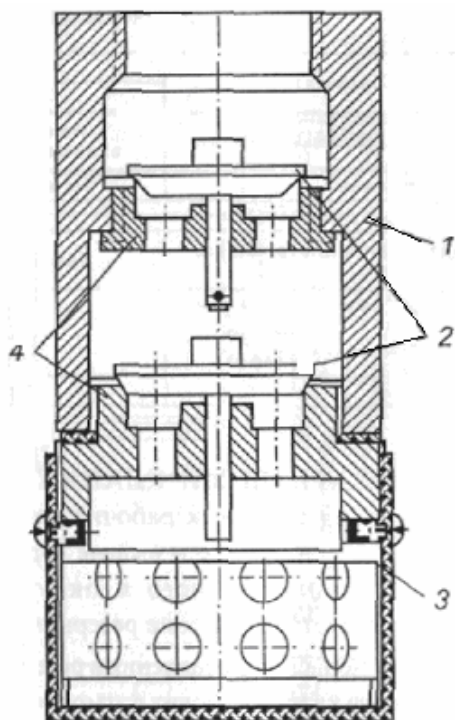


Рис. 12.14. Обратный клапан:
1 – корпус; 2 – тарелки; 3 – сетка; 4 – гнезда

Клапан представляет собой диск с направляющей осью. Под действием силы тяжести и столба жидкости диск, перемещаясь по направляющей, закрывает впускные окна и препятствует сливу горючего из всасывающего трубопровода.

Техническая характеристика обратных клапанов представлена в табл. 12.10. Клапан может быть совмещен с огневым предохранителем.

Таблица 12.10

Технические характеристики обратных клапанов

Параметры	Мерка клапана	
	М-9134	АЗТ.5-800-8D1
Место установки клапана	Нижний конец всасывающей трубы	Крышка горловины резервуара
Тип клапана	двухтарелочный	однотарелочный
Условный диаметр, мм	40	40
Материал фильтрующего элемента	Латунная сетка	Гофрированная нержавеющая лента
Габаритные размеры, мм:		
высота	200	200
диаметр	160	180
Масса, кг	12,0	14,4

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

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

Промышленность выпускает совмещенные механические дыхательные клапаны (СМДК) (рис. 12.15) и пневмоклапаны предохранительные реверсивные (ППР) (рис. 12.16). Их технические характеристики представлены в табл. 12.11.

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

Клапан ППР представляет собой двойную реверсивную конструкцию, которая обеспечивает высокую пропускную способность паровоздушной смеси при сливе (наливе) резервуара.

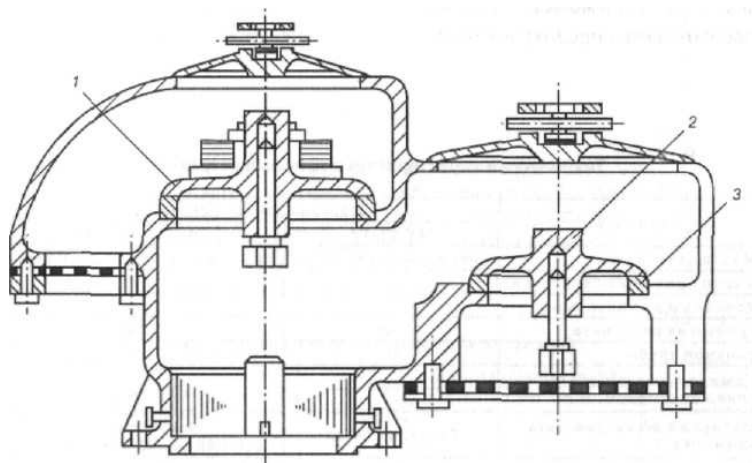


Рис. 12.15. Совмещенный дыхательный клапан (СМДК):
1 – клапан давления; 2 – клапан вакуума; 3 – вставка из фторопласта

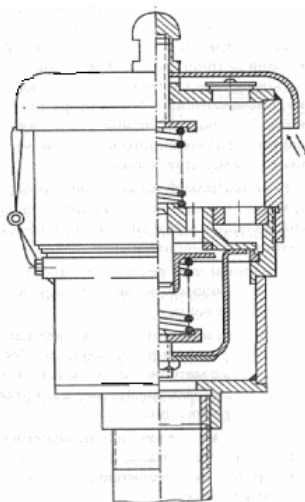


Рис. 12.16. Дыхательный клапан ППР

Таблица 12.11

Технические характеристики дыхательных клапанов

Параметры	Марка клапана			
	СМДК-50	СМДК-100	ППР-50	ППР-ЛЮ
Диаметр условного прохода, мм	50	100	50	40
Пропускная способность, м ³ /ч	25	25 – 100	26	16
Масса, кг	12,0	19,0	2,2	1,5
Давление срабатывания, МПа	0,002 – 0,02	0,002 – 0,02	0,04	0,04
Разрежение срабатывания, МПа	0,002 – 0,003	0,002 – 0,003	0,01	0,01

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

Горловины резервуаров плотно закрывают крышками на прокладках из листовой маслобензостойкой резины марки Б по ГОСТ 7338.

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

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

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

- предприятие-изготовитель;
- тип резервуара;
- номер по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- год и месяц изготовления;
- рабочее давление;
- номинальный объем;
- масса.

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

Диски-отражатели применяют для снижения выбросов паров нефтепродуктов в окружающую среду. Они устанавливаются под монтажным патрубком дыхательного клапана в наземных и в заглубленных металлических резервуарах (рис. 12.17).

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

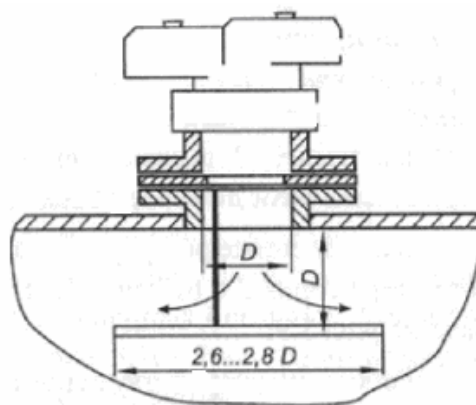


Рис. 12.17. Установка диска-отражателя

сти нефтепродукта и почти не участвующим в процессе конвективного перемешивания.

Диски-отражатели наиболее эффективны в резервуарах с большой оборачиваемостью. В течение теплого времени года потери от «больших дыханий» сокращаются на 30 – 40 %.

Дыхательная и предохранительная аппаратура применяется для предотвращения загрязнения воздушного бассейна при хранении нефтепродуктов.

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

Отражательная способность поверхности резервуара зависит от цвета покрытия резервуара (табл. 12.12).

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

Таблица 12.12

Влияние цвета окраски на отражение солнечных лучей

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

2.1.4. Эксплуатация резервуаров

Установка в грунт

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

Заглубленные резервуары уменьшают пожарную опасность и сокращают потери горючего от испарения. Схема установки резервуара в грунт показана на рис. 12.17.

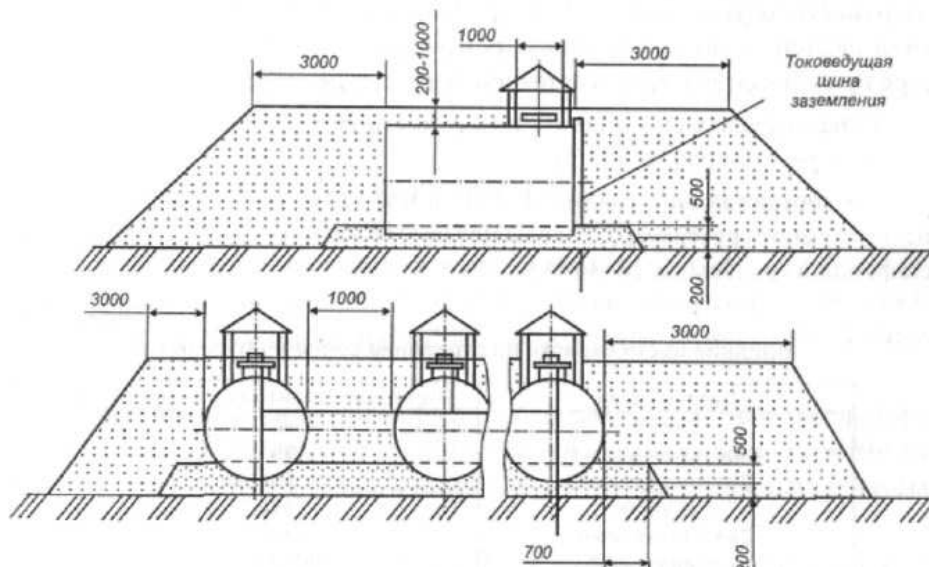


Рис. 12.17. Схема заглубленной установки стальных горизонтальных резервуаров

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

- зачистка внутренней поверхности резервуара (вручную, ОМЗР);
- очистка от краски и ржавчины наружной поверхности;
- внешний осмотр резервуара;
- пневматическое испытание резервуара ($P = 0,05...0,07$ МПа). При пневматическом испытании резервуар считается исправным, если созданное в нем избыточное давление не снизилось в течение 15 – 20 мин. В случае снижения давления определяют место утечки воздуха с помощью мыльного раствора, который наносят на сварные швы, вмятины и другие подозрительные места. После устранения дефекта резервуар подвергают повторному испытанию;
- нанесение противокоррозионного покрытия. Защитное покрытие наносится на тщательно очищенную и обезжиренную поверхность резервуара. Очищенная стальными щетками поверхность резервуара вначале покрывается слоем праймера, являющегося грунтовкой, а после его высыхания – двумя слоями нефтебитума;

- подготовка котлована глубиной на 0,5 м выше уровня фунтовых вод; устройство песчаной подушки в котловане толщиной менее 0,5 м; установка резервуара на песчаную подушку. При угрозе затопления резервуары устанавливают в котловане на сплошных бетонных фундаментах с креплением стальными хомутами (рис. 12.18.). Расстояние между соседними резервуарами должно быть не менее 1 м; устройство заземления резервуара и проверка его сопротивления. Резервуары заземляют с целью отвода статического электричества, возникающего и накапливающегося во время перекачки горючего. Общее сопротивление растеканию тока промышленной частоты должно быть не больше 100 Ом;

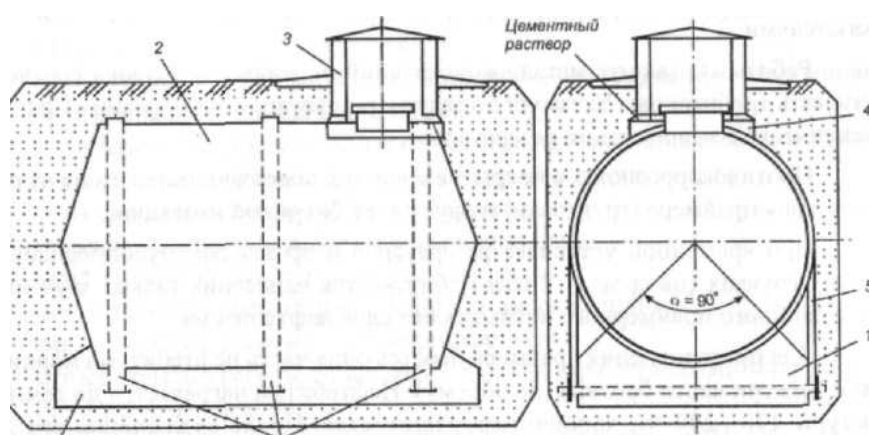


Рис. 12.18. Установка стальных горизонтальных резервуаров при высоком уровне грунтовых вод: 1 – бетонный фундамент; 2 – резервуар; 3 – колодец резервуарного оборудования; 4 – опора из кирпича (бетона); 5 – стальные хомуты

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

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

Высота колодца над грунтом должна быть не менее 0,15 м. Через стенку или крышку колодца могут выводиться трубопроводные коммуникации. На колодец крепится одно- или двухскатная крышка с петлями для

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

Защита от коррозии

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

Основные способы защиты внутренних поверхностей стальных резервуаров от коррозии:

- нанесение лакокрасочных и металлизационных покрытий;
- применение электрохимической катодной защиты;
- использование ингибиторов коррозии.

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

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

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

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

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

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

Ввод в эксплуатацию

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

Комиссии должны быть предъявлены следующие документы:

- рабочие и детализовочные чертежи стальных конструкций;
 - заводские сертификаты на поставленные стальные конструкции;
 - документы о согласовании отступлений, допущенных от чертежей при изготовлении и монтаже;
 - акты приемки скрытых работ ответственными представителями заказчика, строительной и монтажной организациями (по устройству насыпной подушки, изолирующего слоя под резервуар, заделки закладных деталей и т.д.);
 - сертификаты, удостоверяющие качество материалов, сталей, стальных канатов, метизов, электродов, электродной проволоки и других сварочных материалов, примененных при монтаже и вошедших в состав сооружения;
 - журналы промежуточной приемки работ: монтажные, сварочные, подготовки поверхности под окраску и др., которые ведутся линейным инженерно-техническим персоналом или ОТК;
 - акты испытаний: на герметичность сварных соединений днища, стенок резервуара в соответствии с требованиями СНиП 111-18; на прочность наливом воды до высоты, предусмотренной проектом;
 - акты контроля качества сварных соединений, предусмотренного СНиП 111-18;
 - описи удостоверений дипломов о квалификации сварщиков с указанием присвоенных им номеров или знаков;
 - заключение по просвечиванию монтажных швов проникающим излучением со схемами расположения мест просвечивания;
 - акты приемки смонтированного оборудования;
 - схема и акт испытания заземления резервуара;
 - акты на окраску, выполненную на монтаже;
 - акт на приемку протекторной защиты (при ее наличии);
 - акт на скрытые работы по изоляции корпуса;
 - акт на скрытые работы по креплению резервуара стальными хомутами к бетонному основанию;
 - акт на послойное тромбование грунта над корпусом резервуара;
 - документы, подтверждающие марку бетона основания резервуара.
- На каждый резервуар, вводимый в эксплуатацию, должны быть:
- технический паспорт в соответствии со СНиП III-18;
 - градуировочная таблица;

- журнал учета ремонта оборудования (журнал текущего обслуживания);
- распоряжения и акты на замену оборудования;
- технологические карты на замену оборудования;
- акты по техническому обслуживанию и ремонту.

Последние три документа прилагаются к техническому паспорту.

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

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

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

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

Градуировка

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

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

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

Градуировку производят двумя методами: объемным и геометрическим.

При объемном методе в резервуар заливают точно отмеренные объемы жидкости и определяют высоту наполнения. Метод точен, но длите-

лен и технически трудно осуществим для резервуаров большой вместимости вследствие неизбежного колебания температуры и объема жидкости в процессе градуировки. Метод приемлем для резервуаров небольшой вместимости.

При градуировке горизонтальных резервуаров учитывают непостоянство площади зеркала жидкости при изменении высоты наполнения и различную форму днищ (плоскую, сферическую, коническую). При конических и сферических днищах зависимость возрастания объема наполненной части от высоты нелинейная.

Геометрический метод наиболее доступен и легко технически осуществим, поэтому является основным.

Порядок градуировки горизонтальных резервуаров объемным и геометрическими методами изложен в ГОСТ 8.346 «Резервуары стальные горизонтальные. Методы и средства поверки». В этом стандарте приведены значения коэффициентов заполнения, определяемые по отношению высоты наполнения к диаметру резервуара.

Замер количества горючего проводится при приеме (выдаче), снятии остатков, контроле над герметичностью резервуаров.

Для замера необходимы рулетка с лотом или метршток, водочувствительная лента или паста, пробоотборник, цилиндр стеклянный или металлический для определения плотности, набор нефтенсиметров, кусковой мел, чистая сухая ветошь и взрывобезопасный электрический фонарь (в темное время суток).

Высота наполнения горючим горизонтальных резервуаров замеряется рулеткой или метрштоком в двух противоположных точках горловины по осевой линии. Предварительно убеждаются в отсутствии воды.

Объем горючего в резервуарах определяют с учетом наличия подтоварной воды или льда при помощи высотных трафаретов. Наличие льда определяют по несовпадению постоянного и фактического высотных трафаретов, толщину слоя – по их разности, а высоту слоя горючего – по смоченной части метрштока. Вычисляют вначале общий объем горючего и льда (воды) по суммарной высоте, затем объем льда (воды), который вычитается из общего объема.

Резервуары, находящиеся в эксплуатации, подлежат периодическому обследованию и дефектоскопии для определения их технического состояния. Очередность, сроки проведения обследований, а также объем работ по проверке технического состояния резервуара регламентируются Руководством по обследованию резервуаров. Сроки проведения частичного и полного обследования представлены в табл. 12.13.

Сроки проведения обследования резервуаров

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

Зачистка

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

- 1 раз в два года – резервуары для автобензина и дизельного топлива и масел без присадок;
- 1 раз в год – резервуары для масел с присадками.

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

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

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

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

- шлангового противогаза ПШ-1 (ПШ-2);
- спасательного пояса с веревкой;
- брезентового костюма;
- перчаток и резиновых сапог.

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

Для зачистки вручную выделяется не менее 3 человек, из которых двое посменно работают в резервуаре, а третий, наиболее опытный, обязан

находиться около горловины для контроля, в готовности оказать необходимую помощь. Через каждые 15 мин. рабочий выходит из резервуара для отдыха на свежем воздухе.

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

Ремонт резервуаров

На АЗС используются вертикальные и горизонтальные стальные сварные резервуары.

Каждый резервуар на АЗС должен подвергаться следующим видам ремонта:

- осмотровому;
- текущему;
- капитальному.

Осмотровый и текущий ремонты каждого резервуара следует проводить по календарному графику, который должен быть составлен на АЗС с учетом особенностей эксплуатации резервуаров.

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

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

2.2. Топливораздаточные колонки

2.2.1. Устройство и оборудование

Назначение

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

- отпуск топлива в бак потребителя по заданной оператором дозе в литрах;
- отпуск топлива в бак потребителя на заданную сумму денег;
- отображение информации о розничной цене одного литра топлива и возможность ее корректировки с контроллера;
- отображение информации о заданной и отпущенной дозе топлива в физических и денежных единицах при разовом отпуске;

- отображение информации о суммарном количестве отпущенного топлива по вызову оператора;
- сохранение в отсчетном устройстве информации о суммарном количестве отпущенного топлива;
- аварийное прекращение выдачи дозы непосредственно с колонки или контроллера;
- продолжение отпуска заданной дозы при устранении аварии с разрешения оператора;
- программная защита от несанкционированного доступа кода поста и значения юстировочного коэффициента;
- возможность монтажа колонки на расстоянии до 30 м от резервуара.

Классификация

ТРК классифицируют по следующим признакам:

- мобильности: переносные, стационарные;
- виду привода: с ручным, электрическим, комбинированным;
- способу управления: ручного, от местного задающего устройства; от дистанционного задающего устройства; от автоматического задающего устройства;
- способу размещения: одинарные – для обслуживания одного потребителя; двойные – для одновременного обслуживания двух потребителей;
- составу выдаваемого топлива: для выдачи однокомпонентного топлива, для образования и выдачи топливной смеси;
- номинальному расходу топлива, л/мин.: 25; 40; 50; 100; 160;
- основной погрешности, %: $\pm 0,25 - 0,4$;
- способу размещения сборочных единиц: в одном корпусе, в нескольких корпусах;
- по типу отсчетного устройства: с механическим и электрическим устройством.

Маркировка ТРК по ГОСТ 9018

ТРК выпускаются:

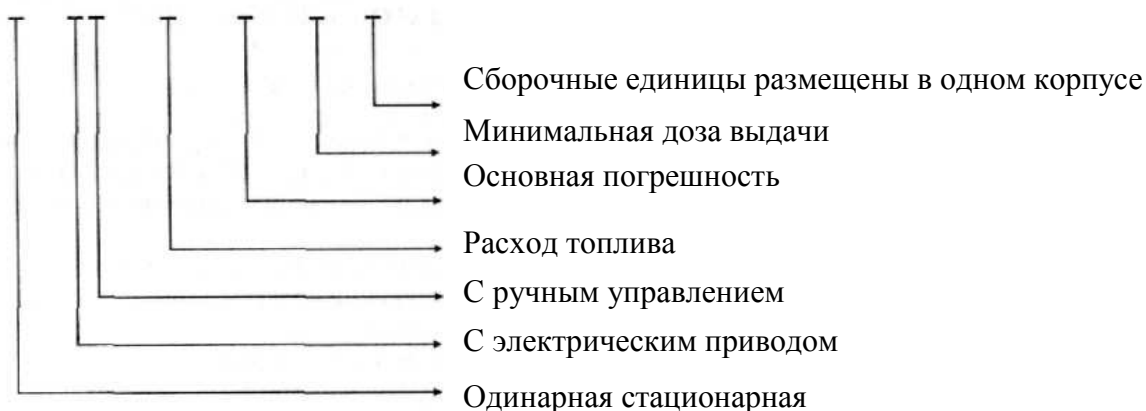
- однопаливные, двухпаливные с возможностью одновременной заправки двух автомобилей одним видом топлива с отдельным учетом выдаваемого топлива через каждый раздаточный кран (например, тип 2КЭД-50-0,25-1/1Т);
- двухпаливные, четырехшланговые с возможностью одновременной заправки двух автомобилей одним или двумя видами топлив с уче-

том выдаваемых доз через каждый раздаточный кран (например, тип 2КЭД-50-0,25-1/2т);

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

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

1 КЭР – 50 – 0,4 – 2 – 1



Устройство

ТРК состоит из насоса, приводимого электрическим двигателем; фильтра грубой очистки, установленного на всасывающей патрубке насоса; газоотделителя, установленного на нагнетательной линии после насоса; устройства для снижения производительности насоса в конце выдачи дозы, установленного после газоотделителя; фильтра тонкой очистки; измерителя объема дозы топлива; раздаточного крана; индикатора рукава; отсчетного устройства, связанного с измерителем объема (рис. 12.19).

Принцип работы

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

С целью сокращения гидравлических сопротивлений и уменьшения габаритов трубопроводной обвязки колонок осуществляется объединение ряда узлов гидравлической системы в один узел (моноблок). Как правило,

в моноблок объединяют насос, фильтры, газоотделитель, поплавковую камеру, обратный клапан. В этом случае измеритель объема и электродвигатель устанавливают непосредственно на моноблок.

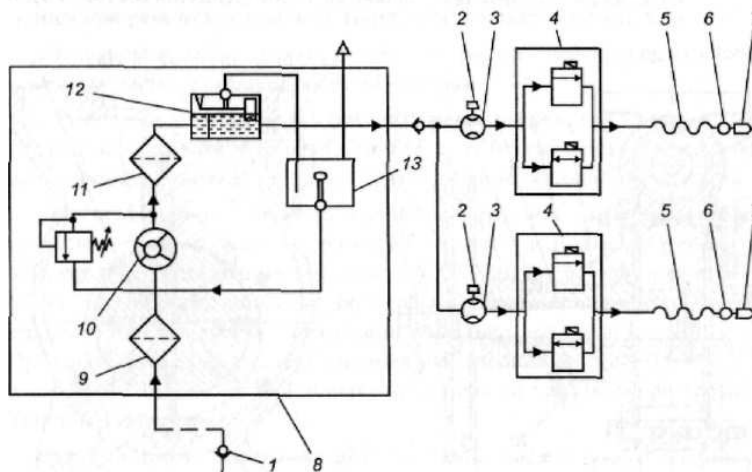


Рис. 12.19. Принципиальная гидравлическая схема двухпостовой ТРК: 1 – клапан приемный; 2 – счетчик с датчиком расхода; 3 – измеритель объема; 4 – клапан электромагнитный; 5 – рукав напорный; 6 – индикатор; 7 – кран раздаточный; 8 – моноблок; 9 – фильтр грубой очистки; 10 – насос; 11 – фильтр тонкой очистки; 12 – газоотделитель; 13 – камера поплавковая

Насос-моноблок включает в себя:

- **фильтр** для очистки топлива от механических примесей в бензине – размером более 100 мкм, в дизельном топливе – с размером более 20 мкм.
- **Насос** (рис. 12.20) роторно-шиберный, роторно-поршневой или лопастной. Состоит из корпуса, ротора и двух крышек. Направление вращения ротора указано стрелкой на шкиве электродвигателя. Во время вращения ротора лопатки под действием центробежной силы прижимаются к внутренней поверхности камеры корпуса насоса, образуют замкнутые объемы и переносят жидкость из всасывающей полости в нагнетательную. Между всасывающей и нагнетательной полостями расположен перепускной клапан с регулировочным винтом. Клапан открывается, если давление в нагнетательной полости превышает 0,15 – 0,18 МПа, и насос начинает частично работать «на себя». При достижении давления 0,25 – 0,3 МПа насос полностью работает «на себя».

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

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

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

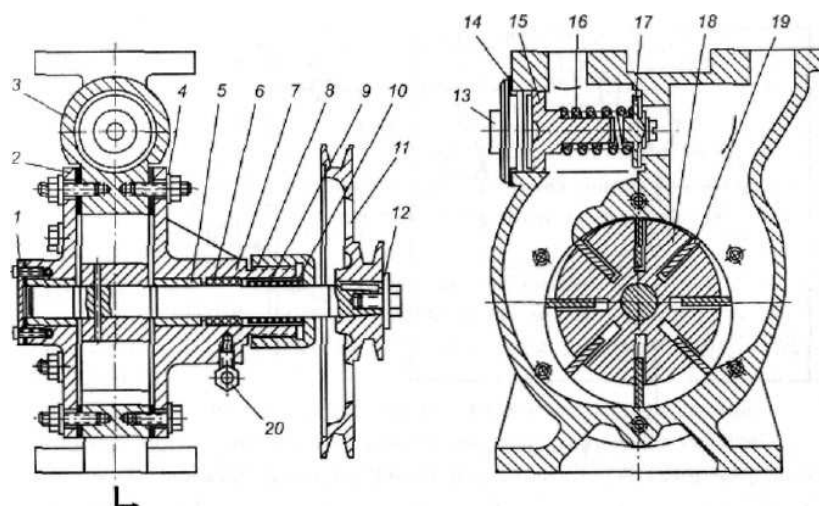


Рис. 12.20. Роторно-шиберный насос: 1, 2, 4 – крышки; 3 – корпус; 5, 7, 8 – втулки; 6 – сальниковая набивка; 9 – пружина; 10 – гайка; 11 – шкив; 12 – специальная шайба; 13 – пробка; 14 – прокладка; 15 – регулировочный винт; 16 – пружина; 17 – клапан; 18 – ротор; 19 – лопатка; 20 – штуцер

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

ковой камеры. В нем устанавливаются при необходимости два фильтрующих элемента с тонкостью фильтрации 20 мкм. Корпус закрывается крышкой с прокладкой. В нижней его части имеется пробка для слива топлива при смене фильтрующих элементов или при ремонтах. Жиклерное отверстие соединено с поплавковой камерой, в корпусе которой расположен игольчатый клапан, обеспечивающий слив скопившегося горючего во всасывающую полость насоса. Воздух удаляется из камеры через отверстия в крышке, сообщающиеся с атмосферой.

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

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

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

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

ка уплотняется манжетой. Ход поршней регулируется изменением зазора между кривошипом коленчатого вала и кулисой.

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

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

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

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

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

Среди топливораздаточных кранов самыми простыми являются краны с ручным управлением. Краны состоят из корпуса, соединительного устройства с рукавом сливного патрубка, рабочего клапана с рычагом управления и, при необходимости, отсечного клапана. Для работы с топливораздаточными колонками применяются краны с D_y 20 и D_y 25. По конструкции рабочего клапана краны подразделяются на краны с клапанами, открывающимися по давлению и против давления; по конструкции механизма автоматического отключения – краны с роликовым механизмом расцепления штоков, с шариковым механизмом и подвижной опорой. Кроме того, краны могут иметь отдельный или совмещенный с основным отсечной клапан. С целью сокращения потерь топлива при наливке в баки автомобилей применяют краны с откачкой вытесняемых из баков паров для последующей их утилизации, а также различные устройства для отключения крана при выпадении его из заправляемой емкости.

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

Поставляемая вместе с краном муфта разрывная предназначена для предотвращения повреждения топливораздаточной колонки, соединения топливораздаточного рукава с ТРК и краном. Разрывное усилие составляет 25 кгс. Для этих же целей служит и муфта предохранительная, которая, кроме того, обеспечивает поворот крана относительно рукава и предотвращает перекручивание топливораздаточного рукава.

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

2.2.2. Колонки зарубежного производства

Фирма «АО ИНСТРУМЕНТОЙНТИ» (Финляндия)

Фирма выпускает ТРК серии № 8, 180 и 1800.

Серия № 8 позволяет обслуживать одного или двух клиентов с отпуском одной или двух марок топлива. Производительность насоса: стандартная – 50 л/мин, повышенная – 100 л/мин, выборочная – 50 или 80 л/мин. Насос – Type 75, счетчик SB фирмы Bennett.

Серия № 180 модульной структуры.

Серия № 1800 модульной структуры. Обеспечивает две одновременные заправки от двух до пяти марок топлива, производя при этом сбор паров топлива.

Модель № 181211 предназначена для дизельного транспорта, производительность насоса 50 и 120 л/мин.

Технические характеристики:

диапазон рабочей температуры	от –40 °С до +55 °С;
точность измерения при расходе от 5 до 120 л/мин	±0,25 %;
электромеханические суммарные счетчики;	
гибкий заправочный рукав;	
автоматические заправочные краны;	
нагреватель и вентилятор, управляемые термостатом;	

табло на жидких кристаллах, отражающее количество литров, марку топлива и пену за литр;

встроенная клавиатура наладки и сервиса.

Фирма «TANKANLAGEN SALZKOTTEN» (Германия)

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

Тип 396 – одно- или двухкомпонентная колонка с электронными вычислителем цены и счетчиком выданного топлива, л. Возможно подключение систем сбора данных о заправке и кассировании.

Гидравлическая система:

- насос-моноблок состоит из роторно-поршневого насоса производительностью 45 или 80 л/мин, устройства защиты от избыточного давления и газоотделителя;
- трехфазный электродвигатель во взрывобезопасном исполнении на напряжение 400 В, мощностью 0,55 или 0,75 кВт;
- клиноременная передача с устройством для натяжения ремня; фильтр в линии всасывания со сменными фильтроэлементами и встроенным обратным клапаном;
- четырехпоршневой измеритель количества выданного топлива с импульсным датчиком или механическим счетчиком;
- электронный вычислитель цены фирмы «SALZKOTTEN» с автоматическим контролем, индикацией кода ошибок, буферизацией данных, режимов заправки Autark и Online, 10-разрядным суммирующим счетчиком, опрашиваемый с помощью клавиш;
- заправочный рукав с условным диаметром 15 мм или 21 мм длиной 4 м, выведенный через пружинную мачту из высококачественной стали со встроенным индикатором;
- раздаточный кран ZVA 3,0 или ZVA 25,3 с цилиндрическим замком.

Возможно оснащение колонок системой возврата газов фирмы «SALZKOTTEN».

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

Тип 397 в дополнение к ТРК 396, имеет систему Ecometer с электронным импульсным датчиком, заправочный рукав с условным диаметром D_y 16 мм для производительности 45 л/мин или с условным диаметром D_y 21 мм для производительности 80 л/мин и длиной 4 м. Рукав пропущен

через пружинную мачту из высококачественной стали и имеет встроенное смотровое стекло.

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

Технические характеристики:

перекачиваемое топливо – автобензин, дизельное топливо, смеси автобензина с моторным маслом для двухтактных ДВС;	
производительность насоса (max)	75 л/мин;
производительность счетчика (max)	45 л/мин;
(min)	2 л/мин;
наименьшая доза выдачи	2 л/мин;
рабочий объем поршневого счетчика	0,5 л;
цена деления шкалы индикации	10 мл.

Колонка оборудована блоком управления и индикации для 1 – 4 гидравлических модулей с электронным вычислителем цены фирмы SALZKOTTEN EC 2000 с гидравлическим контроллером и дисплеем для каждой стороны заправочной площадки. Индикация на жидких кристаллах с подсветкой заднего фона с легко читаемыми цифрами высотой 25 мм.

Гидравлический модуль для автобензина и дизельного топлива содержит:

- насос производительностью около 80 л/мин;
- блока управления, состоящий из вентиля регулировки предела измерений и интегрированного двойного магнитного клапана;
- два измерительных устройства к заправочным системам пропускной способностью около 40 л/мин, разделенных по сторонам заправочной площадки.

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

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

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

- роторно-поршневой насос;
- газоотделитель;
- управляемое поплавковое устройство обратного засасывания;
- предохранительный перепускной клапан;
- напорный фильтр с тонкостью фильтрации 10 мкм.

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

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

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

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

Тип EU-MPD – многошланговая ТРК модульной конструкции для 1 – 5 видов топлива. В базовом исполнении колонку можно использовать как систему заправки для одного вида топлива или как систему заправки для пяти видов топлива. Выпускается с заправочными постами по обе стороны заправочного островка. Производительность – около 45 л/мин, возможны варианты с производительностью 140 л/мин и с изменяемой производительностью от 45 до 140 л/мин.

Режимы работы:

- on-line (режим заправки с самообслуживанием и с заправочным автоматом);
- автономный режим (режим заправки с обслуживанием);
- автономный режим с блокировкой (режим заправки с обслуживанием и деблокировкой перед каждой заправкой, деблокирующая кнопка – на корпусе индикации).

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

Тип S-MPD – многошланговая топливораздаточная система для 1 – 4 видов топлива. Оснащена измерительной системой Ecometer на принципе вытеснения. Два шпинделя с циклоидальным профилем, вращающиеся в корпусе с двумя сливающимися отверстиями, образуют измерительные камеры. Аксиально поступающая измерительная среда приводит шпиндели в равномерное, непульсирующее вращательное движение. Информацию о количестве топлива, прошедшем через измерительные камеры, электронный импульсный датчик передает на вычислитель. В остальном устройство аналогично Ш-MPD.

Основные характеристики топливораздаточных колонок отечественного и зарубежного производства приведены в табл. 12.14

Таблица 12.14

Основные характеристики топливораздаточных колонок

Модель ТРК	Расход раздаточной системы, л/мин	Минимальная доза отпусака, л	Допустимая погрешность, %	Тип насоса	Количество постов заправки/ видов топлива	Мощность электродвигателя, кВт	Длина Заправочного рукава, м	Масса, кг	Габариты, мм
ОАО «Автозаправочная техника» (Россия)									
Нара-27M1C	50	2	0,25	Лопастной	1/1	0,55	4,0	135	660x445x1330
Нара-42-16	50	2	0,25		2/2	0,55	4,0	250	930x430x1620
Нара-61-16	100	2	0,25		1/1	1,1	4,0	190	930x430x1620
Нара-41-15	50	2	0,25		1/1	0,55	4,0	145	930x430x1620
Нара-51-10	40	2	0,25		2/1	1,1	4,0	200	1000x550x140
Нара-52-10	40	2	0,25		4/2	1,1	4,0	350	1650x550x140
INSTRUMENTOINTI OY (Финляндия)									
N-8S-U	50	2	0,25	Тип 75	1/1		4,0		
N-8S2-U	50	2	0,25		1/2		4,0		
N-8SH-U	50/80	2	0,25		1/1		4,0		
N-8SHH-U	100	2	0,25		1/1		4,0		
N-8SHH2-U	100	2	0,25		1/2		4,0		
N-8DS-U	50	2	0,25		2/1		4,0		
N-8DSS-U	50	2	0,25		2/2		4,0		
N-8DH-U	50/80	2	0,25		2/1 (2)		4,0		
N-8DHHS-U	100	2	0,25		2/1 (2)		4,0		
N-180SS-U	50	2	0,25		1/1		4,0		
N-180SH-U	50/80	2	0,25		1/1		4,0		
N-180SS2-U	50	2	0,25		1/2		4,0		
N-180S3-U	50	2	0,25		1/3		4,0		

Окончание таблицы

N-180SH2-U	50/80	2	0,25	Тип 75	1/2		4,0		
N-180DS-U	50	2	0,25		2/1		4,0		
N-180DSS-U	50	2	0,25		2/2		4,0		
N-1980DHH-U	100	2	0,25		2/1		4,0		
N-1812H-U	50/120	2	0,25		2/1		4,0		
N-1822-U	50	2	0,25		2/2		4,0		
N-1833-U	50	2	0,25		2/3		4,0		
N-1844-U	50	2	0,25		2/4		4,0		
N-1855-U	50	2	0,25		2/5		4,0		
DRESSER WAYNE (DINVEKSAN - Россия)									
M861	45	2	0,25	Вакуум- ный	1/1	0,55	4,5	238	810x450x1600
M861D	45	2	0,25	Погруж- ной	1/1	0,55	4,5	186	810x450x1600
M862D	45	2	0,25		2/2	0,55	4,5	158	1070x750x1750
M865D	45	2	0,25		2/4	0,55	4,5	219	1070x750x1750
ADAST-SYSTEMS (Чехия)									
8950,31A	50	2	0,25	Пластинчатый	1/1		4,5		
8954,31A	50	2	0,25		2/2		4,5		
8957,31A	100	2	0,25		1/1		4,5		
8950,41A	45	2	0,25		1/1		4,5		
8954,41A	45	2	0,25		2/2		4,5		
8957,41/CEN	90	2	0,25		1/1		4,5		
4602,110/2/LCD	45/90	2	0,25		2/2		4,5		
TANKANLAGENSALZKOTTEN (Германия)									
396(7)/1 ER (EL)	45/90	2	0,25	Роторно- поршневой	1/1	0,55/0,75	4,0	-200	850x1450x500
396(7)/2 ER (EL)	45/90	2	0,25		2/1	0,55/0,75	4,0	-200	850x1450x500
396(7)/140 ER (EL)	140	2	0,25	Пластинч атый	2/2	1,5	5,0 (4,0)	-200	850x1450x500
396(7)/140-45 ER (EL)	140/45	2	0,25		2/2	1,5	5,0 (4,0)	-200	850x1450x500
S-MPD	90	2	0,25	Роторно- поршневой	1-8/1-4	0,75	3,3	-1500	1800x1930x590
EU-MPD-SK	75	2	0,25		1-10/1-5	0,75	6,0	-1500	2700x1930x620

2.3. Маслораздаточные колонки

2.3.1. Устройство и оборудование

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

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

Колонка (рис. 12.21) состоит из корпуса, счетчика масла, насосной установки, раздаточного крана с рукавом.

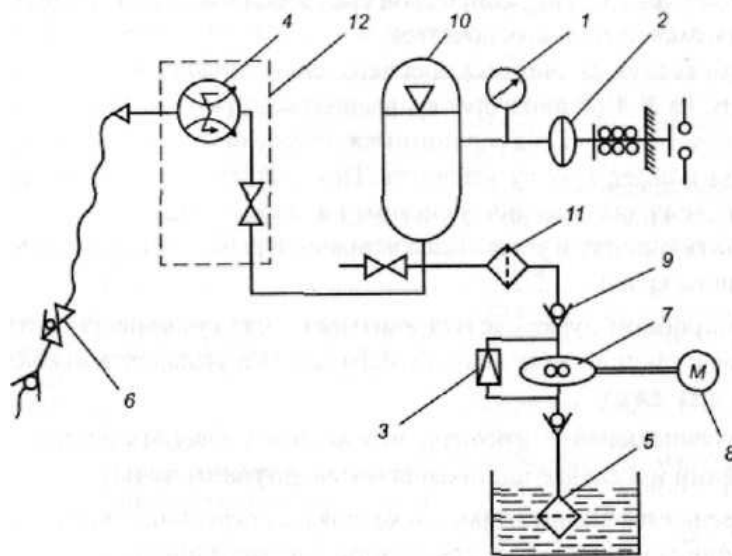


Рис. 12.21. Технологическая схема малораздаточной колонки: 1 – манометр; 2 – автоматический выключатель; 3 – предохранительный клапан; 4 – счетчик; 5 – фильтр-сетка; 6 – раздаточный кран с рукавом; 7 – шестеренчатый насос; 8 – электродвигатель; 9 – обратный клапан; 10 – гидравлический аккумулятор; 11 – фильтр; 12 – корпус колонки

Счетчик масла поршневого типа, четырехцилиндровый. Предназначен для измерения и учета количества выданного масла по показаниям стрелок и суммарного счетчика. За один полный оборот большой стрелки выдается 1 л, а за один полный оборот малой стрелки – 10 л масла. Итоговые результаты выдачи показывает суммарный счетчик роликового типа с

максимальным пределом измерения 999,9 л. После каждой выдачи стрелки вручную устанавливают в нулевое положение.

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

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

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

Электрический двигатель включается и выключается автоматически с помощью магнитного пускателя.

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

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

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

2.4. Автомобильные цистерны для транспортирования топлива и заправки техники

2.4.1. Классификация

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

1. транспортные, предназначенные для транспортирования топлива и масла:

- АЦ (АЦМ) – автоцистерна для топлива (масла) на базе автомобиля;
- ПЦ (ПЦМ) – прицеп-цистерна для топлива (масла) на базе полуприцепа;
- ППЦ (ТТПЦМ) – полуприцеп-цистерна для топлива (масла) на базе полуприцепа;

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

- АТЗ (АТМЗ) – топливозаправщик (автотопливомаслозаправщик) на базе автомобиля;
- ПТЗ (ПТМЗ) – прицеп-топливозаправщик (автотопливомаслозаправщик) на базе автоприцепа;
- ППТЗ (ППТМЗ) – полуприцеп-топливозаправщик (автотопливомаслозаправщик) на базе полуприцепа.

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

Автомобильные средства транспортирования топлива классифицируются по следующим признакам:

- тип базового шасси;
- вид нефтепродукта;
- назначение;
- нагрузка на оси базового шасси;
- проходимость;
- тип несущего элемента базового шасси.

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

Вид нефтепродукта обуславливается, как правило, плотностью, которая указывается в паспорте на цистерну. При транспортировании более тяжелых нефтепродуктов увеличиваются осевые нагрузки, что уменьшает

срок службы базового шасси. Недолив цистерн при заполнении более тяжелым нефтепродуктом снижает эффективность их использования.

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

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

По нагрузке на оси базового шасси цистерны подразделяются на две группы (табл. 12.15): группа А – для эксплуатации на дорогах с капитальными покрытиями (цементобетонными, асфальтобетонными и др.); группа Б – для эксплуатации на дорогах общей сети.

Проходимость автомобильных средств:

- обычная;
- повышенная.

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

По вместимости автоцистерны делят:

- малой вместимости (до 5 м³);
- средней (5 – 15 м³);
- большой (свыше 15 м³).

Условные обозначения основных классификационных признаков:

- тип базового шасси: автомобиль – А, прицеп – П, полуприцеп – ПП;
- тип цистерны: транспортная – Ц, топливозаправочная – ТЗ;
- номинальная вместимость, м³;
- марка базового шасси.

Например, транспортная цистерна вместимостью 8 000 л, смонтированная на шасси автомобиля МАЗ-5334 – АЦ-8-5334; топливозаправочная цистерна вместимостью 3 800 л, смонтированная на шасси автомобиля

ЗИЛ-130 – АТЗ-3,8-130; транспортная цистерна, вместимостью 5 600 л, смонтированная на базе узлов колесного хода прицепа ГКБ-817 – ПЦ-5,6-817.

Таблица 12.15

Допустимая полная масса, т

Тип цистерны	Группа А	Группа Б
Двухосный автомобиль-цистерна и прицеп-цистерна	17,5	10,5
Трехосный автомобиль-цистерна и прицеп-цистерна	25	15
Автопоезд в составе тягача с полуприцепом (при общем количестве осей – 3)	16	25

2.4.2. Устройство и технологические схемы

Автомобильные цистерны (рис. 12.22) состоят из трех основных частей: силовой установки, шасси и специального оборудования. Прицеп и полуприцеп-цистерна состоят из элементов несущей системы и специального оборудования. В качестве элементов несущей системы используют базовые шасси прицепов, полуприцепов или саму цистерну с элементами колесного хода.

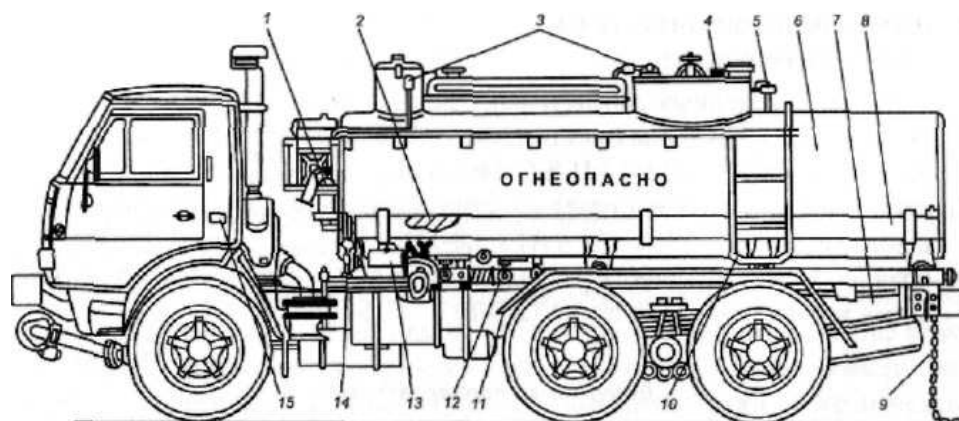


Рис. 12.22. **Автомобиль-цистерна АЦ-8,7-5320:** 1 – огнетушитель; 2 – напорно-всасывающий рукав; 3 – дренажная система; 4 – реечный указатель уровня; 5 – специальное электрооборудование; 6 – цистерна; 7 – шасси; 8 – пенал; 9 – цепь; 10 – лестница; 11 – брызговик; 12 – коммуникации; 13 – щиток; 14 – 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 сливно-наливных операций:

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

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 сливно-наливных операций и состоит из самовсасывающего насоса, арматуры и трубопроводов. Технологическая схема автоцистерны показана на рис. 12.23.

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.

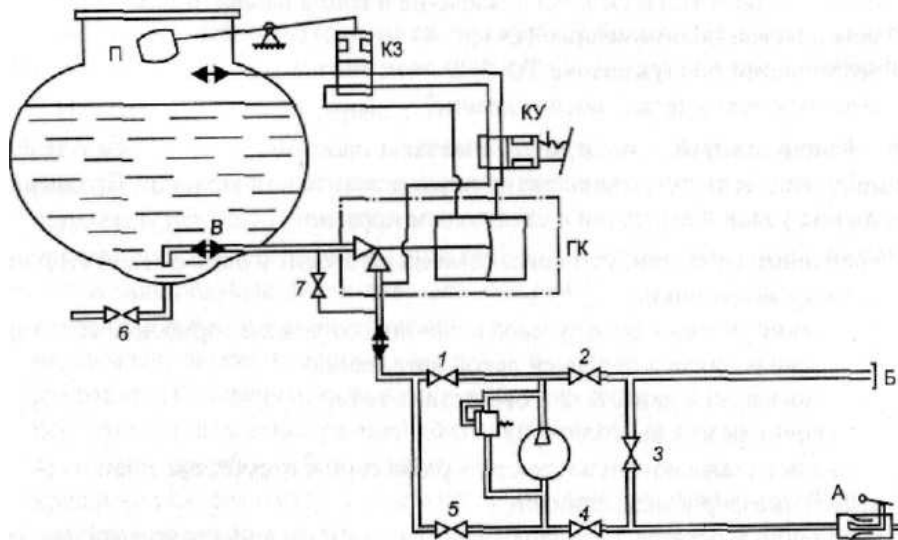


Рис. 12.23. Принципиальная технологическая схема транспортной автоцистерны: 1 – 6 – задвижки; 7 – вентиль; А – напорно-всасывающий патрубок; Б – напорный патрубок; В – трубопровод для наполнения и опорожнения; ГК – гидроклапан; П – поплавок; КЗ – клапан золотниковый; КУ – кран управления

Комплект узлов и деталей электрооборудования обеспечивает освещение рабочих мест, сигнализацию предельного уровня нефтепродукта в цистерне, габаритное освещение и т.п.

Размещение элементов гидравлической системы и электрооборудования на автомобильных цистернах зависит от типа базового шасси, состава и размещения специального оборудования изделия и др.

Для подсоединения автомобильных цистерн к резервуарам нефтебаз и АЗС предусмотрены напорно-всасывающие рукава, которые состоят из секций и в транспортном положении укладываются в пеналы. С обоих концов рукава закрываются заглушками. Пеналы крепятся к цистерне с двух сторон на специальных кронштейнах.

3. Автоматизированные системы обеспечения технологического процесса

3.1. Системы контроля и управления

Современные автозаправочные станции представляют собой сложные инженерные сооружения, оборудованные комплексом автоматизированных систем обеспечения технологических процессов приема, хранения и выдачи топлива. В качестве примера (рис. 12.24) приведена структура

аппаратного комплекса контроля и управления технологическими процессами АЗС.

Подобные системы позволяют повысить эффективность эксплуатации АЗС, а также, в зависимости от объема контролируемых параметров, способствуют обеспечению безопасности. Устанавливаться они могут на этапе строительства новых АЗС либо реконструкции действующих. С целью упрощения на рисунке изображен один резервуар и одна ТРК. Данная система обеспечивает контроль следующих параметров:

- герметичности межстенного пространства двухстенных топливных резервуаров;
- уровня топлива в резервуарах (90 % и 95 % заполнения);
- давления паровоздушной зоны в резервуарах и трубопроводах деаэрации резервуаров;
- концентрации паров топлива в закрытых технологических пространствах, например, в колодцах резервуаров;
- уровня номинального заполнения очистных сооружений;
- исправности системы заземления АЦ при сливе топлива;
- уровня подтоварной воды в резервуарах;
- состояния электромагнитного клапана (ЭМК) соответствующей марки топлива (положение «клапан закрыт» или «клапан открыт»);
- положения шаровых кранов соответствующей марки топлива на общей гребенке сливного устройства;
- уровня воды в пожарной емкости;
- исправности котельного оборудования (если таковое предусмотрено в составе АЗС);
- наличия паров бензина в почве.

Совокупность параметров, контролируемых блоком контроля и управления, определяется типом АЗС (контейнерная, блочная, стационарная), а также конкретными особенностями её эксплуатации и возможностями заказчика (владельца АЗС).

Сигналы контролируемых параметров от датчиков и устройств поступают в БКУ и оперативно выдаются в виде звуковых и световых сигналов на панель БКУ. В случае выхода контролируемых параметров из заданных границ БКУ автоматически прекращает слив топлива в резервуары, предотвращая тем самым развитие нештатных состояний в аварийные ситуации.

При сливе для каждой марки бензина можно применять отдельную линию наполнения с входным фильтром и электромагнитным клапаном (ЭМК).

В некоторых случаях можно применять для слива всех марок бензина один входной фильтр и ЭМК с распределительной гребенкой. При этом для переключения слива в соответствующий резервуар устанавливаются ручные шаровые краны с датчиками положения «закрыто – открыто».

С помощью кнопок на лицевой панели БКУ оператор может дистанционно включать и выключать ЭМК, выдавая сигнал «открыть клапан». Когда ЭМК открыт, он возвращает БКУ сигнал «клапан открыт».

На стойке БКУ размещен уровнемер «Струна-М» и газоанализатор «Сигма-1», которые работают совместно с БКУ.

БКУ легко настраивается на различные технологические решения, такие как независимый слив в каждый резервуар или слив в резервуары через распределительную гребенку и др. При разработке БКУ была учтена возможность подключения кабеля управления донными клапанами, которыми будут оснащаться все АЦ.

Наличие системы автоматического постоянного контроля в контуре управления автозаправочной станции позволяет избежать следующих аварийных ситуаций:

- утечки топлива в грунт при нарушении целостности стенок резервуаров;
- переполнения резервуаров при сливе топлива;
- взрыва паров бензина, накопленных до взрывоопасной концентрации в технологических колодцах резервуаров;
- умышленного и неумышленного смешивания разных сортов бензина в одном резервуаре;
- обратного фонтанирования топлива при засорении дыхательного клапана во время слива;
- вспышки топлива во время слива из-за искры статического электричества при нарушении заземления АЦ;
- растекания по площади АЗС и залпового сброса неочищенных стоков в ливневую канализацию;
- отсутствия воды в пожарной емкости при тушении возгорания;
- промерзания помещений при отказе отопительного котла.

На АЗС, как объекте управления, можно выделить 2 уровня управления: технологический (оперативный) и информационный.

Технологический уровень управления представляет собой технологическую последовательность приема, хранения и заправки топливом автотранспорта.

3.2. Системы определения количества топлива

Автоматизированная система УГР-1М предназначена для измерения уровня топлива в наземных и заглубленных резервуарах с автоматической выдачей результатов на ЭВМ. Система обслуживает от 1 до 10 резервуаров и состоит из многоканального пульта управления «Прогресс-2М» и датчиков уровня топлива.

Принцип работы основан на следящем действии поплавка, перемещающегося вместе с уровнем жидкости. Поплавок через мерный шкив соединен поводками с валом датчика. Один оборот вала соответствует изменению уровня жидкости в 200 мм или одному обороту диска точного отсчета.

Данную систему можно подключить к термопечатному устройству.

Техническая характеристика системы УГР-1М:

Количество обслуживаемых резервуаров	от 1 до 10
Диапазон измерения уровня, м	от 0 до 12 или от 0 до 20
Основная погрешность измерения уровня, мм	± 3 (от 0 до 12 м) ±4 (от L2 до 20м)
Дискретность измерения уровня, мм	1
Длина линии связи (не более), м	1500
Количество проводов в линии связи	6
Потребляемая мощность (не более), Вт	4,6
Температура измеряемой среды, °С	от -50 до +80
Скорость измерения уровня, м/ч	1

При достижении предельных уровней пульт выдает звуковой сигнал.

Оператор может определить:

- текущий уровень в любом резервуаре;
- значение предельных уровней в любом резервуаре;
- количество подключенных датчиков;
- порядок опроса датчиков.

Универсальные системы

Предназначены для определения количества топлива и контроля качества (TLS-350, TLS-300R, LABKO-2000.).

TLS-350 оценивает состояние резервуара и обнаруживает утечки топлива. Может контролировать большое количество датчиков утечки, включая межстенные датчики. Позволяет проводить тестирование резервуара как по команде оператора, так и автоматически. Систему можно запрограммировать на подачу предупредительных и аварийных сигналов переполнения, достижения верхнего и нижнего предельных уровней топлива

и воды. Имеется возможность автоматической тарировки резервуаров по мере того, как в ходе отпуска топлива объем жидкости в резервуаре замедляется типовыми рабочими уровнями. Система позволяет создавать отчеты по управлению реализацией топлива с любой регулярностью (ежедневно, посменно). После этого генерируется скорректированный отчет об операции. В чем отражается фактическое количество поставленного топлива с учетом продаж происходящих в процессе слива.

TLS-350R соединена интерфейсом с контроллером ТРК и постоянно сравнивает изменения показаний объема резервуара с объемом топлива, выданного через колонки. Эти данные анализируются, чтобы можно было удостовериться в том, что все покидающее резервуар топливо продается через ТРК. Тем самым обеспечивается полная безопасность гидравлической системы, т.к. утечки в резервуарах или соединительных трубопроводах или даже дрейф счетчика ТРК автоматически запустят предупредительную и аварийную сигнализацию. Система применяется для контроля межстенного пространства двухстенных резервуаров. При этом используются поплавковые датчики верхнего и нижнего уровня жидкости в межстенном пространстве.

TLS-300R обеспечивает высокоэффективный контроль товарных запасов и экологическую безопасность. Контролирует до 8 магнитно-стрикционных зондов типа MAG 1 или MAG 2, или их комбинацию. Система оснащена визуальной и звуковой сигнализацией, включаемой при переполнении резервуара, достижении верхнего уровня воды и нижнего предельного уровня топлива. Система позволяет генерировать отчет о сливе топлива на АЗС и обнаруживать утечки внутри резервуаров. Внутрирезервуарная предупредительная и аварийная сигнализации реагируют на следующие ситуации:

- утечка;
- допустимый предельный уровень топлива;
- необходимость пополнения запасов топлива;
- переполнение резервуаров;
- высокий уровень подтоварной воды;
- отсутствие тестирования резервуара.

Зонд MAG 1 обеспечивает высокоточную и безотказную работу в углеводородной среде. Магнитострикционная технология и пятиточечное зондирование температуры обеспечивает контроль запасов топлива и внутри-резервуарные утечки. Точность объемного тестирования утечек не превышает 378 мл/ч.

Зонд MAG 2 обеспечивает такой же надежный контроль, как и MAG 1. Предназначен для использования в двухстенных резервуарах, где точность объемного тестирования ниже 756 мл/ч.

Система **ЛАВКО-2000** предназначена для измерения и контроля уровня жидкости в резервуарах. Может применяться с местным или дистанционным управлением. Объединена с блоком управления насоса или с компьютером кассы. Система состоит из датчика уровня, блока питания PS-12A в искробезопасном исполнении, блока преобразования ME-1A, блока управления и формирования отчетов ME-3, блока выдачи отчетов ME-3P и интерфейса RS-232. В комплект также входит программное обеспечение LMS.

Датчик уровня используется при рабочих температурах $-20 - +50$ °С. Длина датчика – не более 6 м. Погрешность измерения – ± 1 мм.

Блок питания PS-12A рассчитан на один датчик. Рабочая температура – $-10 - +50$ °С. Напряжение питания – 200 – 250 В. Частота 50 – 60 Гц. Потребляемая мощность – 5 Вт.

Блок управления ME-1A рассчитан на 8 датчиков. Преобразует ток 20 мА в сигнал серийного интерфейса RS-232.

Блок выдачи отчетов ME-3 рассчитан на 8 датчиков. Дисплей LCD. Напряжение питания – 230 В. Переменный ток с частотой 50 Гц.

Блок ME-3P имеет встроенный принтер.

3.3. Системы контроля герметичности резервуаров и противоаварийной защиты

1. **Система постоянного автоматического контроля за герметичностью** межстенного пространства резервуара. Непрерывный контроль за утечкой топлива в свободное пространство двухстенного резервуара осуществляется посредством датчика-сигнализатора концентрации паров топлива, установленного в контрольном колодце. В состав системы входит: датчик-сигнализатор «СИГМА-1», вторичный прибор с устройством автоматического отключения насосов и подачи светового и звукового сигналов при достижении концентрации паров 0,2 % (об.). Система имеет функцию самоконтроля исправности.

2. **Система предотвращения переполнения резервуара** при заливе из АЦ на базе переключателя магнитного поплавкового указателя ПМП-017. Обеспечивает включение предупреждающих звукового и светового сигналов при номинальном уровне наполнения резервуара – 90 % объема и отключение насосной установки при предельном уровне заполнения, соответствующем 95 % объема резервуара.

3. Система автоматического контроля концентрации паров нефтепродукта в насосных и технологических колодцах резервуара, выполненная на базе прибора «СИГМА-1». Состоит из датчиков дозврывоопасных концентраций, установленных на расстоянии 50 – 100 мм от дна самого низкого участка колодцев, сигнальных кабелей и вторичного прибора. Система обеспечивает подачу звукового и светового сигналов, автоматическое включение насосов перекачивания при достижении концентрацией паров топлива в приемных, насосных и технологических колодцах резервуара в 0,2 % объема. Имеет функцию самоконтроля исправности.

4. Система автоматического контроля заряда статического электричества резервуара выполнена на базе прибора «Индикатор статического электричества» (ИСЭ) и состоит из электронного зонда, пульта контроля и управления, соединенных между собой проводной линией связи. Зонд вводится сверху в резервуар на глубину около 5 см и контролирует искробезопасность по ГОСТ 22782.5. Система обеспечивает подачу звукового и светового сигнала, автоматическое выключение насосов перекачивания при достижении опасной величины электростатического поля 30 кВ/м или 70 % от опасной величины электростатического поля в резервуаре. Система имеет функцию самоконтроля исправности и возможность разблокирования только после устранения неисправности.

5. Система постоянного автоматического контроля пропускной способности линии деаэрации состоит из электроконтактного мановакуумметра ВЭ-1брб, сигнального кабеля и вторичного прибора, устанавливаемого в операторной. При падении или превышении давления во внутреннем пространстве резервуара, выходящим за установленный диапазон срабатывания дыхательного клапана на 20 Па, обеспечивается автоматическое выключение насосов перекачивания и подача светового и звукового сигналов. По шкале мановакуумметра дополнительно осуществляется визуальный контроль давления в резервуаре. С этой целью на шкале нанесены риски, соответствующие пороговым давлениям срабатывания приборов.

6. Система предотвращения переполнения аккумулирующих резервуаров очистных сооружений ливневых и сточных вод выполнена на базе переключателя магнитного поплавкового указателя ПМП-017 и обеспечивает включение предупреждающих звукового и светового сигналов при номинальном уровне заполнения резервуаров дождевыми стоками (90 % объема) и включение насосной установки при предельном уровне заполнения (95 % объема).

МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

План лекций

1. Классификация и общая характеристика АЗС:
 - стационарные АЗС;
 - передвижные АЗС;
 - контейнерные АЗС;
 - основные положения проектирования АЗС.
2. Устройство и эксплуатация технологического оборудования:
 - резервуары АЗС;
 - эксплуатация резервуаров АЗС;
 - маслораздаточные колонки;
 - автомобильные цистерны для транспортирования топлива и заправки техники.
3. Технологические процессы АЗС и системы их обеспечения:
 - технологические процессы АЗС;
 - контроль и сохранность качества на АЗС;
 - автоматизированные системы обеспечения технологического процесса;
 - экологическая безопасность АЗС.

Вопросы для предварительного контроля

1. Классификация и общая характеристика АЗС.
2. Устройство и эксплуатация технологического оборудования.
3. Технологические процессы АЗС и системы их обеспечения.

ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ

Определение количества ТРК

1. Среднесуточная реализация нефтепродуктов определяется

$$Q_{T/СУТ} = \frac{(V_L \cdot q_L \cdot \rho_B) + (V_G \cdot q_G \cdot \rho_{Д.Т.})}{1000},$$

- где V_L – разовая заправка легкового транспорта, 20 л;
 V_G – разовая заправка грузового транспорта, 60 л;
 q_L – количество заправок легкового транспорта в сутки, 390 раз;

$q_{Г}$ – количество заправок грузового транспорта в сутки, 110 раз;
 $\rho_{Б}$ – средняя плотность автобензинов, 0,73;
 $\rho_{Д.Т.}$ – средняя плотность дизельного топлива, 0,83.

$$Q_{Г/СУТ} = \frac{(20 \cdot 390 \cdot 0,73) + (60 \cdot 110 \cdot 0,83)}{1000} = 11,2 \text{ т/сут.}$$

2. Годовая реализация нефтепродуктов по АЗС составит

$$Q_{ГОД} = Q_{Г/СУТ} \cdot 365,$$

где $Q_{Г/СУТ}$ – среднесуточная реализация нефтепродуктов.

$$Q_{ГОД} = 11,2 \cdot 365 = 4,0 \text{ тыс. т.}$$

3. Максимальный отпуск нефтепродуктов в часы «пик» составляет

$$Q_{МАХ} = \frac{(Q_{Г/СУТ} \cdot E)}{T},$$

где E – коэффициент увеличения отпуска нефтепродуктов в часы «пик», принятый равным 2,5 (по данным института «Нефтехимпроект») по сравнению со среднесуточным;

T – время продолжительности фактической работы ТРК, 8 ч.

$$Q_{МАХ} = \frac{(11,2 \cdot 2,5)}{8,0} = 3,5 \text{ т/ч.}$$

4. Количество топливораздаточных колонок (заправочного места)

$$K = \frac{Q_{МАХ}}{Q_{Т.ПР.} \cdot K_{ЭФ} \cdot K_{Г}},$$

где $K_{ЭФ}$ – коэффициент эффективности ТРК, принимаемый 0,5 (по данным института «Нефтехимпроект»);

$K_{Г}$ – коэффициент готовности заправочного оборудования; 1,0 (по данным института «Нефтехимпроект»);

$Q_{Т.ПР.}$ – техническая производительность колонки (заправочного места), равна

$$Q_{Т.ПР.} = \frac{q_{Л/МИН.} \cdot (\rho_{Б} \cdot \rho_{Д.Т.})}{2} \cdot 60,$$

где $q_{Л/МИН.}$ – производительность насоса ТРК фирмы «ADAST» 4604.080/FP/COM/VR6 = 40 л/мин;

$\rho_{Б}$ – средняя плотность автобензинов, 0,73 т/м³;

$\rho_{Д.Т.}$ – средняя плотность дизельного топлива, 0,83 т/м³.

$$Q_{Г.ПР.} \frac{50 \cdot (0,73 \cdot 0,83)}{2} \cdot 60 = 2,3 \text{ т/ч,}$$

$$K = \frac{3,5}{2,3 \cdot 0,5 \cdot 1,0} = 3,1 \text{ шт.}$$

С учетом коэффициента сезонности, проведения внеплановых ремонтов ТРК, расширенного ассортимента отпускаемых нефтепродуктов, рациональной организации движения автотранспорта по площадке АЗС принято к установке 4 топливораздаточных колонки.

Как правило, в настоящее время используются двухпостовые колонки, способные обслуживать две автомашины одновременно, устанавливаем двухпостовые мультиколонки фирмы «ADAST» модели 4604.080/FP/COM/VR6 в количестве 2 шт. для отпуска бензинов и дизельного топлива, оснащенные 8-ю пистолетами.

Гидравлический расчет всасывающего трубопровода

1. Определим секундный расход

$$q_c = \frac{q}{1000 \cdot 60},$$

где q – производительность насоса ТРК фирмы «ADAST» 4604.080/FP/COM/VR6 = 50 л/мин

$$q_c = \frac{50}{1000 \cdot 60} = 0,00083 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

2. Определим скорость движения нефтепродукта в топливопроводе

$$w = \frac{4 \cdot q_c}{d^2 \cdot \pi},$$

где d – внутренний диаметр трубы KPS КР-Е топливопровода, 50 мм или 0,05 м.

$$w = \frac{4 \cdot 0,00083}{0,05^2 \cdot 3,14} = 0,425 \text{ м/с.}$$

Полученное значение скорости не превышает допустимого – 3,5 м/с.

3. Определим режим движения жидкости в топливопроводе Для этого определим число Рейнольдса по формуле

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu},$$

где w – скорость движения нефтепродукта в топливопроводе, м/с;
 d – внутренний диаметр трубы топливопровода, м;
 ν – кинематическая вязкость нефтепродукта, $1 \cdot 10^{-6}$ м²/с при 273 К.

$$Re = \frac{0,425 \cdot 0,05}{1 \cdot 10^{-6}} = 21231.$$

Если $Re_{1пер} < Re < Re_{2пер}$, то поток турбулентный в переходной зоне, если $Re > Re_{2пер}$, то зона квадратичного трения.

Переходные значения Рейнольдса определяют по формулам

$$Re_{1пер} = \frac{10 \cdot D_{BH}}{K_{\mathcal{E}}} = \frac{10 \cdot 0,05}{2 \cdot 10^{-4}} = 2500,$$

где $K_{\mathcal{E}}$ – эквивалентная шероховатость труб; с учетом условий работы трубопровода на перспективу принимаем $K_{\mathcal{E}} = 2 \cdot 10^{-4}$ м.

$$Re_{2пер} = \frac{500 \cdot 0,05}{2 \cdot 10^{-4}} = 125000.$$

Режим течения в трубе – турбулентный в переходной зоне.

4. Определим коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{K_{\mathcal{E}}}{d} \right)^{0,25},$$

где d – внутренний диаметр трубы топливопровода, м;

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{35385} + \frac{2 \cdot 10^{-4}}{0,05} \right)^{0,25} = 0,032.$$

5. Определим потери напора по длине по формуле Дарси – Вейсбаха

$$h = h_{TP} + h_{M.C.},$$

где h_{TP} – потери напора по длине трубопровода, м;

$h_{M.C.}$ – потери напора в местных сопротивлениях, м;

$$h_{TP} = \lambda \cdot \frac{L \cdot w^2}{2 \cdot d \cdot g},$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

L – фактическая длина трубопровода, 44 м;

w – скорость движения нефтепродукта в топливопроводе, м/с;

d – внутренний диаметр трубы топливопровода, м.

$$h_{M.C.} = 0,15 \cdot h_{TP},$$

$$h_{TP} = 0,032 \cdot \frac{44 \cdot 0,425^2}{2 \cdot 0,05 \cdot 9,81} = 0,259 \text{ м},$$

$$h_{M.C.} = 0,15 \cdot 0,259 = 0,039 \text{ м},$$

$$h = 0,259 + 0,039 = 0,298 \text{ м}.$$

6. Определим общие потери напора в трубопроводе

$$H = h \pm \Delta Z + \frac{w^2}{2 \cdot g},$$

где h – потери напора по длине топливопровода, м;

ΔZ – разность отметок всасывающего патрубка насоса и приемного клапана резервуара, 3,12 м;

$\frac{w^2}{2 \cdot g}$ – потери скоростного напора, м.

$$H = 0,298 \pm 3,12 + \frac{0,425^2}{2 \cdot 9,81} = 3,427 \text{ м}.$$

7. Проверка бесперебойной работы насоса на всасывание.

Условием бескавитационной работы насоса является

$$H_{BC} \leq H_{НАС}.$$

При работе насоса на всасывание светлых нефтепродуктов необходимо учитывать упругость паров нефтепродуктов

$$H_{BC} = H + \frac{P_{УПР}}{\rho \cdot g},$$

где $P_{УПР}$ – давление упругости насыщенных паров, 2 м вод. ст. = $2 \cdot 1000 \text{ Н/м}^2$.

$$H_{BC} = 3,427 + \frac{2,0 \cdot 1000 \cdot 9,81}{730 \cdot 9,81} = 6,16 \text{ м}.$$

Согласно паспортным данным насоса ТРК фирмы «ADAST» 4604.080/FP/COM/VR6 высота всасывания составляет 45 кПа. Таким образом $H_{НАС}$ равно

$$H_{НАС} = \frac{P}{\rho \cdot g} = \frac{45000}{730 \cdot 9,81} = 6,3 \text{ м}.$$

$$H_{BC} \leq H_{НАС}, 6,16 < 6,3.$$

Условие выполняется.

ТЕСТЫ И ЗАДАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ОБУЧЕНИЯ

На оценку «удовлетворительно»

1. Классификация и общая характеристика АЗС.
 - стационарные АЗС;
 - передвижные АЗС;
 - контейнерные АЗС;
 - основные положения проектирования АЗС;
2. Устройство и эксплуатация технологического оборудования:
 - резервуары АЗС;
 - эксплуатация резервуаров АЗС;
 - маслораздаточные колонки;
 - автомобильные цистерны для транспортирования топлива и заправки техники.

На оценку «хорошо»

1. Устройство и эксплуатация технологического оборудования:
 - резервуары АЗС;
 - эксплуатация резервуаров АЗС;
 - маслораздаточные колонки;
 - автомобильные цистерны для транспортирования топлива и заправки техники.
2. Технологические процессы АЗС и системы их обеспечения:
 - технологические процессы АЗС;
 - контроль и сохранность качества на АЗС;
 - автоматизированные системы обеспечения технологического процесса;
 - экологическая безопасность АЗС.

На оценку «отлично»

1. Классификация и общая характеристика АЗС.
2. Устройство и эксплуатация технологического оборудования.
3. Технологические процессы АЗС и системы их обеспечения.

Модуль 13

СПОСОБЫ ПОДОГРЕВА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Введение

Многие нефтепродукты при охлаждении теряют текучесть, а некоторые даже переходят в твердое состояние. Значительное возрастание вязкости нефтепродуктов при охлаждении объясняется содержанием высокомолекулярных тяжелых углеводородов.

Затвердевание парафинистых нефтепродуктов происходит в результате кристаллизации парафина.

Подогрев существенно изменяет физико-техническую характеристику нефтепродуктов. В результате подогрева нефтепродукт расширяется, уменьшаются силы внутреннего трения, значит, увеличивается его подвижность.

При подогреве парафинистых нефтей и нефтепродуктов расплавляется парафин; сетка, образованная кристалликами парафина, разрушается, и продукт становится подвижным. Восстановление текучести нефтей и нефтепродуктов – необходимое условие для проведения технологических операций.

Однако значение подогрева не ограничивается этим – он необходим при выполнении следующих операций: эмульсаций нефтей, освобождении нефтей и нефтепродуктов от механических примесей, подготовке топлива к сжиганию под котлами, в печах и в двигателях внутреннего сгорания, смешении нефтепродуктов, регенерации отработанных масел, зачистке емкостей от отложений и др.

В подогревательных устройствах могут быть применены следующие теплоносители.

Водяной пар – наиболее распространенный, доступный вид теплоносителя. Он обладает сравнительно большим теплосодержанием и высоким коэффициентом теплоотдачи.

Подогрев паром наиболее прост; кроме того, пар легко транспортируется к объекту и не пожароопасен. Подогрев паром происходит примерно при постоянной температуре, поэтому регулирование процесса чрезвычайно простое.

Следующий по степени распространенности теплоноситель – **электрическая энергия**.

Но использование электрической энергии для подогрева ограничено вследствие пожарной опасности, возникающей при оголении нагревательных элементов, находящихся под напряжением. Температура проволоки при этом может оказаться выше температуры самовоспламенения нефтепродукта. Кроме того, высокая температура проволоки может вызвать частичное коксование нефтепродукта. По этим соображениям электрический подогрев сравнительно широко применяют лишь при подогреве масел в емкостях и путевом подогреве трубопроводов.

Электронагревательные устройства компактны и удобны в эксплуатации.

Применение горячих газов весьма ограничено вследствие малой теплоемкости и высокой температуры. Практическое применение нашли выхлопные газы двигателей для подогрева автоцистерн.

Схема изучения материала

№	Тема занятия	Тип занятия	Вид (форма) занятия	Количество часов
1	Способы подогрева нефтепродуктов при транспортировке в трубопроводах. Подогрев нефтепродуктов при транспортировке в железнодорожных цистернах. Подогрев нефтепродуктов при хранении	Изучение нового материала	Лекция	2

ОСНОВЫ НАУЧНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗНАНИЙ ПО МОДУЛЮ

1. Способы подогрева нефтепродуктов при транспортировке в трубопроводах

В зависимости от местонахождения источника тепла различают внешний подогрев, когда теплоноситель расположен снаружи нефтепровода, и внутренний подогрев, когда тепло передается нефтепродукту теплоносителем, расположенным внутри нефтепровода.

Рассмотрим принципиальные схемы путевого подогрева. Схема, по которой теплоноситель транспортируется по трубопроводу, уложенному параллельно нефтепроводу, представлена на рис. 13.1, а. Оба трубопровода заключены в общий теплоизолирующий кожух. По этой схеме преимущественно подогреваются надземные трубопроводы.

Схема, предусматривающая укладку нефтепровода внутри теплопровода, показана на рис. 13.1, б. Теплопроводами могут быть трубопроводы, перекачивающие пар, горячую воду или горячие газы. К этому способу относится подогрев гибкими электронагревательными лентами. Электронагревательная лента ЭНГЛ-180 (элемент нагревательный гибкий ленточного типа с максимально допустимой температурой поверхности 180 °С) состоит из стеклотканой основы, в которой размещены восемь нагревательных нихромовых жил, соединенных в электрическую цепь. На основу методом экструзии нанесена влагонепроницаемая оболочка из кремнийорганической резины. Оболочка имеет с двух торцов приливы, в которых закреплены питающие проводники. Они дают возможность соединять ленты длиной 14 – 15 м в электрическую цепь длиной до 140 м подводить напряжение 220 В к каждой ленте.

Лентами можно обогревать запорную арматуру, насосы, счетчики и фильтры. На поверхность трубопровода ленты наматывают по спирали или линейно вдоль ее образующей и закрепляют стеклолентой. После установки лент трубопровод обязательно покрывают теплоизоляцией из минеральных материалов, выдерживающих рабочую температуру лент.

Схема внутреннего подогрева, когда теплопровод находится внутри нефтепровода, показана на рис. 13.1, в. Этот метод применяют в основном при перекачке вязкопластических нефтепродуктов.

Схема, по которой нефтепроводы и теплопроводы укладывают в одном канале, – на рис. 13.1, г. Для сокращения тепловых потерь каналы частично заполняют теплоизолирующим материалом.

Для повышения надежности эксплуатации теплопровод должен удовлетворять особым требованиям по прочности и качеству сварки. Схемы путевого подогрева выбирают с учетом специфических условий эксплуатации нефтепровода и физических свойств перекачиваемых нефтепродуктов.

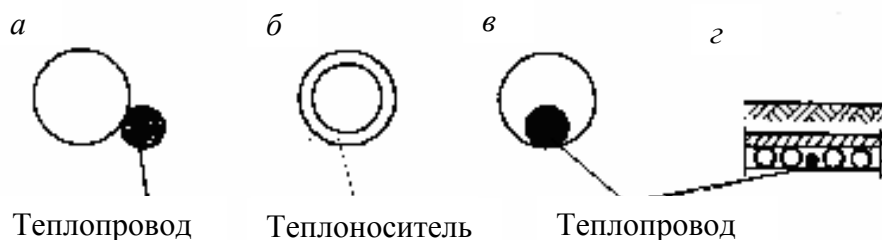


Рис. 13.1. Схема путевого подогрева нефтепровода

2. Подогрев нефтепродуктов при транспортировке в железнодорожных цистернах

Переносные паровые змеевики состоят из центральной и двух боковых секций спирально изогнутых паровых труб (рис. 13.2). Для уменьшения массы и габаритных размеров в боковых секциях применяют оребренные дюралюминиевые трубы. Секции подогревателя соединены между собой параллельно. Из-за ограниченных габаритов люка цистерны максимальная поверхность нагрева эксплуатируемых нагревателей составляет 23,1 м².

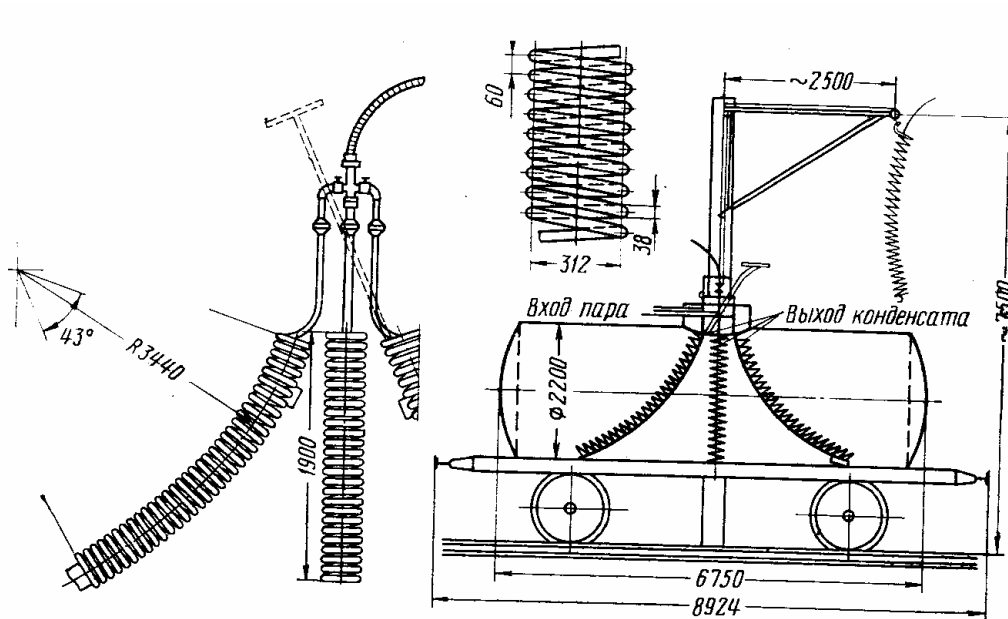


Рис. 13.2. Переносной змеевиковый паровой подогреватель

Небольшая поверхность нагрева и низкая эффективность теплообмена при передаче тепла от трубок подогревателя к нефтепродукту при естественной конвекции обуславливают большую продолжительность подогрева. При этом в цистернах после слива остается значительное количество нефтепродукта. В подогревателях используется водяной пар давлением 0,4 – 0,5 Мпа.

Стационарные подогреватели применяют двух типов:

- трубчатый подогреватель, смонтированный в нижней части железнодорожной цистерны, которая снаружи покрыта теплоизоляцией, состоящей из асбестита с трепелом. Помимо внутреннего трубчатого подогревателя сливной прибор цистерны снабжен паровой рубашкой, через которую осуществляется ввод пара в подогреватель;
- стационарный подогреватель, состоящий из паровой рубашки вокруг котла цистерны и сливного патрубка.

Переносные электрические подогреватели (рис. 13.3, а, б) имеют каркас из стальных прутьев, на которые надеты фарфоровые цилиндры со специальной винтовой нарезкой. В пазы нарезки уложен металлический проводник, обладающий высоким удельным омическим сопротивлением. Прутья с фарфоровыми цилиндриками укреплены в торцовых панелях, к которым выведены концы нагревательных обмоток. Замыкая медной пластиной три контакта в длину, получают соединения обмоток на «звезду», замыкая контакты попарно и поперек, получают соединения на «треугольник».

В настоящее время применяют круглые и плоские раскладывающиеся электрические подогреватели. Такие подогреватели состоят из двух шарнирно соединенных секций, которые раскрываются по мере нагрева нефтепродукта, тем самым увеличивая зону конвективного нагрева, что выгодно отличает их от круглых электрических подогревателей.

Для безопасной эксплуатации электрических подогревателей заземляют все металлические части эстакад, аппаратуру, железнодорожные цистерны и рельсы. Тупик, на котором производится подогрев, отсоединяют от общих путей изолированными стыками. Вся сеть подводящих проводов должна удовлетворять правилам безопасности электрических сооружений.

Электроиндукционный нагрев заключается в том, что вокруг цистерны при помощи обмотки, по которой пропускают переменный ток, создают электромагнитное поле. При этом в стенках цистерны индуцируется электрическая энергия, которая превращается в тепловую. Тепло от стенок передается нагреваемому нефтепродукту.

Циркуляционный подогрев основан на принципе передачи тепла от горячего нефтепродукта холодному путем интенсивного перемешивания.

В настоящее время применяют ряд устройств для циркуляционного подогрева, позволяющих производить слив основной массы нефтепродукта с подогревом и последующим подогревом остатка до температуры, при которой вязкость равна $5 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{с}$, что обеспечивает полный слив и сокращает затраты энергии и время слива цистерн.

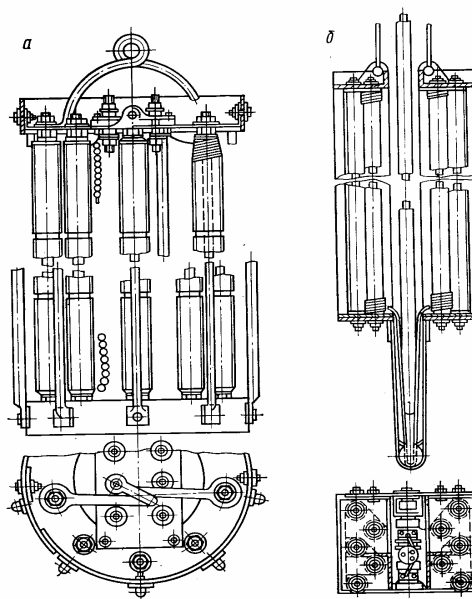


Рис. 13.3. Переносные электрические подогреватели: а – круглый, б – секционный

Установка УРС-2 (рис. 13.4) основана на методе циркуляционного разогрева нефтепродукта в железнодорожных цистернах с перемешиванием затопленной струей.

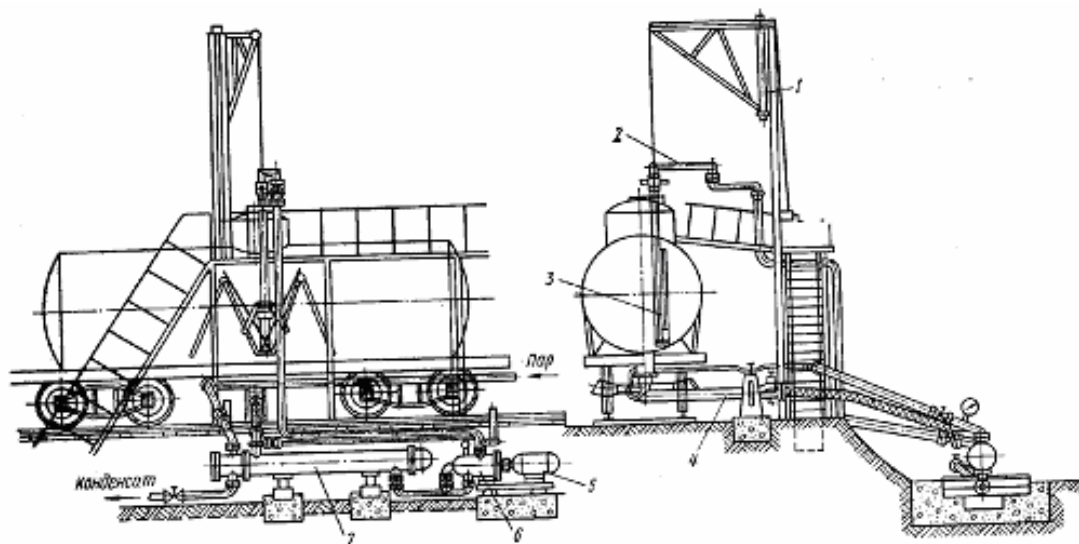


Рис.13.4. Установка циркулярного подогрева и герметизированного слива УРС-2

Установка включает следующие основные узлы: разогревающее устройство 3 типа УР-5, осуществляющее непосредственный подогрев нефтепродукта в цистерне горячей струей сливаемого нефтепродукта, устройство для герметизированного нижнего слива 4 типа АСН-8Б, трубчатый теплообменник 7, насос 6 с электродвигателем 5, трубопровод 2 с шарнирными соединениями для подключения напорного горячего трубопровода к устройству УР-5.

Установка УРС-2 работает в следующей последовательности.

Устройство нижнего слива АСН-8Б подсоединяют к сливному патрубку цистерны. Пар подается в паровые рубашки патрубка сливного прибора цистерны, АСН-8Б и теплообменник. Затем открывают клапан сливного прибора цистерны, и нефтепродукт поступает в теплообменник. Устройство УР-5 краном-укосиной 1 опускают в горловину железнодорожной цистерны, крепят на люке цистерны и соединяют шарнирным трубопроводом 2 с напорной линией насоса 6, который забирает из теплообменника разогретый нефтепродукт и подает его в устройство УР-5. В начальный период подогрева устройство УР-5 находится в сложенном состоянии и горячий нефтепродукт, вытекая из сопел, разогревает нефтепродукт из сливного прибора 4 цистерны, увеличивая тем самым скорость слива. По-

сле разогрева некоторого объема нефтепродукта у сливного прибора включают гидромонитор устройства УР-5. Гидромонитор приводит в возвратно-поступательное движение трубы сопла. Рабочей жидкостью для него служит сливаемый нефтепродукт, нагретый до 60 – 80 °С. Механическое перемещение труб-сопел и струй, вытекающих из них, обеспечивают равномерный разогрев и перемешивание нефтепродуктов железнодорожной цистерны.

3. Подогрев нефтепродуктов при хранении

Трубчатые подогреватели в резервуарах применяют двух типов – змеевиковые и секционные. Такие подогреватели представляют собой систему из тонкостенных сварных труб, уложенных на дне резервуара в виде змейки или в виде отдельных секций (рис. 13.5). Теплоноситель, проходя по системе труб, отдает тепло через стенки, не соприкасаясь с нефтепродуктом. Трубчатыми подогревателями разогревают все нефтепродукты – это наиболее распространенный метод подогрева в емкостях.

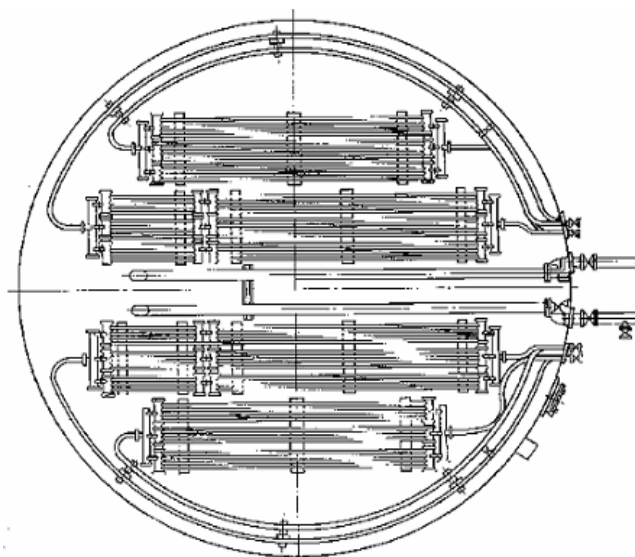


Рис. 13.5. Секционный паровой подогреватель в резервуаре

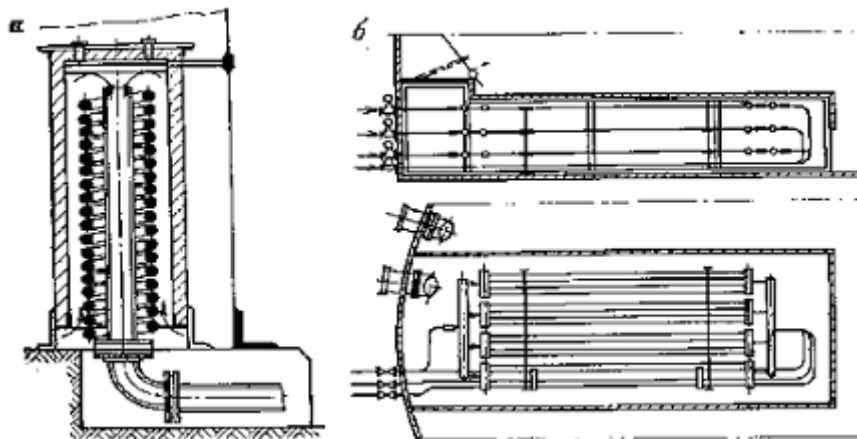
Секционные подогреватели комплектуют из отдельных стандартных элементов; каждый из них состоит из четырех параллельных труб, концы которых сварены в коллекторы диаметром 108 мм и длиной 450 мм. Секции между собой соединены при помощи муфт. Подогревательные элементы (ПЭ) стандартизированы, основные размеры их приведены в табл. 13.1.

Размеры подогревательных элементов

Подогревательный элемент	Длина между осями коллекторов, м	Поверхность нагрева, м ²
ПЭ-1	2,0	1,70
ПЭ-2	2,5	2,06
ПЭ-3	3,0	2,42
ПЭ-4	4,0	3,14
ПЭ-5	5,0	3,86
ПЭ-6	6,0	4,58

Местные подогреватели применяют при откачке нефтепродукта из резервуара мелкими партиями. Процесс подогрева разбивают на два периода: предварительный и эксплуатационный. В предварительный период всю массу нефтепродукта нагревают до температуры, обеспечивающей ему достаточную подвижность для подтекания к приемо-раздаточной трубе, а в эксплуатационный период до необходимой температуры нагревают лишь то количество нефтепродукта, которое требуется выкачать.

Предварительный подогрев осуществляется общими подогревателями, а эксплуатационный подогрев – местными подогревателями, расположенными у приемо-раздаточных труб резервуара. На рис. 13.6 представлены различные конструкции местных подогревателей.

Рис. 13.7. Местные подогреватели: *а* – шахтный; *б* – секционный

Шахтный подогреватель (рис. 13.6, *а*) состоит из кожуха, защищенного тепловой изоляцией. Внутри кожуха входит конец приемной трубы, вокруг которой расположен змеевиковый подогреватель. Нефтепродукт, откачиваемый из резервуара, проходит через окна внизу кожуха и за-

тем через подогреватель, в котором он нагревается до необходимой температуры.

Наиболее мощными являются местные подогреватели секционной коробчатой конструкции (рис. 13.6, б), которые состоят из трех параллельных ветвей, расположенных на различной высоте внутри кожуха. Каждая ветвь имеет четыре параллельные секции. Коэффициент полезного действия таких подогревателей близок к единице.

Кроме описанных способов в резервуарах можно применять электро- и циркуляционный подогревы.

МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

План лекций

1. Способы подогрева нефтепродуктов при транспортировке в трубопроводах:
 - путевой подогрев;
 - укладка нефтепровода внутри теплопровода;
 - внутренний подогрев.
2. Подогрев нефтепродуктов при транспортировке в железнодорожных цистернах:
 - переносные паровые змеевики;
 - стационарные подогреватели;
 - переносные электрические подогреватели;
 - электроиндукционный нагрев.
3. Подогрев нефтепродуктов при хранении:
 - трубчатые подогреватели;
 - местные подогреватели;
 - шахтный подогреватель.

Вопросы для предварительного контроля

1. Виды подогрева нефтепродуктов при транспортировке в трубопроводах.
2. В чем заключается метод внутреннего подогрева нефтепродуктов при транспортировке в трубопроводах?
3. Устройство переносного парового змеевикового подогревателя.

4. Типы стационарных подогревателей.
5. Типы трубчатых подогревателей.
6. В каких случаях применяют местные подогреватели?

ТЕСТЫ И ЗАДАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ОБУЧЕНИЯ

На оценку «удовлетворительно»

1. Виды подогрева нефтепродуктов.
2. Шахтный метод подогрева нефтепродуктов.

На оценку «хорошо»

1. Устройство секционных подогревателей.
2. Устройство местного подогревателя.

На оценку «отлично»

1. Способ подогрева нефтепродуктов при транспортировке в железнодорожных цистернах.
2. Подогрев нефтепродуктов при хранении.

Модуль 14

ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

Введение

Решение проблемы защиты окружающей среды возможно только при широком внедрении современных методов снижения испарения нефтепродуктов при хранении, а также хранение нефтепродуктов способами, исключающими выделение загрязняющих веществ в атмосферу, водоемы и грунтовые воды. В связи с этим разработаны способы улавливания и утилизации паров нефтепродуктов, созданы конструкции хранилищ, оборудования и аппаратуры, снижающих выделение вредных веществ в атмосферу.

Среди способов, предотвращающих загрязнение окружающей среды, наиболее перспективным в экологическом и экономическом отношении является хранение нефтепродуктов в подземных шахтных хранилищах и в хранилищах, сооружаемых в отложениях каменной соли.

Рассмотрим эти проблемы более детально.

Схема изучения материала

№ п/п	Тема занятий	Тип занятий	Вид (форма занятия)	Количество часов
1	Снижение испарения нефтепродуктов при хранении в резервуарах. Предотвращение утечек нефтепродуктов из резервуаров. Способы хранения нефтепродуктов от загрязнения окружающей среды	Изучение нового материала	Лекция	2

ОСНОВЫ НАУЧНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗНАНИЙ ПО МОДУЛЮ

1. Снижение испарения нефтепродуктов при хранении в резервуарах. Предотвращение утечек нефтепродуктов из резервуаров

Основным источником загрязнения окружающей среды являются «большие и малые дыхания» и вентиляция газового пространства резервуаров со стационарными крышами.

Для снижения потерь нефтепродуктов при испарении в процессе хранения в резервуарах применяют различные способы и технологическое оборудование.

1.1. Плавающие крыши и понтоны

При эксплуатации резервуаров с открытой плавающей крышей и резервуаров со стационарной крышей с установленными внутри плавающими понтонами потери при «малых и больших дыханиях» в среднем сокращаются до 80% ниже, чем при эксплуатации резервуаров без защитных покрытий.

Выбор того или иного типа резервуара определяется на основании технико-экономических расчетов с учетом возможных потерь нефтепродуктов, а также климатических и экономических условий. В районах с теплым климатом наибольшее распространение находят резервуары с плавающими крышами.

За рубежом имеются резервуарные парки, предназначенные для хранения нефти, полностью оснащенные плавающими крышами. Однако в результате негерметичности уплотняющих затворов плавающих крыш в резервуар попадают пыль и влага, которые загрязняют нефтепродукты.

Неполадки в работе дренажной системы, особенно в местностях с обильными осадками (дождь, снег), могут быть причиной повреждения и даже затопления плавающих крыш. Поэтому в районах с холодным климатом применяют внутренние плавающие покрытия (понтонны), устанавливаемые в резервуарах со стационарными крышами.

Плавающие крыши по конструкции разделяются на три типа:

- одинарные, состоящие из одного настила и ферм жесткости;
- понтонные, основная часть площади крыши которых занята понтонами;
- двойные, имеющие два настила, разделенные воздушным пространством.

Одинарные крыши менее устойчивы, чем крыши других типов, и их применение ограничено.

Понтонные крыши состоят из полого кольцевого понтона и плоского днища, которое прикреплено к понтону по нижнему периметру внутреннего кольца. Высота понтона в таких крышах 38 – 45 см, а площадь – от 20 до 50 % площади крыши. Понтонны разделены на отсеки. При появлении течи в плоском днище крыши и двух отсеках понтона крыша сохраняет свою плавучесть на нефтепродукте плотностью $0,7 \text{ кг/м}^3$. Крыша сконст-

руирована таким образом, что она может сохранять плавучесть при выпадении за сутки 25 см осадков. Устанавливаются понтоны обычно как по периферии, так и в центре. Для сбора атмосферных осадков в крышах с периферийным кольцевым понтоном предусмотрен уклон к центру.

Понтонные крыши обладают высокими теплоизоляционными свойствами, хорошей плавучестью и устойчивостью. У понтонных крыш с кольцевым и центральным понтонами в условиях высоких температур окружающей среды под одинарной частью крыши создается паровой теплоизоляционный экран, препятствующий интенсивному нагреву нефтепродукта.

Воздушное пространство двойной плавающей крыши, состоящей из двух разделенных настилов, является хорошим паровоздушным теплоизолятором хранимых нефтепродуктов. Двойная крыша разделена на отсеки кольцевыми и радиальными перегородками. Она отличается высокой устойчивостью к ветровым, снеговым и дождевым нагрузкам.

Резервуары с плавающими крышами оборудованы специальными уплотняющими затворами, которые располагаются по периметру резервуара и служат для уплотнения зазоров между стенкой резервуара и плавающей крышей, дренажной системой, дыхательными клапанами, лестницей.

На рис. 14.1 показана принципиальная схема резервуара с плавающей крышей.

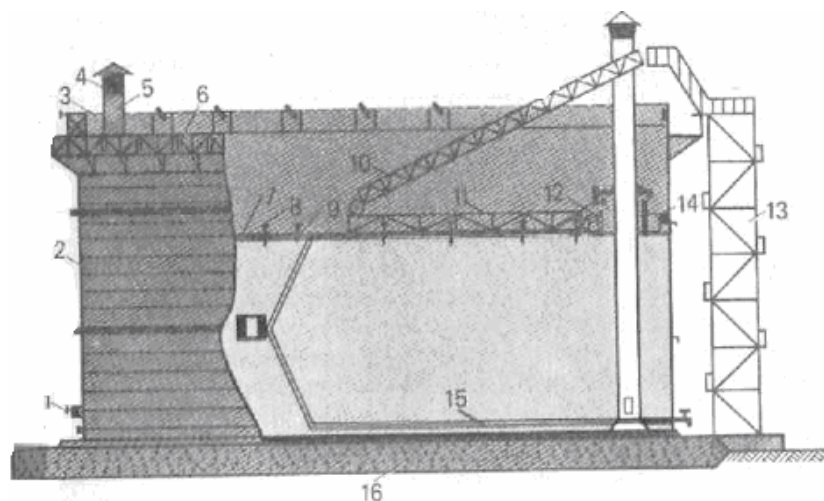


Рис. 14.1. Резервуар с плавающей крышей: 1 – приемо-раздаточный патрубок с хлопушей; 2 – стенка резервуара; 3 – трубопровод раствора пены; 4 – огнепреградитель; 5 – трубчатая направляющая; 6 – сухопровод орошения; 7 – плавающая крыша; 8 – опорные стойки крыши; 9 – водоприемник атмосферных осадков; 10 – катушечная лестница; 11 – опорная ферма; 12 – газоотводящая труба; 13 – шахтная лестница; 14 – уплотняющий затвор; 15 – дренажная система; 16 – фундамент

Резервуары с плавающими крышами оборудованы автоматическими клапанами, которые открываются для стравливания воздуха из-под плавающей крыши в начале заполнения резервуара и автоматически закрываются после всплывания крыши. При сливе нефтепродукта перед возвращением плавающей крыши в исходное положение клапан опять открывается.

Дренажная система резервуаров с плавающей крышей бывает двух типов:

- гибкая;
- шланговая (труба с гибкими сочленениями и шарнирными соединениями, труба для удаления воды с крыши вне резервуара и сифонная труба для удаления воды, собирающейся на дне резервуара).

Более надежной считается труба шланговой конструкции с шарнирными соединениями.

Наиболее распространены дренажи шланговой конструкции, в которых вода из углубления в центре крыши по шлангу через штуцер в корпусе резервуара отводится наружу. На одинарных и понтонных крышах перед дренажным концом шланга установлены обратный клапан и задвижка, препятствующие выходу продукта на крышу при появлении течи в шланге. В резервуаре может быть смонтировано специальное устройство, удерживающее шланг в заданном положении, что предотвращает закручивание его или разрыв стойками и фермами внутри резервуара. Вместо гибких шлангов в дренажах применяются также стальные трубы с гибкими сочленениями.

В качестве аварийных используют открытые дренажи, отводящие воду с крыши непосредственно в продукт.

Менее распространены сифонные дренажи, которые отводят воду по трубе, закрытой сверху решеткой. При этом продукт не может проникнуть через трубу на крышу.

В процессе эксплуатации периодически контролируют состояние и работу резервуаров с плавающими крышами, т.е. проверяют наличие утечек газа через дыхательные клапаны, концентрацию паровоздушной смеси нефтепродуктов под плавающей крышей, фактические напряжения на корпусе в период заполнения резервуара.

Эксплуатация резервуаров с плавающей крышей в районах с холодным климатом связана с известными трудностями, вызываемыми примерзанием уплотняющих затворов к стенке резервуаров, замерзанием воды в дренажной системе, сложностью удаления снега с плавающей крыши и др.

Для ликвидации потерь в результате испарения в резервуарах со стационарными крышами устанавливают внутренние плавающие крыши, на-

зываемые в нашей стране понтонами. Несмотря на то, что стоимость резервуаров с понтонами больше, чем с плавающими крышами, считается, что в недалеком будущем они вытеснят резервуары других типов, т.к. стационарная крыша защищает понтон от атмосферных воздействий, обеспечивая тем самым качественную сохранность нефтепродуктов. Преимуществом применения понтонов является также возможность их установки в резервуарах со стационарной крышей без реконструкции и значительных капитальных вложений. Отсутствие дренажа для дождевых и талых вод облегчает эксплуатацию такого резервуарного парка.

В отечественном и зарубежном резервуаростроении применяют понтоны различных конструкций: металлические, эластичные синтетические, комбинированные, среди которых следует отметить алюминиевые, сборной конструкции; трехслойные толщиной 50 мм, состоящие из внутреннего слоя пенополиуретана и двух наружных – из офталевого стеклонаполненного полиэфира; понтоны, состоящие из полиэфира и жесткого пенопласта, укрепленного стекловолокном; понтоны из пенопласта с двухсторонним алюминиевым покрытием, а также понтоны из пенополиуретана толщиной около 40 мм на стеклопластике.

Усовершенствованная конструкция понтона из синтетических материалов, изображенная на рис. 14.2, нашла широкое применение.

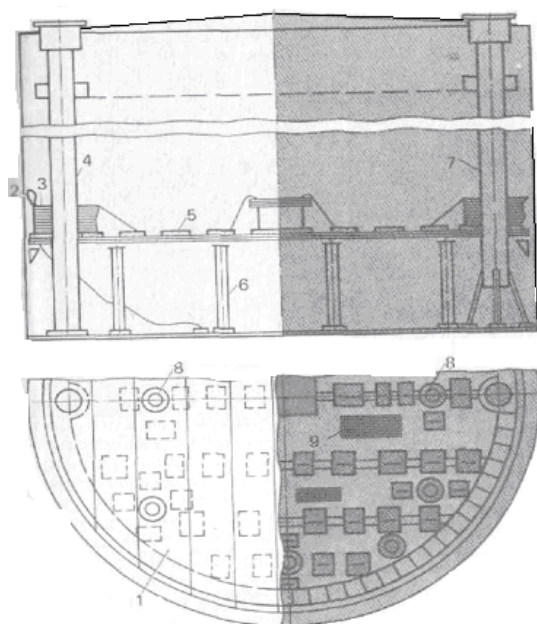


Рис. 14.2. Резервуар с понтоном из синтетических материалов: 1 – понтон синтетический; 2 – уплотняющий затвор; 3 – кольцо жесткости; 4 – труба для замера уровня; 5 – поплавки; 6 – опорное устройство; 7 – пробоотборник; 8 – дренажное устройство; 9 – металлическая сетка

Изготовление понтонов из синтетических материалов снижает металлоемкость конструкции, обеспечивает практическую непотопляемость, дает возможность монтажа в эксплуатируемых и строящихся резервуарах.

Технология изготовления понтонов зависит от свойств применяемых материалов и конструктивных особенностей сборки в резервуаре. Так, трехслойные панели изофталевого полиэфира размером 1,2х2,4 м изготавливают, помещая два листа из армированного стекловолокном изофталевого полиэфира в форму и вспенивая между этими листами слой пенополиуретана до требуемой толщины панели 50 мм. Затем форму помещают в печь с регулируемой температурой для обеспечения соответствующей «сшивки» полимеров и придания однородности. Цикл «сшивки» повышает также прочность соединения между вспененным и поверхностным слоями, придавая тем самым повышенную механическую прочность всему изделию в целом. Конфигурация краев панелей предусматривает наличие выступов для состыковки панелей в процессе монтажа. При монтаже внутри резервуара каждый стык обрабатывают клеем и герметизируют как сверху, так и снизу стеклотканью и смолами.

Конечная стадия изготовления понтона заключается в нанесении на него с обеих сторон слоя смолы, пигментированной тяжелыми металлами. Обычно это изофталевый полиэфир, сшитый во влажной среде полиуретан или эпоксидная смола, которые используют для предотвращения накопления заряда статического электричества и для герметизации неплотностей на поверхности понтона.

Панели собирают непосредственно в резервуаре. По окончании монтажа по периметру плавающей крыши наносят слой эластичного герметика для исключения утечек паров.

За рубежом широко применяют сверхплавучие понтоны «Ультрафлот» в резервуарах со стационарными крышами, сокращающие потери от испарения на 95 %. Имеются два типа таких понтонов: непосредственно контактирующие с нефтепродуктом и опирающиеся на плавающие конструкции и соответственно имеющие газовое пространство между сплошным диском и продуктом.

Экран понтона состоит из сплошного алюминиевого диска, распределительных балок и полых трубчатых поплавков, изготовленных из алюминиевых труб диаметром 220 – 250 мм, испытанных на герметичность давлением воздуха 140 кПа.

Конструкции жесткого и мягких уплотняющих затворов приведены на рис. 14.3 – 14.5.

Рис. 14.3. **Жесткий затвор:** 1 – прокладка эластичная; 2 – пружина; 3 – подвеска; 4 – скользящий лист; 5 – стенка резервуара; 6 – защитный экран; 7 – понтон плавающей крыши

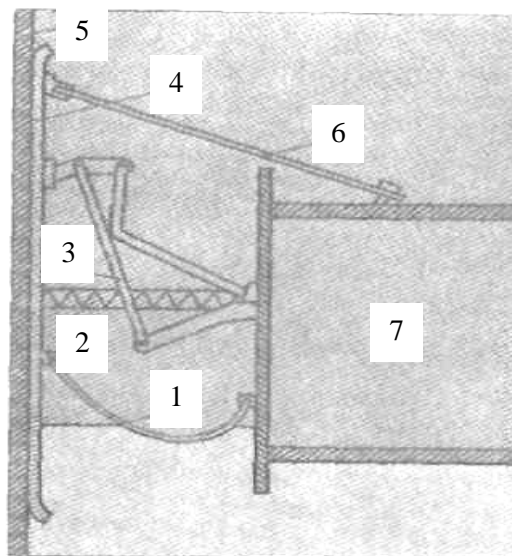


Рис. 14.4. **Мягкий затвор с жидким наполнителем:** 1 – рифленый резиноканевый пояс; 2 – защитный атмосферный щиток; 3 – верхний настил двухдисковой плавающей крыши или понтона; 4 – трубчатая резиноканевая оболочка уплотнения; 5 – жидкий наполнитель (керосин и др.); 6 – опорное кольцо уплотнения; 7 – стенка резервуара

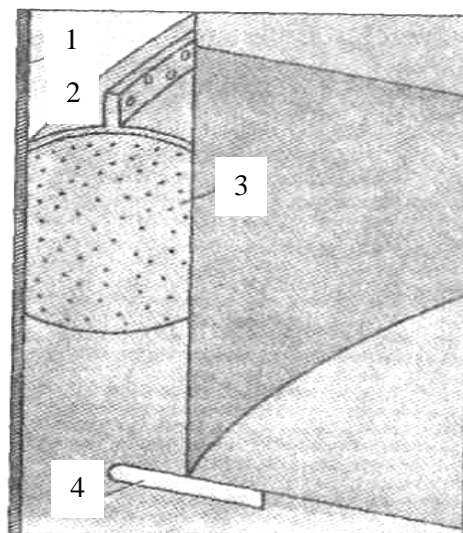
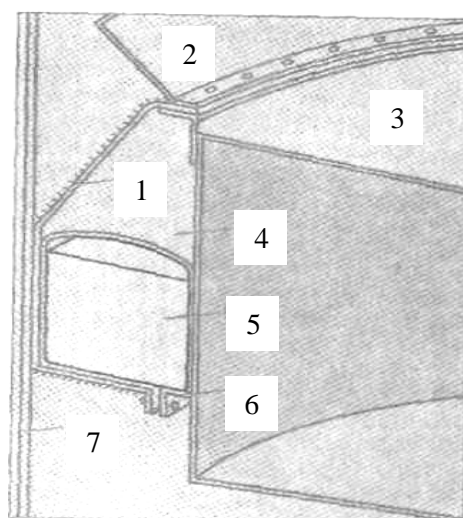


Рис. 14.5. **Мягкий затвор с синтетическим наполнителем:** 1 – стенка резервуара; 2 – резиноканевая оболочка; 3 – эластичный (пенополиуретановый) наполнитель; 4 – гаситель колебаний; 5 – упорный элемент; 6 – упорный элемент; 7 – упорный элемент



Опорные стойки экрана закрепляются в верхней части на поплавках с помощью бандажей. Элементы экрана-трубы поплавков, поперечные связи и герметичный сплошной настил образуют многоярусную конструкцию. Патрубки, смотровой люк, кольцевой бортовой элемент и другие элементы погружены в жидкость на 10 – 12 см, что исключает выброс газовой подушки из-под экрана и верхнюю часть резервуара.

Алюминиевые поплавокосые экраны «Ультрафлот» значительно снижают испарение нефтепродуктов при хранении, экономически эффективны, легко монтируются в эксплуатируемых резервуарах, имеют повышенную плавучесть.

В нашей стране проводится большой объем работ по оснащению резервуарных парков понтонами и плавающими крышами. Введенный с 1.01.86 ГОСТ 1510-84 предусматривает оснащение металлических резервуаров с целью снижения потерь нефтепродуктов плавающими крышами, понтонами или газовыми обвязками с дыхательной арматурой.

Эффективность работы резервуаров с плавающими крышами и понтонами в основном определяется герметичностью уплотняющих затворов между крышей и корпусом резервуара.

Уплотняющие затворы в зависимости от конструкции и применяемых материалов разделяются на два типа: жесткие (механические уплотнения) и мягкие (жидкостные, воздушные, с эластичным наполнителем).

Затвор жесткого типа состоит из металлического уплотнительного кольца или пластины, прижимаемого к стенке системой рычагов и пружин и мембраной из резинотканевого материала, обеспечивающей герметичность кольцевого пространства. Недостатком этих затворов является наличие газового пространства под мембраной и коррозия элементов конструкции.

Мягкие затворы имеют герметичную износостойчивую оболочку из резинотканевого материала, заполненную жидкостью (керосином) или пенополиуретаном. Жидкостные затворы несмотря на высокие герметизирующие свойства менее надежны и более сложны в эксплуатации, чем затворы с пенополиуретановым наполнителем.

Современное развитие химии позволяет применять в конструкции уплотняющих элементов высококачественные эластичные материалы, обладающие прочностью и стойкостью к воздействию ароматических углеводородов и температурных изменений. Резинотканевые материалы применяются для изготовления оболочки затворов, прокладок и мембран, эластичный пенополиуретан – в качестве наполнителя в конструкциях мягких затворов.

Размеры уплотняющих затворов в зависимости от диаметра резервуара с учетом допустимых деформаций стенок выбирают по табл. 14.1.

Таблица 14.1

Уплотняющие зазоры для резервуаров с плавающими крышами

Тип резервуара	Диаметр резервуара, м	Номинальный зазор, мм	Допустимый диапазон изменения зазора, мм
Резервуар с понтоном	20 – 24	125	70 – 180
Резервуар с плавающей крышей	8 – 16	150	75 – 225
Резервуар большой емкости с плавающей крышей	60	250	125 – 375

Для защиты уплотняющих затворов от воздействия атмосферных осадков и солнечных лучей на резервуарах с плавающими крышами устанавливают металлические козырьки.

Для ликвидации или значительного снижения потерь нефтепродуктов через кольцевой зазор устанавливают дополнительный уплотнительный затвор, эффективность которого оправдывается при хранении продуктов с высоким давлением паров и при высоких ветровых нагрузках.

За рубежом для плавающих крыш в условиях теплого климата применяют как жесткие, так и мягкие уплотнительные затворы, в умеренно-холодных климатических условиях – жесткие.

В нашей стране для резервуаров, оборудованных понтонами, используют в основном два типа затворов: петлевой и дисковый, изготавливаемые из бельтинга, обрезиненного с обеих сторон бензостойкой и морозостойкой резиной. Петлевой уплотнительный затвор состоит из наружной и внутренней петли, к одной из сторон петли подшит подрессорник также из обрезиненного бельтинга. Дисковый затвор представляет собой ряд собранных секций. В каждой секции, сложенной вдвое, установлена пластина-прокладка. Внутреннюю прокладку по отношению к наружной устанавливают так, чтобы ее выступающая часть входила в следующую секцию затвора, перекрывая зазор между секциями.

Неплотности кольцевого пространства между уплотнительным затвором и стенкой резервуара, а также диффузия паров нефтепродукта через поверхность синтетического понтона являются источником потерь углеводородов. Герметичность затвора характеризуется коэффициентом K , показывающим количество паров нефтепродукта, проходящих через 1 м длины уплотнителя за 1 ч.

$$K = \frac{\Delta G_1}{L \cdot P_S}, \quad (14.1)$$

где ΔG_1 – потери паров нефтепродуктов в единицу времени, т/ч;

L – периметр кольцевого зазора, м;

P_S – давление насыщенных паров, МПа.

Для мягкого затвора $K = 0,37-0,42 \cdot 10^{-5}$ м/ч; для жесткого – $0,26 \cdot 10^{-5}$ м/ч; для петлевого затвора – $2,8 \cdot 10^{-5}$ м/ч или с учетом парциального давления паров нефтепродуктов под понтоном

$$K = \frac{\Delta G_1}{L \cdot (p_H - p_n)}, \quad (14.2)$$

где p_H – парциальное давление насыщенных паров, Па;

p_n – парциальное давление паров нефтепродуктов под понтоном, Па.

Откуда

$$\Delta G_1 = K \cdot L \cdot (p_H - p_n). \quad (14.3)$$

Принимая

$$\Delta G = \Delta G_1,$$

приравняв значение этих величин

$$D_{cp} \Omega \ln \left(\frac{P_a - P_{вак} - P_{min}}{P_a - P_k - P_{max}} \cdot \frac{T_{z \max}}{T_{z \min}} \right) = K \cdot L \cdot (p_H - p_n), \quad (14.4)$$

получим

$$K = \frac{\left[D_{cp} \Omega \ln \left(\frac{P_a - P_{вак} - P_{min}}{P_a - P_k - P_{max}} \cdot \frac{T_{z \max}}{T_{z \min}} \right) \right]}{L \cdot (p_H - p_n)}. \quad (14.5)$$

Можно допустить, что

$$K = f(k_1 k_2 k_3), \quad (14.6)$$

где k_1 – коэффициент, характеризующий герметичность прилегания понтона к стенкам резервуара;

k_2 – коэффициент, характеризующий герметичность элементов, примыкающих к стенкам резервуара;

k_3 – коэффициент, характеризующий величину кольцевого пространства.

Коэффициент k_1 можно выразить отношением давления, приходящегося на единицу поверхности уплотнения

$$k_1 = \frac{P}{F}, \quad (14.7)$$

где P – суммарная сила прижатия уплотнения, кг;
 F – поверхность контакта уплотнения, м².

Силы трения понтона должны быть меньше, чем его нагрузка от осадков. Высоту понтона h_t принимают равной $1,3 - 1,5h$ (h – высота погружения понтона).

Высоту погружения понтона определяют по формуле

$$h = \frac{4(G_t + G_B)}{\pi D_t^2 \gamma_{\min}}, \quad (14.8)$$

где G_t – масса понтона, т;

G_B – масса воды на понтоне, т;

D_t – диаметр понтона, м;

γ_{\min} – минимальная плотность нефтепродукта, т/м³.

При установке понтона в резервуаре со стационарной крышей высоту его погружения определяют по (14.9). Силы, выталкивающие понтон из жидкой фазы (14.10), будут максимальными в его верхнем крайнем положении при опоре на ограничители.

$$h = \frac{4G_t}{\pi D_t^2 \gamma_{\min}}, \quad (14.9)$$

$$P_{\max} = h_t \gamma_{\max} - V_t \gamma_{st}, \quad (14.10)$$

где V_t – объем понтона, м³;

γ_{st} – плотность материала понтона, кг/м³.

В крайнем положении понтона силы выталкивания, а также силы сопротивления трению определяют по (14.11). С учетом избыточного давления q на понтоне силу P принимают по (14.12).

$$Pf = P_{\max}, \quad (14.11)$$

$$P = qF, \quad (14.12)$$

где f – коэффициент трения;

F – площадь поверхности, м².

Отношение сил трения к силе выталкивания характеризуется коэффициентом

$$k_1 = \frac{Pf}{p_{\max}} = \frac{qFf}{(h_t \gamma_{\max} - \delta_t \gamma_{st})}. \quad (14.13)$$

Подставляя

$$F = \pi D_{\text{вн}} b,$$

где $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр резервуара;

b – ширина поверхности контакта,

и h из (14.9), получим

$$k_1 = \frac{q\pi D_{\text{вн}} b f}{\left(4G_t \gamma_{\max} / \pi D_t^2 \gamma_{\min}\right) - \delta_t \gamma_{st}} = \frac{q\pi D_{\text{вн}} b f}{4G_t \left(\gamma_{\max} / \gamma_{\min}\right) - \delta_t \gamma_{st} \pi D_t^2}. \quad (14.14)$$

Принимая $\left(\frac{\gamma_{\max}}{\gamma_{\min}}\right) = 1$, получим

$$k_1 = \frac{q\pi D_{\text{вн}} b f}{4G_t - \delta_t \gamma_{st} \pi D_t^2}. \quad (14.15)$$

Коэффициент k_2 , отражающий эффективность работы уплотнительных элементов затвора, характеризуется концентрацией паров нефтепродукта над и под понтоном $k_2 = 0,7 - 0,9$.

Коэффициент k_3 характеризует размеры кольцевого пространства.

Площадь кольцевого пространства определяют по (14.16).

$$S = \frac{\pi}{4(D_{\text{вн}}^3 - d^2)}, \quad (14.16)$$

$$k_3 = \frac{S}{F} = \frac{4(D_{\text{вн}} - d^2)}{D_{\text{вн}}^2} \approx \frac{D_{\text{вн}}^2 - d^2}{D_{\text{вн}}^2} = 1 - \left(\frac{d^2}{D_{\text{вн}}^2}\right), \quad (14.17)$$

где F – площадь внутренней поверхности резервуара, м²;

d – внешний диаметр понтона, м.

Потери нефтепродуктов в резервуарах с плавающими крышами и понтонами происходят также вследствие испарения продукта, остающегося на стенках в местах установки направляющих стоек и оборудования, при опускании плавающей крыши (понтон). Испаряемость увеличивается под воздействием ветровой нагрузки в результате нагнетания воздуха в га-

звоздушное пространство под затвором с подветренной стороны и вытеснения паровоздушной смеси нефтепродуктов через неплотности плавающей крыши.

Для определения потерь из-за испарения в резервуарах с плавающими крышками и понтонами пользуются формулами для определения потерь в резервуарах со стационарными крышами с учетом эффективности применения защитных экранов.

$$G_{П.К} = G_{СТ} \left[1 - \left(\frac{\mathcal{E}}{100} \right) \right], \quad (14.18)$$

где $G_{СТ}$ – потери в резервуаре со стационарной крышей в идентичных условиях эксплуатации;

\mathcal{E} – эффективность применения плавающей крыши (% снижения потерь по отношению к резервуару со стационарной крышей).

Для приближенных расчетов потерь при «малом дыхании» резервуаров с плавающей крышей можно пользоваться формулой

$$G_{М.д..}^{nl} = 6,7716 \cdot 10^{-4} k_f \rho D^{1,5} \times \left[\frac{P}{(1,0133 - P)} \right]^{0,7} v_e^{0,7} k_3 k_p k_c, \quad (14.19)$$

где $G_{М.д..}^{nl}$ – годовой объем потерь, т/год;

k_f – коэффициент, характеризующий конструкцию резервуара (для сварного резервуара с одинарным или двойным уплотнением $k_f = 0,045$);

ρ – плотность нефтепродукта, кг/м³;

D – диаметр резервуара, м;

P – давление насыщенных паров нефтепродукта при средней температуре хранения, Па;

v_e – средняя скорость ветра, км/ч;

k_3 – коэффициент, характеризующий степень уплотнения затвора плавающей крыши (для эластичного неметаллического затвора – 1);

k_p – коэффициент окраски резервуара, табл. 14.2;

k_c – коэффициент, учитывающий хранимый продукт (для прямоугольного бензина – 1, для стабилизированной сырой нефти – 0,75); $k_c = 0,4757 + 0,7042P$.

Для определения потерь при «малых дыханиях» резервуаров с плавающей крышей пользуются также номограммами. Для определения годовых потерь (м³/год) полученное значение коэффициента потерь умножают на коэффициент окраски резервуара k_p .

**Коэффициент k_p в зависимости от окраски резервуара
при хранении бензина и нефти**

	алюминиевая	белая
Бензин	1,0	0,9
Нефть	0,75	0,68

Для определения потерь в резервуарах $D > 46$ м необходимо умножить потери, найденные для резервуара $D = 46$ м, на отношение $D/46$.

Потери при «большом дыхании» можно определить по формуле

$$G_{б.д.}^{nl} = 1,366 \cdot 10^{-7} \rho V / D. \quad (14.20)$$

Для приближенных расчетов годовых потерь из-за дыхания резервуаров с плавающей крышей с одинарным затвором можно пользоваться (14.21), а в случае двойного уплотнительного затвора – (14.22)

$$G_{nl} = 4,5PD, \quad (14.21)$$

$$G_{nl} = 1,8PD, \quad (14.22)$$

где G_{nl} – годовые потери, м³;

P – давление насыщенных паров, Па;

D – диаметр резервуара, м.

Потери нефтепродуктов в результате испарения на стенках резервуара при опускании плавающей крыши (так называемые потери из-за налипания) могут быть определены по следующей формуле

$$G_H = K_{II} \frac{4M}{D \cdot 22,4t}, \quad (14.23)$$

где G_H – потери углеводородов, кг/м³;

K_{II} – постоянная, зависящая от свойств нефтепродукта (для бензина $K_{II} = 0,00231$ м³/м²; для сырой нефти – 0,000695 м³/м²);

D – диаметр резервуара, м;

M – средняя молекулярная масса паров нефтепродукта, кг;

t – температура внутренней стенки резервуара, К.

В табл. 14.3 приведены данные США о потерях из резервуаров со стационарными и плавающими крышами (понтонными) при различных упругостях паров хранимых продуктов.

Данные таблицы показывают, что потери из резервуаров со стационарными крышами, составляющих 40 % от всех типов резервуаров, больше

80 % от общего объема потерь нефтепродуктов при испарении. Эффективность применения плавающих крыш на 80 – 96 %, выше, чем в резервуарах со стационарной крышей.

Таблица 14.3

Сравнительные данные о потерях углеводородов из резервуаров при испарении

Давление паров продукта, МПа	Резервуары всех типов		В том числе			
	число	потери, тыс.т	со стационарной крышей		с плавающей крышей или понтоном	
			число	потери, тыс. т	число	потери, тыс. т
10,5 – 35,5	12933	470,0	5840	406,0	7093	64,0
35,5 – 62,7	4753	196,0	1396	135,0	3357	61,0
62,7 – 76,5	267	25,0	49	16,0	218	9,0
Всего	17953	691,0	7285	557,0	10668	134,0

Таким образом, применение резервуаров с плавающими крышами или понтонами наиболее эффективный или экономически оправданный способ сокращения потерь нефтепродуктов, происходящих в результате испарения в процессе хранения.

1.2. Хранение под слоем инертного газа

Хранение нефтепродуктов под слоем инертного (защитного) газа, нагнетаемого в газовое пространство резервуаров, предотвращает испарение, а следовательно, и загрязнение воздушного бассейна углеводородами. В качестве защитного газа в зависимости от конкретных условий эксплуатации резервуарных парков можно использовать природный газ, попутный нефтяной газ, не содержащие водорода очищенные газы нефтепереработки, а также инертные газы – азот, диоксид углерода, сжатые дымовые газы. Одно из важных условий применения защитных газов – отсутствие вредного воздействия на качество хранимых нефтепродуктов.

При использовании горючих газов парогазовая смесь, содержащая незначительное количество испарившейся жидкости, применяется в качестве топливного газа (например, на НПЗ), а при использовании инертного газа смесь направляется в атмосферу.

Существует два основных метода ограничения испарений из резервуаров хранения: создание газовой подушки и сброс избыточного давления, так называемый направленный выпуск. Выбор наиболее рационального метода определяется парциальным давлением паров продукта и его

плотностью в сравнении с теми же характеристиками газообразного азота. Эффективность действия газовой инертной подушки достигается созданием небольшого избыточного давления (2,4 – 12 Па). Чтобы сбросить избыточное давление, которое возникает в резервуаре, азот по мере необходимости выпускают в атмосферу.

Конструкция узла, регулирующего давление инертного газа, должна обладать достаточной чувствительностью и обеспечивать сброс в атмосферу минимального количества азота.

На рис. 14.6 показана схема хранения нефтепродуктов под слоем инертного газа. Подача азота в резервуар поддерживается постоянной при низком давлении.

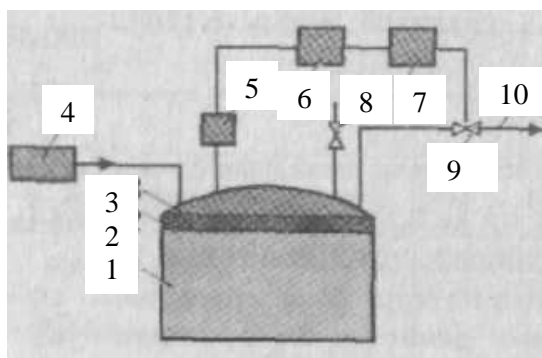


Рис. 14.6. **Схема хранения нефтепродуктов под слоем инертного газа:**
 1 – нефтепродукт; 2 – пары продукта; 3 – слой газообразного азота; 4 – регулируемая подача азота под низким давлением; 5 – датчик давления; 6 – регулятор давления; 7 – электропневматический преобразователь; 8 – предохранительный клапан; 9 – регулирующий клапан; 10 – регулируемый выпуск азота

В случае хранения легколетучих или имеющих низкую плотность паров жидкостей (например, бензина), обладающих высоким коэффициентом диффузии, используют систему направленного выпуска.

Принципиальная схема хранения нефтепродуктов с применением защитного газа приведена на рис. 14.7.

При образовании в газовом пространстве резервуара вакуума (98 Па) срабатывает автономный регулятор и подает защитный газ в газовое пространство резервуара, предупреждая срабатывание вакуумного дыхательного клапана, отрегулированного на давление 196 Па. Один регулятор может обслуживать несколько резервуаров. Для предотвращения загрязнения нефтепродуктов парами других нефтепродуктов, находящихся в соседних резервуарах, устанавливают обратный клапан, срабатывающий при перепаде давления в системе резервуар-газовая обвязка выше 24,5 Па.

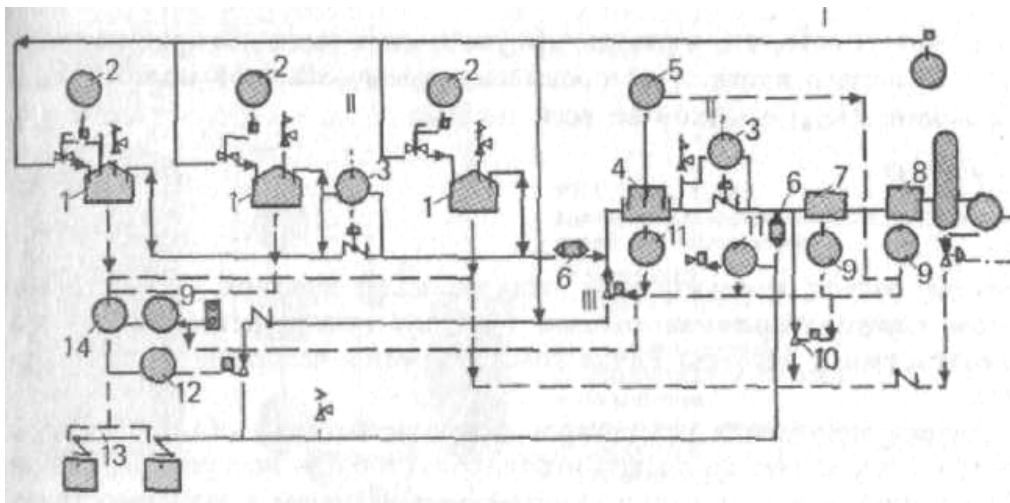


Рис. 14.7. Принципиальная схема хранения с применением защитного газа улавливания паров нефтепродуктов: 1 – резервуар со стационарной крышей; 2 – регулятор давления; 3 – датчик перепада давления; 4 – газгольдер; 5 – датчик уровня; 6 – огнепреградители; 7 – компрессор; 8 – сепаратор; 9 – электродвигатель; 10 – клапан для выхода газов в атмосферу; 11 – анализатор кислорода; 12 – датчик расхода; I – подача защитного газа; II – в атмосферу; III – продувка; — газ; ---- жидкость

Выходящие из резервуара пары нефтепродуктов вместе с защитным газом собирают в газгольдере, причем переток происходит в результате небольшой разницы в давлениях газового пространства под конической крышей резервуара и газгольдера через обратный клапан и огнепреградитель, предотвращая срабатывание предохранительных клапанов. Когда диафрагма газгольдера приближается к верхнему положению, включаются (через реле уровня) компрессор и испарительный конденсатор, и парогазовая смесь поступает в дополнительный газгольдер. При удалении из основного газгольдера паров и опускании диафрагмы реле уровня останавливает компрессор и конденсатор. Конденсат возвращают в резервуары. Количество защитного газа и уловленных паров измеряют счетчиками.

Одно из важных условий работы автоматической системы – контроль за концентрацией кислорода в газгольдере. При достижении 10 % от верхнего предела взрываемости (ВПВ) газгольдер автоматически продувается защитным газом.

Для расчета объема уходящих из резервуара паров продукта и защитного газа предложена преобразованная эмпирическая зависимость для расчета «малых дыханий».

$$V_M = \frac{1,9 \cdot 10^{-5} \rho \left(507 + \frac{9}{5t_2} \right) P t_1^{0,5} D^{1,73} H^{0,51}}{M_{\text{П}} P^{0,32} (P - p)^{0,68}}, \quad (14.24)$$

где ρ – плотность нефтепродукта в резервуаре;
 t_1 – максимальная среднесуточная разность температур, °С;
 t_2 – температура нефтепродукта в резервуаре, °С;
 P – среднегодовое атмосферное давление, Па;
 D – диаметр резервуара, м;
 H – среднегодовая высота газового пространства в резервуаре, м;
 M_{II} – молекулярная масса паров нефтепродукта, кг;
 p – парциальное давление паров нефтепродукта при температуре t_2 , Па.

«Большие дыхания» равны объему вытесняемых нефтепродуктом паров, с учетом того, что в результате увеличения газового пространства, объем большого вдоха V не превышает сумму объемов малого ($V_{м.в.}$) и большого ($V_{б.в.}$) выдохов во всей системе

$$V = \frac{G(P - p)}{P}. \quad (14.25)$$

Здесь G – расход продукта при откачке из резервуара, м³/мин, т.е. в этом случае увеличение объема газового пространства резервуара в соответствии с законом Рауля компенсируется испарением нефтепродукта.

Степень заполнения резервуаров, а соответственно объем газового пространства, влияет на потери нефтепродуктов при испарении. Потери нефтепродуктов (в % за год) по климатическим зонам в зависимости от степени заполнения резервуара приведены ниже.

Степень заполнения резервуара	Средняя зона	Южная зона
90	0,3	0,4
80	0,6	0,9
70	1,0	1,5
60	1,6	2,3
40	3,6	5,2
20	9,6	13,6

Как следует из приведенных данных, одним из путей снижения загрязнения окружающей среды нефтепродуктами при хранении является максимальное (до 95 – 98 %) заполнение резервуаров.

1.3. Улавливание и регенерация нефтепродуктов

Сокращение потерь углеводородов, основанное на абсорбционно-адсорбционном и эжекционном принципах улавливания их из паровоздушных смесей, относится к достаточно эффективным, но менее распро-

страненным способам снижения загрязнения воздушного бассейна парами нефтепродуктов.

Снижение потерь в процессе «малых и больших дыханий» достигается применением адсорбционно-десорбционной установки, принципиальная схема которой приведена на рис. 14.8.

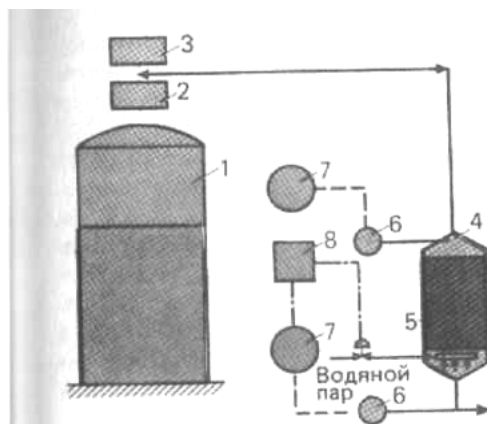


Рис. 14.8. **Схема адсорбционно-десорбционного улавливания паров нефтепродуктов:** 1 – резервуар; 2 – огнепреградитель; 3 – предохранительный клапан; 4 – адсорбер-десорбер; 5 – сополомерная насадка; 6 – термopар; 7 – регулятор температуры; 8 – переключатель системы регулирования температуры

При заполнении резервуара или при повышении температуры окружающей среды пары углеводородов проходят слой адсорбента, во время опорожнения резервуара или при понижении окружающей температуры воздух засасывается в резервуар через слой адсорбента, при этом происходит десорбция и возврат в резервуар регенерированных углеводородов. Наиболее эффективна и экономична, система с шариковым сополомерным адсорбентом, которая практически полностью исключает потери продукта при дыхании резервуаров.

Установка для улавливания паров нефтепродуктов путем снижения температуры газового пространства резервуара показана на рис. 14.9.

Из нижней холодной зоны резервуаров по приемному трубопроводу I нефтепродукт прокачивается центробежным насосом 3 и через распределительные устройства 2 подается в верхнюю часть резервуаров в виде орошения. Во время прохождения нефтепродуктов через эжектор отсасывается паровоздушная смесь из газовых пространств резервуаров по газоравнительному трубопроводу II. При этом в результате перепада давления в эжекторе 4 газовая смесь, выходящая из эжектора, охлаждается. Одновременно при прямом контакте отсасываемой теплой газовой смеси с холодным нефтепродуктом в эжекторе происходит эффективный теплооб-

мен, и часть газовой смеси, конденсируясь, поступает вместе с нефтепродуктом в виде холодной орошающей жидкости, что приводит к охлаждению газового пространства резервуара, снижению упругости насыщенных паров и сокращению вредных выбросов на 30 – 35 %.

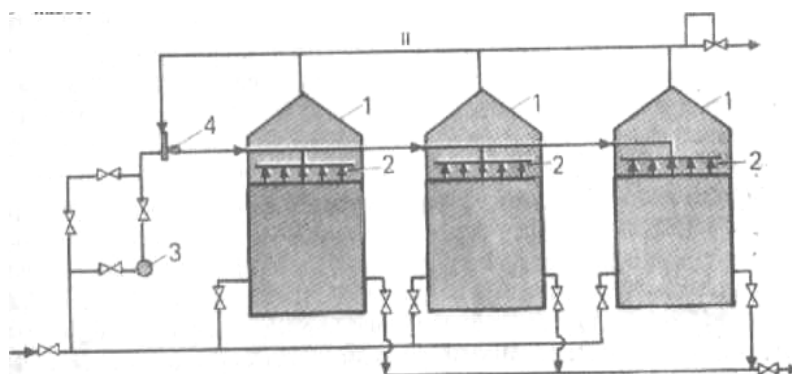


Рис. 14.9. Схема установки утилизации паров нефтепродуктов в резервуарах: 1 – резервуар; 2 – распределительное устройство; 3 – насос; 4 – эжектор; I – приемный трубопровод; II – газоуравнительный трубопровод

Дальнейшее развитие указанная установка получила в автоматической схеме управления процессом хранения в наземных резервуарах со стационарной крышей, разработанной СПКБ «Нефтехимпромавтоматика», предусматривающей ликвидацию потерь при дыханиях резервуаров (рис. 14.10).

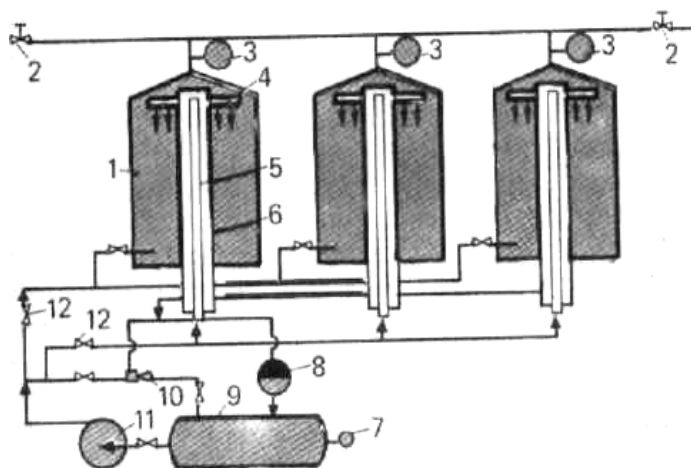


Рис. 14.10. Схема автоматической системы управления процессом улавливания паров при хранении нефтепродуктов: 1 – резервуар; 2 – дыхательный клапан; 3 – датчик давления; 4 – распределительное устройство; 5, 6 – наружная и внутренняя трубы; 7 – задвижка; 8 – обратный клапан; 9 – сборник конденсата; 10 – эжектор; 11 – насос; 12 – регулятор уровня; I – верхняя газоуравнительная линия; II – нижняя газоуравнительная линия

Система автоматически поддерживает необходимое давление в газовом пространстве резервуара. При повышении давления до значений, при которых срабатывает дыхательный клапан, газ отсасывается и давление снижается до заданного нижнего предела. Если внутри резервуара образуется вакуум, обеспечивается подача распыленного конденсата бензина, который, испаряясь, поднимает давление в газовом пространстве резервуара, что предотвращает срабатывание вакуумного клапана. Важным условием безотказной работы автоматической системы является надежная герметизация всех узлов установки.

За рубежом также проводятся соответствующие разработки по улавливанию паров нефтепродуктов с помощью эжекторов (рис. 14.11).

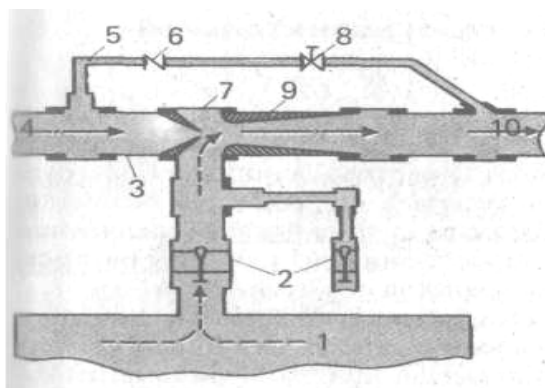


Рис. 14.11. Газовый эжектор для улавливания паров углеводородов из резервуаров: 1 – резервуар; 2 – калибровочный обратный клапан; 3 – корпус камеры всасывания; 4 – рабочий газ или жидкость; 5 – перепускная линия; 6 – обратный клапан; 7 – насадка; 8 – задвижка; 9 – трубка Вентури; 10 – выход парогазовой смеси

Схема установки с эжектором для улавливания паров нефтепродуктов приведена на рис. 14.12.

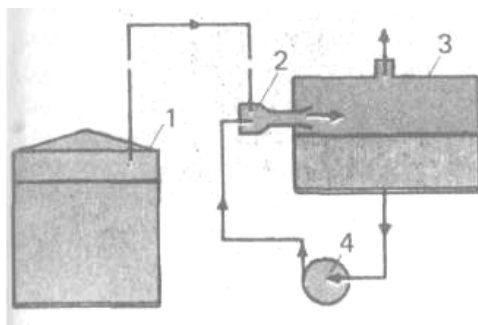


Рис. 14.12. Схема улавливания паров нефтепродуктов с эжектором: 1 – резервуар с летучим нефтепродуктом; 2 – струйный эжектор; 3 – резервуар с нелетучим нефтепродуктом; 4 – насос

При работе этой установки легколетучие фракции нефтепродукта отсасываются из газового пространства резервуара с помощью струйного эжектора 2, смешиваются в камере с нелетучим нефтепродуктом, подаваемым насосом, и поступают в аппарат 3.

В аппарате очищенная от нефтепродуктов паровоздушная смесь направляется в атмосферу через верхний патрубок, а нелетучий нефтепродукт, абсорбировавший летучие углеводороды, накапливается в нижней части аппарата 3. Нелетучий нефтепродукт используют до тех пор, пока он сохраняет эффективность поглощения, а затем частично или полностью заменяют. Отработанный жидкий абсорбент подвергают десорбции, после чего его можно вторично использовать. В качестве нелетучего нефтепродукта можно использовать керосин, дизельное топливо и др. Эффективность описанного способа очистки составляет 96 – 98 %.

1.4. Применение газоуравнительной системы

Эффективное снижение потерь нефтепродуктов достигается также при использовании газоуравнительных систем, представляющих собой группу резервуаров, газовые пространства которых соединены с помощью трубопроводов и газосборников. Возможны два варианта соединений резервуаров – без газосборника и с газосборником или резервуаром с переменным объемом газового пространства (газгольдером).

Газоуравнительную систему без газосборника применяют на однотипных резервуарах при совпадении операции заполнения одной группы резервуаров и опорожнения другой во времени, при этом часть паровоздушной смеси перераспределяется между резервуарами. При несовпадении операций паровоздушная смесь из газового пространства заполняемых резервуаров удаляется в атмосферу. Газовую обвязку рекомендуется применять при коэффициенте совпадения операций 0,6 и выше.

При наличии газосборника в системе обмен паровоздушной смесью, когда часть резервуаров заполняется или откачивается, происходит только между газовыми пространствами резервуаров и газосборником.

В газоуравнительную систему необходимо подключать резервуары с одинаковыми нефтепродуктами, чтобы избежать изменения их качества. В газоуравнительную систему можно подключать также транспортные емкости при проведении сливноналивных операций.

Конструктивно система газовой обвязки должна обеспечивать максимальный объем проходящей паровоздушной смеси при проведении операций приема и отгрузки нефтепродуктов.

Принципиальная схема газоуравнительной системы с газосборником приведена на рис. 14.13. Для обеспечения безопасной работы система оборудована дыхательной аппаратурой, огнепреградителями, сборником конденсата и насосом для его перекачки. Дыхательные клапаны резервуаров должны обеспечить срабатывание при максимальном и минимальном давлении в газосборнике.

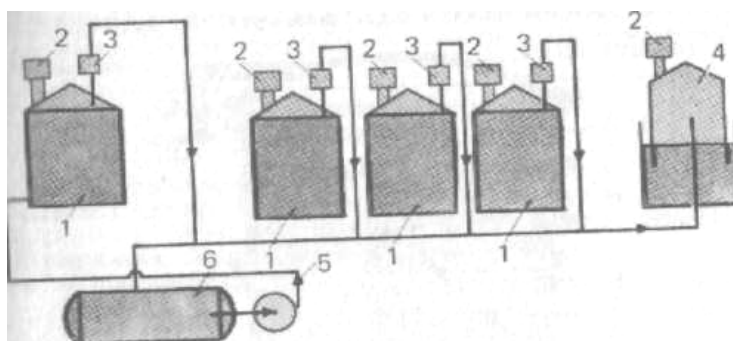


Рис. 14.13. Газоуравнительная система с газосборником: 1 – резервуар; 2 – дыхательный клапан; 3 – огнепреградитель; 4 – газосборник; 5 – насос; 6 – сборник нефтепродуктов

Наиболее целесообразно применение газоуравнительной системы с газгольдером для улавливания паров нефтепродуктов в процессе «малых дыханий». Для ликвидации сбросов при «больших дыханиях» необходимо дополнительно оборудовать газоуравнительные системы устройствами конденсации паров нефтепродуктов.

Выбору схемы газоуравнительной системы должно предшествовать технико-экономическое обоснование разрабатываемого процесса.

1.5. Применение дисков-отражателей

Для снижения выбросов паров нефтепродуктов в окружающую среду эффективным средством являются диски-отражатели (рис. 14.14), устанавливаемые под монтажным патрубком дыхательного клапана как в наземных, так и в заглубленных металлических резервуарах.

Принцип работы диска-отражателя заключается в изменении направления струи воздуха, входящей в резервуар с вертикального на почти горизонтальное, в результате чего поток воздуха не распространяется вглубь резервуара. Перемешивание воздуха с парами нефтепродуктов происходит в верхней части, примыкающей к кровле резервуара, где концен-

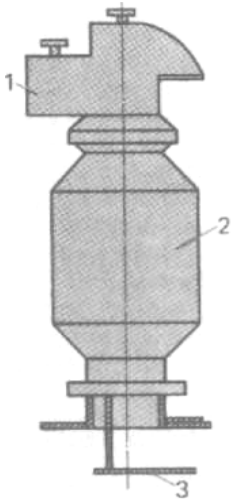


Рис. 14.14. Дыхательный клапан с диском-отражателем: 1 – дыхательный клапан; 2 – огнепреградитель; 3 – диск-отражатель

ности продукта, перемешивая насыщенные слои.

трация нефтепродуктов незначительна в сравнении с более насыщенным паром, находящимся у поверхности нефтепродукта и почти не участвующим в процессе конвективного перемешивания.

Применение дисков-отражателей наиболее эффективно в бензиновых и нефтяных резервуарах с большим коэффициентом оборачиваемости. В течение теплого времени года потери от «больших дыханий» сокращаются на 30 – 40 %.

Диски-отражатели не дают сокращения потерь нефтепродуктов в холодное время года, т.к. холодный воздух, входящий в резервуар, тяжелее паровоздушной смеси и направляется к поверх-

1.6. Совершенствование дыхательной и предохранительной аппаратуры

Для предотвращения загрязнения воздушного бассейна при хранении нефтепродуктов большое значение имеет хорошая отладка дыхательных и предохранительных клапанов и герметичность кровли резервуаров. В настоящее время применяются непромерзающие дыхательные клапаны типа НДКМ (рис. 14.15) и предохранительные клапаны типа КПП, технические характеристики которых приведены в табл. 14.4 и 14.5.

ВНИИСПТнефть разработал дыхательные клапаны в северном исполнении типа КДС. На резервуарах устанавливают по два таких клапана: один – в качестве дыхательного, другой – предохранительного. Изготавливаются и поставляются клапаны в комплекте с дисками-отражателями. Эти клапаны обладают рядом конструктивных и эксплуатационных преимуществ. Они работают при температуре окружающего воздуха от +60 до –60 °С, имеют высокую пропускную способность (1 500 и 3 000 м³/ч), не требуют залива уплотняющей жидкости, их можно использовать также в средней и в южной климатических зонах.

Унификация дыхательной и предохранительной аппаратуры для всех типов резервуаров способствует не только снижению трудоемкости обслуживания, но и снижению потерь углеводородов и загрязнения воздушного бассейна.

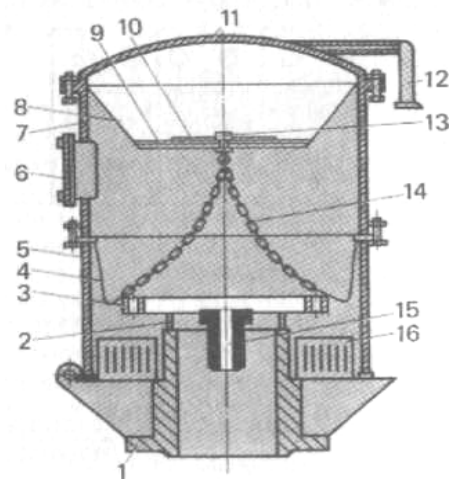


Рис. 14.15. **Непромерзающий дыхательный клапан типа НДКМ:** 1 – патрубок; 2 – седло; 3 – нижняя тарелка; 4 – мембрана нижняя; 5 – нижний корпус; 6 – крышка бокового люка; 7 – верхний корпус; 8 – мембрана верхняя; 9 – диски; 10 – регулировочный груз; 11 – крышка; 12 – трубка для сообщения надмембранной камеры с атмосферой; 13 – пружина-демпфер; 14 – цепочка; 15 – импульсная трубка; 16 – кассета огнепреградителя

Таблица 14.4

Технические характеристики клапанов типа НДКМ*

Параметры	НДКМ-150	НДКМ-200	НДКМ-250	НДКМ-350
Диаметр условного прохода, мм	150	200	250	350
Пропускная способность для РВС, м ³ /ч	500	900	1 500	3 000
Масса, кг	43	52	77	105

*Все клапаны типа НДКМ срабатывают при давлении 1 471,5 – 1 962 Па и при вакууме 176 – 196 Па.

Таблица 14.5

Технические характеристики клапанов типа КПП*

Параметры	КПП-150	КПП-200	КПП-250	КПП-350
Диаметр условного прохода, мм	150	200	250	350
Давление срабатывания (зависит от сменной чашки), Па	1 962 – 1 177			
Вакуум срабатывания (зависит от сменной чашки), Па	245 – 294 343 – 392 883 – 981	245 – 294 343 – 392 883 – 981	245 – 294 343 – 392 883 – 981	245 – 294 343 – 392 883 – 981
Пропускная способность (по воздуху), м ³ /ч, при вакууме, Па:				
245 – 392	500	900	1 500	2 700
981	900	1 300	2 700	5 000
Масса сухого клапана с кассетой огнепреградителя, кг	90	125	170	190
Объем жидкости гидрозатвора, л	16	16	23	35

*Все клапаны типа КПП срабатывают при давлении (в зависимости от сменной чашки) 1 962 – 1 177 Па и при вакууме (в зависимости от сменной чашки) 245 – 294; 343 – 392; 883 – 981 Па

1.7. Применение тепло- и лучеотражающих покрытий

Нанесение на наружную поверхность стальных наземных резервуаров тепло- и лучеотражающих покрытий эффективно влияет на снижение потерь при хранении нефтепродуктов. Достигаемое таким образом снижение интенсивности солнечной радиации приводит к уменьшению амплитуды температурных колебаний газового пространства резервуара и поверхности нефтепродукта. Этот эффект проявляется в основном при длительном хранении нефтепродуктов, когда температура в резервуаре приближается к среднесуточной температуре окружающего воздуха. При температуре нефтепродукта в резервуаре выше среднесуточной температуры воздуха и коэффициенте оборачиваемости 200 и выше в год эффективность применения лучеотражающих покрытий незначительна.

Ниже приведена отражающая способность поверхности резервуаров в зависимости от цвета покрытий.

Цвет окраски	Отражение солнечных лучей, %	Цвет окраски	Отражение солнечных лучей, %
Зеркальная	100	Алюминиевая	35 – 67,0
Белая	90	Светло-серая	57,0
Светло-кремовая	88,5	Серая	47,0
Светло-розовая	86,5	Неокрашенная	10,0
Голубая	85,0	Черная	0
Светло-зеленая	78,5		

Проведенное исследование эффективности использования теплоотражающих эмалей ПФ-5135 и ПФ-5144, нанесенных на наружную поверхность стен и крыши стальных наземных резервуаров, показало возможность сокращения потерь нефтепродуктов в результате испарения в среднем на 16 – 30 % в сравнении с потерями при традиционной окраске лаком БТ 577 с алюминиевой пудрой. Следовательно, лакокрасочные покрытия, обладающие свойством отражать и поглощать лучистый поток, являются эффективным средством сокращения потерь нефтепродуктов при испарении в процессе хранения.

1.8. Хранение нефтепродуктов под повышенным давлением

Сокращения потерь нефтепродуктов можно достичь применением резервуаров повышенного давления (выше 1,96 кПа). Конструктивно они

подразделяются на шаровидные, каплевидные и резервуары конструкции ДИСИ (Днепропетровский инженерно-строительный институт) – цилиндрические со сферической крышей.

Каплевидные резервуары были разработаны на вместимость 3 000, 5 000 и 10 000 м³. Каплевидный резервуар емкостью 5 000 м³ рассчитан на внутреннее давление 70 кПа и вакуум 1 кПа. Оболочка сфероидального резервуара имеет форму капли, изготовлена из стальных листов толщиной 6 мм и укреплена для придания жесткости каркасом из поперечных и диагональных ребер. В нижней части оболочка плавно соединяется с плоским дном. Изготавливать их можно методом рулонирования.

Резервуары конструкции ДИСИ разработаны вместимостью 2 000 м³ с избыточным давлением от 13 до 25 кПа и вакуумом 0,5 – 1,5 кПа.

Конструктивно резервуар ДИСИ имеет цилиндрический кожух, собранный из листов различной толщины со ступенчатым расположением поясов, и сварную сфероцилиндрическую кровлю. Днище резервуара плоское. Резервуар крепится к фундаменту анкерными болтами.

Сравнительные технико-экономические показатели резервуаров повышенного давления и вертикальных цилиндрических резервуаров (РВС) приведены в табл. 14.6. При этом следует иметь в виду, что резервуары повышенного давления не находят широкого применения из-за сложности конструкции и отсутствия надежной регулирующей аппаратуры.

Таблица 14.6

Технико-экономические показатели резервуаров

Показатели	Каплевидные резервуары, м ³			Резервуары типа ДИСИ, м ³		
	3 000	5 000	10 000	700	1 000	2 000
Вместимость, м ³	2 655	5 010	9 200	770	1 235	2 052
Масса металлоконструкций, т	81,69	121,85	196,86	21,0	30,7	45,0
Расход стали на 1 м ³ вместимости, кг	30,7	24,3	21,4	27,2	24,9	21,8
Избыточное давление, Па	68 650	68 650	68 650	17 650	14 710	12 750
Вакуум, Па	981	981	981	981	490	490

1.9. Обнаружение утечек нефтепродуктов из подземных резервуаров

Утечка нефтепродуктов из подземных резервуаров вследствие коррозии днища и стенок приводит к загрязнению почвы и грунтовых вод, поэтому разработка способов обнаружения утечек имеет важное значение для охраны окружающей среды. Существующие в настоящее время приборы предназначены в основном для контроля количества нефтепродуктов в

резервуарах и для обнаружения утечек недостаточно эффективны. В отечественной и зарубежной практике разрабатываются **жидкостные, вакуумные и лазерные приборы** для обнаружения утечек с использованием гидрофона в качестве датчика акустических колебаний.

При использовании приборов **жидкостного действия** (для подземных резервуаров с двойными стенками) пространство между стенками резервуара заполняют морозостойкой контрольной жидкостью. При разгерметизации наружной или внутренней стенок резервуара контрольная жидкость вытекает из полого пространства резервуара и из резервного бачка. При неисправности внутренней стенки контрольная жидкость вытекает в резервуар с нефтепродуктом, наружной стенки – в грунт. В случае использования прибора вакуумного действия в полом пространстве между стенками резервуара, соединенными трубкой с оптико-акустическим индикатором, создается определенное разрежение. При разгерметизации в наружной или внутренней стенках резервуара снижается вакуум в межстенном пространстве, включаются звуковой и световой сигнал.

Метод обнаружения утечек нефтепродуктов из подземного резервуара **с помощью лазера** позволяет обнаружить утечку объемом около 0,2 л/ч.

Принцип действия прибора заключается в следующем: луч лазера, направляемый в резервуар, проходит через поверхностный слой и, отражаясь, попадает на вторичный прибор, который мгновенно показывает в цифровой форме относительный уровень жидкости. Устройство из двух труб опускают внутрь резервуара через люк. Сначала обе трубки открыты снизу и частично заполняются жидкостью. Затем одну из трубок закрывают снизу. На поверхности жидкости внутри каждой трубки плавают зеркала, от которых отражаются лучи лазера.

Применение двухтрубного устройства уравнивает действие факторов, способных повлиять на уровень жидкости в обеих трубках (температуру, испарение, конденсацию, вибрацию и др.). Единственным регистрируемым фактором является утечка нефтепродукта из резервуара, в результате которой уровень жидкости в открытой снизу трубке снижается, в то время как уровень жидкости в закрытой снизу трубке остается неизменным.

Метод очень чувствителен, даже к малейшим колебаниям уровня.

В детекторе утечек **акустического типа** резервуаров для хранения нефтепродуктов используется гидрофон для преобразования акустических колебаний в жидкости в электрические сигналы.

Существуют различные способы обнаружения утечек нефтепродуктов из резервуаров, связанные с их определением в сточных или дренажных водах по изменению электрического сопротивления или диэлектриче-

ской проницаемости между водой и нефтепродуктом, разнице в их плотности, а также по изменению физических или химических свойств чувствительного элемента при непосредственном контакте с нефтепродуктом.

Обнаружение пленки нефтепродукта толщиной не менее 3 – 5 мм по изменению электрического сопротивления основано на разности электростатической емкости, воды и нефтепродукта.

Обнаружение утечки по разности относительной диэлектрической проницаемости нефтепродукта и воды. Прибор, работающий по принципу, конструктивно он представляет собой поплавков с вмонтированной внутри электронной схемой.

Обнаружение пленки нефтепродукта по отражению света. От поверхности воды отражается около 2 % падающего света, а от поверхности пленки нефтепродукта – более 3 %. Этим способом можно обнаруживать пленку нефтепродуктов толщиной более 0,001 мм.

Обнаружение утечек по разности плотности воды и нефтепродукта в контрольном колодце. Конструктивно датчик представляет собой поплавков, снабженный магнитом, находящийся на поверхности воды (рис. 14.16). При наличии пленки нефтепродукта поплавок погружается и замыкает контакт. Этим способом можно обнаружить пленку нефтепродукта при толщине не менее 10 мм.

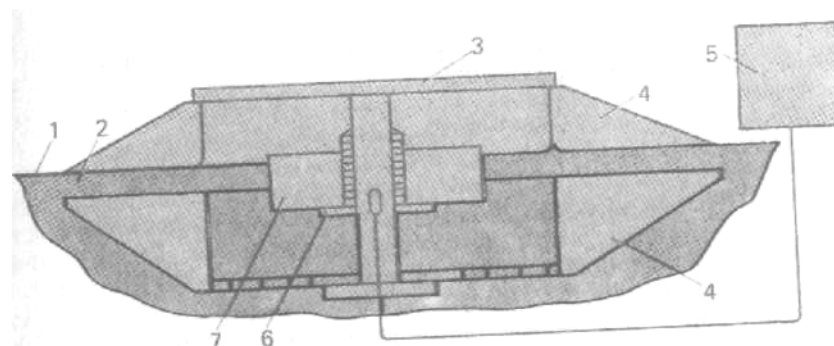


Рис. 14.16. Прибор для обнаружения утечек нефтепродуктов по разности плотности жидкостей: 1 – поверхность воды; 2 – отверстие для поступления жидкости; 3 – крышка; 4 – плотик; 5 – вторичное устройство; 6 – магнит; 7 – поплавок с магнитом

Разработан прибор – плавкий предохранитель для определения нефти и продуктов ее переработки в воде.

Прибор представляет собой эластичную мембрану, находящуюся под напряжением, создаваемым электромагнитным выключателем, который в нормальном состоянии открыт. Узел размещен в жестком полихлорвиниловом корпусе, который может быть зафиксирован в любом положении.

Мембрана при контакте с нефтью, бензином и другими нефтепродуктами быстро разрушается и подает импульс на закрытие выключателя. При этом появляется предупреждающий сигнал.

Время срабатывания прибора при обнаружении бензина – 5 с, нефти – 10 мин.

1.10. Противокоррозионная защита резервуаров

Коррозионные повреждения днища наземных вертикальных резервуаров (а в заглубленных емкостях – также и наружных стенок) в большинстве случаев обнаруживаются только при утечке нефтепродукта. Коррозия металлических листов резервуаров может быть внешней и внутренней. Внутренняя коррозия поражает стенки, днище и верхний пояс кровли и зависит от марки хранимой нефти и нефтепродукта. Внешняя коррозия возможна при образовании влажной электропроводящей среды в зоне контакта днища с основанием резервуара из-за ее дифференциальной аэрации, биметаллического электрохимического воздействия, влияния катодной защиты соседних сооружений и блуждающих токов, а также жизнедеятельности бактерий.

Дифференциальная аэрация зоны контакта днища с основанием резервуара проявляется во время проведения операций слива-налива, когда днище испытывает колебательные движения, попеременно плотно прилегает к основанию и вытесняет скопившиеся под ним воду и воздух, а поднимаясь, втягивает в зону контакта влажный воздух и воду, которые из-за неплотного прилегания днища к изоляционному покрытию становятся причиной коррозии.

Биметаллическая электрохимическая коррозия возможна при электрическом заземлении резервуара оголенной медной проволокой, т.к. медь и сталь образуют гальваническую пару. Вредное воздействие на днище резервуара могут оказывать также системы катодной защиты соседних сооружений и блуждающие токи промышленных объектов. Постоянные токи катодной защиты, проникая в одну зону днища и выходя через другую, могут вызвать коррозию.

Причиной коррозии могут быть и сульфатвосстанавливающие бактерии, находящиеся в земле и воде в местах контакта с днищем резервуара.

Для предотвращения коррозии днища резервуаров применяют дренаж, герметизацию основания и катодную защиту.

Подготовка основания для установки резервуаров заключается в применении битумных пропиток с резиновыми включениями или бутил-

каучука. Резиновый битум не разлагается под действием тепла и не образует газовых раковин. Защитное покрытие постепенно стареет и защиту днища обеспечивает катодная защита. Обычно применяют комплексную защиту всего нефтехранилища.

Для внутренней противокоррозионной защиты используют катодную защиту, ингибиторы коррозии, лакокрасочные и полимерные материалы.

Внутренняя катодная защита, устанавливается независимо от системы внешней катодной защиты и обеспечивается реактивными анодами, состоящими из сплава алюминия с цинком (4 – 6 %), кадмием (0,01 – 0,03 %) и силицием (0,1 %). Стороны анода, параллельные листам днища, покрывают эпоксидной смолой. Потенциал катодной защиты контролируется по эталонным электродам.

Противокоррозионная защита достигается также добавлением в нефтепродукты ингибиторов коррозии. Эффективность применения ингибиторов следует определять в каждом конкретном случае в зависимости от вида нефтепродуктов и условий их хранения.

Лакокрасочные и полимерные покрытия, наносимые на внутреннюю поверхность резервуаров, предназначенных для хранения нефти и нефтепродуктов, защищают металл от коррозии. Применяется большое число покрытий:

- на основе перхлорвиниловых и сополимервинилхлоридных материалов (эмали ХС-710, ХС-717, ХС-720, ВЛ-516, ВЛ-725);
- на основе дивинил-ацетилена (этиленовые покрытия);
- на основе меламино- и фенолформальдегидных смол (эмали МЛ-729, ФЛ-787, ФЛ-61, ФЛ-777, покрытие на основе бакелитового лака);
- на основе эпоксидных смол (эмали ЭП-56, ЭП-140, грунт-шпаклевка ЭП-00-10, краска ЭП-755 на основе эпоксиэфиров).

Большое значение имеет подготовка стальных поверхностей перед нанесением противокоррозионных покрытий, т.к. при нанесении лакокрасочных покрытий на плохо очищенную ржавую поверхность происходит адгезия краски не к металлу, а к покрывающему его слою ржавчины. Такое покрытие быстро отлетает со слоем ржавчины при ударах, изгибах и вибрации. При этом процесс коррозии не прекращается, хотя покрытия и выполняют задание барьера, препятствующего проникновению влаги, кислорода и других агрессивных компонентов.

Подготовка стальных поверхностей перед нанесением покрытий заключается в применении паст для снятия ржавчины, травлении, пескоструйной и дробеструйной обработке. Наиболее перспективный метод подготовки поверхности металла под лакокрасочные покрытия – использование преобразователей ржавчины (ПР), которые наносят непосредственно

на ржавую поверхность. Преобразователи ржавчины представляют собой смеси веществ, содержащих кислоты, под действием которых компоненты ржавчины превращаются в соли и пассивируют процесс коррозии.

Модификаторы ржавчины типа ПРЛ-2 и ЭВА-01 ГИСИ успешно используются для подготовки резервуаров перед окраской. Многолетний опыт применения противокоррозионного покрытия на основе смолы ФАЭД свидетельствует о том, что полимерное покрытие обладает хорошими защитными свойствами, не влияет на качество топлив. Результаты обследования после 10 лет эксплуатации резервуаров показали, что при применении покрытия скорость коррозии металла внутри резервуаров существенно снизилась и составила при хранении дизельных топлив 0,04 мм/год, а топлива ТС-1 0,015 мм/год. Скорость коррозии незащищенного металла достигает 0,1 – 0,15 мм/год, а в некоторых случаях, для металла днищ резервуаров с дизельным топливом, – 0,29 мм/год.

Неорганические противокоррозионные покрытия на основе силикатов, обогащенных цинком (силикацинк-2, силикацинк-3), нефтепромысловых резервуаров, показали хорошую стойкость в условиях повышенной коррозионной активности.

В последние годы ведутся интенсивные исследования в области разработки полимерных противокоррозионных покрытий, армированных чешуйками стекла. Получены различные составы, обеспечивающие противокоррозионную защиту. В качестве полимерной основы покрытий можно использовать полиэфир, сложный виниловый эфир и эпоксидную смолу. Составы покрытий зависят от требований к противокоррозионным и механическим свойствам, а также от способа их нанесения.

Важные задачи стоят перед исследователями и эксплуатационниками в деле унификации противокоррозионной защиты резервуаров для нефти и нефтепродуктов, особенно после выхода постановления Госстандарта СССР от 7 августа 1984 г. № 2 776, утвердившего ГОСТ 1 510-84 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение», согласно которому нефть и нефтепродукты должны храниться в металлических резервуарах с внутренним маслобензостойким и паростойким защитным покрытием.

1.11. Способы хранения нефтепродуктов, предотвращающие загрязнение окружающей среды

Широкое распространение получило хранение нефтепродуктов в подземных нефтехранилищах в отложениях каменной соли и шахтных вы-

работках. Природные подземные хранилища обладают следующими преимуществами:

- отсутствие потерь в результате испарения;
- меньшее старение и окисление продуктов, чем в хранилищах других типов;
- уменьшение загрязнения окружающей среды вредными выбросами нефтепродуктов;
- возможность хранения значительных запасов нефтепродуктов на небольшой территории, занимаемой подземной нефтебазой.

При создании подземных хранилищ резко снижаются капитальные вложения, эксплуатационные расходы, а также размеры земельных участков, занимаемых под строительство. Сооружение подземных хранилищ – один из прогрессивных и эффективных способов накопления запасов нефтепродуктов, выравнивания ритма производства, транспортирования и потребления, снижения материалоемкости строительства и повышения экономии денежных средств, охраны окружающей среды.

1.12. Хранение нефтепродуктов в отложениях каменной соли

Хранилища для нефтепродуктов в отложениях каменной соли находят наибольшее распространение. Сооружение подземных резервуаров заключается в выщелачивании пресной водой каменной соли. Для создания таких резервуаров важное значение имеют горногеологические факторы и химическая активность взаимодействия пород с хранимым продуктом. Порода, в которой сооружается хранилище, должна иметь достаточную плотность и устойчивость.

При выборе места расположения хранилища важное значение имеет наличие источника водоснабжения и возможность удаления образующегося в процессе создания хранилищ рассола (утилизация и сброс). Лучшим вариантом является передача рассола предприятиям химической промышленности. Существующие ограничения по содержанию хлористого натрия исключают сброс рассола в поверхностные водоемы.

Подземные хранилища в соляном пласте относятся к капитальным сооружениям, рассчитанным на длительную эксплуатацию, поэтому камеры должны иметь форму, обеспечивающую устойчивость. Наиболее устойчивы подземные камеры, имеющие форму, близкую к шару.

При выборе основных параметров подземных хранилищ – глубины заложения, объема и размеров, характеризующих форму емкости, в каждом отдельном случае необходимо учитывать конкретные условия. Объем

хранилища зависит от режима работы транспортно-распределительной сети, неравномерности поступления продуктов для хранения и т.д. Одним из главных элементов, определяющих экономическую эффективность подземного хранилища нефтепродуктов, является объем отдельных резервуаров в его составе. Наиболее экономично при прочих равных условиях хранилище, в котором весь объем сосредоточен в одном резервуаре. Поэтому в мировой практике строительства подземных хранилищ стремятся к сооружению единичных камер значительного объема. Рассматривая экономические показатели подземного хранилища в соляных отложениях, следует иметь в виду возможность увеличения объема хранилища в процессе эксплуатации в результате дополнительного растворения стенок при вытеснении продукта водой или слабоминерализованным раствором.

В зависимости от технологии размыва можно получать каверны различной формы. Теоретические и экспериментальные исследования в области разработки подземных нефтехранилищ в отложениях каменных солей, их эксплуатации и влияния вмещающих пород на качество хранимых нефтепродуктов подробно изложены в работах советских ученых.

Современное развитие техники бурения сделало возможным сооружать подземные хранилища на любой глубине. Для каждого нефтепродукта с учетом конкретных условий можно определить оптимальную глубину заложения и объем одиночной камеры подземного хранилища. Сохранение удовлетворительных эксплуатационных свойств топлив при их длительном контакте с каменной солью и ее насыщенным раствором в условиях повышенных температур и давлений является главным показателем для оценки перспективности дальнейшего строительства подземных хранилищ в отложениях каменной соли для товарных нефтепродуктов.

Химический состав каменной соли большинства изученных месторождений характеризуется несколькими основными компонентами: NaCl (галит) – 85 – 99 %; CaSO₄ (ангидрид) – 0,2 – 6,8 %; незначительное количество хлоридов магния, калия, кальция и нерастворимый осадок (карбонатно-глинистый материал) от 0,1 до 13 – 17 %.

Сооружение подземного хранилища методом бурения проводят следующим образом. Устанавливают обсадную колонну, в которую опускают технологическую колонну из двух труб, и через нее путем подачи воды производят размыв хранилища. Рассол выходит по центральной (рассольной) колонне. В межтрубное пространство (между обсадной и технологической колоннами) закачивают нерастворитель – нефтепродукт или воздух, предохраняющий верхнюю часть хранилища (потолочину) от размыва в нежелательном направлении.

В процессе выщелачивания соль переходит из твердого состояния в раствор через пограничный слой, мгновенно покрывающий поверхность растворимой породы. Перенос соли в пограничный слой происходит в результате молекулярной диффузии, а в основную толщу растворителя – конвективной диффузии. Перенос конвекцией в свою очередь влияет на скорость растворения через градиент концентрации соли у поверхности. При размыве камеры температура рассола в ней и температура стенки зависит от теплообмена между водой и рассолом при их движении в скважине и интенсивности растворения соли.

Формообразование зависит от скорости изменения во времени размеров камеры в разных направлениях. Эта скорость в свою очередь зависит от состава соли, количества нерастворимых в ней включений, наличия различных поропластов, что необходимо знать для решения вопроса о проектной глубине хранилища.

Для достижения заданной формы подземного резервуара применяют различные методы (прямоточный, противоточный, комбинированный). Наиболее надежным является комбинированный метод размыва, предусматривающий элементы ступенчатого противотока сверху вниз.

Наряду с указанными способами существуют струйный и акустический методы.

После размыва по продолжительности, количеству закачанной воды и полученного рассола рассчитывают проектную емкость подземной камеры, размеры которой перед началом эксплуатации проверяют с помощью звуколокационных и других методов измерения. Сооружение нефтебазы подземного хранения включает в себя проектные разработки для каждой скважины и расчет размыва для создания камер нужного объема, проектирование и выполнение работ по размыву (проектирование насосных станций для воды и рассола, резервуаров для нерастворителя, отстойников рассола и др.), проектирование и сооружение комплекса наземных объектов, характерных для любого нефтехозяйства, а также рассолохранилищ.

При создании подземных хранилищ в отложениях каменных солей возникает необходимость утилизации и сброса большого количества насыщенного раствора каменной соли, образующегося в процессе выщелачивания камер. В целях защиты окружающей среды, во избежание загрязнения источников водоснабжения не допускается сбрасывать рассол в пресные водоемы и в подземные влагопоглощающие коллекторы. В зависимости от особенностей местности и условий эксплуатации для предотвращения утечек хлористо-натриевых рассолов применяют защитные противо-

фильтрационные экраны из глинистых грунтов, безусадочного полимерцементного бетона, а также экраны из полиэтиленовой пленки, синтетического каучука и различных герметиков.

Рассолохранилища состоят из отдельных сообщающихся котлованов, разделенных обвалованиями, через которые проложены перемычки. По периметру рассолохранилища делают шурфы, с помощью которых выявляют возможную утечку рассола и оборудуют дренажные устройства.

Принципиальная схема подземного хранилища в отложениях каменной соли в наиболее распространенном варианте с применением рассола для вытеснения нефтепродуктов приведена на рис. 14.17.

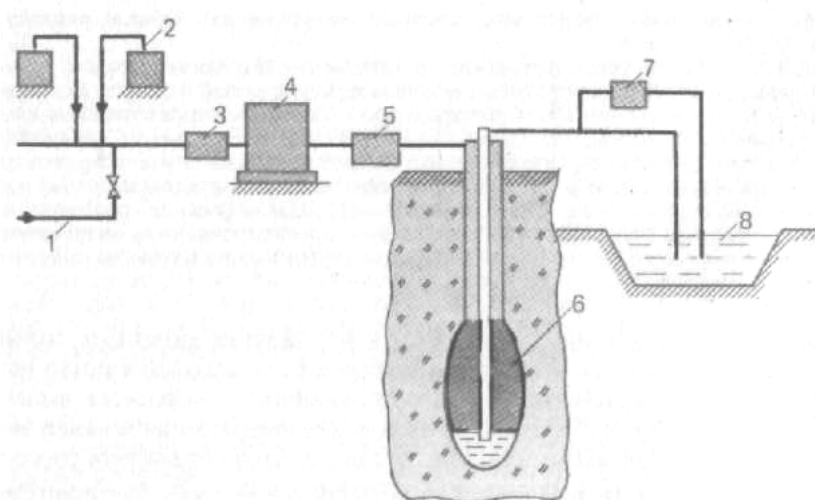


Рис. 14.17. Принципиальная схема подземного хранилища для нефтепродуктов в отложениях каменной соли: 1 – продуктопровод; 2 – эстажада; 3 – насосы низкого давления; 4 – промежуточный резервуар; 5 – насосы высокого давления; 6 – подземное хранилище; 7 – насос для рассола; 8 – рассолохранилище

Нефтепродукт насосами низкого давления 3 из железнодорожных цистерн перекачивается в буферные резервуары 4, откуда насосами высокого давления подается в подземное хранилище 6. При этом рассол по центральной (рассольной) трубе поступает в рассолохранилище 8. При отборе нефтепродукта рассол насосом 7 подается в центральную трубу и по межтрубному пространству вытесняет продукт, который поступает в буферные емкости для отстоя и затем направляется потребителю.

В период эксплуатации необходимо учитывать, что в межтрубном пространстве скважины (в оголовке) создается высокое гидростатическое давление (P) вследствие разницы в плотностях рассола ρ_R и топлива ρ_T при глубине столба H_M . При этом

$$P = (\rho_P - \rho_T) \cdot H_M. \quad (14.26)$$

При плотности бензина $\rho_b = 700 \text{ кг/м}^3$, дизельного топлива $\rho_d = 860 \text{ кг/м}^3$ и рассола $\rho_P = 1\,210 \text{ кг/м}^3$ прирост давления на каждые 100 м глубины составит, соответственно (в МПа):

$$(1\,210 - 700)100 = 51;$$

$$(1\,210 - 860)100 = 35.$$

Проведенные исследования качества нефтяных топлив при хранении в соляных отложениях показали, что наиболее заметным изменениям подвергаются следующие показатели качества:

- у автомобильных бензинов – кислотность, концентрация фактических смол, октановое число и химическая стабильность, индукционный период (для неэтилированных бензинов), цвет (для этилированных бензинов);
- у дизельных топлив – кислотность и концентрация фактических смол; у реактивных топлив – термическая стабильность в статических и динамических условиях, содержащие присадок, концентрация фактических смол, кислотность.

Характер и скорость изменения показателей качества топлив в отложениях каменной соли зависят от ее состава, включений, содержащихся в ней, а также от температуры вмещающей породы.

МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

План лекций

1. Снижение испарения нефтепродуктов при хранении в резервуарах. Предотвращение утечек нефтепродуктов из резервуаров:

- плавающие крыши и понтоны;
- хранение под слоем инертного газа;
- улавливание и регенерация;
- применение газоуравнительной системы;
- совершенствование дыхательной и предохранительной арматуры;
- хранение нефтепродуктов под повышенным давлением;
- применение дисков-отражателей;
- обнаружение утечек из подземных резервуаров;
- хранение нефтепродуктов в отложениях каменной соли.

Вопросы для предварительного контроля

1. Плавающие крыши и понтоны.
2. Применение газоуравнительной системы.
3. Хранение нефтепродуктов под повышенным давлением.
4. Обнаружение утечек из подземных резервуаров.
5. Хранение нефтепродуктов в отложениях каменной соли.

ТЕСТЫ И ЗАДАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ОБУЧЕНИЯ

На оценку «удовлетворительно»

1. Плавающие крыши и понтоны.
2. Улавливание и регенерация.
3. Совершенствование дыхательной и предохранительной арматуры.
4. Обнаружение утечек из подземных резервуаров.
5. Хранение нефтепродуктов в отложениях каменной соли.

На оценку «хорошо»

1. Плавающие крыши и понтоны.
2. Хранение под слоем инертного газа.
3. Улавливание и регенерация.
4. Применение газоуравнительной системы.
5. Применение дисков-отражателей.
6. Хранение нефтепродуктов в отложениях каменной соли.

На оценку «отлично»

1. Плавающие крыши и понтоны.
2. Хранение под слоем инертного газа.
3. Улавливание и регенерация.
4. Применение газоуравнительной системы.
5. Применение дисков-отражателей.
6. Обнаружение утечек из подземных резервуаров.
7. Хранение нефтепродуктов в отложениях каменной соли.

ПЕРЕЧЕНЬ ЭКЗАМЕНАЦИОННЫХ ВОПРОСОВ

1. Классификация СНН и хранимых жидкостей.
2. Генеральный план СНН.
3. Режим работы СНН.
4. Хранение нефтепродуктов.
5. Требования, предъявляемые к оборудованию резервуаров.
6. Хранение нефтепродуктов в таре.
7. Прием и отгрузка нефтепродуктов.
8. Перекачка нефтепродуктов.
9. Измерение количества нефтепродуктов.
10. Подогрев нефтепродуктов.
11. Отработанные нефтепродукты.
12. Мероприятия по охране окружающей природной среды.
13. Давление насыщенных паров нефтепродуктов.
14. Вязкость нефтепродуктов.
15. Теплофизические свойства нефтей и нефтепродуктов.
16. Технические характеристики нефтей и нефтепродуктов.
17. Показатели качества бензинов.
18. Топлива дизельные.
19. Масла моторные.
20. Причины изменения качества нефтепродуктов.
21. Правила хранения нефтепродуктов.
22. Мероприятия по сохранению качества нефтепродуктов.
23. Восстановление качества нефти и нефтепродуктов.
24. Классификация нефтебаз. Номенклатура резервуаров.
25. Устройство вертикальных изотермических, осесимметричных каплевидных и горизонтальных резервуаров.
26. Эксплуатация резервуарных парков.
27. Потери нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуарных парков.
28. Резервуары с плавающей крышей.
29. Классификация трубопроводов.
30. Способы и типы соединений трубопроводов.
31. Классификация и применение арматуры.
32. Виды, обозначение и отличительная окраска арматуры.
33. Компенсаторы.
34. Устройство насосных станций. Оборудование насосных станций.
35. Подбор насосов и приводных двигателей.

36. Расчет фундаментов под насосные агрегаты.
37. Технологические схемы трубопроводов.
38. Технологический расчет трубопроводов.
39. Механический расчет трубопроводов.
40. Гидравлический расчет изотермических трубопроводов.
41. Гидравлический расчет неизотермических трубопроводов.
42. Гидравлический расчет коллекторов.
43. Гидравлический расчет сифонных трубопроводов.
44. Гидравлический расчет разветвленных трубопроводных коммуникаций.
45. Определение времени слива нефтепродуктов из транспортных емкостей.
46. Расчет пропускной способности безнапорных трубопроводов круглого сечения
47. Расчет пропускной способности отводной трубы
48. Классификация и устройство железнодорожных цистерн.
49. Сливно-наливные операции на нефтебазах.
50. Устройство и принцип работы установки нижнего слива и налива нефтепродуктов.
51. Расчет времени слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн.
52. Автомобильный транспорт.
53. Водный транспорт
54. Подводный транспорт нефтепродуктов
55. Способы измерения количества нефтепродуктов.
56. Способы подогрева нефтепродуктов.
57. Снижение испарения нефтепродуктов при хранении в резервуарах. Предотвращение утечек нефтепродуктов из резервуаров.
58. Хранение нефтепродуктов под слоем инертного газа.
59. Улавливание и регенерация нефтепродуктов.
60. Применение газоуравнительной системы и дисков-отражателей для уменьшения потерь нефтепродуктов.
61. Классификация и общая характеристика АЗС.
62. Технологическое оборудование АЗС
63. Резервуары АЗС.
64. Оборудование резервуаров АЗС.
65. Устройство и оборудование ТРК.
66. Автомобильные цистерны для транспортирования топлива и заправки техники.

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Предприятие по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаза) – самостоятельное предприятие по обеспечению приема, хранения и отгрузки нефтепродуктов с резервуарным парком и комплексом зданий, сооружений и инженерных коммуникаций производственного и вспомогательного назначения.

Перевалочное (перевалочно-распределительное) предприятие по обеспечению нефтепродуктами (перевалочная нефтебаза) – предприятие, являющееся промежуточным звеном по приему, хранению и отгрузке нефтепродуктов между районами производства и районами потребления и предназначенное для приема сравнительно больших партий нефтепродуктов с одного вида транспорта (железнодорожный, трубопроводный, речной, морской) и отгрузки нефтепродуктов этим или другими видами транспорта более мелкими партиями на распределительные предприятия.

Распределительное предприятие по обеспечению нефтепродуктами (распределительная нефтебаза) – предприятие, предназначенное для приема, хранения и распределения нефтепродуктов в территориально-ограниченном районе обслуживания. Получает нефтепродукты всеми видами транспорта, а отгружает, в основном, автомобильным и в таре.

График поступления и отгрузки – графическое совмещение месячных объемов поступления на нефтебазу и отгрузки с нее каждого сорта нефтепродукта по фактическим данным за последние несколько лет.

Норма запаса нефтепродукта – объем нефтепродукта, создаваемый на нефтебазе для бесперебойного снабжения потребителей в течение расчетного периода. С учетом коэффициента использования емкости резервуаров является расчетной вместимостью (емкостью) резервуарного парка (резервуара).

Текущий запас нефтепродуктов – количество нефтепродуктов, необходимое для бесперебойного обеспечения потребителей в расчетный период между очередными поставками в условиях неравномерности поставок и потребления.

Страховой запас нефтепродуктов – дополнительный запас нефтепродуктов в процентах от текущего запаса, учитывающий колебания фактического потребления нефтепродуктов и гарантирующий обеспеченность нефтепродуктами в непредвиденных случаях.

Транспортный цикл поставок нефтепродуктов – время пробега цистерн в порожнем и груженом состоянии в сутках, затраченное на вы-

полнение всего цикла операций одной и той же цистерной между двумя последовательными погрузками (наливом).

Открытая продуктовая насосная станция – группа насосов, имеющая в своем составе более трех агрегатов и расположенная вне помещений. При количестве агрегатов 3 и меньше группу следует рассматривать как отдельно стоящие насосы.

Фронт слива или налива нефтепродуктов – сливо-наливные устройства и сооружения в совокупности с железнодорожными путями.

Тип нефтепродукта – совокупность нефтепродуктов одинакового функционального назначения (топливо, масло, смазка, битум).

Группа нефтепродуктов – совокупность нефтепродуктов, входящих в один тип, имеющих сходные свойства и область применения (бензин, дизельное топливо, печное топливо, керосин, топливо для реактивных двигателей и др.).

Подгруппа нефтепродуктов - совокупность нефтепродуктов, входящих в одну группу и имеющих сходные показатели качества и условия применения (бензин автомобильный, бензин авиационный, дизельное топливо для быстроходных дизелей и судовых газовых турбин, дизельное топливо для автотранспортных, тепловозных и судовых дизелей, топливо печное, керосин осветительный и т.п.).

Марка нефтепродукта – индивидуальный нефтепродукт (название, номерное или буквенное обозначение), состав и свойство которого регламентированы нормативно-технической документацией (бензин А-6, бензин Аи-93, дизельное топливо «Л», дизельное топливо «З», керосин осветительный КО-30, керосин осветительный КО-25, топливо печное бытовое ТПБ и т.д.).

Вид нефтепродукта – совокупность продуктов, входящих в одну марку, но имеющих разные значения, по одному из показателей качества ГОСТа (бензин летний, бензин зимний, дизельное топливо летнее, дизельное топливо зимнее, дизельное топливо специальное и т.п.).

Сорт нефтепродукта – градация нефтепродукта определенного вида по одному или нескольким показателям качества, установленная нормативной документацией в зависимости от значений, допускаемых отклонений показателей качества (бензин этилированный, бензин неэтилированный, летний бензин с давлением насыщенных паров 500 мм рт. ст., зимний бензин с давлением насыщенных паров 700 мм рт. ст., дизельное топливо с содержанием серы 0,5 %, дизельное топливо вязкостью 3,5 сСт и т.д.)

ЛИТЕРАТУРА

1. Хранение нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие/ В.Н. Антищев, Г.В. Бахмет, Г.Г. Васильев и др.; под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – М.: ФГУП, «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 560 с.
2. П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шамазов. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «Дизайн-Полиграф Сервис», 2002. – 658 с.
3. Ф.А. Давлетьяров, Е.И. Зоря, Д.В. Цагарели. Нефтепродуктообеспечение. Под редакцией д. т. н., профессора Д.В. Цагарели. – М.: ИЦ «Математика», 1998. – 662 с.
4. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение: Справочник/ И.Г. Анисимов, К.М. Бадыштова, С.А. Бнатов и др.; под ред. В.М. Школьников. Изд. 2-е перераб. и доп. – М.: ИЦ «Техинфорт», 1999. – 596 с.
5. Яковлев В.С. Хранение нефтепродуктов. Проблемы защиты окружающей среды. – М.: Химия, 1987. – 152 с.
6. Автозаправочные станции: Оборудование. Эксплуатация. Безопасность: В.Г. Коваленко, А.С. Сафонов, А.И. Ушаков, В. Шергалис. – СПб.: НПИ КЦ, 2003. – 280 с.
7. Проектирование и эксплуатация нефтебаз. Учебник для ВУЗов/ С.Г. Едигаров, В.М. Михайлов, А.Д. Прохоров, В.А. Юфин – М.: Недра, 1982. – 280 с.
8. ВНТП 5-95 «Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами»
9. СНБ 3.02.01-98 «Склады нефти и нефтепродуктов»
10. Коваленко П.В. Методические указания по выполнению курсового проекта по дисциплине «Проектирование и эксплуатация нефтебаз и нефтехранилищ» для студентов специальности 1-70 05 01.– Новополоцк: ПГУ, 2005.

Учебное издание

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЕБАЗ И НЕФТЕХРАНИЛИЩ**

Учебно-методический комплекс
для студентов специальности 1-70 05 01
«Проектирование, сооружение и эксплуатация
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

В 2-х частях

Часть 2

Составители:

КОВАЛЕНКО Павел Васильевич
КЛЕБАНОВА Марина Николаевна

Редактор *Т. А. Дарьянова*

Дизайн обложки *И. С. Васильевой*

Подписано в печать 7.07.06. Формат 60x84 1/16. Гарнитура Таймс. Бумага офсетная.
Печать трафаретная. Усл. печ. л. 19,95. Уч.-изд. л. 18,83. Тираж 50 экз. Заказ 1054.

Издатель и полиграфическое исполнение –
Учреждение образования «Полоцкий государственный университет»

ЛИ № 02330/0133020 от 30. 04. 04

ЛП № 02330/0133128 от 27.05.04

211440, г. Новополоцк, ул. Блохина, 29